

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №21033693

УТВЕРЖДАЮ:



Заместитель Генерального директора
по геологии и разработке
АО «Эмбаунайгаз»

ТАСЕМЕНОВ Е.Т.

2026

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАМЫШИТОВОЕ ЮГО-ЗАПАДНОЕ

Договор №1039740/2024/1 от 06.11.2024г.

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Первый заместитель
директора филиала по геологии
и разработке

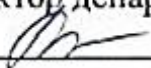
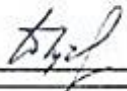
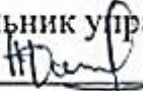
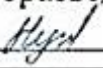
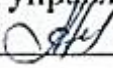
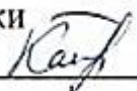
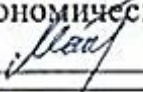


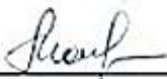
МАРДАНОВ А.С.

ДЖАКСЫЛЫКОВ Т.С.

г. Атырау, 2026г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Директор департамента геологии  Мурзагалиева Ж.С.	Общее руководство
Руководитель проекта, Начальник управления разработки месторождений ЭМГ  Гуковский Д.А.	Общее руководство
Руководитель проекта, Начальник управления геологии и геологоразведки  Даутов А.М.	Общее руководство
Руководитель проекта, Эксперт управления геологии и геологоразведки  Комашев А.О.	Общее руководство
Ответственный исполнитель по геологии, Ведущий инженер управления геологии и геологоразведки  Нұгманова Н.Ә.	Главы 2, 11, раздел 2.5
Ответственный исполнитель по разработке, Старший инженер управления разработки месторождений ЭМГ  Майлыбаев А.С.	Главы 1, 3, 4, 8, 9
Начальник управления геофизики и петрофизики  Жамалиденова Г.Т.	Общее руководство
Ответственный исполнитель по геофизике, Старший инженер управления геофизики и петрофизики  Кайргалиева А.Ж.	разделы 2.2, 2.4
Ведущий инженер управления геофизики и петрофизики  Утепова Ш.Д.	разделы 2.2, 2.4
Старший инженер управления геологии и геологоразведки  Ермеков Э.В.	раздел 2.3
Инженер службы бюджетирования и экономических исследований ПП  Аланбаева А.В.	разделы 3.5, 4.2, главы 5, 12

Нормоконтролер:  Мазирова Г.К.

СОДЕРЖАНИЕ

№№ п/п	Наименование глав и разделов	Стр.
1	2	3
	РЕФЕРАТ	18
	ВВЕДЕНИЕ	19
1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	23
2.	ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	25
2.1	Характеристика геологического строения	25
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	79
2.3	Уточнение физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов эксплуатационных объектов.	98
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	109
2.5	Запасы нефти и газа	115
3.	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	143
3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	143
3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	156
3.2.1	<i>Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения</i>	156
3.2.2	<i>Анализ выработки запасов нефти из пластов</i>	186
3.2.3	<i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i>	197
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	200
3.3.1	<i>Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт</i>	200
3.3.2	<i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки</i>	200
3.4	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	202
3.4.1	<i>Обоснование выделения эксплуатационных объектов</i>	202
3.4.2	<i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	206
3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	213
4.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	219
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	219
4.2	Технико-экономические показатели вариантов разработки	229
4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	236
5.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	238
6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	241

№№ п/п	Наименование глав и разделов	Стр.
1	2	3
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	241
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	245
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	259
6.4	Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	267
6.5	Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	273
6.6	Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	278
7.	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	279
7.1	Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	279
7.2	Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.	284
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	286
9.	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	305
9.1	Гидродинамические исследования скважин	307
9.2	Промыслово-геофизические исследования скважин	308
9.3	Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа	311
9.4	Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод	312
10.	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	315
10.1	Климатические условия расположения месторождения	315
10.2	Организация контроля над выбросами	316
10.3	Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)	320
10.4	Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	320
10.5	Производственные отходы предприятия	294
10.6	Охрана недр	327
10.7	Аварийные ситуации	333
11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	336
12.	РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	337
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	342
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	344

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр
1	2	3	4
1.	2.2.1	Сравнение характеристики толщин горизонтов	84
2.	2.2.2	Сравнение статистических показателей характеристик неоднородности горизонта	85
3.	2.2.3	Сравнение характеристики коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонтов	85
4.	2.2.4	Сравнение статистических рядов распределения проницаемости горизонтов	97
5.	2.3.1	Свойства нефти в пластовых условиях	106
6.	2.3.2	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	107
7.	2.3.3	Компонентный состав растворенного газа, % мол.	108
8.	2.4.1	Результаты исследования по капилляриметрии	109
9.	2.4.2	Данные образцов и результаты исследования по вытеснению нефти водой	111
10.	2.4.3	Результаты анализа смачиваемости по Амотту	112
11.	2.4.4	Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов	113
12.	2.5.1	Величина подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа	116
13.	2.5.2	Величина подсчетных параметров, запасов газа	142
14.	3.1.1	Распределение проведенных гидродинамических исследований по эксплуатационным объектам с начала разработки и за анализируемый период	143
15.	3.1.2	Результаты гидродинамических исследований скважин с начала разработки на 01.01.2026г	149
16.	3.1.3	Количество проведенных замеров по объектам	150
17.	3.1.4	Распределение начального и текущего пластового давления по объектам	151
18.	3.2.1	Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2026г	159
19.	3.2.2	Показатели эксплуатации новых скважин, пробуренных с начала реализации проектного документа	117
20.	3.2.3	Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти	168
21.	3.2.4	Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности продукции	169
22.	3.2.5	Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта	178
23.	3.2.6	Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта	179
24.	3.2.7	Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта	180
25.	3.2.8	Сравнение проектных и фактических показателей разработки IV объекта	181
26.	3.2.9	Сравнение проектных и фактических показателей разработки V объекта	182
27.	3.2.10	Сравнение проектных и фактических показателей разработки VI объекта	183

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр
1	2	3	4
28.	3.2.11	Сравнение проектных и фактических показателей разработки VII объекта	184
29.	3.2.12	Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению	185
30.	3.2.13	Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по эксплуатационным объектам	188
31.	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики горизонтов	204
32.	3.4.2	Адресная программа проведения планируемых мероприятий. Вариант 2	206
33.	3.4.3	Программа проведения ГТМ согласно 3 варианту (рекомендуемый)	207
34.	3.4.4	График бурения скважин по 3 варианту разработки (рекомендуемый)	209
35.	3.4.5	Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки I объекта	210
36.	3.4.6	Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки II объекта	210
37.	3.4.7	Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки III объекта	210
38.	3.4.8	Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки IV объекта	211
39.	3.4.9	Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки V объекта	211
40.	3.4.10	Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки VI объекта	211
41.	3.4.11	Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки VII объекта	212
42.	3.5.1	Маркетинговые показатели	214
43.	3.5.2	Технико-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат	215
44.	3.5.3	Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	216
45.	3.5.4	Ставки налога на добычу	217
46.	3.5.5	Ставки рентного налога на экспорт	117
47.	3.5.6	Шкала экспортной таможенной пошлины	218
48.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	220
49.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	220
50.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	221
51.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	221
52.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	222
53.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	222

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр
1	2	3	4
54.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	223
55.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	223
56.	4.1.9	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по V объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	224
57.	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по V объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	224
58.	4.1.11	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VI объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	225
59.	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VI объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	225
60.	4.1.13	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VII объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	226
61.	4.1.14	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VII объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	226
62.	4.1.15	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 3 (рекомендуемый)	227
63.	4.1.16	Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 3 (рекомендуемый)	227
64.	4.1.17	Основные характеристики расчетных вариантов разработки	228
65.	4.2.1	Капитальные вложение, 3 вариант	230
66.	4.2.2	Бюджетная эффективность, 3 вариант	230
67.	4.2.3	Производственный доход, 3 вариант	231
68.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 3 вариант	232
69.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 3 вариант	234
70.	4.3.1	Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)	236
71.	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом за рентабельный период	239
72.	5.2	Технико-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом за расчетный период	240
73.	6.1.1	Распределение действующих скважин по дебитам жидкости и диаметрам насосов по состоянию на 01.01.2026г	243
74.	6.1.2	Распределение действующих скважин по коэффициентам подачи насосов УШГН в зависимости от диаметра насоса по состоянию на 01.01.2026г	243
75.	6.2.1	Результаты проведения обработки призабойной зоны растворителем МЛ-Супер на м/р. Юго-Западное Камышитовое за 2013г.	248
76.	6.2.2	Результаты проведения обработки призабойной зоны ОГН на м/р. Юго-Западное Камышитовое за 2016г.	249
77.	6.2.3	Результаты проведения обработки призабойной зоны ОГН на м/р. Юго-Западное Камышитовое за 2017г.	252
78.	6.2.4	Результаты промывок (ОГН) за 2016-2017 гг.	253
79.	6.2.5	Результаты проведённых работ по промывке песчаных пробок на м/р Юго-Западное Камышитовое за 2015г.	254

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр
1	2	3	4
80.	6.2.6	Результаты проведенных работ по промывке песчаных пробок на м/р Юго-Западное Камышитовое за 2016г.	254
81.	6.2.7	Результаты проведенных работ по промывке песчаных пробок на м/р Юго-Западное Камышитовое за 2017г.	255
82.	6.3.1	Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Камышитовое Юго-Западное	260
83.	6.4.1	Баланс газа месторождения Юго-Западное Камышитовое, млн. м3, 3-вариант (рекомендуемый)	271
84.	6.5.1	Допустимые содержание механических примесей и нефти	273
85.	6.5.2	Технологические приемы обработки воды	274
86.	6.5.3	Характеристика действующих нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2026	275
87.	6.5.4	Техническая характеристика центробежного секционного насоса ЦНС 300/600	277
88.	6.5.5	Параметры работы БКНС с ЦНС-300/600	277
89.	7.1.1	Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин №№ 375; 376 на III объект глубиной 600м по вертикали.	280
90.	7.1.2	Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин №№ 379; 380; 377; 378 на V и VI объекты глубиной 700м по вертикали.	281
91.	7.1.3	Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №№ 375; 376 на III объект глубиной 600м по вертикали.	282
92.	7.1.4	Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №№ 379; 380; 377; 378 на V и VI объекты глубиной 720м по вертикали.	282
93.	7.1.5	Рекомендуемые параметры бурового раствора месторождения Юго-Западная Камышитовое.	283
94.	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. I объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)	287
95.	8.2	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. II объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)	289
96.	8.3	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. III объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)	292
97.	8.4	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. IV объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)	294
98.	8.5	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. V объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)	296
99.	8.6	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. VI объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)	298
100.	8.7	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. VII объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)	300
101.	8.8	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. Месторождения. Вариант 3 (Рекомендуемый)	302
102.	9.1	Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки	313
103.	10.1	Общая климатическая характеристика	315
104.	10.2	Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)	316
105.	10.3	Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра (м/с)	317

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр
1	2	3	4
106.	10.4	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	316
107.	10.5	Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны	317
108.	10.6	Размеры СЗЗ	320
109.	10.7	Результаты анализов проб подземных вод, полученных в 2017 году	322
110.	12.1	Ликвидация скважин на конец контрактного периода по рекомендуемому варианту	338
111.	12.2	Объекты и оборудования подлежащие ликвидации	338
112.	12.3	Масса рекультивируемой земли	340
113.	12.4	Сводный экономический расчет по полной ликвидации месторождения	341
114.	12.5	Расчет отчислений в Ликвидационный фонд с учетом инфляции по месторождению	341

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Обзорная карта	24
2.	2.1.1	Структурная карта по III ОГ	30
3.	2.1.2	Структурная карта по кровле сантонских отложений (ОГ K2st)	33
4.	2.4.1	График зависимости капиллярного давления от водонасыщенности (мел)	110
5.	2.4.2	График зависимости капиллярного давления от водонасыщенности (юра)	110
6.	2.4.3	Кривые относительной фазовой проницаемости (скв. №301)	112
7.	3.1.1	Результаты исследований МУО по скважине №75	144
8.	3.1.2	Результаты исследований КВД по скважине №49	145
9.	3.1.3	Результаты исследований МУО по скважине №75	146
10.	3.1.4	Результаты исследований МУО по скважине №28	146
11.	3.1.5	Результаты исследований КВД по скважине №159	147
12.	3.1.6	Результаты исследований КВУ по скважине №282	148
13.	3.1.7	Динамика пластового и забойного давления I объекта разработки	151
14.	3.1.8	Динамика пластового и забойного давления II объекта разработки	152
15.	3.1.9	Динамика пластового и забойного давления III объекта разработки	153
16.	3.1.10	Динамика пластового и забойного давления IV объекта разработки	153
17.	3.1.11	Динамика пластового и забойного давления V объекта разработки	154
18.	3.1.12	Динамика пластового и забойного давления VI объекта разработки	154
19.	3.1.13	Динамика пластового и забойного давления VII объекта разработки	155

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
20.	3.2.1	Характеристика фонда скважин в целом по месторождению на 01.01.2026г	160
21.	3.2.2	Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин I объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.	161
22.	3.2.3	Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин I объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.	161
23.	3.2.4	Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин II объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.	162
24.	3.2.5	Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин II объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.	163
25.	3.2.6	Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин III объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.	163
26.	3.2.7	Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин III объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.	164
27.	3.2.8	Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин IV объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.	164
28.	3.2.9	Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин IV объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.	165
29.	3.2.10	Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин V объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.	165
30.	3.2.11	Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин V объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.	166
31.	3.2.12	Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин VI объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.	166
32.	3.2.13	Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин VI объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.	167
33.	3.2.14	Распределение начальных геологических запасов нефти по объектам	186
34.	3.2.15	Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по объектам	186
35.	3.2.16	Распределение утвержденных и текущих КИН по объектам разработки	187
36.	3.2.17	Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. I объект	190

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
37.	3.2.18	Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. II объект	191
38.	3.2.19	Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. III объект	192
39.	3.2.20	Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. IV объект	193
40.	3.2.21	Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. V объект	194
41.	3.2.22	Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. VI объект	195
42.	3.2.23	Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. VII объект	196
43.	6.2.1	Объем проведенных работ, направленных на удаление АСПО и обработки с растворителем МЛ-супер за 2013г.	255
44.	6.2.2	Объем проведенных работ, направленных на удаление АСПО за 2014г.	256
45.	6.2.3	Объем проведенных работ, направленных на удаление АСПО и ППП за 2015г	256
46.	6.2.4	Объем проведенных работ, направленных на удаление АСПО и ППП за 2016г.	256
47.	6.2.5	Объем проведенных работ, направленных на удаление АСПО и ППП за 2017г.	257
48.	6.3.1	Существующая принципиальная схема УПН Юго-Западное Камышитовое	266
49.	6.5.1	Существующая схема системы ППД месторождения Камышитовое Юго-Западное	276
50.	10.1	Роза ветров	316

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр
1	2	3	4
1.	П.2.3.1	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	345
2.	П.2.3.2	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	348
3.	П.2.3.3	Компонентный состав растворенного газа в нефти	353
4.	П.4.1.1	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1	356
5.	П.4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 1	356
6.	П.4.1.3	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1	357
7.	П.4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 1	357
8.	П.4.1.5	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 1	358
9.	П.4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 1	358
10.	П.4.1.7	Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 1	359
11.	П.4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 1	359
12.	П.4.1.9	Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 1	360
13.	П.4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по V объекту. Вариант 1	360
14.	П.4.1.11	Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 1	361
15.	П.4.1.12	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VI объекту. Вариант 1	361
16.	П.4.1.13	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1	362
17.	П.4.1.14	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 1	362
18.	П.4.1.15	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2	363
19.	П.4.1.16	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 2	363
20.	П.4.1.17	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2	364
21.	П.4.1.18	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 2	364
22.	П.4.1.19	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2	365
23.	П.4.1.20	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 2	365
24.	П.4.1.21	Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 2	366
25.	П.4.1.22	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 2	366
26.	П.4.1.23	Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 2	367
27.	П.4.1.24	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по V объекту. Вариант 2	367
28.	П.4.1.25	Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 2	368
29.	П.4.1.26	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VI объекту. Вариант 2	368
30.	П.4.1.27	Характеристика основного фонда скважин VII объекта. Вариант 2	369

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр
1	2	3	4
31.	П.4.1.28	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VII объекту. Вариант 2	369
32.	П.4.1.29	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2	370
33.	П.4.1.30	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 2	370
34.	П.4.2.1	Капитальные вложения (1 вариант)	371
35.	П.4.2.2	Бюджетная эффективность (1 вариант)	371
36.	П.4.2.3	Производственный доход (1 вариант)	371
37.	П.4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли (1 вариант)	372
38.	П.4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (1 вариант)	373
39.	П.4.2.6	Капитальные вложения (2 вариант)	374
40.	П.4.2.7	Бюджетная эффективность (2 вариант)	374
41.	П.4.2.8	Производственный доход (2 вариант)	374
42.	П.4.2.9	Расчет операционных затрат, чистой прибыли (2 вариант)	375
43.	П.4.2.10	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (2 вариант)	376
44.	П.12.1	Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения	377
45.	П.12.2	График ликвидации скважин в период разработки	386

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование	номер приложения	масштаб приложения	степень секретности приложения
1	Геологический профиль	1	гор. 1:5 000 верт. 1:2 000	н/с
2	Геолого-литологический профиль по линий I-I/	2	гор. 1:2 500 вер. 1:1 000	н/с
3	Геолого-литологический профиль по линий II-II/	3	гор. 1:2 500 вер. 1:1 00	н/с
4	Геолого-литологический профиль по линий III-III/	4	гор. 1:2 500 вер. 1:1 00	н/с
5	Геолого-литологический профиль по линий IV-IV/	5	гор. 1:2 500 вер. 1:1 00	н/с
6	Схема обоснования ГНК и ВНК I блок меловых горизонтов	6	1:1 000	н/с
7	Схема обоснования ВНК II блок меловых горизонтов	7	1:1 000	н/с
8	Схема обоснования ГНК и ВНК III, IV, VII блоков меловых горизонтов	8	1:1 000	н/с
9	Схема обоснования ВНК I блок юрских горизонтов	9	1:1 000	н/с
10	Схема обоснования ВНК II блок юрских горизонтов	10	1:1 000	н/с
11	Схема обоснования ВНК III, IV, VII блоков юрских горизонтов	11	1:1 000	н/с
12	Схема обоснования ВНК пермтриасовых горизонтов	12	1:1 000	н/с
13	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин I-a ₁₃ продуктивный горизонт	13	1:5 000	н/с
14	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтегазонасыщенных и газонасыщенных толщин II-a ₁₂ продуктивный горизонт	14	1:5 000	н/с
15	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин II-a ₁ продуктивный горизонт (пласт 1)	15	1:5 000	н/с
16	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин II-a ₁ продуктивный горизонт (пласт 2)	16	1:5 000	н/с
17	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтегазонасыщенных и газонасыщенных толщин II-a ₁₂ продуктивный горизонт	17	1:5 000	н/с
18	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин Неокомский продуктивный горизонт	18	1:5 000	н/с

19	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин III неокомский продуктивный горизонт	19	1:5 000	н/с
20	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин IV неокомский продуктивный горизонт	20	1:5 000	н/с
21	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин I ₁ -J ₂ продуктивный горизонт	21	1:5 000	н/с
22	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин I ₂ -J ₂ продуктивный горизонт	22	1:5 000	н/с
23	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин I ₃ -J ₂ продуктивный горизонт	23	1:5 000	н/с
24	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин I ₄ -J ₂ продуктивный горизонт	24	1:5 000	н/с
25	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин I ₅ -J ₂ продуктивный горизонт	25	1:5 000	н/с
26	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин II-J ₂ продуктивный горизонт (пласт 1)	26	1:5 000	н/с
27	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин II-J ₂ продуктивный горизонт (пласт 2)	27	1:5 000	н/с
28	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин III-J ₂ продуктивный горизонт	28	1:5 000	н/с
29	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин IV-J ₂ продуктивный горизонт	29	1:5 000	н/с
30	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин V-J ₂ продуктивный горизонт	30	1:5 000	н/с
31	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин РТ-I продуктивный горизонт	31	1:5 000	н/с
32	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин РТ-II продуктивный горизонт	32	1:5 000	н/с
33	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин РТ-III продуктивный горизонт	33	1:5 000	н/с
34	Карта фонда скважин	34	1:5 000	н/с
35	Карта текущих и суммарных отборов. I объект	35	1:5 000	н/с
36	Карта текущих и суммарных отборов. II объект	36	1:5 000	н/с
37	Карта текущих и суммарных отборов. III объект	37	1:5 000	н/с
38	Карта текущих и суммарных отборов. IV объект	38	1:5 000	н/с
39	Карта текущих и суммарных отборов. V объект	39	1:5 000	н/с

40	Карта текущих и суммарных отборов. VI объект	40	1:5 000	н/с
41	Карта текущих и суммарных отборов. VII объект	41	1:5 000	н/с
42	Карта проектных и пробуренных скважин I объект	42	1:5 000	н/с
43	Карта проектных и пробуренных скважин II объект	43	1:5 000	н/с
44	Карта проектных и пробуренных скважин III объект	44	1:5 000	н/с
45	Карта проектных и пробуренных скважин IV объект	45	1:5 000	н/с
46	Карта проектных и пробуренных скважин V объект	46	1:5 000	н/с
47	Карта проектных и пробуренных скважин VI объект	47	1:5 000	н/с
48	Карта проектных и пробуренных скважин VII объект	48	1:5 000	н/с
49	Карта изобар. I объект	49	1:5 000	н/с
50	Карта изобар. II объект	50	1:5 000	н/с
51	Карта изобар. III объект	51	1:5 000	н/с
52	Карта изобар. IV объект	52	1:5 000	н/с
53	Карта изобар. V объект	53	1:5 000	н/с
54	Карта изобар. VI объект	54	1:5 000	н/с

Всего: 54 графических приложений на 54 листах.

РЕФЕРАТ

Работа содержит 386 страницы, в т.ч. 114 таблиц, 50 рисунков, 5 табличных приложений, 54 графических приложений.

Ключевые слова: ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ПРОДУКТИВНАЯ ТОЛЩА, ПОДСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ, ПЕРЕВОД ЗАПАСОВ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЯ, ПРОЕКТНАЯ ДОБЫВАЮЩАЯ СКВАЖИНА, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ, ДОРАЗВЕДКА ЗАЛЕЖЕЙ.

Цель работы - обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении.

В проекте приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях.

Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, текущего состояния разработки, определены исходные данные для оценки эффективности разработки с учетом истории эксплуатации скважин, проведена оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда, проанализирована эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки и проведена оценка эффективности процесса разработки.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены 3 варианта разработки.

Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению вариант разработки месторождения.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, мероприятия по контролю за разработкой, доразведке месторождения, охране недр и окружающей среды.

Область применения – месторождение Камышитовое Юго-Западное.

Анализ в работе выполнен по состоянию изученности на 01.01.2026г.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Камышитовое Юго-Западное расположено в Юго-Восточной части междуречья Урал-Волга и находится в пределах Атырауской области Республики Казахстан. Недропользователем месторождения является АО «Эмбаунайгаз», имеющее контракт №211 от 13.08.1998г и лицензию от 01.12.1995г серии МГ №281 на 20 лет на право пользования недрами РК для добычи углеводородного сырья до 2018г. Согласно Дополнению №5 к Контракту, подписанному 25.02.2015г, период разработки месторождения продлен до 2037г.

До 1957г площадь Камышитовое Юго-Западное была затоплена Каспийским морем. В 1957г море отступило и на данной территории была проведена гравиметрическая съемка, выявившая гравитационный минимум Камышитовый.

Структура Камышитовое Юго-Западное выявлена в 1960г сейсморазведкой МОВ. Сейсмические исследования на площади проводились до 1978г. В результате проведенных работ по кровле соли установлено наличие двух сводов, которым по надсолевым отложениям соответствуют структуры Камышитовое и Камышитовое Юго-Западное. Структура месторождения имеет три крыла, разделенные трехлучевым грабеном. Крылья осложнены многочисленными тектоническими нарушениями, образующими поля и блоки. Одновременно с сейсмическими исследованиями с мая 1962г по июнь 1963г проводилось геологическое изучение соляного купола Камышитовый. По результатам бурения 88 картировочных и структурно-поисковых скважин была построена схематическая геологическая карта масштаба 1:50000, подтвердившая данные сейсмических работ. Скважинами изучен разрез надсолевого комплекса и прослежены сбросы грабена.

По результатам проведенных геолого-геофизических работ на месторождении Камышитовое Юго-Западное, на основании бурения 31 поисково-разведочной скважины, Центральной лабораторией ЗКГУ были подсчитаны запасы нефти и газа нижнемеловых и среднеюрских горизонтов по состоянию на 01.10.1968г (Протокол ГКЗ СССР №5706 от 18.06.1969г).

В 1970г был выполнен «Проект пробной эксплуатации месторождения Камышитовый Юго-Западное», утвержденный Миннефтепромом (Приказ МНП СССР №638 от 13.12.1973г).

В 1973г ЦНИЛ ПОЭН составлена «Технологическая схема разработки месторождения Камышитовый Юго-Западное», утвержденная Приказом МНП №638 от 13.12.1973г. На момент составления ТС-1973г были пробурены 5 эксплуатационно-оценочных скважин (№№53, 56, 59, 60, 62).

В период 1971-1977гг на месторождении проводилась доразведка геологического строения разведочными скважинами (дополнительно пробурено 13 разведочных скважин). Установлена промышленная нефтеносность пермотриасовых отложений. За этот период на

месторождении согласно технологическим проектным документам 1970г и 1973г пробурено 46 добывающих и 11 нагнетательных скважин, введенных как добывающие. Десять эксплуатационных скважин (№№55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 68, 70, 72) с целью доизучения геологического строения месторождения были углублены на 200-500м и переведены в категорию разведочных. В результате проведенных работ были получены новые данные, изменившие представление о геологическом строении и параметрах продуктивных пластов. В связи с этим в 1977г ЦНИЛ ПОЭН произведен пересчет запасов нефти и газа.

В 1979г на основе «Пересчета запасов...» был выполнен «Проект разработки месторождения Камышитовый Юго-Западное», утвержденный ЦКРР МНП 08.06.1981г (Протокол №915 от 08.06.1981г). В 1987г был составлен «Уточненный проект разработки...».

В 1993г выполнен «Пересчет запасов нефти и газа...», утвержденный ЦКЗ при ГХК «Мунайгаз» (протокол №52 от 09.10.1993г). По результатам пересчета было уточнено геологическое строение, запасы изменились в сторону увеличения, как в целом по месторождению, так и по отдельным объектам. Пересчет осуществлялся на основании результатов бурения и исследования 248 скважин, из которых 186 ед. находились в эксплуатации.

В 1994г был составлен «Уточненный проект разработки месторождения Камышитовый Юго-Западное», утвержденный НТС ПОЭН 10.06.95г.

По состоянию на 01.01.2011г выполнен «Пересчет запасов нефти и газа...» (Протокол ГКЗ №1112-11-У от 17.11.2011г), на основании которого был составлен «Уточненный проект разработки месторождения Камышитовый Юго-Западный» (Протокол №17-04-2334-И от 20.12.2013г).

В 2017г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» на основании новых данных бурения 51 эксплуатационной и 2-х оценочных скважин (после предыдущего пересчета запасов 2011г) был выполнен «Пересчет запасов...» по состоянию на 02.01.2017г, утвержденный ГКЗ РК Протоколом №1862-17-У от 27.10.2017г, по результатам которого геологические запасы нефти увеличились на 18%, извлекаемые – на 6%.

На основе утвержденных запасов и принятых изменений в рамках «Пересчета запасов...» 2017г, составлен «Проект разработки...» по состоянию изученности на 01.01.2018г (Протокол ЦКРР РК №5/16 от 30 ноября 2018г). В проектном документе выделение эксплуатационных объектов осталось без изменения с ПР-2013г:

- **I объект** – верхне- и средне-альбские горизонты;
- **II объект** – апт-неокомский, III, IV неокомские горизонты;
- **III объект** – I₁, I₂, I₃ среднеюрские горизонты;
- **IV объект** – I₄, I₅ среднеюрские горизонты;

- **V объект** – II, III среднеюрские горизонты;
- **VI объект** – IV, V среднеюрские горизонты;
- **VII объект** – I, II, III пермотриасовые горизонты.

Согласно утвержденному 2 варианту разработки, с целью вовлечения остаточных запасов, было предусмотрено бурение 44 добывающих скважин, а также дополнительные ГТМ по переводам 120 скважин на вышележащие горизонты и усиление системы ППД путем перевода под закачку воды 12 добывающих скважин.

Кроме того, в проектные решения по утвержденному варианту ПР-2018г вошли следующие основные положения:

- проектный уровень добычи нефти – 210,1 тыс.т (2018г);
- проектный фонд добывающих скважин – 320 ед;
- проектный фонд нагнетательных скважин – 37 ед;
- проектный фонд добывающих скважин для бурения – 44 ед;
- накопленная добыча нефти – 21 424 тыс.т;
- накопленная закачка воды – 80 729 тыс.м³;
- рентабельный срок разработки – до 2047г.

Залежи УВ в зонах с запасами непромышленной категории С₂ выделены в качестве объектов доразведки. Для определения добывных возможностей данных залежей было рекомендовано провести опробование и при получении промышленных притоков нефти перевести запасы в промышленную категорию.

В период реализации проектного документа, с целью мониторинга исполнения недропользователем проектного документа на разработку месторождения, были выполнены два «Авторских надзора...» в 2022 и 2024гг, по состоянию изученности на 01.01.2022г и 01.01.2024г соответственно.

В 2026г, по результатам бурения новых скважин и с учетом новых геолого-геофизических данных, был выполнен и утвержден отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения...» по состоянию изученности на 02.07.2025г (Протокол ГКЗ РК №2817-26-У от 14.04.2026г).

В рамках «Пересчета запасов...» утвержденные начальные геологические и извлекаемые запасы нефти по промышленным категориям А+В+С₁ составили 46 756 тыс.т и 21 582 тыс.т соответственно. По категории С₂ геологические/извлекаемые запасы составляют 1375/127 тыс.т нефти. Начальные геологические запасы нефти по категориям А+В+С₁ в целом по месторождению увеличились на 3% (+1 497 тыс.т), а по категории С₂ остались на прежнем уровне. Начальные извлекаемые запасы нефти по категориям А+В+С₁ в целом по

месторождению увеличились на 4% (+868 тыс.т), по категории С₂ уменьшились на -23% (-38 тыс.т).

На основе утвержденных запасов и принятых изменений в рамках «Пересчета запасов...» 2026г, составлена настоящая работа «Дополнение к проекту разработки месторождения Камышитовое Юго-Западное» по состоянию изученности на 01.01.2026г.

Настоящее «Дополнение к проекту разработки...» выполнен согласно договору №1039740/2024/1 от 06.11.2024г между Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» и АО «Эмбаунайгаз», согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» (приказ Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239, зарегистрированный в Министерстве юстиции РК 28.06.2018г за №17131) и НТД «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (приказ И.о. министра энергетики РК от 24.08.2018г №329).

В отчете использованы фактические материалы, предоставленные геологическими службами НГДУ «Жайыкмунайгаз» и АО «Эмбаунайгаз». Авторы выражают благодарность специалистам компании-недропользователя за сотрудничество при выполнении настоящей работы.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ближайшим населенным пунктом является село Тушшыкудык, расположенное в 40 км на северо-запад от месторождения, в 60 км на север находится село имени Хамита Ергалиева, в 75 км на восток – областной центр г. Атырау. Железнодорожная линия Астрахань – Атырау и ближайшая железнодорожная станция Аккистау находятся в 17 км от месторождения (рис.1).

Климат района резкоконтинентальный с высокой температурой летом до плюс 40°C и низкой зимой до минус 35°C. Преобладающее направление ветра северо-восточное, в летнее время часто наблюдаются юго-восточные ветры, переходящие в пыльные бури. Атмосферные осадки выпадают в основном осенью и весной, среднегодовое количество осадков 80-160 мм. В зимнее время снежный покров не более 10-15 см, в отдельные годы совсем отсутствует.

В орографическом отношении площадь представляет собой равнину с небольшим уклоном к югу в сторону Каспийского моря. Равнина покрыта мягким грунтом и песчаными массивами. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах минус 23 - минус 27 м. Растительность скудная, типичная для сухих полупустынь.

Гидросеть представлена рекой Баксай, протекающей по северо-западной части площади, являющейся одним из рукавов реки Урал, и пересыхающей в летнее время. Уровень грунтовых слабоминерализованных вод находится на глубине 2-8 м.

В экономическом отношении район является достаточно развитым. Месторождение находится на западе Эмбинской нефтеносной провинции в прибрежной зоне Северного Каспия, где разрабатывается большое количество нефтяных месторождений, таких как Жанаталап, С.Балгимбаев, Гран, Забурунье, Новобогатинское Юго-Восточное, Ровное и другие.

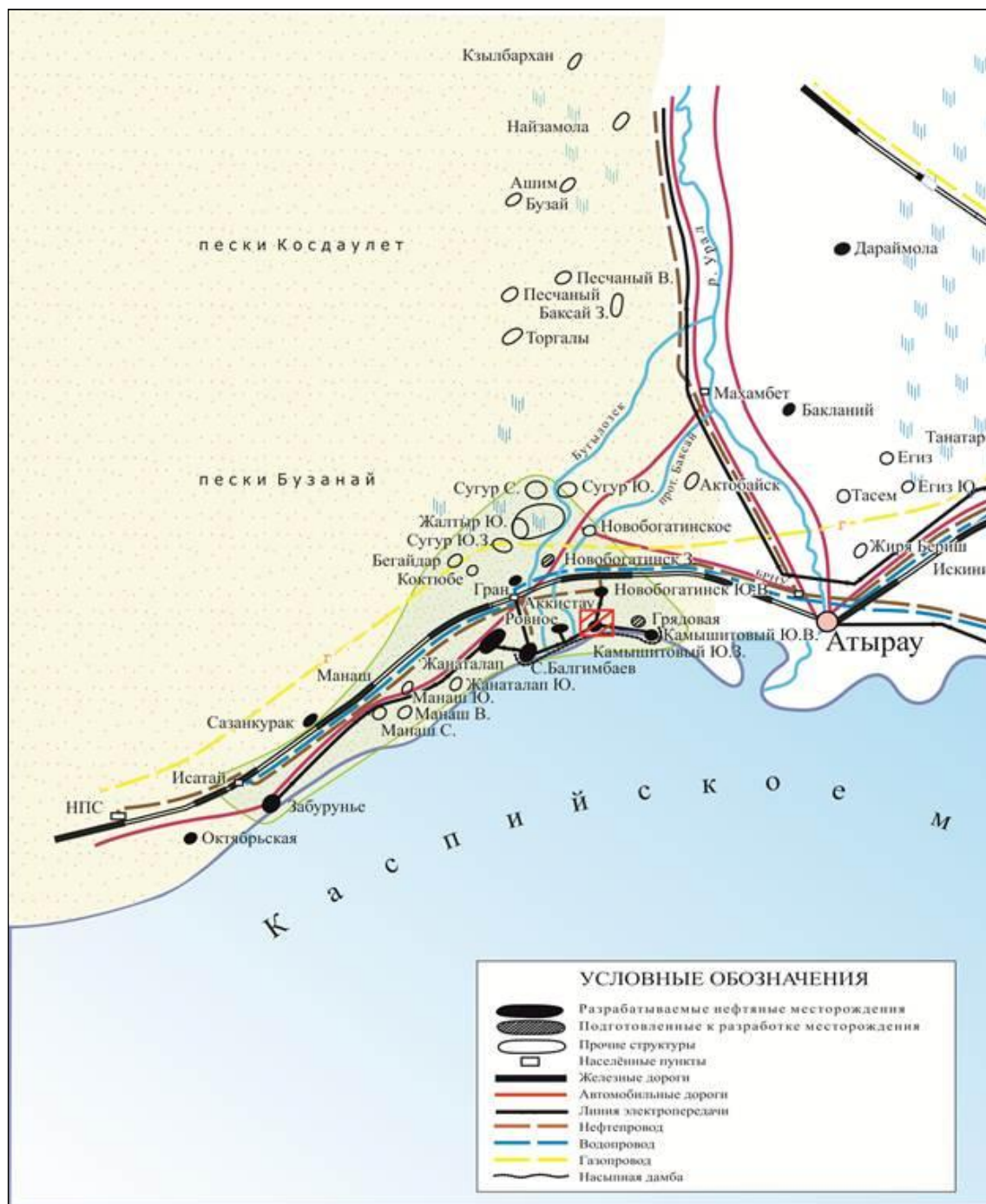


Рис. 1 - Обзорная карта

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

Литолого-стратиграфическая характеристика

Глубокими и структурно-поисковыми скважинами пройдена вся толща надсолевых отложений и вскрыта соль. Надсолевой комплекс представлен отложениями триаса, юры, мела, неогена. Возраст отложений устанавливался на основании микрофаунистических и минералогических анализов, а также на основании сопоставления с разрезом месторождения С. Балгимбаев (Мартыши).

Литологическая характеристика отложений приводится по описанию керна, поднятого из глубоких разведочных и структурно-поисковых скважин, пробуренных на месторождении, стратиграфическое расчленение разреза на основании палинологических и микрофаунистических анализов керна, приведенных в предыдущих отчетах по подсчету запасов, в работах прошлых лет.

Пермская система - Р

Нижнепермский отдел - Р₁

Кунгурский ярус - Р_{1к}

Наиболее древними отложениями, вскрытыми скважинами, являются гидрохимические осадки кунгурского яруса. Отложения кунгурского яруса подразделяются на две части: верхнюю – кепрок и нижнюю – соль.

Кепрок литологически представлен гипсом, ангидритом, переслаивающимися с терригенными породами. Галогенные отложения представлены белой кристаллической солью.

Пермтриас – РТ (нерасчлененная толща отложений триаса и верхней перми)

Бурением пермтриасовые отложения вскрыты на всех крыльях структуры.

Литологически отложения представлены чередованием песчаников и глин с маломощными прослоями песков, известняков, мергелей и с включениями гипса. Глины темно-зеленые, зеленые, зеленовато-серые, темно-серые, плотные, песчанистые. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, крепкие, на глинисто-карбонатном цементе, иногда с включением пирита.

В отложениях пермтриаса установлены 3 нефтяных горизонта – I- РТ, II-РТ и III-РТ.

Граница пермтриаса с нижней юрой четко отбивается по смене низких сопротивлений нижней юры, высокими – пермтриаса.

Толщина пермтриасовых отложений по скважинам колеблется в пределах 32,2-

169,3м.

Юрская система – J

Нижний отдел – J1

На размытой поверхности пермотриаса несогласно залегают нижнеюрские отложения. Бурением они вскрыты на всех крыльях структуры. Литологически представлены песками с подчиненными прослоями глин и песчаников.

Пески серые, разномеристые, уплотненные, глинистые, с кварцевой галькой и прослоями глин серых, плотных, с обуглившимися растительными остатками.

Песчаники серые, среднезернистые, крепкие, на известковистом и глинистом цементе.

На электрокаротажных диаграммах нижняя юра характеризуется кажущимся электрическим сопротивлением порядка 0,3-0,5 ом.

В средней части разреза отмечаются отдельные прослои глин с сопротивлением до 2 ом.

Толщина нижнеюрских отложений по скважинам изменяется от 2,3 до 112,5м.

Средний отдел – J2

Среднеюрские отложения вскрыты на всех крыльях структуры. Литологически отложения представлены толщей чередующихся песчаных и глинистых пластов.

Глины бурые, темно-бурые, серые, буровато-серые, песчаные, с отдельными прослоями, обогащенными углистым веществом.

Пески серые и темно-зеленовато-серые. В разрезе встречаются прослои песчаников светло-серых, крепких, на известково-глинистом цементе. Отмечаются прослои (до 0,5м) бурого угля. Отложения средней юры являются основной продуктивной толщей месторождения, где установлено 10 нефтяных горизонтов (I₁-J₂, I₂-J₂, I₃-J₂, I₄-J₂, I₅-J₂, II-J₂-1пл, II-J₂-2пл, III-J₂, IV-J₂, V-J₂).

На электрокаротажных диаграммах средняя юра характеризуется изрезанными кривыми кажущихся сопротивлений и ПС, указывающими на частое чередование различных по литологическому составу пород. Граница между средним и нижним отделами юрских отложений проводится по подошве глинистой пачки, подстилающей V юрский горизонт. Толщина этой пачки 5-10м.

Толщина среднеюрских отложений, пройденная скважинами по всему разрезу, изменяется в пределах 13,6-395,1м.

Верхний отдел – J3

Верхнеюрские отложения в сводовых частях структуры размыты и встречены только на периферии северо-западного крыла в скважинах №№ 3, 7, 8, 9. Керновым

материалом отложения охарактеризованы слабо. Поэтому литологическое описание дается по аналогии с разрезами соседних структур с учетом имеющегося кернового материала.

Литологически отложения верхней юры представлены плотными мергелями и глинами.

Мергели темно-серые, серые с зеленоватым оттенком, с обломками фауны.

Глины темно-серые, серые, известковистые, слабопесчанистые.

В отложениях верхней юры встречен следующий комплекс фораминифер, характеризующий нижневожжский ярус: *Lenticulina embaensis Furssenko*, *Lenticulina dafleini Kasanzevi*, *Saracenaria pravoslavlevi (Furss.et. Pol)* *Vaginulina raricostata Furssenko*, *Froncticularia nodulosa Furssenko*. Вскрытая толщина – 3,5-38,7м.

Меловая система – К

Нижний отдел – К1

Отложения нижнего мела представлены неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами.

Неокомский надъярус - К1 пс

Неокомские отложения с размывом и угловым несогласием залегают на верхней и средней юре. Сверху они размываются аптской, а в ряде случаев и альбской трансгрессиями. Отложения апта и альба ложатся несогласно на различные горизонты неокома. Расчленить неоком на барремский и готеривский ярусы не представляется возможным. Описание неокомской толщи дается в целом.

Литологически отложения представлены глинами зелеными, зеленовато-серыми, алевроитовыми, слабослюдистыми, с обуглившимися растительными остатками, с прослоями песков, песчаников, реже мергелей.

Пески мелкозернистые, зеленовато-серые, слюдистые. Песчаники тех же оттенков, мелкозернистые, слюдистые, слабосцементированные. Встречаются прослои мергеля зеленовато-серого, крепкого.

В отложениях неокома установлены три нефтяных горизонта (К₁пс, III- пс и IV- пс).

В отложениях неокома встречен следующий комплекс фораминифер: *Hobulina prisca Reuss*, *Reophax scorpiurus Montfort*, *Lenticulina munsteri (Roemer)*, *Ammobaculites aequalis (Roemer)*, *Hobulina lacrima Reuss*.

Толщина неокомских отложений изменяется от 9,2 до 255,4м.

Аптский ярус - К1 а

Аптские отложения с размывом и несогласием ложатся на различные горизонты

неокома. Они вскрыты глубокими разведочными, эксплуатационными и структурно-поисковыми скважинами.

Литологически представлены преимущественно глинами темно-серыми, почти черными, плотными, жирными на ощупь, известковистыми с обломками фауны. Среди глин встречаются мергели, линзочки песка.

В основании апта залегает базальный горизонт песков мелкозернистых с галькой. Мощность этого горизонта непостоянна, колеблется от 0 до 10м. Этому горизонту соответствует верхняя пачка апт-неокомского нефтегазоносного горизонта.

Возраст аптских отложений характеризуется следующим комплексом фораминифер: *Homospira gaultina* (Berthelin), *Lituotubalituiformis* (Brady), *Verneuilina polystropha* (Beuss), *Ammobaculites ex.gr. agglutinans* (d'Orb) *Rhabdammina aptica* Dampel.

Толщина аптских отложений колеблется от 17,2 до 261м.

Альбский ярус - K1 al

Отложения альбского яруса вскрыты всеми пробуренными скважинами. Условно альбские отложения подразделяются на две толщи, одна из которых представлена нерасчлененной пачкой верхнеальбско-сеноманского возраста, другая – нижне-среднеальбского возраста.

Нижний+средний альб - K1 al1+2

Нижне-среднеальбские отложения залегают на размытой поверхности аптских и неокомских отложений. По электрокаротажу переход от нижнего альба к апту выражен слабо. Нижняя граница альба проводится на кривой ПС по подошве небольшой положительной аномалии.

Литологически нижне-среднеальбские отложения представлены глинами темно-серыми, алевролитистыми, плотными с прослоями и линзами песка серого, светло-серого, мелкозернистого, слюдистого.

В средней части разреза, представленной чередующимися прослоями песка, песчаника и глины, залегает нефтегазовый горизонт (II- al₂, II-al₂-1пл, II-al₂-2пл).

Из микрофауны в нижне-среднеальбских отложениях встречены следующие виды фораминифер: *Suphogenerina asperula* (chapman), *Reophax guttifer* (Brady), *Jaudryina filiformis* Berthelin, *Palmula asiatica* Furssenska, *Lenticulina gaultina* Berthelin. Толщина нижне-среднеальбских отложений колеблется от 60 до 247,4м.

Верхний альб+сеноман - K1 al3+sm

Литологически эта толща представлена, в основном, глинами темно-серыми, серыми, плотными, некарбонатными, с мелкими обуглившимися растительными остатками и обломками фауны. В глинах встречаются гнезда и прослойки песка серого,

слюдистого, иногда прослой песчаника мелкозернистого, крепкого.

К подошве альб-сеноманской толщи приурочен верхнеальбский нефтяной горизонт (I-al₃). Толщина альб-сеноманских отложений изменяется от 26 до 77,4м.

Верхний отдел - K₂

Верхнемеловые отложения вскрыты всеми скважинами и представлены породами турон-коньякского, сантонского, кампанского ярусов, в грабене встречаются отложения маастрихтского яруса.

Турон-коньякский ярус - K₂ t+k

Отложения турон-коньякского яруса залегают несогласно на размытой поверхности альб-сеномана.

Литологически представлены мергелями зеленовато-серыми, плотными, с обломками толстостенных раковин, с прослоями мела серовато- белого, известняка серовато-зеленого, крепкого. В основании турон-коньякских отложений залегает фосфоритовый горизонт, содержащий фосфоритовую гальку хорошей окатанности.

На электрокаротажных диаграммах турон-коньякские отложения характеризуются повышенными кажущимися удельными сопротивлениями (до 3 ом). В отдельных скважинах №№55, 66, 79 и 99 в подошве турона отмечается небольшой нефтяной горизонт. Толщина горизонта 3-7,5м, сопротивление 4-7,5ом. Горизонт не имеет повсеместного распространения и встречается в виде отдельных линзочек, не имеющих промышленного значения.

Микрофаунистически отложения характеризуются следующим комплексом фораминифер: *Anomalina pralinifrasantonica* Mjatluk, *Bolivinita eouvigeriniformis* Keller, *Anomalina ammonoides* Reuss, *Bolivinopsis anceps* (Reuss), *Stensioina praexculpta* Keller.

Толщина турон-коньякских отложений колеблется от 9 до 170м.

Сантонский ярус - K₂ st

Литологически отложения сантона представлены, в основном, мергелями светло-серыми, зеленоватыми, плотными, мелом белым с включением пирита.

На электрокаротажных диаграммах эти отложения характеризуются депрессией на кривых КС и ПС.

Сантонские отложения характеризуются следующими видами фораминифер: *Anomalina stelligera* Marie, *Jaudryina laevigata* Franke, *Anomalina infrasantonica* Balakkkhm, *Stensioina exculpta* (Reuss).

Толщина сантонских отложений колеблется от 2м до 56м.

Кампанский ярус (K₂ km)

Отложения кампана представлены мергелями зеленовато-серыми, светло-серыми.

Встречаются обломки раковин, кристаллики пирита прослой белого писчего мела.

На электрокаротажных диаграммах кампанские отложения характеризуются несколько повышенными кажущимися сопротивлениями по сравнению с сантонскими и маастрихтскими. Кривая ПС мелко изрезана, повторяет конфигурацию кривой КС.

Характерным для отложений кампана является следующий комплекс фораминифер: *Anomalina monterelensis* Marie, *Cibicides aktulagayensis* Vassilenko, *Orbignyna sacheri* (Reuss), *Cibicides spiropunctatus* (gall.lt/Morrey), *Bolivinoides decoratus* (Jones). Толщина кампанских отложений колеблется от 2м до 32м.

Маастрихтский ярус (K2 m)

Маастрихтские отложения вскрыты в грабене структурными скважинами. Литологически представлены мелом белым, писчим и мергелями серовато-зелеными, глинистыми, плотными с обломками фауны и порошкообразным пиритом. По электрокаротажу маастрихтские отложения характеризуются однообразной слабо изрезанной кривой КС сопротивлением 1-1,2 ом, кривая ПС повторяет конфигурацию кривой КС.

Микрофаунистическая характеристика отложений, следующая: *Anomalina monterelensis* Marie, *Jramostomum incrassatum* var *incrassato* Reuss, *Bolivinoides draco* (Marsson), *Bolivinoides decoratus* (Jones).

Вскрытая толщина маастрихтских отложений колеблется от 8 до 120м. (скв.К-160, К-162).

Неоген-четвертичные отложения (N+Q)

Неоген-четвертичные отложения залегают трансгрессивно на различных отложениях мезозоя.

Литологически отложения представлены в нижней части глинами темно-зелеными, серыми, темно-серыми, плотными, известковистыми, песчанистыми, иногда с прослоями известняка, с обломками фауны, а в верхней части – глинами коричневыми, бурыми, темно-серыми, серыми с зеленоватым оттенком, алевритистыми, известковистыми и песками серовато-желтыми, разнотернистыми.

В неогеновых отложениях на глубинах 70-80 и 90-100м. во многих скважинах прослеживается маломощный газовый горизонт, не имеющий сплошного распространения. В скважинах К-2, К-28, К-31 наблюдалось открытое фонтанирование горючего газа с водой в процессе бурения.

Толщина неоген-четвертичных отложений колеблется от 50 до 161м.

Тектоника

Месторождение Камышитовый Юго-Западный находится в прибрежной части Прикаспийской впадины в междуречье Урал-Волга и приурочено к солянокупольной структуре, осложняющей южный склон Новобогатинского мезокайнозойского регионального поднятия.

По строению надсолевого комплекса отложений поднятие Камышитовый ЮЗ представляет собой трехкрылую солянокупольную структуру размером 5х6,5 км. Крылья северо-западное, юго-западное, и восточное соответствуют склонам соли и разобщены между собой трехлучевым грабеном (рис.2.1.1).

На крыльях и в грабене на дневную поверхность выходят юрские и меловые отложения различного возраста, перекрытые неоген- четвертичными осадками.

Проведенной в 2005г сейсмической съемкой 3Д освещено северо- западное крыло, в пределах которого получили развитие залежи нефти и газа. На юго-западном и восточном крыльях, на которых бурением нефтегазоносность не установлена, последняя сейсмическая съемка 2Д (МОГТ) проведена в 1977г сейсмической партией 05/77.

Структурный план по кровле отражающего горизонта VI соответствует кровле кунгурского яруса нижнепермских отложений, представленных соленосной формацией, местами перекрытой гипсом, ангидритом с прослоями терригенных пород (граф.прил 2, Папка I). На данном структурном плане отмечена одна положительная структура в южной части площади. Ее купольная часть расположена южнее скважины №90. Амплитуда структуры по замыкающей изогипсе -1100м составляет 730м. В центральной части площади соляной купол осложнен структурным носом, вытянутым в северном направлении от скважины №82 в сторону скважин

№№113, 95. В пределах исследованной площади соляной купол не замыкается и, по всей видимости, большая его часть находится южнее.

Структурный план по кровле отражающего горизонта РТ-III, (граф.прил 3, Папка I), расположенный в средней части пачки пермотриасовых отложений в целом наследует структуру по кровле соленосной формации. В южной части площади в районе скважин №№ 9р, 90, 83, 255 и др. пласт РТ-III срезан солью. Здесь отражающий горизонт упирается в наиболее приподнятую часть соляного купола.

Амплитуда структуры по кровле отражающего горизонта РТ- III по замыкающей изогипсе -1020м составляет 250м.

К югу от скважин №№ 62а, 33 структура разбита субпараллельными тектоническими нарушениями северо-восточного простирания.

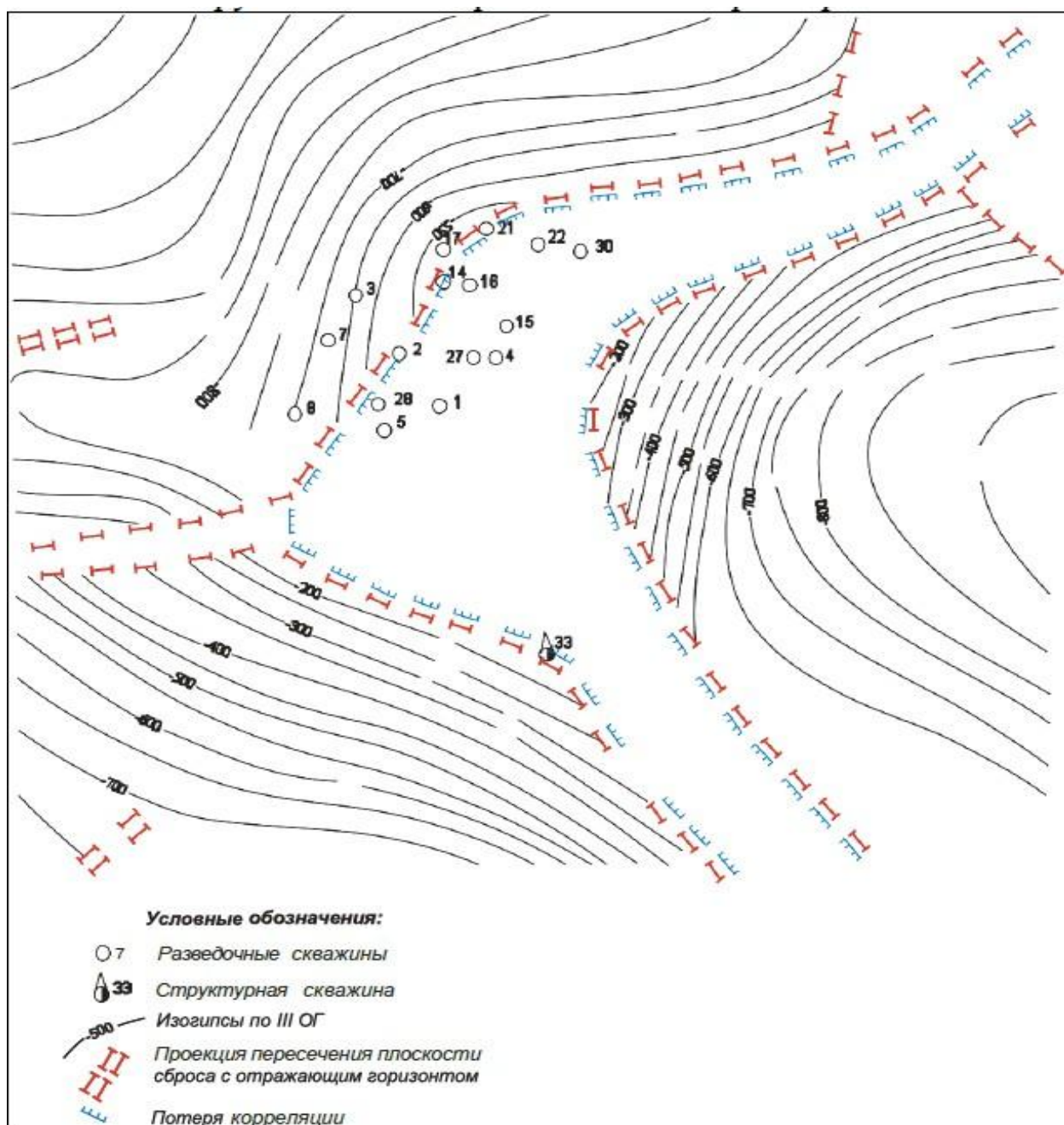


Рис.2.1.1. Структурная карта по III ОГ
(Масштаб 1:50 000, из отчета с/п №5/79, Соломко Ю.А. и др.)

Выше над пермотриасовыми отложениями прослежены отражающие горизонты, связанные с кровлей продуктивного пласта I_1 - J_2 и кровлей среднеюрских отложений (III ОГ), представленные на графических приложениях 4, 5. На время отложения среднеюрских осадков произошла существенная структурная перестройка. Так, форма положительной структуры несколько изменилась. Если в пермотриасовых отложениях это был купол достаточно простой формы, наследующий черты соленосной формации и в южной части ограниченный зоной срезания соляным куполом, то в среднеюрских отложениях – это брахиантиклинальная складка, вытянутая с юго-запада в северо-восточном направлении. Купольная часть складки по сравнению с нижележащими

горизонтами смещена в северо- западном направлении. По всей видимости, такая структурная перестройка связана с активизацией солянокупольной тектоники. На момент начала накопления отложений среднеюрского возраста депрессия вблизи соляного купола, возникшая в результате интенсивного перемещения соляной массы в сводовую часть купола, была компенсирована осадочным материалом. В результате последующего выравнивания пачки соленосной формации над ранее существовавшей депрессией образовалась положительная складка, которая сохранялась в последующее геологическое время вплоть до кайнозойской эры. В остальном, структурный план носит унаследованный характер. Так же, как и на уровне отражающего горизонта по кровле пермтриасовых отложений, в среднеюрских пластах структура в восточной части площади представлена структурным носом. Из особенностей положительных структур, наблюдаемых на структурных картах по кровлям среднеюрских пластов, можно отметить, что основная брахиантиклинальная складка вытянута в северо-северо-восточном направлении вдоль линии основного сброса к северо-западу от него. На северном окончании данной структуры начинается структурный нос, который вытянут к востоку от скважины №171. Вверх по разрезу к кровле I_1 среднеюрского горизонта структурный план выполаживается, что говорит о спокойном тектоническом режиме и седиментационных тенденциях к компенсации бассейна. В свode структуры среднеюрские отложения частично размыты (граф.прил.5, Папка I). Отражающий горизонт по кровле продуктивного горизонта I_1 - J_2 практически повторяет кровлю средней юры.

В тектоническом плане в среднеюрских отложениях прослеживаются все установленные сбросы, делящие структуру на 23 блоков. Кроме того, по данным бурения выявлены несколько нарушений, которые являются основанием для выделения дополнительных блоков.

Неокомские отложения с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности юры.

Выше по разрезу прослежены отражающие границы по кровле продуктивных горизонтов нижнемелового возраста: III неокомского горизонта (граф.прил.6, Папка I), апт-неокомского горизонта (граф.прил.7, Папка I), верхнеальбских отложений (граф.прил.). В структурном отношении строение данных горизонтов носит унаследованный характер, т.е. основные геоморфологические особенности, описанные для среднеюрских отложений, сохраняются в интервале нижнемеловых отложений. В то же время условия седиментации и захоронения пород в данном интервале разреза были несколько иными. Особенностью строения пластов нижнемелового возраста является

наличие более обширных размывов в прикупольной части брахиантиклинальной складки.

К началу альба сформировались апт-неокомские отложения (рис.2.1.2), частично размывы в сводовой части, являющиеся подошвой альбских отложений. Данная граница является границей углового и стратиграфического несогласия. Структурный план, построенный по данной отражающей границе, существенно более пологий, по сравнению с нижележащими горизонтами. В центральной части площади наблюдается некоторая структурная перестройка. Если на нижних границах наиболее высокая область складки находилась к северо-западу от основного сброса, то на уровне горизонта K_{1a} амплитуда нарушений существенно уменьшилась и в гипсометрическом отношении южная часть структуры оказалась доминирующей.

Кроме того, более существенное значение на площади приобретает поднятие, приуроченное к соляному куполу в южной части площади. Остальные структурные элементы, описанные ранее сохраняются, становясь менее рельефными и более пологими.

В пределах апт-неокомских отложений прослеживаются все установленные сейсмикой тектонические нарушения.

В альбских отложениях разреза в пределах площади прослежен отражающий горизонт, приуроченный к кровле верхнеальбского продуктивного горизонта. По отношению к границе подошвы альбских отложений данные поверхности становятся более пологими, амплитуда тектонических нарушений уменьшается снизу-вверх (граф.прил.8, Папка I).

Сводовая часть антиклинальной складки смещается к юго-западу. Теперь доминирующее положение в плане занимает область в центре площади к югу от основного сброса.

Выше по разрезу прослежена отражающая граница K_{2st} (рис.2.1.2), соответствующая кровле меловых отложений сантонского возраста. Структурный план существенно более пологий, по сравнению с нижележащими отражающими горизонтами. Выраженных положительных структур, наблюдавшихся в меловых, юрских и пермотриасовых отложениях, здесь нет. С юго-запада на восток протягивается цепь поднятий, которую можно ассоциировать с наблюдаемой на нижележащих горизонтах брахиантиклинальной складкой. Структура погружается в северо-западном направлении.

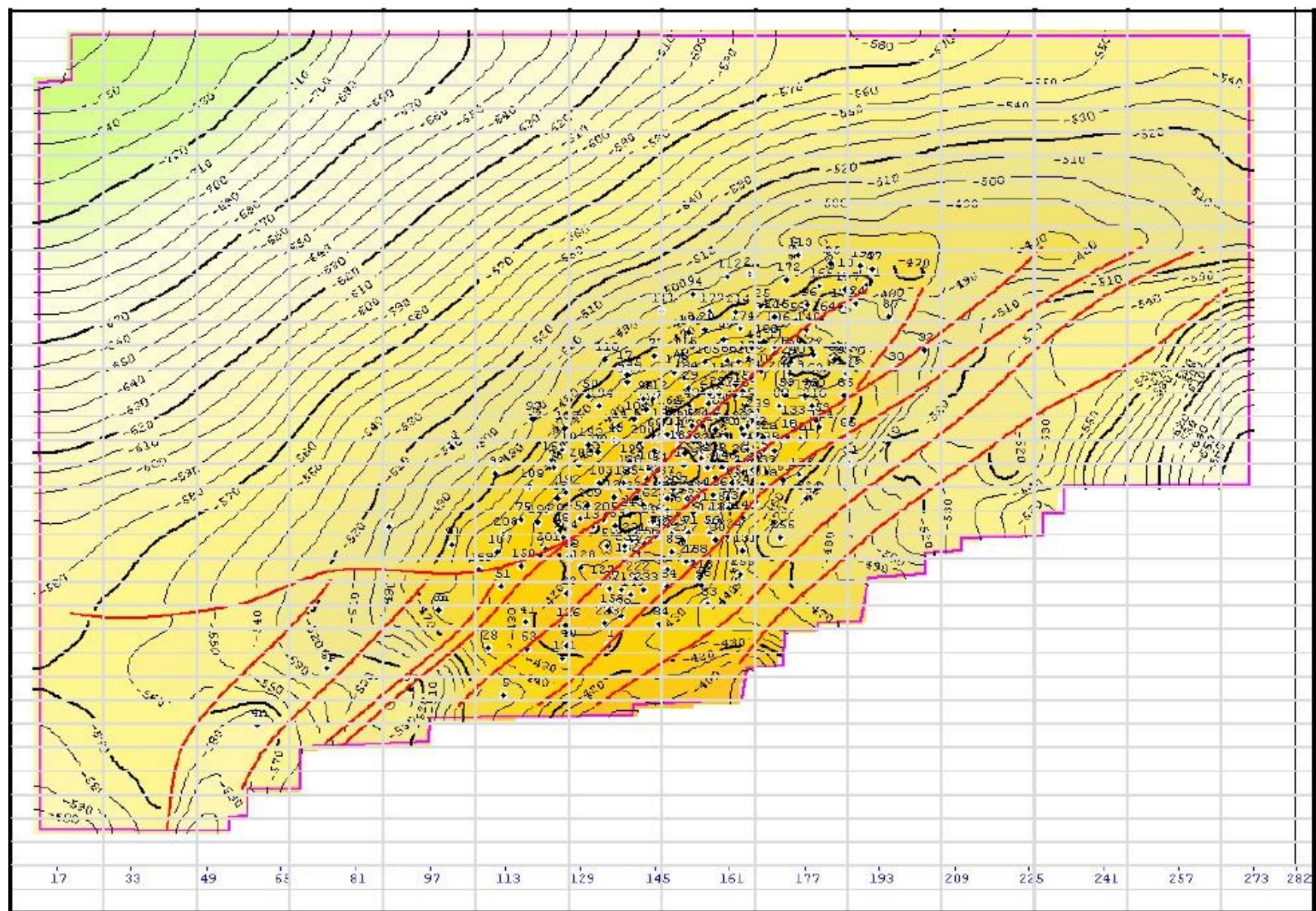


Рис. 2.1.2. Структурная карта по кровле сантонских отложений (ОГ K2st)

Нефтегазоносность

В тектоническом отношении месторождение Камышитовое Юго- Западное находится в прибрежной части Прикаспийской впадины в междуречье Урал-Волга в пределах южного склона Новобогатинского мезокайнозойского регионального поднятия и приурочено к северо- западному крылу одноименной трехкрылой солянокупольной структуры.

На всех трех крыльях структуры в керне, пробуренных структурно- поисковых скважин по всему вскрытому разрезу от триаса до неогена включительно отмечались многочисленные признаки нефти. Промышленные залежи нефти и газа установлены лишь на северо- западном опущенном крыле.

На восточном крыле пробуренными структурными скважинами К-22, К-156, К-23 и К-159 в сводовой части вскрыты отложения альба, средней юры и частично – пермтриаса. Многочисленные признаки нефти отмечались в керне юрских и альбских отложений в скв. К-23, К-159, но по данным электрометрии нефтенасыщенных горизонтов в разрезе скважин не установлено. По сейсмическим данным это крыло представляет собой периклинальную часть узкой неглубокой мульды, являющейся неблагоприятной структурой для скопления УВ.

Юго-западное крыло представляет собой полузамкнутую структуру, с выходом на поверхность в сводовой части отложений нижней и средней юры. На этом крыле пробурены 13 структурно-поисковых скважин глубиной 200-500м, вскрывших отложения альба, апта, неокома, средней и нижней юры, пермтриаса.

Многочисленные признаки нефти в виде пропитанности нефтью керна, примазок, запаха нефти встречены в структурных скважинах К-19, К-33, К-35, К-41, К-42, К-46. По данным электрометрии в разрезе пробуренных скважин нефтяных горизонтов не установлено.

Встреченные многочисленные признаки нефти в керне и отсутствие продуктивных горизонтов по каротажу, свидетельствуют о том, что существовавшие ранее залежи были разрушены последующими трансгрессиями.

Впервые промышленная нефтеносность установлена в 1962г на ***Северо- западном крыле***, при опробовании скважины К-16 получен фонтан нефти дебитом 40,8 м³/сут из среднеюрских отложений. В дальнейшем пробуренными глубокими скважинами подтверждена промышленная нефтегазоносность залежей нефти и газа на данном крыле.

В пределах месторождения установлены 21 нефтегазоносных горизонта: в альбских отложениях - 4 горизонта, в апте - 1, в неокоме - 3 горизонта, в отложениях средней юры – 10 горизонтов и в отложениях пермтриаса – 3 горизонта. Для месторождения

характерна блочность строения, связанная с солянокупольной тектоникой.

С 1972г месторождение находится в промышленной разработке.

Залежи нефти относятся к типу пластовых, сводовых, тектонически и литологически экранированных. Глубина залегания залежей находится в диапазоне от 450 до 800м.

Структурные построения выполнены с учетом карт, построенных по интерпретации сейсмических материалов 3Д по следующим отражающим горизонтам: al_3 , apt-nc, IIInc, I_1 - J_2 , РТII.

Особенностью строения пластов нижнемелового возраста является наличие размывов в прикупольной части брахиантиклинальной складки. При этом, области размыва более молодых осадков более обширны, чем для нижезалегающих пластов. Так в интервале IV неокомского горизонта область размыва наблюдается лишь на наиболее высоких гипсометрических отметках. Данная область расположена вдоль основного сброса и протягивается параллельно ему. На уровне III неокомского горизонта область направления. Для apt-неокомского горизонта область размыва захватывает уже практически всю северо-западную область брахиантиклинальной складки месторождения и распространяется от основного сброса – вдоль него, к западу и северо-западу от него.

Верхнеальбский горизонт - (I- al_3).

Залежь приурочена к брахиантиклинальной складке, осложненной четырьмя продольными тектоническими нарушениями. Нефтеносность по данным ГИС и опробованию установлена в блоках I, II, III, IV, V.

Толщина горизонта колеблется в пределах 5,0-18,0 м. Общая толщина коллектора изменяется от 1,1 до 10,4 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,8 до 7,6 м. Коэффициенты расчлененности изменяются от 1 до 4.

К горизонту приурочены нефтяные залежи, пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Литологически коллекторы представлены темно-серыми алевритами, алевролитами, иногда встречаются песчаники тонкозернистые, мелкозернистые, глинистые и песок.

В I блоке в пределы контура нефтеносности попали 27 скважины. По данным ГИС минимальная эффективная нефтенасыщенная толщина 0,8 м зафиксирована в скважине 184 в приконтурной зоне (северо-восток), максимальная нефтенасыщенная толщина 7,6 м – в скважине 169 (юго-запад).

Глубина залегания кровли горизонта в своде блока на абсолютной отметке -243,9 м (скважина 103). Положение водонефтяного контакта имеет небольшой наклон в юго-

западном направлении с отметки -265,2 м до минус 269,6 м. Площадь нефтеносности в пределах блока достигает 478 тыс.м², высота - 25,7 м.

В блоке II горизонт в пределах контура нефтеносности вскрыт 72 скважинами.

По данным интерпретации ГИС эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов меняется от 2,2 до 7,5 м.

Нефтеносность залежи в данном блоке доказана опробованием и эксплуатацией 15 скважин. Первоначальный дебит нефти при опробовании скважин составлял 9,0 м³/сут.

Глубина залегания кровли коллекторов в своде на абсолютной отметке -222 м (скважина 23). ВНК имеет незначительный наклон от -266,7 м до - 268,9 м. Площадь нефтеносности – 810 тыс. м², высота залежи 44,7 м– 46,9 м.

В пределах III блока продуктивная часть залежи вскрыта в 56 скважинах.

По данным интерпретации ГИС эффективная нефтенасыщенная толщина меняется от 1,1 до 7,3 м.

В блоке промышленная нефтеносность доказана опробованием и эксплуатацией 8 скважин, начальный дебит нефти составил 3,6 м³/сут. Минимальная глубина залегания кровли коллекторов в своде на абсолютной отметке -220,5 м (скважина 149).

ВНК по данным материалов ГИС установлен в скважинах 26 (-269,7 м), 67 (-265,5 м), 125 (-272,5 м). На основании этих данных ВНК принят наклонным от -265,5 м до - 272,5 м.

Площадь нефтеносности в блоке III – 546 тыс. м², высота залежи 45 м–52 м.

В IV блоке горизонт в пределах контура нефтеносности вскрыт 13 скважинами. По данным ГИС эффективная нефтенасыщенная толщина меняется от 1,0 м (скважина 4) до 7,4 м (скважина 1).

Нефтеносность залежи в данном блоке доказана опробованием и эксплуатацией 4 скважин, с начальными дебитами нефти 2,6 м³/сут.

Минимальная глубина залегания кровли горизонта в своде блока на абсолютной отметке -233,1 м (скважина 84). Водонефтяной раздел принят на отметке -261 м, установленной по ГИС в скважине 4. Площадь нефтеносности в пределах блока достигает 491 тыс.м², высота залежи – 27,9 м.

На V блоке скважины не пробурены и нефтенасыщенность предполагается по аналогии с блоком IV. ВНК принят условно на отметке - 261 м по аналогии с блоком IV.

Среднеальбский горизонт - II-al₂.

В пределах горизонта нефтяные залежи установлены в блоках II, III, IV, V, VII, в блоке I – газонефтяная.

Толщина горизонта колеблется в пределах 14,4 – 36,0 м. Общая толщина

коллектора изменяется от 3,3 до 34 м, эффективная нефтенасыщенная – от 2,0 до 25,4 м, газонасыщенная – от 2,6 до 4,1 м. Коэффициенты расчлененности изменяются от 1 до 15.

По описанию керна коллекторами являются глинистые алевроиты, пропитанные нефтью, слегка уплотненный песок, песчаники мелкозернистые.

В I блоке в пределах контура продуктивности пробурены 79 скважины.

По данным интерпретации ГИС минимальные эффективные нефтенасыщенные толщины зафиксированы в скважине 7 (4,2 м), зона с максимальными нефтенасыщенными толщами (более 25 м) выявлена в юго-западной части в районе скважин 208.

Газонасыщенные толщины отмечены в скважинах 2 и 209, при этом следует отметить, что выделению газонасыщенной толщины в скважине 2 способствовали результаты опробования (получен фонтан газа дебитом 14,8 тыс.м³/сут), а в скважине 209 по данным ГИС отмечены аналогичные условия. Таким образом, в приразломной присводовой зоне выявлены две небольшие газовые шапки. Газонасыщенная толщина составляет соответственно 4,1 м и 2,6 м, т.е. в направлении к северо-востоку отметка ГНК поднимается выше, от -293,6 м (скважина 2) до -288,1 м (скважина 209), соответственно газонасыщенная толщина уменьшается.

Нефтеносность блока доказана получением притоков из 13 скважин, все они находились в эксплуатации. Первоначальные дебиты нефти варьировали в пределах 0,19-15,0 м³/сут.

Глубина залегания кровли горизонта в своде блока на абсолютной отметке -285,5 м (скважина 209). ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 112 на абсолютной отметке -377,4 м.

Площадь нефтеносности в пределах блока достигает 2462 тыс.м², газоносности – 10 тыс.м², высота нефтяной части залежи – 87,5 м, газовой шапки – 8,1 м.

Во II блоке в пределах контура нефтеносности пробурены 121 скважин, минимальная нефтенасыщенная толщина 2,5 м зафиксирована в скважине 138, максимальные нефтенасыщенные толщины более 20 м встречаются практически по всей площади в виде небольших типа «русловых» фаций.

Нефтеносность блока доказана опробованием и эксплуатацией 23 скважин. Первоначальные дебиты нефти составляли в среднем 8,8 м³/сут.

Глубина залегания кровли горизонта в своде блока на абсолютной отметке -273,3 м (скважина 165). ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 171 на абсолютной отметке -380,8 м. Площадь нефтеносности в пределах блока достигает 1348 тыс.м², высота залежи – 107,5 м.

В пределах III блока продуктивную часть залежи вскрыли 69 скважин,

минимальные нефтенасыщенные толщины зафиксированы в скважинах 78 (4,7 м) и 279 (5,5 м), максимальные нефтенасыщенные толщины (21,1 м и 22,5 м) – соответственно в скважинах 155 и 219.

Нефтеносность блока доказана получением притоков из 13 скважин. Первоначальные дебиты нефти составляли 3,6 м³/сут.

Две небольшие сводовые части залежи выявлены в районе скважин 126 - 219 и 117 - 229. Самая высокая отметка залегания залежи находится на отметке -265,3 м в скважине 126. ВНК принят наклонным – от -361,8 м (верхняя отметка водоносного пласта в скважине 32) до -367,5 м (подошва нефтяного пласта в скважине 345). Площадь нефтеносности в пределах блока достигает 776 тыс.м².

В IV блоке в пределах контура нефтеносности пробурены 18 скважин. Промышленная нефтеносность доказана эксплуатацией скважин 90, 123, 148, 15 с начальными дебитами нефти до 2,6 м³/сут.

Минимальная глубина залегания кровли горизонта в своде блока на абсолютной отметке -274,7 м (скважина 1). Водонефтяной раздел принят наклонным – от -342,4 м (верхняя отметка водоносного пласта в скважине 82а) до -349,6 м (подошва нефтяного пласта в скважине 123). Площадь нефтеносности в пределах блока достигает 656 тыс.м².

На V блоке скважины не пробурены и нефтенасыщенность предполагается по аналогии с блоком IV. ВНК принят условно на отметке - 342,4 м по аналогии с блоком IV.

В блоке VII нефтенасыщенные коллектора по данным материалов ГИС выделены в 4 скважинах (86, 135, 251, 305), в которых нефтенасыщенные толщины колеблются в пределах 5,2-19 м. Максимальная толщина 19 м вскрыта в скважине 86, которая находилась в эксплуатации с начальным дебитом нефти 2,2 м³/сут.

Минимальная глубина залегания коллекторов отмечается на отметке -337,2 м (скважина 86), ВНК принят наклонным – от -354,7 м (кровля водоносного пласта в скважине 251) до -358,8 м (подошва нефтяного пласта в скважине 86). Высота залежи 17,5 м-21,6 м. Площадь нефтеносности – 124 тыс.м².

Среднеальбский горизонт - II-al2-1-1 пласт

В пределах горизонта нефтяные залежи установлены в блоках I, II, III, IV.

Общая толщина горизонта меняется от 8,0 до 41,3 м. Количество продуктивных пластов-коллекторов в пределах горизонта меняется от 1 до 9. Общая толщина коллекторов по скважинам меняется от 0,6 до 40,9 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,6 до 8,3 м.

Залежи нефти тектонически и литологически экранированные.

В пределах I блока горизонт вскрыт 88 скважинами, в том числе в нефтяной зоне –

19 скважинами. В скважине 68 горизонт замещен.

По данным интерпретации ГИС эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов на I блоке меняется от 0,9 м до 7,8 м.

По макроописанию керна, отобранного из скважин 3 и 22, разрез представлен плотными песчанистыми глинами с прослоями песка, пропитанными нефтью.

Глубина залегания кровли коллекторов в своде на абсолютной отметке -326,6 м (скважина 211).

По блоку большинство скважин заглинизированные, нефтяные залежи выявлены в виде линзы. ВНК условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 7 на отметке -408,7 м. Высота залежи 82,1 м. Площадь нефтеносности в пределах блока достигает 530 тыс.м².

На блоке II горизонт вскрыт 118 скважинами, из которых в пределах контура нефтеносности находятся 74 скважины.

По данным интерпретации ГИС эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов на II блоке меняется от 0,6 м до 8,3 м.

Зонами замещения блок разделена на 2 участка, к которым приурочены нефтяные залежи, характеризующиеся различными уровнями ВНК.

Минимальная глубина залегания коллекторов по ГИС на участке 1 выделяется на абсолютной отметке -323,1 м, ВНК условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 204 на отметке -348,7 м. Высота залежи 25,6 м.

На участке 2, минимальная глубина залегания коллектора -317,6 м, ВНК условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 11 на отметке -399,1 м. Нефтеносность блока доказана опробованием скважины 35 начальный дебит нефти 1,8 м³/сут. Высота залежи – 78,1м.

Площадь нефтеносности в пределах блока достигает 613 тыс.м².

На блоке III горизонт вскрыт 70 скважинами, в том числе в контуре нефтеносности находятся 46. Эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов по скважинам меняется от 1,2 до 8,1 м.

К блоку приурочены 2 залежи, разделенные зоной замещения: одна в районе скважины 71, при опробовании получен приток нефти дебитом 0,56 м³/сут. ВНК условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 261 на отметке -368,7 м. Вторая в районе скважин 18, 30, 85, 121, 124, 159, 261, 296, 345, ВНК принят наклонным – от -392,6 м (верхняя отметка водоносного пласта в скважине 85) до -400,9 м (подошва нефтяного пласта в скважине 345).

В IV блоке в пределах контура нефтеносности пробурены 13 скважин.

Промышленная нефтеносность доказана опробованием скважины 148 с начальными дебитами нефти 1,7 м³/сут.

Минимальная глубина залегания коллектора на отметке -317,5 м. ВНК принят наклонным от -375,0 м (верхняя отметка водоносного пласта в скважине 255) до -378,3 м (подошва нефтяного пласта в скважине 123). Площадь нефтеносности в пределах блока достигает 440 тыс.м².

Среднеальбский горизонт - II-al2-1-2 пласт, расположенный ближе к аптской границе, подвергнут процессу размыва в северной части структуры. Данный пласт сохранился в нефтеносном отношении в виде небольших литологически ограниченных, малозначимых залежей. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 0,5-2,2 м.

Залежи нефти тектонически и литологически экранированные.

Отметки ВНК по продуктивному пласту 2 на юге, ближе к стенке соляного тела, находятся на отметке -459,5 м в районе скважины 83 (IV блок), погружаясь по падению в юго-западном и северо-восточном направлениях до отметок - 485,4 м (III блок), -474,2 м (VII блок), -497,0 м (II блок), а на I блоке с севера залежь ограничена зоной размыва коллекторов на отметке -483,6 м.

Аптский горизонт (K1a).

Продуктивность горизонта установлена по каротажу и опробованию в блоках II, III, IV, VII. Залежь в I блоке полностью размыта, т.е. на севере структуры наблюдается обширная зона размыва.

Общая толщина горизонта меняется от 3,4 до 12,3 м. Количество продуктивных пластов-коллекторов в пределах горизонта меняется от 1 до 4. Общая толщина коллекторов по скважинам меняется от 0,7 до 12,0 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,6 до 7,9 м.

Данный горизонт находится в промышленной разработке с 1972 г.

Гипсометрически более высокие отметки кровли данного продуктивного горизонта отмечаются в III блоке, с чем, возможно, и связано распространение здесь газовой шапки.

Залежи пластово-сводовые, литологически и тектонически экранированные.

Во II блоке в контуре нефтеносности пробурены 58 скважин. Нефтеносность блока подтверждена получением положительных результатов из 24 скважин (19, 22, 35, 36, 55, 59, 60, 70, 87, 88, 129, 130, 133, 135, 143, 146, 163, 170, 207, 216, 264, 271, 290, 296). Из разведочных скважин хорошие притоки были получены в 1968 г из скважины 22 (22,9 м³/сут), которые располагаются ближе к зоне размыва.

Минимальная глубина залегания коллекторов на абсолютной отметке - 426,1 м. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в

скважины 87 на абсолютной отметке -533,7 м. Высота залежи в пределах блока равна 107,6 м, площадь нефтеносности – 643 тыс.м².

В пределах III блока по данным ГИС в юго-западной части залежи выделены газонасыщенные пласты в 14 скважинах (27, 33, 37, 56, 71, 89, 117, 118, 136, 145, 149, 158, 182, 188). Наличие газовой шапки в этой части структуры доказывается результатами опробования в скважине 27, из которой в 1969 г был получен приток газа дебитом 14,95 тыс.м³/сут на штуцере 7 мм. ГНК находится на отметке от -438,4 м до -439,7 м.

Промышленная продуктивность горизонта доказана опробованием и эксплуатацией 13 скважин (15, 18, 40, 65, 78, 81а, 121, 122, 124, 141, 144, 159, 345). В разработку горизонт на этом блоке вступил в 1975 г с вводом скважины 78 с начальным дебитом нефти 23,6 м³/сут.

Минимальная глубина залегания коллекторов выделена по ГИС на отметке минус 426,6 м. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 345 на абсолютной отметке -520,6 м. Площадь нефтеносности в пределах блока составляет 532 тыс.м², газоносности – 187 тыс.м², высота залежи - 94 м, в том числе газовой шапки – 11,8-13,1 м.

В IV блоке ближе к разлому F₃ по материалам ГИС в скважине 64 выделяется газонасыщенный пласт толщиной 3,4 м, в связи с чем в этом районе выделена небольшая газовая шапка.

Горизонт опробован в разведочной скважине 31, получены фонтаны нефти. В разработку введены 9 скважин (31, 82а, 83, 84, 85, 123, 131, 148, 256). Скважины 82а, 83, 84, 85, введенные в разработку в 1974-75 гг., фонтанировали с начальными дебитами 6,7-85,1 м³/сут.

Самая высокая отметка залегания коллектора находится на отметке минус 439,8 м (скважина 64). ГНК находится на отметке минус 443,2 м по подошве газонасыщенного пласта в скважине 64. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят на отметке - 539,1 м по подошве нефтяного пласта в скважине 31. Высота газовой части залежи составляет 3,4 м, нефтяной части – 99,3 м. Площадь нефтеносности – 590 тыс.м², газоносности 9 тыс.м².

В блоке VII площадь продуктивности охвачена 3 скважинами (86, 251, 305). Практически все пробуренные скважины находились в эксплуатации, но надо отметить, что одной из скважин, вступивших в эксплуатацию в 2015г, является скважина 305, в которой вскрыта максимальная нефтенасыщенная толщина по блоку VII (3,9 м) и приток нефти составил 11,3 м³/сут.

Минимальная глубина залегания коллекторов на абсолютной отметке - 486,4 м.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят на отметке - 523,3 м в скважине 305 по подошве нефтяного пласта. Площадь нефтеносности составляет 65 тыс.м², высота нефтяной части залежи составляет 36,9 м.

Неокомский горизонт (K1nc)

Общая толщина горизонта меняется от 5,3 до 27,1 м. Количество продуктивных пластов-коллекторов в пределах горизонта меняется от 1 до 7. Общая толщина коллекторов по скважинам меняется от 0,9 до 26,5 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,8 до 18,2 м.

Продуктивность установлена в I, II, III, IV, VII, IX, X, XI блоках.

В пределах блока I на большей площади залежь размыта, на западной переклинали вскрыта скважинами 3, 7, 301, 302, 303, 324. Скважиной 7 вскрыт водоносный пласт толщиной 6,7 м.

Нефтеносность блока доказана опробованием скважин 3, 301, 324. При опробовании в 1966 г в поисковой скважине 3, из которой получен фонтанный приток нефти дебитом 86,4 м³/сут через 7 мм штуцер. В 1972г скважина 3 вступила в эксплуатацию дебитом 29,7 м³/сут и проработала до 1979 г.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 3 на абсолютной отметке -553,4м. Площадь нефтеносности составляет 555 тыс.м².

На II блоке в контуре нефтеносности пробурены 64 скважин, из них в опробовании и эксплуатации находились 42 скважины.

Притоки нефти получены в скважинах равномерно по площади блока, что позволяет говорить о хорошей изученности залежи. В скважине 38, при опробовании в 1979 г давшей 24 м³/сут, выделена нефтенасыщенная толщина 11,2 м, в скважине 26 при нефтенасыщенной толщине 13,2 м при опробовании интервала 440-450 м получен приток нефти 38 м³/сут, в скважине 22 при нефтенасыщенной толщине 15,7 м при опробовании интервала 498-512 м получен приток нефти 24 м³/сут, Как видно из приведенных результатов, при нефтенасыщенной толщине более 10 м приток нефти составлял порядка 20-40 м³/сут.

Минимальная глубина залегания коллектора на отметке -432,6 м (скважина 165), максимальная глубина соответствует ВНК на отметке - 543,7 м, что соответствует подошве нефтяного пласта в скважине 87. Площадь нефтеносности – 999 тыс.м².

На III блоке нефтенасыщенные коллекторы выделены в 61 скважинах, из них в опробовании и эксплуатации находились 26 скважин. Нефтеносность блока доказана опробованием и эксплуатацией разведочных скважин 15, 30. При опробовании скважин 15

и 30 получены фонтанные притоки нефти дебитами 16,1-29,5 м³/сут.

Самая высокая отметка залегания коллектора получена по скважине 222 на отметке -431 м. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 32 на отметке -548,1 м. Площадь нефтеносности – 854 тыс.м².

На IV блоке залежь ограничена тектоническими нарушениями, а на юго-западе линией примыкания к соли.

В опробовании и эксплуатации находились 13 скважин. На разведочном этапе при опробовании скважины 1 в 1967 г из интервала 429-434 м был получен фонтанный приток нефти дебитом 27 м³/сут через 7 мм штуцер, в 1972 г скважина вступила в эксплуатацию и проработала до 2013 г.

ВНК по данным ГИС не определен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 31 на абсолютной отметке -555,3 м. Площадь нефтеносности – 868 тыс.м².

На VII блоке горизонт вскрыт скважинами 86, 251, 289, 305.

Из скважин старого фонда на пласт эксплуатировалась скважина 86 (1992-2011 гг).

Минимальная глубина залегания коллектора на отметке -497,0 м (скважина 86), ВНК находится на отметке -525,2 м, что соответствует подошве нефтяного пласта в скважине 305.

Площадь нефтеносности в пределах блока равна 52 тыс.м², высота залежи – 28,2 м.

На IX блоке скважины не пробурены и нефтенасыщенность предполагается по аналогии с блоками I и X. ВНК принят условно на отметке -563,6 м по аналогии с блоком X.

В X блоке горизонт вскрыт скважинами 6 и 8. В скважине 6 по ГИС выделен нефтяной пласт эффективной толщиной 8 м, в скважине 8 - водоносные пласты эффективной водонасыщенной толщиной 17,2м. ГИС в скважине 6 включает методы ГК и НГК, коэффициент нефтеносности принят по аналогии с I блоком.

При опробовании разведочной скважины 6 получен фонтанный приток нефти дебитом 59 м³/сут в 1968 г, в дальнейшем скважина проработала до 1996г.

ВНК принят на отметке -563,6 м, что соответствует середине расстояния между верхней отметкой водоносного пласта в скважине 8 (-603,5 м) и нижней отметкой нефтяного пласта в скважине 6 (-523,7 м). Площадь нефтеносности – 150 тыс.м².

На XI блоке скважины не пробурены и нефтенасыщенность предполагается по аналогии с блоком X. ВНК принят условно на отметке -563,6м по аналогии с блоком X.

Неокомский горизонт III (III-nc).

Залежь продуктивна в I, II, III, IV, X, XI блоках, при этом из-за разного насыщения коллекторов II, III и IV блоки подразделяются на подблоки. Зона размыва проявляется на юге I блока. Залежь на IV блоке с юга ограничена стенкой соляного тела.

Общая толщина горизонта меняется от 5,3 до 18,8 м. Количество продуктивных пластов-коллекторов в пределах горизонта меняется от 1 до 7. Общая толщина коллекторов по скважинам меняется от 0,8 до 18,8 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,8 до 11,8 м.

На I блоке нефтенасыщенные толщины до 1,4 м приурочены ближе к зоне размыва. Максимальная нефтенасыщенная толщина 10,6 м вскрыта в скважине 208 на юго-западе. Данный блок является по площади продуктивности самым обширным.

На разведочном этапе раздельное опробование проведено в скважинах 2, 10, 17, 21 в 1966-1968 гг, начальные дебиты нефти достигали 68 м³/сут (скважина 17) на 7мм штуцере. В разработку горизонт вступил в 1973 г с вводом скважины 21.

ВНК по данным ГИС не установлен. Самая низкая отметка нефтяного пласта зафиксирована в скважине 91 на абсолютной отметке -535,5 м, а самой верхней отметке водоносного пласта соответствует -580,5 м. ВНК условно принят на отметке -558 м, что соответствует середине расстояния между верхней отметкой водоносного пласта в скважине 3 и нижней отметкой нефтяного пласта в скважине 91. Площадь нефтеносности в пределах блока равна 2421 тыс.м².

II блок из-за разности водонефтяных контактов разделен на подблоки IIa, IIб, IIв, IIг.

На подблоке IIa в контуре продуктивности пробурены 18 скважин (12а, 36, 55, 63, 69, 127, 128, 129, 132, 147, 156, 231, 234, 235, 236, 242, 287, 297).

В эксплуатации находились 7 скважин (36, 55, 63, 129, 147, 231, 242). В основном данный горизонт отрабатывался совместно с другими горизонтами. В скважинах 242, 231, 36 зафиксированы притоки нефти порядка 3,4-3,8 м³/сут, в скважине 55 приток нефти составил 44 м³/сут.

ВНК по данным интерпретации материалов ГИС установлен в скважине 132 нижней отметке нефтенасыщенности соответствует отметка - 488,1 м. Кровля водоносного пласта в скважине 36 выделена на отметке - 484,8 м. Водонефтяной раздел находится в пределах отметок -484,8 – 488,1 м.

На подблоке IIб продуктивная часть залежи вскрыта в 12 скважинах (26, 34, 53, 72, 79, 130, 146, 165, 187, 207, 252, 293).

Опробование горизонта в пределах блока проводилось в скважине 79, получен

фонтан нефти дебитом 24,4 м³/сут. В эксплуатации пребывали скважины 79, 146, 165 совместно с другими горизонтами.

ВНК определен исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 26, совпадающей с подошвой нефтяного пласта -498,2 м и верхней отметкой воды в скважине 238 на отметке -491,1 м. На основании этих данных ВНК принят наклонным, в пределах отметок -491,1 м – -498,2 м.

На подблоке IIв в контуре продуктивности пробурены скважины 59, 60, 262.

В эксплуатации пребывали скважины 59 (с 2005-2024 гг), 60 (1987-1995гг). С самого начала разработки эксплуатация скважин характеризовалась низкими дебитами нефти (0,6-0,7 м³/сут) и высокими дебитами воды (28,2- 38,4 м³/сут).

ВНК определен исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 60, совпадающей с подошвой нефтяного пласта -553,4 м и верхней отметкой водоносного пласта в скважине 263 на глубине -549,8 м. На основании этих данных ВНК принят наклонным, в пределах отметок -549,8- 553,1 м.

На подблоке IIг в контуре нефтеносности пробурена одна скважина 87, которая находилась в эксплуатации совместно с другими горизонтами в период 1974-1987 гг. Начальный дебит нефти составил 11,8 м³/сут без воды.

ВНК установлен по данным ГИС на абсолютной отметке -560,2 м по контакту нефть-вода.

На III блоке нефтеносность установлена на подблоках III а, III б.

На подблоке IIIа продуктивную часть залежи вскрыли 45 скважин. Всего в опробовании и эксплуатации пребывало 15 скважин (37, 40, 64, 65, 80, 78, 89, 117, 122, 126, 144, 145, 158, 219, 223). Первой скважиной, опробовавшей горизонт в 1973 г явилась скважина 80, из которой получен безводный приток нефти дебитом 16,8 м³/сут на 7 мм штуцере. В эксплуатацию скважина вступила в 1974 г и проработала до 1986 г. Скважины 40 и 78, пробуренные на крайней юго-западной части залежи, эксплуатируются совместно с другими горизонтами продолжительное время, начиная с 1975-1979 гг и по 2016-2020 гг. Начальные дебиты нефти этих скважин варьировали в пределах 17,4-23,6 м³/сут без воды. Скважины, вступившие в эксплуатацию в более поздний период времени (37, 65, 89, 122, 126, 145, 219), характеризуются низкими дебитами нефти и высокими дебитами воды (до 33,3 м³/сут).

ВНК определен, исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 144, совпадающей с подошвой нефтяного пласта -492,6 м и верхней отметкой воды в скважине 181 на глубине -484,5 м. На основании этих данных ВНК принят наклонным на отметках -484,5-492,6 м.

На подблоке IIIб продуктивную часть залежи вскрыла одна скважина 141, которая эксплуатировалась в период 1985-1987 гг совместно с горизонтом IV пс. Начальный дебит нефти в первый месяц эксплуатации составил $3,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ с большим количеством воды ($Q_{\text{в}}=13,7 \text{ м}^3/\text{сут}$).

ВНК по данным ГИС не определен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 141 на абсолютной отметке -499 м.

На IV блоке нефтеносность установлена на подблоках IVа, IVб, IVв.

На подблоке IVа нефтяную часть залежи вскрыла скважина 1, законтурную часть залежи вскрыли скважины 46, 218. Разведочная скважина 1 была опробована в 1966 г, скважина периодически фонтанировала нефтью с газом и водой.

ВНК установлен по ГИС в скважине 1 на отметке -485,2 м и согласуется с выделенными по данным ГИС отметками водоносных пластов в скважинах 46 (-489,9 м) и 218 (-489,5 м).

На подблоке IVб в контуре нефтеносности пробурены скважины 31, 82 а, 255. Скважина 255 находилась в эксплуатации в 2003-2007 гг, начальный дебит нефти составил $7,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ с водой ($Q_{\text{в}}=17,9 \text{ м}^3/\text{сут}$). ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 31 на отметке – 572 м.

На подблоке IVв нефтенасыщенный пласт толщиной 0,8м по данным ГИС выделен в скважине 148, опробования проводилось совместно с горизонтом IV-пс, начальный дебит нефти составил $9,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ с водой ($Q_{\text{в}}=24,4 \text{ м}^3/\text{сут}$). Скважина 61 вскрыла законтурную часть залежи с отметки -518,7 м.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 148 на отметке -503,1 м.

На X блоке в контуре нефтеносности пробурены скважины 6, 342. Скважина 6 эксплуатировалась в период 1972-1996 гг совместно с горизонтом пс, начальный дебит нефти составил $3,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ без воды.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 6 на отметке – 545,7 м.

На XI блоке в контуре нефтеносности пробурена скважина 51, которая эксплуатируется на горизонт, начиная с 1974 г, начальный дебит нефти составил $11,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ без воды.

Учитывая длительную безводную эксплуатацию скважины, ВНК принят на отметке -553,4 м, что соответствует середине расстояния между верхней отметкой водоносного пласта в скважине 9 (-625,3м) и нижней отметкой нефтяного пласта в скважине 51 (-481,5 м).

Неокомский горизонт IV (IVnc).

Продуктивные коллектора установлены в I, II, III, IV, X, XI блоках, из них II, III, IV блоки из-за разного уровня водоразделов разбиты на подблоки.

Общая толщина горизонта меняется от 4,0 до 19,0 м. Количество продуктивных пластов-коллекторов в пределах горизонта меняется от 1 до 6. Общая толщина коллекторов по скважинам меняется от 1,1 до 18,8 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,8 до 13,2 м.

На I блоке нефтяная залежь является самой обширной по площади распространения и здесь сосредоточено самое большое количество добывающих скважин. Залежь с юго-восточной части ограничена зоной размыва, с юга – тектоническим нарушением F₇, с северо-запада – контурными водами.

В контуре продуктивности пробурены 104 скважин.

На разведочном этапе на блоке были опробованы скважины 2, 11, 17, 20, 25, 29. Максимальный дебит нефти получен в объеме 86,4 м³/сут через 7мм штуцер в скважине 2.

В разработку горизонт введен в 1972 г вводом разведочных скважин 11, 25 фонтанным способом. За весь период разработки на горизонт в I блоке эксплуатировались 59 скважин, из них 30 скважин находились в эксплуатации на данном объекте, включающем в себя несколько продуктивных горизонтов.

В I блоке ВНК по данным ГИС не установлен, нефтенасыщенные пласты выделены в скважинах 93, 247 до отметок -549,3 м; -548,8 м. Кровля водонасыщенных пластов выделена в скважине 301 с отметки -580,3 м. Учитывая длительную безводную эксплуатацию скважин 94, 95, 111, ВНК можно принять на отметке -564,8 м, что соответствует середине расстояния между верхней отметкой водоносного пласта в скважине 301 (-580,3 м) и подошвой самого нижнего нефтяного пласта в скважине 93 (-549,2 м).

Минимальная глубина залегания коллекторов находится на абсолютной отметке - 404,4 м, максимальная – на уровне принятого ВНК на отметке -564,8 м. Высота залежи в пределах блока равна 160,4 м. Площадь нефтеносности на I блоке составляет 2106 тыс.м².

Во II блоке продуктивность установлена в подблоках II а, II б, наиболее обширным из которых по площади является подблок IIа.

В подблоке IIа в контуре продуктивности пробурены 15 скважин (36, 41, 55, 127, 128, 129, 147, 156, 231, 234, 235, 236, 242, 287, 297), из них на горизонт пребывали в эксплуатации скважины 129, 231, 234. Начальные дебиты нефти в первый месяц эксплуатации были незначительные 0,4-3,8 м³/сут, воды – 6,0-19,7 м³/сут.

Минимальная глубина залегания коллекторов находится на абсолютной отметке - 486,2 м. Водонефтяной контакт установлен по ГИС в скважине 297 на отметке нефтенасыщенности соответствует отметка -511 м, верхняя отметка водоносного пласта зафиксирована в законтурной скважине 38 на отметке -506,7 м. ВНК принят наклонным на отметках -506,7 – 511 м. С учетом принятого водораздела высота залежи в подблоке Па составляет 20,5 – 24,8 м. Площадь нефтеносности блока равна 243 тыс.м².

В подблоке Пб нефтяные коллектора по данным материалов ГИС выделены в 17 скважинах (26, 34, 62, 62а, 72, 79, 125, 130, 143, 146, 119, 165, 187, 207, 283, 290, 293). Площадь нефтеносности полностью контролируется тектоническими нарушениями и зоной фациального замещения пород. Вниз по разрезу ВНК условно взят по самой нижней отметке нефтяного пласта в скважине 62 на абсолютной отметке -534,1 м. С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 109 тыс.м².

В подблоке Пв нефтенасыщенные коллектора выделены по данным ГИС в скважине 60, остальные скважины попали в зону литологического замещения пород, опробование не проводилось. ВНК условно взят по самой нижней отметке нефтяного пласта в скважине 60 на абсолютной отметке - 573,1 м.

Нефтяные залежи подблоков Па, Пб, Пв являются литологически ограниченными.

III блок разбит на подблоки IIIа, IIIб, IIIв.

В подблоке IIIа нефтенасыщенные коллектора выделены по результатам интерпретации материалов ГИС в 45 скважинах. На горизонт работали скважины 33, 65, 78, 89, 126, 145, 149, 158, 217, 219, 229, 223, 233. Начальные дебиты нефти в первый месяц эксплуатации достигали 23,6 м³/сут (скважина 78).

ВНК по данным ГИС не подсечен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 5 на абсолютной отметке -534,9 м. Площадь нефтеносности составляет 446 тыс.м².

В подблоке IIIб в контуре нефтеносности пробурены 2 скважины (67, 276), скважины 81а и 15 вскрыли законтурную часть залежи.

По результатам обработки материалов ГИС в скважине 276 пласты оцениваются продуктивными до отметки -519,5 м; а кровля водонасыщенного пласта в скважине 81а находится на отметке -518 м. ВНК принят наклонным на отметках -518 – 519,5 м. Площадь нефтеносности блока равна 15 тыс.м².

В подблоке IIIв в контуре нефтеносности пробурены 4 скважины (61, 124, 141, 261). Скважина 141 в 1985 г введена в эксплуатацию совместно с горизонтом III-пс начальным дебитом нефти 3,5 м³/сут, воды 13,7 м³/сут. Скважина эксплуатировалась на горизонт в период 1985-1987гг.

ВНК принят в скважине 124 по подошве нефтяного пласта на отметке - 548,4 м и согласуется с верхней отметкой водоносного пласта, выделенного на отметке -548,2 м в скважине 159. Площадь нефтеносности блока равна 50 тыс.м².

На IV блоке в контуре нефтеносности горизонт вскрыт скважинами №№ 1, 4, 131, 148. Опробование было проведено в скважине 1 в 1966 г и был получен приток нефти с водой, дебит не замерялся, также в скважине 148 проведено опробование совместно с горизонтом III-пс, начальный дебит нефти составил 9,3 м³/сут и дебит воды 24,4 м³/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 131 на отметке -541,8 м. Площадь нефтеносности блока равна 276 тыс.м².

На X блоке в контуре нефтеносности пробурена новая скважина 342. ВНК принят по самой нижней отметке нефтяного пласта на отметке – 518,6 м. Площадь нефтеносности составляет 17 тыс.м².

На XI блоке скважиной 51 вскрыт нефтяной пласт толщиной 10,4 м. Скважина 51 в 1974 г введена в эксплуатацию совместно с горизонтом III-пс фонтанным способом с начальным дебитом нефти 11,6 м³/сут и эксплуатировалась вплоть до января 2016 г.

Учитывая длительный период эксплуатации скважины 51 ВНК принят по середине расстояния между нижней отметкой нефтяного пласта -506,4 м (скважина 51) и верхней отметкой водоносного пласта -653,2 м (скважина 9) на абсолютной отметке – 579,8 м. Площадь нефтеносности составляет 96 тыс.м².

Среднеюрский горизонт I1 (I1-J2).

Нефтеносность установлена на I, II, III, IV, X блоках. В свою очередь блоки II, III делятся на подблоки. Горизонт частично размыт в своде на I, II блоках.

Площадь нефтеносности по горизонту составляет 2458 тыс.м².

Общая толщина горизонта меняется от 4,2 до 48,1 м. Количество продуктивных пластов-коллекторов в пределах горизонта меняется от 1 до 12. Общая толщина коллекторов по скважинам меняется от 0,9 до 28,6 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,9 до 20,4 м.

Горизонт представлен песком мелко- и тонкозернистым, глинистым с прослоями мелко- и тонкозернистого глинистого песчаника с единичными прослойками алевролита и глины. Открытая пористость коллекторов колеблется в пределах от 20,1 до 36,3%, среднее значение по горизонту – 28,6%, проницаемость по газу – от 1,6 до 1625,7 мД, среднее значение – 344 мД.

Все залежи нефтяные, пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

На I блоке в контуре продуктивности пробурено 77 скважин.

На разведочном этапе горизонт опробован в скважинах 2, 17, получены фонтанные притоки нефти дебитами 63-118 м³/сут. В разработку горизонт вступил в 1973 г с вводом скважины 50.

ВНК принять по контакту нефть - вода в скважине 303 на абсолютной отметке - 571,9 м.

Скважина 285, пробуренная в 2016 г, вскрыла текущий ВНК на отметке -492,7 м, обводнение продуктивных пластов вызвано влиянием эксплуатации соседних скважин 49, 203. Обводнившиеся пласты, находящиеся выше уровня начального ВНК в скважинах 285, 303 для подсчета начальных запасов приняты как продуктивные.

С учетом принятого ВНК высота залежи составляет 134,7 м, площадь нефтеносности 1233 тыс.м².

II блок разбит на подблоки IIa, IIб, IIв.

На подблоке IIa в контуре продуктивности пробурены 25 скважины.

В разведочный период в 1968 г опробована скважина 28, получен фонтан нефти дебитом 67 м³/сут через 7 мм штуцер. В 1972 г первой в эксплуатацию введена скважина 28 начальным дебитом 23,8 м³/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 28 на абсолютной отметке -555,4 м. В процессе эксплуатации скважин 284, 287, пробуренных в 2014-2016 гг, произошло обводнение продуктивных пластов. В скважине 284 текущий ВНК вскрыт на отметке -513,9 м; в скважине 287 – на отметке - 523,9 м. Все обводненные пласты, находящиеся выше уровня начального ВНК (скважин 284, 287), для подсчета начальных запасов приняты как продуктивные.

С учетом принятого ВНК высота залежи составляет 41,5 м, площадь нефтеносности 310 тыс.м².

В подблоке IIб в контуре нефтеносности пробурены 15 скважин (26, 62, 62а, 72, 125, 130, 133, 143, 146, 161, 238, 252, 283, 277, 283), из них в эксплуатации пребывали скважины 26 (1972-1981 гг), 72 (2021–2024 гг), 161 (2014-2015гг), начальные дебиты нефти достигали 34,9 м³/сут (скважина 26).

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 133 на абсолютной отметке -564 м. С учетом принятого ВНК высота залежи составляет 54,1 м, площадь нефтеносности 103 тыс.м².

В подблоке IIв в контуре нефтеносности пробурены 5 скважин (22, 59, 60, 163, 263). Скважина 60 пребывала в эксплуатации в период 1978-1985 гг, начальный дебит нефти составил 2,7 м³/сут, также в эксплуатации пребывали скважины 59 (2003-2004 гг), 22

(2012-2016 гг).

ВНК принять по контакту нефть - вода в скважине 60 на абсолютной отметке -605,4 м. С учетом принятого ВНК высота залежи составляет 25,4 м, площадь нефтеносности 75 тыс.м².

III блок разбит на подблоки III а, III в.

В подблоке IIIа в контуре продуктивности пробурены 32 скважин.

В эксплуатации пребывали скважины 5, 33, 64, 78, 80, 89, 117, 118, 126, 149, 158, 181, 217, 219, 222, 223, 229, 249, 298. Первой в эксплуатацию вступила в 1972 г скважина 25 с начальным дебитом 93,9 м³/сут, затем к ней в 1974 г присоединилась скважина 80 с начальным дебитом 17 м³/сут, затем в 1975 г скважина 78 – с начальным дебитом 23,6 м³/сут. Скважина 117 вступила в эксплуатацию в 1982 г с начальным дебитом 20,4 м³/сут. Скважина 118 эксплуатировалась на горизонт в период 1982-1987 гг, начальные дебиты нефти изменялись от 15,6 до 20,4 м³/сут, также присоединились скважина 126 (1987-1988 гг), 217 (1993-2015 гг), начальные дебиты нефти которых изменялись от 1,2 до 7,1 м³/сут. Остальные скважины в эксплуатацию вступили позднее, – в 2002-2013 гг, начальные дебиты нефти по данным скважинам варьировали в пределах 0,2-5,95 м³/сут. В шести скважинах (233, 249, 260, 273, 275, 325), находящиеся нефтяной зоне, нефтенасыщенные толщины частично обводнены в процессе разработки скважин 64, 78, 80, 117.

ВНК принять по контакту нефть - вода в скважине 5 на абсолютной отметке - 553,1м. С учетом принятого ВНК высота залежи составляет 47,1 м, площадь нефтеносности 333 тыс.м².

В подблоке IIIб в контуре продуктивности пробурены 3 скважины (39, 67, 141). ВНК по данным ГИС не подсечен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 141 на абсолютной отметке -554,6 м. Площадь нефтеносности составляет 17 тыс.м².

В подблоке IIIв в контуре продуктивности пробурены 4 скважины (18, 159, 261, 282). В эксплуатации пребывали скважины 18, 261, при опробовании в 1968 г разведочной скважины 18 был получен безводный приток нефти дебитом 54,7 м³/сут через 7 мм штуцер, в 1972 г скважина 18 вступила в эксплуатацию начальным дебитом 36,3 м³/сут и проработала вплоть до 2008 г, скважина 261 работала на горизонт в период с 2014 по 2022 годы, начальный дебит нефти в первый месяц эксплуатации составил 5,5 м³/сут.

ВНК по ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 159 на абсолютной отметке -580,6м. Площадь нефтеносности составляет 90 тыс.м².

В подблоке IV в контуре нефтеносности пробурены скважины 1, 4, 46, 131, 218.

Разведочная скважина 1 самостоятельно была опробована в 1966г, начальный дебит нефти составил 35,5 м³/сут через 5мм штуцер без воды, в 2013-2014 гг скважина работала совместно с I₂-J₂ горизонтом. Скважина 46 также самостоятельно работала в период 1978-2007 гг, начальный дебит нефти составлял 13,6 м³/сут.

ВНК по ГИС не зафиксирован и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 131 на абсолютной отметке -572,4 м.

На VII блоке скважиной 86 вскрыт нефтяной пласт толщиной 1,2м.

ВНК принят по контакту нефть - вода в скважине 86 на абсолютной отметке -582 м. Площадь нефтеносности составляет 4 тыс.м².

На X блоке в контуре нефтеносности пробурена новая скважина 342. Скважина вступила в эксплуатацию в 2020 году с начальным дебитом 5,3 м³/сут. Скважина работает по настоящее время.

ВНК принят по самой нижней отметке нефтяного пласта на отметке – 544,8 м. Площадь нефтеносности составляет 14 тыс.м².

Среднеюрский горизонт I₂ (I₂-J₂).

Нефтеносность по ГИС и опробованию установлена на блоках I, II, III, IV.

Общая толщина горизонта меняется в основном в пределах 14,4-60,6 м.

Количество продуктивных пластов в пределах горизонта меняется в пределах 1-12. Общая толщина коллекторов по скважинам меняется от 1,0 до 35,4 м, эффективная нефтенасыщенная от 1,0 до 30,9 м.

Литологически горизонт сложен, в основном, алевритом и песком мелко- и тонкозернистым с прослоями глинистого алевролита и песчаника.

К блокам приурочены нефтяные залежи, пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

На блоке I продуктивная часть горизонта вскрыта в 124 скважинах. Разработка начата в 1972-1973 гг разведочной скважиной 13, начальный дебит нефти составил 36,5 м³/сут без воды. В дальнейшем при опробовании разведочных скважин 2, 10, 11, 17, 20, 21, 24, 25 получены фонтанные притоки нефти дебитами от 13,5 до 111 м³/сут.

ВНК по данным ГИС зафиксирован в скважине 21 (-573,3 м), в скважине 150 (-566,1 м) и принят наклонным в пределах отметок -566,1-573,3 м.

Блок II разделен на подблоки IIa, IIб, IIв.

На подблоке IIa нефтенасыщенные коллектора выделены по ГИС в 28 скважинах. В разведочной скважине 28 опробование проведено в 1968 году, начальный дебит нефти составил 67 м³/сут через 7 мм штуцер, в эксплуатацию скважина была введена в 1972 году начальным дебитом 23,8 м³/сут и проработала до 2003 г.

Согласно интерпретации материалов ГИС нефтяные пласты выделены до отметки - 568,9 м (скважина 55).

На подблоке IIб нефтенасыщенные пласты выделены по материалам ГИС в 26 скважинах.

Опробование продуктивных интервалов в скважинах 18 и 26 было проведено в 1968 г. В результате опробования получены дебиты нефти: по скважине 18 - 54,7 м³/сут на 7 мм штуцере, а по скважине 26 - 80 м³/сут. В 1972 году скважина 18 вступила в эксплуатацию с начальным дебитом 36,3 м³/сут, а скважина 26 вступила в эксплуатацию в 1975 году с начальным дебитом 16,5 м³/сут. Всего в эксплуатации находились 11 скважин, основная масса которых начала работать 1980-1985 гг, начальные дебиты нефти варьировали 3,6-27,8 м³/сут. В скважине 130, вступившей в эксплуатацию в 2014 г, начальный дебит нефти составил 0,4 м³/сут с большим количеством воды.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 159 на отметке -613,2 м.

На подблоке IIв в контуре нефтеносности пробурены 8 скважин.

В разведочной скважине 22, в которой при опробовании в 1968 г был получен фонтанный приток нефти дебитом 64 м³/сут на 7 мм штуцере, в эксплуатацию вступила в 2012 г и проработала до апреля 2016 г с начальным дебитом 10,3 м³/сут с водой. Из скважин старого фонда в эксплуатации находились скважины 59, 60, 163, 239, 263, 264, начальные дебиты колебались в пределах 0,1-6,8 м³/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 60 на отметке -633,7 м.

Блок III разделен на подблоки IIIа, IIIб, IIIв.

На подблоке IIIа в контуре нефтеносности пробурены 44 скважин.

В период разведки была опробована разведочная скважина 15 в 1967 г и по ней был получен фонтанный приток нефти дебитом 54 м³/сут на 7 мм штуцере, затем в разведочной скважине 27 при опробовании в 1968 г был получен фонтанный приток нефти дебитом 30,1 м³/сут через 7 мм штуцер, скважина 80 была опробована в 1974 г, по ней был получен фонтанный приток нефти дебитом 16,8 м³/сут на 7 мм штуцере.

ВНК установлен по результатам интерпретации материалов ГИС в скважине 181 на отметке -568,0 м, верхняя отметка водоносного пласта зафиксирована в скважине 5 на отметке -564,3 м. ВНК принят наклонным от -564,3 м до -572,5 м.

На подблоке IIIб нефтенасыщенные пласты по данным ГИС выделены в 6 скважинах. В эксплуатации пребывали скважины 15, 67, 81а, 141, 276 начальные дебиты нефти варьировали в пределах 0,1-12,9 м³/сут.

По результатам обработки материалов ГИС в скважине 39 подошва нефтяного пласта до отметки –571,9 м, а кровля водонасыщенного пласта в скважине 67 находится на отметке -562,6 м. ВНК принят наклонным на глубине -562,6 – 571,9 м.

На подблоке IIIв продуктивны по ГИС 3 скважины (61, 121, 261).

В разработке находились 2 скважины (61, 261). Скважина 61 работала в период 1973-2008 гг. Скважина 261 вступила в разработку в 2014 г и находилась в действующем добывающем фонде до 2022 года. Начальные дебиты нефти в первый месяц эксплуатации варьировали в широких пределах от 5,5 м³/сут (скважина 261) до 77,1 м³/сут (скважина 61).

По результатам обработки материалов ГИС в скважине 61 подошва нефтяного пласта до отметки –572,4 м, а кровля водонасыщенного пласта в скважине 261 находится на отметке -570,4 м. ВНК принят наклонным на глубине -570,4 – 572,4 м.

На блоке IV продуктивная часть вскрыта в 4 скважинах (1, 4, 46, 218). В разведочной скважине 1 опробование было проведено в 1966 году, при этом был получен безводный приток нефти дебитом 25 м³/сут через 7 мм штуцер, в эксплуатации скважина находилась 2013-2014гг. Скважина 218 пребывала в эксплуатации в период 1992-1996 гг, начальный дебит нефти в первый месяц эксплуатации составлял 6,0 м³/сут.

Самая нижняя отметка нефти зафиксирована на глубине -578,6 м в скважине 1, а кровле водоносного пласта-коллектора соответствует отметка - 574м в скважине 4. ВНК принят наклонным от -574 м до -578,6 м.

В целом по горизонту площадь нефтеносности составляет 3131тыс.м².

Среднеюрский горизонт I3 (I3-J2).

К горизонту приурочены нефтяные залежи, установленные по каротажу и опробованию на блоках Iв, Iб, Ia, Пв, Пб-2, Па, IIIб, IIIа, IV.

Общая толщина горизонта меняется от 10,1 м до 48 м. Низкие значения толщин отмечаются в скважинах, вскрывших не полный горизонт. По падению горизонта толщины увеличиваются. Общая толщина коллекторов по скважинам меняется от 1,0 до 34,0 м, эффективная нефтенасыщенная от

1.0 до 32,4 м. Количество продуктивных пластов в пределах горизонта меняется в пределах 1-14.

Литологически горизонт представлен чередованием прослоев песка мелко- и тонкозернистого, глинистого с более тонкими прослойками песчаника тонко- и мелкозернистого, глинистого, иногда алевролита и глины.

Залежи нефти пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

I блок разделен на подблоки Iв, Iб, Ia из-за разного характера насыщения пластов.

В Ia подблоке продуктивная часть горизонта вскрыта в 7 скважинах (48, 52, 69, 137, 202, 204, 205). В скважине 52 при опробовании в 1973 году был получен приток нефти дебитом $42,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 7 мм штуцере без воды, далее находилась в разработке 1974-2009 гг. Скважина 204 работала 1986-2006 гг, а скважина 205 находится в разработке с 2017 года по настоящее время, с начальным дебитом нефти $4,8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

По ГИС нефтенасыщенные пласты в скважине 202 выделены до отметки -563,0 м, верхняя отметка воды отмечается в скважине 201 с глубины -559,4 м. Исходя из вышеизложенного, можно предположить, что начальный ВНК является наклонным в пределах отметок -559,4 -563 м.

В Ib подблоке в контуре продуктивности пробурены 17 скважин (13, 49, 54, 100, 103, 120, 138, 180, 185, 199, 200, 209, 225, 243, 248, 253, 285).

На разведочном этапе при опробовании скважины 13 был получен фонтанный приток нефти дебитом $71,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ через 7 мм штуцер, в разработку скважина вступила в 1972 г и проработала до 2015 г. Также в разработку вступила скважина 103 в 1973 году, начальный дебит нефти составил $18,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ без воды. Затем в 1977-1996 гг присоединились скважины 49, 13, 100, 120, 199, в 2001-2012 гг в разработку вступили скважин 138, 180, 225, 253, начальные дебиты нефти колебались в широких пределах от $0,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ (скважина 138) до $44,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ (скважина 49).

Самая низкая отметка нефтяного пласта выделена до глубин -565,1 м (скважина 103), верхняя отметка воды выделена с глубины -562,1 м (скважины 49, 203). Исходя из вышеизложенного, ВНК принят наклонным на отметках -562,1-565,1 м.

В Ic подблоке продуктивная часть разреза вскрыта в 62 скважинах. В разработке пребывали 45 скважины, из них 22 отдельно от других горизонтов.

В разведочных скважинах 11 и 20 горизонт был опробован в 1968 г и 1967 г, начальные дебиты нефти составили $52 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $30,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 7 мм штуцере, соответственно. В разработку горизонт вступил в 1973 году скважинами 11 и 104 начальными дебитами $70,4$ и $12,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ без воды.

Водонефтяной контакт обоснован по результатам обработки промыслово-геофизических материалов в скважине 173 пласты оцениваются продуктивными до отметки -575,4 м, а кровля водонасыщенных пластов находится на отметке -568,7 м в скважине 174. ВНК принят наклонным от - 568,7 м до -575,4 м.

Блок II разделен на подблоки IIa, IIб-2, IIв.

На подблоке IIa в контуре продуктивности пробурены 23 скважины (12а, 53, 72, 79, 128, 129, 132, 136, 147, 156, 165, 187, 207, 231, 234, 235, 236, 242, 274, 284, 287, 293, 297).

В разработку горизонт на подблоке Па вступил в 1981 году скважиной 129 совместно с другими горизонтами дебитом 20,2 м³/сут.

По результатам интерпретации материалов ГИС самый нижний нефтяной пласт в скважине 297 выделен до отметки -585,1 м. Вода выделена в скважине 63 на отметке -575,1м. ВНК принят наклонным от -575,1 м до -585,1м.

На подблоке Пб-2 нефтенасыщенные пласты по данным ГИС выделены в 4 скважинах (62, 62а, 133, 291).

ВНК принят по кровле водонасыщенного пласта в скважине 62а на отметке -611,3 м.

На подблоке Пв в контуре продуктивности пробурены 6 скважины (59, 60, 163, 263, 264, 281), в разрезе которой по данным материалов ГИС выделены нефтяные пласты суммарной толщиной 13,2 м. Скважина 60 введена в разработку в 1978 г, начальный дебит нефти – 2,7 м³/сут, воды 2,4 м³/сут, работала совместно с другими горизонтами незначительное время (01.01.1978-01.08.1985 гг) и накопленная добыча нефти за период эксплуатации составила 7 тыс. т.

ВНК условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 60 на отметке -663,8м.

Блок III разделен на подблоки Ша, Шб, Шв.

В пределах подблока Ша продуктивная часть разреза вскрыта в 36 скважинах. Разведочная скважина 27 была опробована отдельно в 1968 г и был получен фонтанный приток нефти дебитом 49,4 м³/сут через 7 мм штуцер. В эксплуатации находились 11 скважин (33, 56, 64, 145, 222, 224, 229, 249, 254, 260, 306), скважина 224 (1991-2024 гг) с начальным дебитом нефти 137,9 м³/сут в первый месяц эксплуатации, но уже в следующем месяце дебит нефти резко упал до 0,2 м³/сут и обводненность выросла до 99%, В эксплуатацию вступили скважины 229 (2003-2010 гг), 56 (2006-2016 гг), 33 (2015-2016 гг), начальные дебиты нефти составили 1,5 м³/сут и 14,6 м³/сут с водой. Скважина 145 работала совместно с другими горизонтами с 1978г по 2011 г. Скважина 222, которая работает с 2022 г совместно с другими горизонтами, начальный дебит нефти составил 1,0 м³/сут с водой, скважина 254 работает на горизонт с 2012 г, начальный дебит нефти составил 7,4 м³/сут, скважина 249 на сегодня находится в действующем добывающем фонде с 2012 г начальный дебит нефти составил 2,2 м³/сут.

ВНК по ГИС установлен в скважине 149 на отметке -578,1м, самая нижняя отметка нефти зафиксирована на глубине -588,7 м. ВНК принят наклонным от -578,1 м до -588,7 м.

На подблоке Шб нефтяной пласт толщиной 3 м выделен по данным материалов ГИС в скважине 15. Скважина 81а вскрыла законтурную часть залежи с отметки -575,2 м,

опробования не проводилось.

ВНК по ГИС не установлен. Самая нижняя отметка нефти зафиксирована на глубине -577,8 м в скважине 15а, кровле водоносного пласта-коллектора соответствует отметка -572,4 м в скважине 81а. ВНК принят наклонным от -572,4 м до -577,8 м.

На подблоке IV в контуре нефтеносности пробурены две скважины 1, 4, скважина 4 была опробована в 1966 г, получен фонтанный приток нефти с водой, дебит нефти – 9 м³/сут., воды – 6м³/сут. Залежь на блоке не разрабатывается.

В скважине 4 пласты оцениваются продуктивными до отметки – 601,8м, кровля водоносного пласта находится на отметке -606,0 м в скважине 4. ВНК принят наклонным на глубине от -601,7 м до -606,0 м.

В целом общая площадь нефтеносности горизонта равна 1825 тыс.м².

Среднеюрский горизонт I4 (I4-J2).

Нефтеносность по ГИС и опробованию установлена на блоках I, II, III, которые в свою очередь подразделяются на подблоки.

Общая толщина горизонта меняется от 13 до 46,1м, толщины увеличиваются по падению пластов.

Наибольшие толщины характерны для скважин II блока, низкие значения толщин характерны для скважин III блока.

Количество продуктивных пластов в пределах горизонта меняется в пределах 1-12.

Нефтяные залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Блок I разбит на три подблока: Ia, Ib, Iv.

На подблоке Ia продуктивная часть разреза вскрыта в 3 скважинах (69, 137, 205). Первой в эксплуатацию вступила скважина 69 в 1984 г и работает по сей день, затем в 1985 г к ней присоединилась скважина 205 и проработала до 2016 г. Начальные дебиты нефти по скважинам 69 и 205 составили 22,5 м³/сут и 3,7 м³/сут. В скважине 137, вступившей в разработку в 2004г, дебит нефти составил 0,4 м³/сут и на сегодня находится в действующем добывающем фонде.

ВНК принят по верхней отметке водоносного пласта (-568,1м), выделенного по ГИС в скважине 52.

На подблоке Ib нефтенасыщенные коллектора вскрыты в 16 скважинах, законтурная часть залежи вскрыта в скважинах 14, 49, 76, 103, 193, 203, 285.

В промышленную разработку горизонт вовлечен 13 скважинами. На разведочном этапе в 1967 г при самостоятельном опробовании в скважине 13 был получен фонтанный приток нефти дебитом 34 м³/сут на 5 мм штуцере. Первой на блоке вступила в разработку скважина 100 в 1975 г и проработала до 1986 г, начальный дебит нефти составил 65,0

м³/сут без воды. Затем в 1985-1986 гг присоединились скважин 199, 180, в 2006-2011 гг в разработку вступили скважины 225, 237, 243, 248, начальные дебиты нефти колебались в широких пределах от 1,2 м³/сут (скважина 237) до 20,6 м³/сут (скважина 199). Согласно интерпретации материалов ГИС самый нижний нефтяной пласт выделен до отметки -565,2м (скважина 199), а вода начинается с отметки -564,4 м (скважина 285). ВНК принят наклонным на глубине от -564,4 м до -565,2 м.

На подблоке Iв в контуре нефтеносности пробурены 46 скважин, из них в опробовании и эксплуатации находились 39 скважины. На разведочном этапе при опробовании скважины 29 в 1968 г был получен безводный фонтанный приток нефти дебитом 24,6 м³/сут через 7 мм штуцер, в эксплуатации скважина пребывала 1974-2010 гг. Большинство скважин работали на горизонт, начиная с 1984 г и в настоящее время в действующем добывающем фонде числятся 8 скважин. Начальные дебиты нефти колебались в широких пределах от 0,1 м³/сут до 59,5 м³/сут.

По результатам обработки промыслово-геофизических материалов в скважине 140 пласты оцениваются продуктивными до отметки -568,6 м, а кровля водонасыщенных пластов находится на отметке -566,1м в скважине 184. Исходя из вышеизложенного ВНК принят наклонным в пределах отметок -566,1-568,6 м.

Блок II разбит на подблоки: Па-2, Пв.

На подблоке Па-2 продуктивная часть разреза вскрыта в 16 скважинах. В разработке находились 5 скважин (136, 235, 236, 276, 284). Скважина 136 работала в период 1999-2015 гг, скважины 235, 236 вступили в разработку в 2008 г и в настоящее время работает в действующем добывающем фонде, также работали скважина 276 (2013-2025 гг), скважина 284 (2015-2025 гг). Начальные дебиты нефти в первый месяц эксплуатации варьировали в пределах от 3,7 м³/сут (скважина 284) до 24,1 м³/сут (скважина 136).

ВНК условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 155 на отметке - 642,0 м.

На подблоке Пв нефтенасыщенные коллектора выделены по данным ГИС в 5-ти скважинах (59, 60, 264, 271, 281).

На разведочном этапе при опробовании скважины 59 в 1973 г был получен безводный фонтанный приток нефти, в эксплуатации скважина пребывала 1973-2003 гг. Скважина 271 работала совместно с другим горизонтом с 2013 г по 2015 г., начальный дебит нефти составил 4,9 м³/сут с водой 0,3 м³/сут, В скважине 281, вступившей в разработку в 2019г, начальный дебит нефти составил 1,9 м³/сут и на сегодня находится в действующем добывающем фонде.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 60 на отметке -703,6 м.

Блок III разбит на подблоки IIIa, IIIб.

На подблоке IIIa продуктивная часть разреза вскрыта 34 скважинами. В эксплуатации пребывали скважины (64, 78, 89, 145, 158, 188, 233, 249, 254, 260, 306), Первой в эксплуатацию вступила в 1973 г скважина 64 с начальным дебитом 92,17 м³/сут, затем к ней в 1978г присоединилась скважина 145 с начальным дебитом 20,9 м³/сут, затем в 1975 г скважина 188 – с начальным дебитом 15,4 м³/сут. Остальные скважины в эксплуатацию вступили позднее, – в 2003-2020 гг, начальные дебиты нефти по данным скважинам варьировали в пределах 0,2-19,5 м³/сут.

ВНК условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 78 на отметке -635,8м.

На подблоке IIIб продуктивная часть разреза вскрыта 6 скважинами (15, 39, 67, 81a, 141, 261).

В эксплуатации отдельно от других горизонтов пребывали скважины 81a и 261, работали на горизонт в период 1975-2006 гг и 2012-2014 гг, соответственно, начальные дебиты нефти по этим скважинам составили 108,9-7,3 м³/сут, Из скважин старого фонда в эксплуатации пребывала скважина 39 (1977-2010 гг), начальный дебит нефти составил 29,0 м³/сут, скважина 15, в эксплуатацию вступила в 1999 г и работала по 2003 г, начальный дебит нефти составил 0,1 м³/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 261 на отметке -636,0 м.

Среднеюрский горизонт I5 (I5-J2).

К горизонту приурочены нефтяные залежи, установленные по каротажу и опробованию на блоках I, II, III.

Общая толщина горизонта меняется от 14,0 до 52,0 м. Количество продуктивных пластов в пределах горизонта меняется от 1 до 9.

Все залежи являются пластовыми, сводовыми, тектонически экранированными.

I блок разбит по насыщению на подблоки: Ia, Ib, Iv, Ig,

На подблоке Ia в контуре нефтеносности пробурены скважины 69, 205, остальные скважины (2, 52, 150, 201, 202, 204, 191, 192) вскрыли законтурную часть залежи.

Скважина 69 отдельно работала на горизонт в 1973-1976 гг, начальный дебит нефти при этом составлял 64,3 м³/сут без воды. Начиная с 1976 г по 1984 г скважина работала совместно с другими горизонтами, дебит нефти при этом уменьшился до 22,5 м³/сут с

водой.

Водонефтяной раздел установлен по ГИС в скважине 69 на абсолютной отметке - 569,5 м и согласуется с верхней отметкой водоносного пласта, выделенного в скважине 205 на отметке -570,9 м.

На подблоке *Iб* продуктивную часть разреза вскрыли 11 скважин. Разведочная скважина 13 была самостоятельно опробована в 1967 г, начальный дебит нефти составил 90,1 м³/сут на 7мм штуцере без воды. Всего в разработке, начиная с 1975г, пребывали 4 скважины (54, 100, 162, 180), из них скважин 162 и 180 работали отдельно от других горизонтов. Начальные дебиты нефти варьировали в пределах 11,6-21,8 м³/сут.

ВНК определен исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 13, совпадающей с подошвой пласта -565,4 м и верхней отметкой воды в скважине 42 на глубине -559,6 м. На основании этих данных ВНК принят наклонным от -559,6 м до -565,4 м.

В *Iв подблоке* продуктивная часть залежи вскрыта в 27 скважинах. На разведочном этапе была опробована в 1966 г скважина 19 и получен фонтанный приток нефти дебитом 71,2 м³/сут через 7мм штуцер. В эксплуатацию горизонт вступил в 1975 г, со скважинами: 114 (1975-1996 гг) с начальным дебитом 51,1 м³/сут, 57 (1975-2011 гг) с начальным дебитом 85,1 м³/сут, 101 (1975-2001 гг) с начальным дебитом 176,1 м³/сут, 43 (1977-1996 гг) с начальным дебитом 6,7 м³/сут, впоследствии к ним присоединилась в 1982 г скважина 176 с начальным дебитом 25,1 м³/сут., а также в эксплуатации пребывали скважина 179 (1982-2001 гг), скважина 160 (1986-1988 гг), скважина 213 (1991-1995 гг), скважина 226 (1998-2011 г), начальные дебиты нефти в первый месяц эксплуатации варьировали от 1,2 м³/сут до 22,2 м³/сут. Вступившей в эксплуатацию в поздний период времени скважина 206, работавшая в 1999- 2000 гг, начальный дебит нефти составил 0,6 м³/сут с большим количеством воды (Qв=22,9 м³/сут), а в скважине 139, которая безуспешно около 2 года стояла на отработке (01.06.2012-01.07.2013), была получена вода, скважина 153, вступившей в эксплуатацию в 2007 г, начальный дебит нефти составил 2,4 м³/сут с большим количеством воды (Qв=18,8 м³/сут), полученные данные свидетельствуют о значительном обводнении этой части залежи и сообщаемости с соседними блоками.

Водонефтяной раздел установлен по ГИС в скважине 43 на абсолютной отметке - 562,5 м. Подошва нефтяного пласта в скважине 114 выделена на отметке 568,2 м. Водонефтяной раздел находится в пределах отметок -562,5 – 568,2 м.

На подблоке *Iг* нефтенасыщенные пласты по данным ГИС выделены в 14 скважинах (11, 74, 154, 175, 220, 228, 240, 247, 250, 265, 267, 268, 280, 331).

Опробование было проведено в 1984 г в скважине 74, получен фонтанный приток нефти дебитом 53,2 м³/сут на 7 мм штуцере, в эксплуатации скважина пребывала 1984-2012 гг. Всего за весь период разработки в эксплуатации пребывали еще 4 скважины (154, 240, 247, 250), из них 3 скважины (154, 240, 250) совместно с другими горизонтами. Начальные дебиты нефти варьировали в пределах 0,2 – 49,4 м³/сут.

По результатам обработки материалов ГИС нефтенасыщенные пласты выделены в скважине 11 до глубины -573,7 м, кровля водоносного пласта в скважине 66 с глубины - 565,8 м. ВНК принят наклонным от 565,8 м до -573,7 м.

Блок II по насыщению разбит на подблоки IIa-1, IIa-2, IIб, IIв.

На подблоке IIa-1 продуктивная часть залежи вскрыта в 10 скважинах (12а, 55, 127, 132, 147, 156, 231, 229, 234, 242).

В эксплуатации, начиная с 1978 г (скважина 12а) пребывали 7 скважин, из них скважин 147, 231 работали самостоятельно, скважины 12а, 127, 132, 156 совместно с другими горизонтами. В скважинах 234 и 242, пробуренных в 2003г и 2004г продуктивные пласты полностью обводнились под влиянием разработки соседних скважин, все обводнившиеся пласты, выделенные выше принятого ВНК к подсчету запасов приняты как продуктивные.

На подблоке IIa-2 нефтенасыщенные пласты по данным материалов ГИС выделены в 16 скважинах (18, 33, 72, 129, 136, 142, 155, 165, 187, 235, 236, 274, 276, 282, 284, 293).

Первой вступила в разработку скважина 130 в 1980 г, основная масса скважин работала в 80 гг, начиная с 2004г в разработке находятся скважин 236, 284, 276, 293. В работавших скважинах старого фонда дебиты нефти достигали 51,0 м³/сут, в скважинах, пробуренных позднее дебиты нефти, варьировали в пределах 0,2 – 12,2 м³/сут с водой.

ВНК установлен в скважине 155 на отметке -653,2м по прямому контакту нефть-вода.

На подблоке IIб в контуре нефтеносности пробурены 8 скважин (26, 62, 62а, 133, 143, 146, 277, 283).

Разведочная скважина 26 была опробована в 1968 г, при этом получен фонтанный приток нефти дебитом 72 м³/сут через 7 мм штуцер, в эксплуатацию скважина вступила в 1972 г с начальным дебитом 34,9 м³/сут и в действующем добывающем фонде пребывала до 2018 г. В эксплуатации пребывали скважины 62а, 143, 146, 277, начальные дебиты нефти в первый месяц эксплуатации составляли 2,0 м³/сут и 36,2 м³/сут, соответственно.

ВНК определен исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 62, совпадающей с подошвой пласта -667,8м и верхней отметкой воды в скважине 159 на глубине -661,1 м. На основании этих данных ВНК принят наклонным от -661,1 м до -667,8

м.

На подблоке IIв в продуктивной части залежи пробурены 8 скважин (59, 134, 163, 264, 271, 281, 290, 291).

В эксплуатации пребывали скважины 59, 291, начальные дебиты достигали до 43,7 м³/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 59 на абсолютной отметке -697,3 м.

Блок III по насыщению разбит на подблоки IIIа, IIIб, III в.

На подблоке IIIа продуктивную часть залежи вскрыли 5 скважин (233, 279, 288, 298, 306).

В скважинах 279, 298 при опробовании в 2018 и 2019 годах были получены притоки нефти дебитами 3,4 м³/сут 1,2 м³/сут, воды 7 и 2,8 м³/сут.

ВНК определен исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 233, совпадающей с подошвой пласта -628,3 м и верхней отметкой воды в скважине 306 на глубине -626,3 м.

На подблоке IIIб в контуре нефтеносности пробурены 23 скважин, из них скважина 325 пробурена после подсчета запасов 2017 г.

Опробование было проведено в разведочный период в скважине 15 (1967 г), при этом получен фонтанный приток нефти дебитом 64 м³/сут через 7мм штуцер. В разработку скважина вступила в 1972 и работала до 2001 г, начальный дебит нефти в первый месяц эксплуатации составил 50 м³/сут с небольшим содержанием воды. Скважина 188 (1982-2006 гг), начальный дебит нефти в скважине 188 составил 15,4 м³/сут без воды, в скважине 65, вступившей в эксплуатацию в 1976 г, начальный дебит нефти составил 18,4 м³/сут. Скважина 260 находится в действующем добывающем фонде с августа 2014 г, начальный дебит нефти составил 4,4 м³/сут с небольшим количеством воды. Скважина 294 работала с 2015 г по 2017 г. Скважины 254, 325 находятся в действующем добывающем фонде.

ВНК определен исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 65, совпадающей с подошвой пласта -643,1м и верхней отметкой воды в скважине 148 на глубине -639,7м. На основании этих данных ВНК принят наклонным от -639,7 м до -643,1 м.

На подблоке IIIв в контуре нефтеносности пробурены скважины 39, 61, 67. В эксплуатации совместно с другими горизонтами находилась скважина 39 (1987-2008 гг), начальный дебит нефти составлял 4,1 м³/сут с водой.

ВНК определен исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 39,

совпадающей с подошвой пласта -644,8 м и верхней отметкой воды в скважине 141 на глубине -637,6 м. На основании этих данных ВНК принят наклонным от -637,6 м до -644,8 м.

Среднеюрский горизонт II-J2-1 пласт

Нефтеносность по ГИС и опробованию установлена на блоках I, II, III. Общая толщина горизонта меняется от 7,0 до 36,4 м. Количество продуктивных пластов в пределах горизонта меняется от 1 до 10. Общая толщина коллекторов по скважинам меняется от 0,7 до 22,1 м, эффективная нефтенасыщенная - от 0,7 до 14,7 м.

Нефтяные залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

I блок разбит из-за различных уровней ВНК на подблоки: Ia, Ib, Iv, Ig, из них продуктивны подблоки Ib, Iv, Ig.

На подблоке Ib нефтяные коллектора выделены в двух скважинах 119, 237, скважины 54, 162, 248 вскрыли законтурную часть залежи на отметках - 570,1м, -568,1м, -570,4м, соответственно.

В скважине 119 при опробовании в 2011 году был получен приток нефти дебитом 3,9 м³/сут, воды 0,2 м³/сут, далее находилась в разработке 2011-2012 гг.

ВНК принять по контакту нефть - вода в скважине 237 на абсолютной отметке - 565,8 м.

На подблоке Iv в контуре нефтеносности пробурены 14 скважин (19, 70, 114, 139, 152, 153, 190, 226, 227, 270, 272, 278, 363, 364).

В эксплуатации находились скважины 70 (2013-по наст.вр.), 226 (1996-1997 гг), 153 (1999-2011 гг), 278 (2016-2021 гг), 139 (2023- по наст.вр.), начальные дебиты нефти варьировали от 0,2 м³/сут до 12,3 м³/сут, с небольшим количеством воды.

ВНК определен исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 114, совпадающей с подошвой пласта -577,1 м и верхней отметкой воды в скважине 74 на глубине -567,2 м. На основании этих данных ВНК принят наклонным от -567,2 м до -577,1 м.

На подблоке Ig нефтяные пласты по данным материалов ГИС выделены в 19 скважинах (11, 24, 25, 58, 96, 97, 106, 140, 154, 164, 220, 228, 240, 247, 265, 267, 268, 280, 331).

На разведочном этапе опробование проведено в скважинах 11 и 25 в 1968 г, при этом получены фонтанные притоки нефти дебитами 36,0 м³/сут и 28,7 м³/сут через 7мм штуцер. Всего за весь период эксплуатации в разработке пребывали 9 скважин, начальные дебиты варьировали в пределах 0,1 - 35,8 м³/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 25 на абсолютной отметке -664,2 м.

Блок II по насыщению разбит на подблоки Па-1, Па-2, Пб.

На подблоке Па-1 в контуре нефтеносности пробурены 2 скважины (№№234, 242), опробования не проводилось.

ВНК определен исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 234, совпадающей с подошвой пласта -651,3 м и верхней отметкой воды в скважине 156 на глубине -645,0 м. На основании этих данных ВНК принят наклонным от -645,0 м до -651,3 м.

На подблоке Па-2 продуктивная часть залежи вскрыта в 11 скважинах (33, 65, 72, 136, 165, 187, 235, 236, 274, 284, 293). На горизонт в 1981 году была введена в эксплуатацию скважина 72, а в 1988 году скважина 33 совместно с другими горизонтами. Также в эксплуатации находились скважины 165 (2003-2004 гг), 235 (2004-2005 гг), 236, 274 (2020-по наст.вр.), 293 (2015-2018 гг), начальные дебиты нефти варьировали от 0,1 м³/сут до 51 м³/сут, с небольшим количеством воды.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 33 на абсолютной отметке -661,8 м.

На подблоке Пб нефтенасыщенные пласты по данным ГИС вскрыты в 6 скважинах. В разработке пребывали скважины 18 и 143, начальные дебиты нефти по этим скважинам составили 2,4 м³/сут и 21,6 м³/сут.

ВНК определен исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 62, совпадающей с подошвой пласта -679,4 м и верхней отметкой воды в скважине 277 на глубине -672,8 м. На основании этих данных ВНК принят наклонным от -672,8 м до -679,4 м.

Скважины 282, 283 пробуренные в 2014г и 2016г, обводнены, на обводнение продуктивных пластов повлияла работа соседних скважин, все обводнившиеся пласты к подсчету начальных запасов приняты как продуктивные.

В блоке III продуктивны подблоки IIIа, IIIб.

На подблоке IIIа в контуре нефтеносности пробурены 10 скважин (71, 89, 145, 149, 158, 260, 275, 279, 288, 298).

В эксплуатации находились скважины 89, 149, 158, 288, начальные дебиты нефти от 0,2 м³/сут с водой до 12,2 м³/сут с небольшим количеством воды.

ВНК определен исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 149, совпадающей с подошвой пласта -684,7 м и верхней отметкой воды в скважине 292 на глубине -683,9 м. На основании этих данных ВНК принят наклонным от -683,9 м до -684,7

м.

На подблоке IIIб продуктивная часть залежи вскрыта в 4 скважинах (15, 56, 73, 122). Контур нефтеносности разделен седловиной на две части. В районе скважин 56, 73 и 122 в эксплуатации пребывали скважины 56 и 73, начальные дебиты нефти составляет до 7,1 м³/сут с водой.

Водонефтяной контакт определен по нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 73, совпадающей с подошвой пласта -655,7 м и верхней отметкой воды в скважине 56 на глубине -653,7 м. На основании этих данных ВНК принят наклонным от -653,7 м до -655,7 м.

В районе скважины 15 выделен нефтенасыщенный пласт толщиной 4 м, опробование не проводилось. Водораздел установлен по данным ГИС по контакту нефть-вода в скважине 15 на отметке -653,8м.

Общая площадь нефтеносности горизонта равна 1570 тыс. м².

В XI подблоке пробурена одна скважина 55, в разрезе которой по данным материалов ГИС выделены нефтенасыщенные пласты суммарной толщиной 3,5 м. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по самой низкой отметке нефтенасыщенного пласта на глубине -669,1 м.

II-J2-2 пласт

Нефтеносность по ГИС и опробованию установлена на блоках I, II, III. Общая толщина горизонта меняется от 5,0 до 21,8 м. Количество продуктивных пластов в пределах горизонта меняется от 1 до 8. Общая толщина коллекторов по скважинам меняется от 0,8 до 16,0 м, эффективная нефтенасыщенная - от 0,4 до 13,6 м.

В I блоке продуктивны подблоки Ib, Iv, Ig.

На подблоке Ib продуктивную часть залежи вскрыла скважина 119, опробование не проводилось. ВНК условно взят по самой нижней отметке нефтяного пласта в скважине 119 на абсолютной отметке -568,1 м.

На подблоке Iv продуктивная часть разреза вскрыта в 20 скважинах (19, 57, 66, 70, 114, 139, 152, 153, 160, 161, 176, 179, 189, 190, 226, 244, 269, 272, 363, 364).

Скважины 57, 70, 139, 152, 226, 244, вступивших в эксплуатацию в 1996-2013 гг, характерны низкие дебиты нефти ($Q_n=0,1-6,2$ м³/сут) с большим содержанием воды.

Водонефтяной контакт определен по нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 160, совпадающей с подошвой пласта -608,2 м и верхней отметкой воды в скважине 66 на глубине -602,6 м. На основании этих данных ВНК принят наклонным от -602,6 м до -608,2 м.

На подблоке Ig в контуре нефтеносности пробурены 15 скважин, из них 2 являются

новыми (330, 331).

Опробование было проведено в разведочный период в скважине 11 (1968 г) совместно с горизонтом III-J₂, при этом получен фонтанный приток нефти дебитом 98,4 м³/сут через 7мм штуцер. Первой в эксплуатацию вступила скважина 58 в 1973 г совместно с другими горизонтами, затем к ней присоединились скважины 11, 106, 228. Всего в разработке пребывали 4 скважины, почти все совместно с другими горизонтами. Начальные дебиты нефти варьировали в пределах 0,1- 39,8 м³/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по самой низкой отметке нефтяного пласта в скважине 25 на глубине -673,9 м.

Блок II продуктивен в Па-1, Па-2, Пб.

На подблоке Па-1 в контуре нефтеносности пробурены 3 скважины (12а, 234, 242). Скважина 234 опробована в 2004 году был получен приток нефти дебитом 4,8 м³/сут, с большим количеством воды (Qв=40,1 м³/сут).

ВНК определен, исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 234, совпадающей с отметкой -673,9 м и верхней отметкой водоносного пласта скважины 242 на отметке -667,2 м. ВНК принят наклонным в пределах отметок -667,2-673,9 м.

На подблоке Па-2 нефтенасыщенные коллектора по данным материалов ГИС выделены в 9 скважинах (33, 65, 72, 129, 165, 187, 274, 284, 293).

Из скважин старого фонда в эксплуатации пребывала совместно с другими горизонтами скважина 33 (1988-1989 гг), начальные дебиты нефти составляли 1,4 м³/сут. Скважина 293 вступила в разработку совместно с другими горизонтами в 2015 г с начальными дебитами нефти 1,9 м³/сут.

По результатам обработки промыслово-геофизических материалов в скважине 65 пласты оцениваются продуктивными до отметки -682,1 м. ВНК принят по подошве нефтяного пласта в скважине 65 на глубине -682,1 м.

На подблоке Пб в контуре нефтеносности пробурены 3 скважины (18, 62, 62а).

Площадь нефтеносности ограничена тектоническими нарушениями, вниз по разрезу. ВНК определен исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 62, совпадающей с подошвой пласта -689,6 м и верхней отметкой воды в скважине 277 на глубине -682,9 м. На основании этих данных ВНК принят наклонным от -682,9 м до -689,6 м.

В блоке III продуктивны подблоки IIIа, IIIб.

На подблоке IIIа в контуре нефтеносности пробурены 12 скважин (56, 73, 89, 122, 149, 158, 182, 260, 279, 288, 292, 298).

В эксплуатации совместно с другими горизонтами находились скважины 56 (1990-

1999 гг), 73 (2006-2023), 89 (1995-2001 гг), 288 (2016-2021 гг), 298 (2014-2017 гг), начальные дебиты нефти находились в пределах 2,4-6,5 м³/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 292 на отметке -712,9 м.

На подблоке IIIб в контуре нефтеносности пробурены 7 скважин (39, 64, 117, 144, 241, 295). В эксплуатации совместно с другими горизонтами находилась скважина 39 (1977-2010 гг), начальный дебит нефти получен в объеме 29,0 м³/сут без воды.

По результатам обработки промыслово-геофизических материалов в скважине 39 пласты оцениваются продуктивными до отметки -693,1 м и принят как ВНК.

В XI подблоке пробурена одна скважина 55, в разрезе которой по данным материалов ГИС выделены нефтенасыщенные пласты суммарной толщиной 7,8 м. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по самой низкой отметке нефтенасыщенного пласта на глубине -682,7 м.

Общая площадь нефтеносности горизонта равна 939 тыс. м².

Среднеюрский горизонт III (III-J2).

К горизонту приурочены нефтяные залежи, установленные по каротажу и опробованию в блоках I, II, III.

Общая толщина горизонта меняется от 12,0 до 52,3 м. Количество продуктивных пластов в пределах горизонта меняется в пределах 1-14. Общая толщина коллекторов по скважинам меняется от 3,6 до 38,9 м, эффективная нефтенасыщенная от 2,7 до 38,9 м.

Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. В I блоке продуктивны подблоки Ib, Iv, Ig.

В подблоке Ib продуктивная часть залежи вскрыта в 20 скважинах (13, 53, 54, 69, 79, 119, 120, 130, 138, 151, 162, 185, 207, 225, 237, 243, 248, 252, 253, 297). В разведочной скважине 13 при опробовании в 1967 г был получен фонтанный приток нефти дебитом 33,5 м³/сут через 5 мм штуцер. Разработка началась в 1975 г скважине 54 совместно с другими горизонтами, начальный дебит нефти составил 33,8 м³/сут. Всего в разработке пребывали 15 скважин (53, 54, 69, 79, 119, 138, 162, 185, 207, 225, 237, 243, 252, 297). Основная масса скважин вступила в разработку в 1976-1991 гг, скважина 243 работает на горизонт с 2004 г, скважина 237 с 2003 г, скважина 79 работала в период 2012-2014 гг, начальные дебиты нефти варьировали в широких пределах 1,2-41,3 м³/сут.

Водонефтяной контакт по ГИС не установлен и принят условным на отметке -660 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 120.

На подблоке Iv продуктивная часть разреза вскрыта в 34 скважинах (19, 29, 57, 66, 68, 70, 74, 105, 114, 139, 152, 153, 160, 161, 186, 189, 190, 206, 220, 226, 227, 230, 238, 239,

244, 265, 269, 270, 272, 278, 286, 299, 363, 364).

На разведочном этапе опробование было проведено в скважинах 19 и 29 в 1966 г и 1968 г, получены фонтанные притоки нефти дебитами 66,9 м³/сут на 6 мм штуцере и 58 м³/сут на 7 мм штуцере, соответственно. Всего за весь период эксплуатации в разработке находились 25 скважин. В разработку первой вступила скважина 68 в 1975 г, основная масса скважин вступила в эксплуатацию в 1978-1994 гг, начальные дебиты нефти достигали 54,9 м³/сут. В скважинах, вступивших в разработку в 2000-2014 гг в большинстве наблюдаются низкие дебиты нефти 0,3-7,4 м³/сут с большим количеством воды, что свидетельствует о значительном обводнении залежи.

Учитывая, что положение водораздела по данным ГИС не установлено, ВНК принят условно на отметке -673,5 м по подошве самого нижнего нефтяного пласта в скважине 29.

В подблоке I₂ в контуре нефтеносности пробурены 20 скважин (11, 22, 24, 25, 58, 96, 97, 106, 140, 154, 164, 228, 240, 247, 250, 267, 268, 280, 330, 331).

Разведочные скважин 11, 22, 24 были опробованы в 1967-1968 гг, при этом получены фонтанные притоки нефти дебитами от 36 м³/сут (скважина 11) до 85 м³/сут (скважина 24) на 7мм штуцере. В разработку горизонт вступил в 1972 г скважиной 24, затем к ней присоединились в 1973-1991 гг скважин 58, 106, 140, 228, начальные дебиты нефти составляли 12,2-63,8 м³/сут. В скважинах, вступивших в разработку в 2011-2012 гг дебиты нефти, составили 5,7-15,9 м³/сут с водой. Всего за весь период разработки в эксплуатации пребывали 15 скважин, из них 3 скважины (247, 265, 268) на сегодня находятся в действующем добывающем фонде.

По результатам обработки материалов ГИС нефтенасыщенные пласты выделены в скважине 58 до глубины -687, кровля водонасыщенных пластов отмечается в скважине 140 с отметки -677,5 м. ВНК находится в пределах отметок -677,5-687 м.

Блок II продуктивен в Па-1, Па-2, Пг.

На подблоке Па-1 продуктивная часть залежи вскрыта в 4 скважинах (12а, 132, 147, 234). В разработке находились 3 скважины (12а, 132, 147), все скважины вступили в разработку в 1978-1980 гг, начальные дебиты нефти по скважинам варьировали в пределах 6,5-19,3 м³/сут.

Водонефтяной контакт установлен по ГИС в скважине 12а на абсолютной глубине - 692,6 м. В скважине 147 верхней отметке водоносного пласта соответствует отметка -690 м. ВНК принят наклонным на глубине - 690-692,6 м.

На подблоке Па-2 нефтенасыщенные коллектора по данным материалов ГИС выделены в 13 скважинах (26, 33, 65, 72, 146, 155, 165, 187, 274, 276, 282, 284, 293). В

разработке находились 9 скважин (26, 33, 65, 72, 146, 155, 165, 187, 274). Скважины 26, 33, 65, 72, 146, 155, 187 вступили в разработку в 1972-1982 гг, скважина 274 в 2013 г. Начальные дебиты нефти по скважинам, работавших в 70 гг, варьировали в пределах 13,6-94,7 м³/сут, по скважине 274 начальный дебит составил 6,1 м³/сут.

ВНК определен, исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 65, совпадающей с отметкой -708,7 м и согласуется с верхней отметкой водоносного пласта в скважине 282 на глубине -703,5 м.

На подблоке IIб в контуре нефтеносности пробурены 5 скважин (18, 62, 62а, 159, 277).

Скважина 62а работала в 1975-2011 гг, начальный дебит нефти составил 14,3 м³/сут без воды. ВНК по ГИС не определен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 62 на отметке -731,1 м.

В блоке III продуктивны подблоки IIIа, IIIб.

На подблоке IIIа в продуктивной части залежи пробурены 17 скважины (56, 71, 73, 89, 117, 122, 144, 158, 182, 241, 260, 273, 275, 279, 295, 298, 325).

Из скважин старого фонда в разработке находились скважина 158 (1981-2013 гг), начальный дебит нефти составлял 2,5 м³/сут без воды, скважина 89 (1995-2003 гг), начальный дебит нефти составил 4,9 м³/сут с водой, скважина 56 (1990-1999 гг), начальный дебит нефти составил 5,6 м³/сут без воды. Скважины 182, 241, 295, 325 вступили в разработку в 1982 г, 2009 г, 2015 г, 2023 г и в настоящее время находятся в действующем добывающем фонде, начальные дебиты нефти по этим скважинам в первый месяц эксплуатации составляли 6,6 м³/сут и 2,5 м³/сут, соответственно.

ВНК по данным ГИС не определен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 158 на абсолютной отметке -739,4 м.

На подблоке IIIб в продуктивной части пробурена одна скважина 27, в разрезе которой по каротажу выделены нефтенасыщенные пласты суммарной толщиной 9,5 м.

Водонефтяной контакт установлен по ГИС в скважине 27 на абсолютной глубине -702,4 м. В скважине 15 верхней отметке водоносного пласта на глубине -693,6 м. ВНК принят наклонным на глубине -693,6-702,4 м.

В целом по горизонту площадь нефтеносности равна 1305 тыс.м².

Среднеюрский горизонт IV (IV-J2).

К горизонту приурочены нефтяные залежи, установленные по каротажу и опробованию в блоках I, II, III.

Общая толщина горизонта меняется от 16 до 37 м. Количество продуктивных пластов в пределах горизонта меняется от 1 до 13. Общая толщина коллекторов по

скважинам меняется от 3,0 м до 28,1 м, эффективная нефтенасыщенная - от 3,1 м до 28,1 м.

Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. В I блоке продуктивны подблоки Ib, Iv, Ig.

На подблоке Ib продуктивную часть разреза вскрыли 11 скважин (53, 54, 79, 119, 130, 151, 162, 237, 248, 252, 297).

Впервые на подблоке была опробована скважина 53 в 1973 г и был получен фонтанный приток нефти дебитом 62,5 м³/сут через 7 мм штуцер, в том же году скважина вступила в эксплуатацию начальным дебитом нефти 24,2 м³/сут без воды и проработала до 1995 г.

Водонефтяной контакт установлен по ГИС в скважине 162 на абсолютной глубине -663,9 м. В скважине 243 верхней отметке водоносного пласта на глубине -657,8 м. ВНК принят наклонным на глубине -657,8-663,9 м.

На подблоке Iv продуктивная часть разреза вскрыта в 27 скважинах (19, 57, 70, 74, 114, 139, 152, 153, 160, 161, 226, 227, 230, 238, 239, 244, 247, 250, 262, 265, 269, 270, 272, 278, 299, 363, 364).

В разведочный период в 1966 г была опробована скважина 19, получен фонтанный приток нефти дебитом 145 м³/сут на 10 мм штуцере. В эксплуатацию горизонт был введен в 1974 г скважиной 74 начальным дебитом 61,5 м³/сут. Всего в опробовании и эксплуатации находились 12 скважин.

ВНК принят по скважине, пробуренной в разведочный период, не затронутым разработкой. ВНК условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 114 на абсолютной отметке -666,5 м.

Подблоки Ig разрабатывается сравнительно недавно (с 2004) и на сегодняшний день работают скважины 240, 331, начальный дебит нефти составляет 25,1 м³/сут, 8,4 м³/сут.

Водонефтяной контакт установлен по ГИС в скважине 331 на абсолютной глубине -673,7 м. В скважине 263 верхней отметке водоносного пласта на глубине -668,9 м. ВНК принят наклонным на глубине -668,9-673,7 м.

Блок II продуктивен в подблоках IIa, IIб.

На подблоке IIa в контуре продуктивности пробурена скважина 306. Скважина 306 вступила в эксплуатацию в мае 2015 г, начальный дебит нефти составил 26,9 м³/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по самой низкой отметке нефтяного пласта на глубине -750,4 м в скважине 306.

На подблоке IIб продуктивная часть залежи вскрыта в 10 скважинах (18, 33, 65, 71, 122, 260, 274, 275, 284, 325). В 1974 году при совместном опробовании скважины 33 с

горизонтом III-J₂ получен приток нефти 7,0 м³/сут. В этом же году скважина 33 была введена в эксплуатацию и работала до 1989 года. В настоящее время эксплуатируется скважина 275, её начальный дебит нефти составляет 6,9 м³/сут.

Водонефтяной контакт установлен по ГИС в скважине 122 на абсолютной глубине -753,4 м. В скважине 18 верхней отметке водоносного пласта на глубине -745,4 м. ВНК принят наклонным на глубине -745,4-753,4 м.

В блоке III продуктивны подблоки IIIa, IIIб.

На подблоке IIIa в контуре продуктивности пробурены 12 скважин (15, 27, 39, 56, 73, 89, 117, 144, 158, 241, 273, 295).

Скважина 15 при опробовании в 1967г был получен фонтанный приток нефти дебитом 45 м³/сут без воды на 7 мм штуцере, скважина работала в период 2019-2021 гг с начальным дебитом нефти 3,3 м³/сут. Скважина 158 работала в период 1981-2013 гг, начальный дебит нефти при раздельном опробовании горизонта составлял 2,5 м³/сут, при достреле интервала, относящегося к III-J₂ горизонту, дебит нефти вырос до 22,2 м³/сут, а также в эксплуатации находились скважина 39 (1977-2010), скважина 89 (1989-1992 гг), скважина 273 (2015-2020 гг), скважина 295 (2015-по наст.вр.), 2019-по наст.вр. (скважина 117), начальные дебиты нефти составили 2,8 м³/сут и 29 м³/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 158 на отметке -759,6 м.

В целом по горизонту площадь нефтеносности составляет 963 тыс.м².

Среднеюрский горизонт V (V-J₂).

Нефтеносность установлена на блоках I, II, III.

Общая толщина горизонта меняется от 15,1 до 60,9м. Количество продуктивных пластов в пределах горизонта меняется от 1 до 14. Общая толщина коллекторов по скважинам меняется от 1,7 м до 47,2 м, эффективная нефтенасыщенная - от 1,7 м до 35,4 м.

В I блоке продуктивны подблоки Ib, Iv, Ig.

На подблоке Ib нефтенасыщенные пласты по данным материалов ГИС выделены в 9 скважинах (53, 119, 151, 162, 236, 237, 238, 252, 297), из них в эксплуатации находились скважины 53, 130, 151, начальные дебиты нефти достигает до 24,2 м³/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 53 на абсолютной отметке -695,2 м.

На подблоке Iv в контуре нефтеносности пробурены 24 скважины (57, 70, 74, 114, 152, 153, 161, 230, 239, 244, 247, 250, 262, 263, 265, 267, 269, 270, 272, 278, 299, 363, 364). Из них в эксплуатации находилась скважина 70 (1975-1994 гг). При опробовании

скважины 70 в 1975 г вначале был получен фонтанный безводный приток нефти дебитом 140,5 м³/сут на 8мм штуцере, впоследствии при вводе в том же году скважины в эксплуатацию дебит нефти снизился до 48,8 м³/сут без воды, скважины 161 (1980-2006 гг), начальный дебит нефти в которой составил 2,4 м³/сут, скважины 153 (1987- 1994 гг) начальный дебит нефти составил 11,3 м³/сут, скважины 239 (2004-2014 гг) начальный дебит нефти составил 12,3 м³/сут, скважины 270 (2013- 2018 гг), начальные дебиты нефти составил 11,0 м³/сут с водой. Скважины 230 (2005-2014 гг) вступила в эксплуатацию начальным дебитом 1,4 м³/сут с большим количеством воды, скважины 265 (2013-2020 гг), начальные дебиты нефти составил 19,5 м³/сут с водой. На сегодняшний день работают скважины 262, 272, введенные в работу в 2013 и 2020 годах.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 57 на абсолютной отметке -688,7 м.

На подблоке I₂ в контуре нефтеносности пробурены 4 скважины (11, 228, 280, 331). В разведочной скважине 11 при опробовании в 1967 г был получен фонтанный приток нефти дебитом 28,2 м³/сут через 7 мм штуцер. Скважина 280 вступила в эксплуатацию в мае 2013 г начальным дебитом нефти 9,9 м³/сут и работала до мая 2014 года.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 11 на абсолютной отметке -701,7 м.

Блок II контуре нефтеносности пробурены 17 скважин (18, 30, 39, 65, 67, 71, 86, 89, 121, 122, 144, 158, 241, 275, 289, 300, 325). В разведочной скважине 18 при опробовании в 1967 г получен фонтанный приток нефти дебитом 36,4 м³/сут на 7 мм штуцере. Однако, в разработку на горизонт скважина вступила только в августе 2015г с начальным дебитом нефти 5,8 м³/сут, воды 10,3 м³/сут. А также в эксплуатации находилась скважина 71 в 1974г вступила в эксплуатацию начальным дебитом нефти 80,6 м³/сут без воды и проработала до 1993г. Скважина 89 вступила в эксплуатацию начальным дебитом нефти 3,5 м³/сут без воды и проработала до 1988 г. Скважина 121 работала в период 1980-1996 гг, начальный дебит нефти составил 3,7 м³/сут с водой. Скважина 275 вступила в эксплуатации 2015 г с начальным дебитом 6,7 м³/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 30 на абсолютной отметке -875,8 м.

На блоке III нефтенасыщенные коллектора по данным ГИС выделены в 6 скважинах (27, 56, 73, 117, 273, 295). В разведочной скважине 27 при опробовании в 1968 г получен фонтанный приток нефти дебитом 46 м³/сут на 5 мм штуцере. Однако, в разработку на горизонт скважина вступила только в декабре 2015 г с начальным дебитом нефти 0,2 м³/сут, воды 24,7 м³/сут. А также в эксплуатации находились скважина 56 в

1972 г вступила в эксплуатацию начальным дебитом нефти 26,7 м³/сут без воды и проработала до 1989 г. Скважина 117 в 1978 г вступила в эксплуатацию начальным дебитом нефти 10 м³/сут без воды и проработала до 1982 г.

Водонефтяной контакт установлен по ГИС в скважине 73 на абсолютной глубине - 794,1 м. В скважине 56 верхней отметке водоносного пласта на глубине -789,8 м. ВНК принят наклонным на глубине -789,8-794,1 м.

В целом по горизонту площадь нефтеносности составляет 1055 тыс.м².

Пермотриасовые горизонты.

Для пермотриасовых горизонтов характерно получение нефти с водой в большинстве объектах опробования, в то же время по ГИС водоносные пласты не выделяются. Это обстоятельство связано с тем, что непосредственно над пермотриасовыми горизонтами залегают мощные нижнеюрские водоносные пласты и при наличии трещин в цементном кольце или частичном схватывании цемента происходит заколонный переток воды.

Литологически пермотриасовая толща представлена чередованием песчаников, глин, мергелей с включениями ОРО, а также серым, очень крепким известняком. Глины темно-зеленые, зеленые, зеленовато-серые, темно-серые, плотные песчанистые. Песчаники серые, зеленовато-серые мелко- и среднезернистые, крепкие, на глинисто-карбонатном цементе, иногда с включениями пирита.

Горизонт РТ-I в пределах вскрытой части разреза выделяется в кровле пермотриасовых отложений, подверженных размыву. Нефтеносность по ГИС и опробованию установлена на подблоках Ig, Iv, Ib, Ia.

Общая эффективная толщина горизонта меняется от 0,9 до 10,7 м.

Количество продуктивных пластов в пределах 1-5.

Залежи нефти пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

На подблоке Ia по данным интерпретации материалов ГИС нефтенасыщенные пласты выделены в скважине 2 суммарной толщиной 10,7 м, опробования не проводилось. Площадь нефтеносности контролируется тектоническими нарушениями и зоной фациального замещения пород. Вниз по разрезу водораздел не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 2 на отметке -974,7 м.

На подблоке Ib по данным материалов ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в скважинах 33, 62а, 282. Опробования не проводилось.

Водонефтяной контакт установлен по ГИС в скважине 282 на абсолютной глубине -764 м. В скважине 62а нижней отметке нефтенасыщенности соответствует отметка -769,5

м. ВНК принят наклонным на глубине -764 -769,5 м.

На подблоке Ib продуктивную часть разреза вскрыли 3 скважины (153, 230, 277). Нефтеносность горизонта доказана эксплуатацией скважины 277. Скважина 277 вступила в эксплуатацию совместно с горизонтами РТ-II и РТ- III в августе 2015 г начальным дебитом нефти 2,5 м³/сут и проработала до июля 2016 г.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве самого нижнего нефтяного пласта в скважине 153 на абсолютной отметке - 831,2 м.

На подблоке Ig в контуре нефтеносности пробурена одна скважина 163, которая находилась в эксплуатации в период 1983-1984 гг, начальный дебит нефти составил 1,2 м³/сут, воды 8,5 м³/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве самого нижнего нефтяного пласта в скважине 163 на абсолютной отметке -764,5 м.

В целом площадь нефтеносности горизонта составляет 312 тыс. м².

Горизонт РТ-II представлен 1-4 пластами коллекторами, который характеризуется большой изменчивостью. Общая эффективная толщина варьирует в пределах 0,6-7,2 м., нефтенасыщенная – от 0,6 до 7,2 м. Коэффициент расчлененности достигают 1-4 в среднем составляет 1,9.

На подблоке Ia по данным интерпретации материалов ГИС нефтенасыщенные пласты выделены в скважине 2 суммарной толщиной 7,2 м, опробования не проводилось. Площадь нефтеносности ограничена зоной литологического замещения пород и условным контуром нефтеносности, который принят по подошве нефтяного пласта в скважине 2 на отметке - 1012,8 м.

На подблоке Ib в контуре нефтеносности пробурены 6 скважин (33, 53, 65, 72, 165, 282). При опробовании скважин 33, 53 получены притоки нефти дебитами 4,5 м³/сут и 19,4 м³/сут, соответственно. В эксплуатации находилась скважина 165 (1986-1997 гг) с начальным дебитом нефти 6,4 м³/сут.

При опробовании скважины 55 получен незначительный приток нефти дебитом 0,1 м³/сут, по результатам обработки ГИС горизонт в этой скважине замещен.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 53 на отметке -829,4 м.

На подблоке Ib продуктивная часть залежи вскрыта в скважинах 59, 230, 277. Скважина 230 находилась в эксплуатации в период 1992-1998 гг, начальный дебит нефти составил 0,6 м³/сут с водой. Скважина 277 вступила в эксплуатацию (с III-РТ) в августе 2015 г начальным дебитом нефти 2,5 м³/сут с водой.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного

пласта в скважине 230 на отметке -798,6 м.

На подблоке *Ig* в контуре нефтеносности пробурены 4 скважины (22, 59, 60, 163). При опробовании скважин 59, 60 получены незначительные притоки нефти с водой (до 0,08 м³/сут), по результатам обработки ГИС в разрезе этих скважин выделены слабые нефтенасыщенные пласты толщиной 1,5м и 2,0м, соответственно. Скважина 163 работала в период 1983-1985 гг, начальный дебит нефти составил 1,2 м³/сут с водой.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 22 на отметке -842,8 м.

На блоке *IIв* контуре нефтеносности пробурена скважина 30, в разрезе которой по данным материалов ГИС выделен маломощный пласт толщиной 1,1 м, опробования не проводилось. ВНК по данным ГИС не установлен и площадь нефтеносности контролируется тектоническими нарушениями, условно ВНК принят по подошве нефтяного пласта в скважине 30 на абсолютной отметке -942,4 м.

В целом площадь нефтеносности горизонта составляет 372 тыс. м².

Пермотриасовый горизонт РТ-III.

Нефтеносность по ГИС и опробованию установлена на блоке I (подблоки *Iв*, *Iб*, *Iа*). К горизонту приурочены нефтяные залежи, полнопластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные, установленные по каротажу и опробованию. Общая эффективная толщина варьирует в пределах 1,7-26,8 м., нефтенасыщенная – от 1,7 до 23,8 м. Коэффициент расчлененности достигают 1-6 в среднем составляет 2,1.

На подблоке *Iб* в контуре нефтеносности пробурены 8 скважин (33, 53, 57, 62а, 165, 282, 283, 284). Нефтеносность на блоке доказана опробованием скважин и эксплуатацией.

По горизонту опробование было проведено в 1974 году на скважине 33 и в 1975 году на скважине 57. По результатам опробования скважины 33, интервал 804-815 м (-827,2-838,2) и скважины 57, интервал 830-835 м (-852,3- 857,3) получены малодебитные фонтаны газа дебитами, соответственно, 0,695 тыс.м³ ($d_{шт}=7\text{мм}$) и 8 тыс.м³ ($d_{шт}=9,5\text{ мм}$). Эти скважины в указанные годы были введены в эксплуатацию совместно с другими горизонтами, кроме того, вместе с другими горизонтами были введены в эксплуатацию скважины 53, 62а. Из скважины 53 при опробовании, проведенном в 1979 году, был получен переливающий приток нефти с газом дебитами 1,6 м³/сут. и 0,365 тыс. м³/сут. Из скважины 62а, проведенном в 1975 году, при опробовании на 3-х режимах получены притоки нефти дебитами от 3,2 м³/сут до 6,2 м³/сут, газа от 19,4 до 30,2 тыс.м³.

По отдельному горизонту в эксплуатацию были введены скважина 165 в 1981 году и скважина 282 в 2014 году. При эксплуатации в скважинах 165 и 282 верхние уровни перфорации находятся на отметках -835,5 м и -786,8 м, промысловые газовые факторы 16

и $65 \text{ м}^3/\text{м}^3$ соответственно, что подтверждает недостоверность результатов в скважинах 33, 57 в связи с коротким сроком опробования.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 53 на абсолютной отметке -871,7 м.

На подблоке *Iв* продуктивная часть залежи вскрыта в 6 скважинах (59, 62, 230, 277, 281, 291). Продуктивность установлена опробованием в скважинах 59, 230, 281. Скважина 59 была опробована 4-х режимах, дебиты нефти варьировали от $2 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($d_{\text{шт}}=3 \text{ мм}$) до $58,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($d_{\text{шт}}=9 \text{ мм}$), газа от $0,07 \text{ тыс.м}^3$ до $2,352 \text{ тыс.м}^3$. Также опробование скважин 230 и 281 было проведено в 1999 и 2014 годах, в результате получено нефти с дебитами $1,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $1,0 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В эксплуатации пребывала скважина 230 в период 1999-2004 гг, скважина 277 пребывала в эксплуатации в период 2015-2016 гг, начальные дебиты нефти составили, соответственно $1,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $2,5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 230 на абсолютной отметке -834,9м.

На подблоке *Iг* нефтенасыщенные коллектора по данным материалов ГИС установлены в 3 скважинах (22, 60, 163). Продуктивность установлена опробованием в скважинах 60 и 163.

При опробовании в скважине 60 при снижении уровня получен приток нефти дебитом $3,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ без воды, в скважине 163 получен приток нефти.

Скважина 163 находилась в эксплуатации короткий период времени (01.05.1980-01.12.1981гг), начальный дебит нефти в первый месяц эксплуатации составил $6,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ без воды.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине 22 на абсолютной отметке -878 м.

В целом площадь нефтеносности горизонта составляет 401 тыс. м^2 .

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов были использованы имеющиеся материалы общепринятого комплекса электрокаротажа, данные лабораторного изучения образцов керн и гидродинамических исследований скважин.

Результаты анализа керн. На месторождении керн отобран в 90 скважинах: 17 эксплуатационных, 43 разведочных, 30 крелиусных.

На дату данного проекта изученность продуктивных отложений по керну не изменилась, так как после ПР-2018 г. в новых пробуренных скважинах керн не отбирался.

В целом по месторождению с отбором керн пройдено 9610,1 м, общий линейный вынос составил 3734,14 м или 38,9% от проходки. Всего проанализировано 1193 образцов из 80 скважин.

Меловые отложения месторождения охарактеризованы суммарной проходкой с отбором керн, составляющей 6525,41 м и выносом 2791,15 м или 42,8%. Коллекторские свойства изучены по 427 образцам керн. На продуктивные горизонты мела (I-alb, II-alb, II-alb-III-пл, II-alb-III-пл, apt, ne, III-nc, IV-nc) приходится 257 образцов, из них 168 являются кондиционными.

По отложениям юры проходка составила 2444,59 м и вынос керн 742,72 м или 30,4% от проходки. На анализ отобрано 714 образцов, из них 591 характеризуют продуктивные горизонты (I1-J2, I2-J2, I3-J2, I4-J2, I5-J2, II-J2-III-пл, II-J2-III-пл, III-J2, IV-J2, V-J2). Количество кондиционных образцов составляет 424 единиц.

В пермотриасовых отложениях пройдено 490,1 м и вынесено 132,17 м керн (27%). Общее количество проанализированных образцов составляет 52 единицы. На продуктивные горизонты (I-PT, II-PT, III-PT) приходится 24 образца, из них 9 являются кондиционными.

Бурение с отбором керн в скважинах старого фонда велось колонковыми долотами СДК И КТД, предназначенными для крепких и твердых пород. В скважинах №№300, 301 отбор керн производился в фибerglassовую керноприемную трубу, из которой не извлекался, распиливался в керноприемной трубе на метровые интервалы и укладывался в ящики. Интервал долбления и диапазон выноса керн варьирует от 0,3 до 16 и от 0 до 13,5 м соответственно.

Комплекс исследований включал определение стандартных параметров, таких как открытая пористость, плотность, проницаемость, грансостав (включая карбонатность), а также специальные анализы на керне скважин

№№300, 301 по определению коэффициента вытеснения нефти водой, относительной фазовой проницаемости в системе нефть-вода, капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны и смачиваемости.

Породы меловой продуктивной толщи сложены песками, песчаниками, алевролитами. Пески мелкозернистые, зеленовато-серые, слюдистые. Песчаники тех же оттенков, мелкозернистые, слюдистые, слабосцементированные. Встречаются прослои мергеля зеленовато-серого, крепкого. Глины, представляющие породы-покрышки, зеленовато-серые различных оттенков, слабо слюдистые с обуглившимися растительными остатками. Часто переслаиваются с алевролитами, алевролитами, песчаником, реже мергелями. Породы юрской продуктивной толщи представлены песками с подчиненными прослоями глин и песчаников. Пески серые, разномзернистые, уплотненные, глинистые, с кварцевой галькой и прослоями глин серых, плотных, с обуглившимися растительными остатками. Песчаники серые, среднезернистые, крепкие, на известковистом и глинистом цементе. Глины бурые, темно-бурые, серые, буровато-серые, песчанистые, с отдельными прослоями, обогащенными углистым веществом.

Пермотриасовая продуктивная толща литологически представлена чередованием песчаников, глин, мергелей с включениями ОРО, а также серым, очень крепким известняком. Песчаники серые, зеленовато-серые мелко- и среднезернистые, крепкие, на глинисто-карбонатном цементе, иногда с включениями пирита. Глины темно-зеленые, зеленые, зеленовато-серые, темно-серые, плотные песчанистые.

Коллекторы месторождения представлены песчаниками мелко- и тонкозернистыми, глинистыми и сильноглинистыми, карбонатными, алевролитами и алевролитами, а также рыхлыми песками.

Геофизические исследования скважин. В рамках данного проекта на месторождении выполнена интерпретация материалов ГИС по 11 скважинам №№ Н-1, 302, 303, 324, 325, 330, 331, 342, 345, 363, 364.

Пробурена одна Н-1 горизонтальная скважина, зенитный угол составляет 90^0 . В открытом стволе детальные исследования ГИС не проводились. В 05.09.2020г., проводился ГИС, ГК и разноглубинные БК, данные методы не подлежат интерпретации и не информативны для определения емкостных свойств коллекторов и характера их насыщения.

Промыслово-геофизические исследования в 11 скважинах, были выполнены сервисными компаниями: ТОО «Анега-Казахстан» и ТОО «Атыраугеоконтроль» регистратором «КАРСАР» приборами ПРКЛ-73, СГК К1А-723М, 2БК, БКЗ, ИК5-73, СКП-

73, ГГК-ЛП, МК-73, АК-73П, ИН-73, К-9. Комплекс ГИС проводился в открытых и в закрытых стволах скважин.

Виды и объемы ГИС. В открытом стволе скважин проведен комплекс ГИС, включающий в себя следующие методы: ГК, СГК, КВ, НГК, ННКт(б.з. и м.з.), ПС, БК, БК зонды, МБК, МКЗ, ИК, ВИКИЗ, N0,5M2,0A, A0,5M6,5N, N11M0,5A, АК, ГГКп, ИК проводимость, профилометрия, резистивиметрия, термометрия, инклинометрия. Качество материалов ГИС хорошее.

Виды и объемы ГИС в закрытом стволе. В закрытом стволе скважины определяли исследования текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов, техническое состояние скважины, акустический контроль цементирования обсадной колонны, профиль притока и приемистости. Исследования проводились сервисными компаниями: АО «Уралнефтегазсервис», ТОО «Анега-Казахстан», ТОО «БатысГеоЗерттеу», ТОО «АтырауГеоКонтроль». Запись ГИС-к проведена в скважинах №№1, 3, 4, 7, 11, 12, 14, 15, 16, 18, 25, 28, 32, 33, 40, 42, 45, 47, 53, 56, 57, 58, 59, 64, 66, 68, 69, 70, 72, 73, 74, 76, 77, 78, 82, 83, 88, 89, 91, 95, 96, 100, 101, 103, 105, 106, 110, 111, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 126, 127, 130, 132, 133, 136, 137, 138, 139, 144, 147, 148, 149, 150, 152, 153, 154, 155, 158, 159, 160, 161, 164, 165, 166, 167, 169, 171, 174, 175, 178, 179, 181, 182, 183, 184, 186, 189, 190, 191, 194, 195, 196, 197, 199, 200, 205, 206, 207, 208, 210, 211, 212, 213, 214, 216, 217, 218, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 228, 229, 230, 231, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 242, 243, 247, 249, 252, 253, 254, 260, 261, 264, 265, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 284, 285, 287, 288, 289, 291, 292, 293, 294, 296, 297, 298, 299, 301, 303, 305, 306, 324, 325, 342, 345.

Исследования для определения технического состояния скважины и текущей нефтенасыщенности проводились в следующей комбинации модулей: ГК, ЛМ, СТИ, термометрия, влагометрия, резистивиметрия, расходометрия, плотнометрия, манометрия, барометрия, профиль притока и приемистости, ЭМДС, ИННК, ИНГК, СГДТ, МИД, ДСИ, МИД, АКЦ. Исследования проводились регистраторами: «КарСар», «ГЕКТОР», «ВУЛКАН», «КЕДР», и приборами: ИГН-43-М1, МАК-2, АГАТ-К9, КСАТ-Т12, ЭМДСТ-МП, АКЦ-73Ц.

Состояние сцепления цементного камня с колонной и породой оценивалось по данным акустической цементометрии АКЦ.

С целью прослеживания изменения нефтенасыщенности пласта, в скважинах были проведены замеры ИННК. Исследования ИННК и ННГК проводились в скважинах №№1, 3, 4, 7, 11, 12, 14, 15, 16, 18, 25, 28, 32, 33, 40, 42, 45, 47, 53, 56, 57, 58, 59, 64, 68, 70, 72, 73, 74, 76, 77, 78, 82, 83, 88, 89, 91, 95, 96, 100, 101, 103, 105, 106, 110, 111, 116, 117, 118, 119,

120, 121, 122, 126, 127, 130, 132, 133, 136, 137, 138, 139, 144, 147, 148, 149, 152, 153, 154, 155, 158, 159, 160, 161, 164, 165, 166, 167, 169, 171, 174, 175, 178, 179, 181, 182, 183, 184, 186, 190, 191, 194, 195, 196, 197, 199, 200, 206, 207, 208, 210, 211, 212, 213, 214, 216, 217, 218, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 228, 229, 230, 231, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 243, 247, 249, 252, 253, 254, 260, 261, 264, 265, 269, 271, 272, 273, 274, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 284, 285, 287, 288, 289, 291, 292, 293, 294, 296, 297, 298, 299, 301, 303, 305, 306, 324, 325, 331, 345.

Для определения характера притока поступающего флюида из работающего интервала и для определения заколонных перетоков в скважинах проводился профиль притока и профиль приемистости. В скважинах №№18, 32, 56, 57, 69, 78, 89, 111, 117, 138, 150, 166, 174, 189, 199, 217, 220, 222, 223, 235, 237, 269, 271, 293, 305, 325 проводился профиль притока, а в скважинах №№4, 155 определяли профиль приемистости.

Интерпретация геофизических исследований проводилась при помощи программного обеспечения “Interactive Petrophysics”.

Удельное сопротивление пластовой воды (ρ_v) принято исходя из минерализации пластовых вод и соответствующей температуре. Сопротивление пластовой воды для альбских горизонтов принято равным 0,043 Ом, температура составляет 30⁰С; для апт-неокомского, III-IV-неокомских горизонтов – 0,04 Ом среднее температура составляет 32⁰С; для продуктивных горизонтов юры – 0,036 Ом температура среднее колеблется 32-37⁰С; для триасовых продуктивных горизонтов – 0,03 Ом температура составляет 42⁰С.

Для определения объемной глинистости были использованы методы ГК и ПС, как в комплексе, так и отдельно. Глинистость по методу ГК рассчитывалась по двойному разностному параметру с использованием зависимости Ларионова В.В.

Коэффициент пористости рассчитывался по методам: ГГКп, АК и W. Определение пористости по акустическому каротажу применялся в основном, для триасового отложения, в комплексе с другими методами, а в остальных случаях метод АК служила для выявления плотных и уплотненных пропластков.

Коэффициент нефтегазонасыщенности был рассчитан по формуле Арчи, с использованием петрофизических параметров, полученных на керне:

для меловых отложений: $P_n = K_n^{-1,83}$; $P_n = K_v^{-1,82}$;

для юрских отложений: $P_n = K_n^{-1,82}$; $P_n = K_v^{-1,95}$.

Эффективные толщины выделялись с учетом граничного значения K_p , граничные значения пористости для меловых отложений – 17%, для юрских отложений – 16%. Для пермтриаса K_p^{TP} -11% было принято по результатам опробования, по минимальному значению пористости, где был получен продукт (скв. 65 инт.749-760м $Q_n=7,28$ м³/сут).

В качестве граничного значения глинистости принято для меловых отложений 38,8%, для юры–39,63%, для отложений пермотриаса – 38%.

Для выявления потенциально продуктивных коллекторов применено $K_{нг}^{пр}=44\%$, которое принято согласно ранее утвержденному в ГКЗ отчету.

Проводимые геофизические исследования соответствуют методическим рекомендациям, кривые ГИС хорошего качества, и позволяют получить качественные и количественные характеристики пластов-коллекторов. В дальнейшем рекомендуется продолжить исследования методами ГИС-контроля в эксплуатационных скважинах для контроля текущего состояния пластов-коллекторов, а также выявления возможных интервалов заколонного перетока пластовой воды.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин пластов продуктивных горизонтов представлена в таблице 2.2.1, статистические показатели характеристик неоднородности пластов представлены в таблице.2.2.2.

Таблица 2.2.1 - Сравнение характеристики толщин горизонтов

Толщина	Наименование	I-al3	II-al2	II-al2-1пл	II-al2-2пл	K1a	K1nc	III-nc	IV-nc	I1-J2	I2-J2	I3-J2	I4-J2
Общая	Среднее значение, м	5,1	20,2	5,7	1,2	4,0	10,5	7,1	6,1	16,1	21,4	22,1	20,9
	Коэффициент вариации	0,333	0,241	0,903	0,395	0,554	0,452	0,422	0,410	0,679	0,324	0,387	0,526
	Интервал изменения, м	1,1-10,4	3,3-34,0	0,6-40,9	0,5-2,2	0,7-12	0,9-26,5	0,8-18,8	1,1-18,8	0,9-20,4	1,0-35,4	1,0-34,0	1,2-50,8
Газонасыщенная	Среднее значение, м		3,4	-	-	3,97	-	-	-	-	-	-	
	Коэффициент вариации		0,224	-	-	0,327	-	-	-	-	-	-	
	Интервал изменения, м		2,6-4,1	-	-	1,3-7,0	-	-	-	-	-	-	
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	5,1	14,2	3,2	1,1	3,1	7,2	5,6	4,5	10,2	12,9	13,7	10,9
	Коэффициент вариации	0,245	0,289	0,488	0,256	0,520	0,547	0,469	0,393	0,583	0,460	0,538	0,675
	Интервал изменения, м	0,8-7,6	2-25,4	0,6-8,3	0,5-12,2	0,6-7,9	0,8-18,2	0,8-11,8	0,8-13,2	0,9-20,4	1,0-30,9	1,0-32,4	0,9-30,9
Водонасыщенная	Среднее значение, м	4,2	12,4	4,97	2,2	2,3	6,5	5,3	4,7	7,3	10,1	13,6	14,4
	Коэффициент вариации	0,306	0,440	0,955	-	0,473	0,582	0,366	0,265	0,855	0,695	0,565	0,604
	Интервал изменения, м	1,3-8,0	2-25	0,9-20,8	2,2	0,7-4,7	0,6-21,4	1,1-15,9	1,3-8,3	0,9-18,5	1,0-35,2	1,3-32,5	1,7-40,1
Эффективная	Среднее значение, м	4,9	14,7	3,5	1,2	3,4	8,9	5,8	4,6	14,8	14,3	16,2	13,1
	Коэффициент вариации	0,274	0,228	5,71	1,20	0,554	0,452	0,400	0,418	0,606	0,401	0,418	0,613
	Интервал изменения, м	1,1-8,0	2,5-25,4	0,903	0,395	0,6-7,9	0,8-21,4	0,8-15,9	0,8-13,2	0,9-20,4	1,0-35,4	1,0-33,4	1,2-40,1

продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	I5-J2	II-J2-1пл	II-J2-2пл	III-J2	IV-J2	V-J2	PT-I	PT-II	PT-III
Общая	Среднее значение, м	22,6	14,0	5,2	24,2	17,9	25,7	6,9	5,6	7,1
	Коэффициент вариации	0,393	0,421	0,602	0,485	0,485	0,461	0,908	0,804	0,637
	Интервал изменения, м	1-42,8	0,7-22,1	0,8-16,0	3,6-38,9	3,0-28,1	1,7-47,2	0,9-25,3	0,6-15,5	1,7-22,0
Газонасыщенная	Среднее значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	12,8	6,7	4,5	16,3	10,7	14,7	3,5	3,1	6,2
	Коэффициент вариации	0,630	0,619	0,617	0,584	0,601	0,673	0,840	0,549	0,819
	Интервал изменения, м	1,0-32,8	0,7-14,7	0,4-13,6	3,6-38,9	3,1-28,1	1,7-35,4	1,6-10,7	0,6-7,2	1,7-23,8
Водонасыщенная	Среднее значение, м	16,7	10,1	4,0	11,5	13,0	13,8	4,0	-	3,3
	Коэффициент вариации	0,426	0,412	0,583	0,654	0,571	0,771	0,655	-	0,400
	Интервал изменения, м	4,3-33,8	1,5-20,1	1,0-11,6	3,8-29,9	3,5-27,4	1,1-39,4	0,9-8,4	-	3,0-3,5
Эффективная	Среднее значение, м	18,2	11,1	4,6	15,3	13,9	17,2	4,0	3,1	6,2
	Коэффициент вариации	0,451	0,498	0,606	0,486	0,516	0,601	0,694	0,549	0,898
	Интервал изменения, м	1-39,6	0,7-20,8	0,8-15,6	3,6-38,9	3-28,1	1,7-39,4	0,9-10,7	0,6-7,2	1,7-26,8

Таблица 2.2.2 – Сравнение статистических показателей характеристик неоднородности горизонта

Горизонт	Количество скважин	Коэффициент песчаности			Коэффициент расчленённости			Коэффициент распространения коллекторов, доли ед.
		Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения	Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения	
I-al ₃	275	0,58	0,283	0,12-1,0	1,34	0,399	1,0-4,0	0,99
II-al ₂	298	0,59	0,256	0,11-0,99	5,52	0,522	1,0-15	0,99
II-al ₂ -1пл	297	0,15	0,616	0,03-0,69	2,27	0,574	1,0-9,0	0,42
II-al ₂ -2пл	182	0,25	0,327	0,1-0,4	1,05	0,203	1,0-2,0	0,12
K _{1a}	159	0,58	0,367	0,1-1,0	1,52	0,424	1,0-4,0	0,83
K _{1nc}	162	0,73	0,279	0,1-1,0	2,41	0,575	1,0-7,0	0,96
III-nc	231	0,62	0,296	0,1-0,97	2,50	0,485	1,0-7,0	0,93
IV-nc	250	0,60	0,33	0,1-1,0	2,50	0,484	1,0-6,0	0,83
I ₁ -J ₂	138	0,48	0,453	0,04-1,0	3,10	0,453	1,0-12,0	0,89
I ₂ -J ₂	250	0,64	0,297	0,05-1,0	5,21	0,412	1,0-12,0	0,99
I ₃ -J ₂	230	0,67	0,311	0,08-1,0	4,47	0,515	1,0-14,0	0,99
I ₄ -J ₂	214	0,52	0,470	0,06-1,0	4,81	0,557	1,0-12,0	0,99
I ₅ -J ₂	193	0,70	0,318	0,08-1,0	3,15	0,567	1,0-9,0	1
II-J ₂ -1пл	145	0,47	0,431	0,08-0,96	4,02	0,445	1,0-10,0	0,92
II-J ₂ -2пл	137	0,64	0,387	0,09-1,0	1,70	0,509	1,0-8,0	0,85
III-J ₂	139	0,60	0,368	0,11-1,0	4,55	0,498	1,0-14,0	1
IV-J ₂	96	0,53	0,429	0,06-1	3,80	0,530	1,0-13,0	1
V-J ₂	82	0,61	0,429	0,07-1,0	4,06	0,524	1,0-14,0	0,97
PT-I	30	0,18	0,698	0,1-0,5	2,06	0,658	1,0-5,0	0,62
PT-II	28	0,26	0,608	0,05-0,5	1,93	0,458	1,0-4,0	0,54
PT-III	27	0,39	0,597	0,08-1,0	2,22	0,592	1,0-6,0	0,74

Усредненные значения и интервалы изменения коллекторских свойств продуктивных отложений и их нефте-газонасыщенности по продуктивным горизонтам по результатам лабораторного исследования керна, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований приведены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 – Сравнение характеристики коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонтов

Метод определения	Наименование	Проницаемость в газовой части, мкм ² ·10 ⁻³	Проницаемость в нефтяной части, мкм ² ·10 ⁻³	Пористость, доли ед.	Начальная	
					Нефтенасыщенность, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7
I-al₃						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	2	4	-	-
	Количество определений	-	3	9	-	-
	Среднее значение	-	217,9	0,31	-	-
	Коэффициент вариации	-	0,82	0,18	-	-
	Интервал изменения	-	109,4-355	0,22-0,38	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	154	151	153	-
	Количество определений	-	196	196	188	-
	Среднее значение	-	1257,05	0,33	0,72	-

Гидродинамические исследования скважин	Коэффициент вариации	-	0,786	0,093	0,12	-
	Интервал изменения	-	14,6-4677	0,21-0,39	0,46-0,88	-
	Количество скважин	-	2	-	-	-
	Количество определений	-	3	-	-	-
	Среднее значение	-	1276,6	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	1,28	-	-	-
	Интервал изменения	-	82-3562,8	-	-	-
II-al₂						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	7	7	-	-
	Количество определений	-	38	44	-	-
	Среднее значение	-	191,3	0,31	-	-
	Коэффициент вариации	-	3,11	0,16	-	-
	Интервал изменения	-	2,1-3700,3	0,18-0,40	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	1	273	273	269	1
	Количество определений	1	1660	1661	1511	1
	Среднее значение	369,61	333,82	0,31	0,57	0,58
	Коэффициент вариации	-	0,71	0,12	0,13	0
	Интервал изменения	-	15,9-1762,1	0,21-0,39	0,44-0,80	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	11	-	-	-
	Количество определений	-	10	-	-	-
	Среднее значение	-	142,8	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	1,10	-	-	-
	Интервал изменения	-	4,43-400	-	-	-
II-al₂-1пл						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	109	109	85	-
	Количество определений	-	368	368	216	-
	Среднее значение	-	144,6	0,28	0,51	-
	Коэффициент вариации	-	0,73	0,13	0,14	-
	Интервал изменения	-	8-861	0,18-0,37	0,44-0,77	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	1	-	-	-
	Количество определений	-	1	-	-	-
	Среднее значение	-	19,9	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
II-al₂-2пл						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	24	24	22	-
	Количество определений	-	22	22	22	-
	Среднее значение	-	270,70	0,29	0,58	-
	Коэффициент вариации	-	0,75	0,17	0,14	-
	Интервал изменения	-	42-707	0,21-0,35	0,46-0,70	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
K_{1a}						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	1	1	-	-
	Количество определений	-	3	3	-	-
	Среднее значение	-	27,56	0,28	-	-
	Коэффициент вариации	-	0,17	0,12	-	-

	Интервал изменения	-	22,25-30,93	0,23-0,31	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	15	110	110	88	15
	Количество определений	18	144	144	136	18
	Среднее значение	1105,04	689,89	0,29	0,69	0,80
	Коэффициент вариации	0,92	1,12	0,13	0,15	0,10
	Интервал изменения	443-5115	12-75933	0,20-0,37	0,44-0,89	0,72-0,86
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	8	-	-	-
	Количество определений	-	10	-	-	-
	Среднее значение	-	251,5	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	1,09	-	-	-
	Интервал изменения	-	10,94-950	-	-	-
Kinc						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин		9	12	-	-
	Количество определений		33	38	-	-
	Среднее значение		1148,4	0,31	-	-
	Коэффициент вариации		1,2	0,14	-	-
	Интервал изменения		1,3-3744,6	0,18-0,38	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	134	134	134	-
	Количество определений	-	256	256	250	-
	Среднее значение	-	3482,6	0,31	0,81	-
	Коэффициент вариации	-	1,60	0,12	0,13	-
	Интервал изменения	-	32-28669	0,19-0,38	0,44-0,93	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин		4	-	-	-
	Количество определений		5	-	-	-
	Среднее значение		329,9	-	-	-
	Коэффициент вариации		1,01	-	-	-
	Интервал изменения		61,72-950	-	-	-
III-nc						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин		11	11	-	-
	Количество определений		37	44	-	-
	Среднее значение		155,3	0,29	-	-
	Коэффициент вариации		1,9	0,18	-	-
	Интервал изменения		1-1171,5	0,17-0,41	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	118	118	111	-
	Количество определений	-	274	274	259	-
	Среднее значение	-	629,53	0,30	0,67	-
	Коэффициент вариации	-	1,16	0,15	0,15	-
	Интервал изменения	-	10-4317	0,18-0,37	0,44-0,89	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин		5	-	-	-
	Количество определений		6	-	-	-
	Среднее значение		181,7	-	-	-
	Коэффициент вариации		0,49	-	-	-
	Интервал изменения		42,2-336,6	-	-	-
IV-nc						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин		10	10	-	-
	Количество определений		25	30	-	-
	Среднее значение		68,4	0,27	-	-
	Коэффициент вариации		2,64	0,18	-	-
	Интервал изменения		1,6-1048	0,19-0,37	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	179	179	169	-
	Количество определений	-	479	479	443	-
	Среднее значение	-	597,5	0,29	0,64	-
	Коэффициент вариации	-	2,30	0,14	0,18	-
	Интервал изменения	-	7-9900	0,18-0,38	0,44-0,92	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин		6	-	-	-
	Количество определений		6	-	-	-
	Среднее значение		220,5	-	-	-

	Коэффициент вариации		0,83	-	-	-
	Интервал изменения		7,71-556,9	-	-	-
I₁-J₂						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин		8	8	-	-
	Количество определений		24	25	-	-
	Среднее значение		347,8	0,29	-	-
	Коэффициент вариации		1,33	0,14	-	-
	Интервал изменения		1,6-1625,7	0,18-0,36	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	103	103	103	-
	Количество определений	-	419	419	411	-
	Среднее значение	-	981	0,30	0,71	-
	Коэффициент вариации	-	1,08	0,14	0,15	-
	Интервал изменения	-	8-7260	0,18-0,38	0,44-0,89	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	5	-	-	-
	Количество определений	-	5	-	-	-
	Среднее значение	-	249,4	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	1,20	-	-	-
	Интервал изменения	-	49,37-820	-	-	-
I₂-J₂						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин		17	17	-	-
	Количество определений		98	112	-	-
	Среднее значение		839,8	0,32	-	-
	Коэффициент вариации		1,82	0,15	-	-
	Интервал изменения		1,3-5440,6	0,20-0,42	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	207	207	207	-
	Количество определений	-	1001	1001	981	-
	Среднее значение	-	1050,66	0,29	0,69	-
	Коэффициент вариации	-	2,373	0,12	0,15	-
	Интервал изменения	-	8-25643	0,17-0,38	0,44-0,95	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин		13	-	-	-
	Количество определений		17	-	-	-
	Среднее значение		179,7	-	-	-
	Коэффициент вариации		1,93	-	-	-
	Интервал изменения		1,694-1300	-	-	-
I₃-J₂						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин		13	13	-	-
	Количество определений		79	90	-	-
	Среднее значение		1146,1	0,32	-	-
	Коэффициент вариации		1,1	0,14	-	-
	Интервал изменения		1,4-5550,9	0,18-0,43	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	140	140	137	-
	Количество определений	-	580	580	571	-
	Среднее значение	-	886,7	0,29	0,70	-
	Коэффициент вариации	-	1,96	0,12	0,15	-
	Интервал изменения	-	10-33416	0,17-0,38	0,44-0,94	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин		7	-	-	-
	Количество определений		7	-	-	-
	Среднее значение		131,9	-	-	-
	Коэффициент вариации		1,90	-	-	-
	Интервал изменения		4,405-750	-	-	-
I₄-J₂						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин		9	9	-	-
	Количество определений		42	53	-	-
	Среднее значение		403,4	0,31	-	-
	Коэффициент вариации		1,83	0,16	-	-
	Интервал изменения		2-3680,5	0,20-0,39	-	-
	Количество скважин	-	114	114	107	-

Геофизические исследования скважин	Количество определений	-	575	575	544	-
	Среднее значение	-	396,90	0,28	0,64	-
	Коэффициент вариации	-	1,38	0,12	0,16	-
	Интервал изменения	-	10-4184	0,16-0,37	0,44-0,89	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин		5	-	-	-
	Количество определений		5	-	-	-
	Среднее значение		348,2	-	-	-
	Коэффициент вариации		1,70	-	-	-
	Интервал изменения		3,94-1500	-	-	-
I₅-J₂						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин		9	10	-	-
	Количество определений		46	51	-	-
	Среднее значение		1530,5	0,31	-	-
	Коэффициент вариации		1,09	0,15	-	-
	Интервал изменения		1-5941,3	0,21-0,40	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	110	110	107	-
	Количество определений	-	229	229	211	-
	Среднее значение	-	807,70	0,29	0,69	-
	Коэффициент вариации	-	1,16	0,11	0,16	-
	Интервал изменения	-	10-5632	0,18-0,36	0,44-0,89	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-		-	-	-
	Количество определений	-		-	-	-
	Среднее значение	-		-	-	-
	Коэффициент вариации	-		-	-	-
	Интервал изменения	-		-	-	-
II-J₂-1пл						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин		7	7	-	-
	Количество определений		17	22	-	-
	Среднее значение		92,6	0,27	-	-
	Коэффициент вариации		1,81	0,13	-	-
	Интервал изменения		1,1-735,4	0,18-0,34	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	66	66	63	-
	Количество определений	-	171	171	148	-
	Среднее значение	-	279,39	0,27	0,61	-
	Коэффициент вариации	-	1,47	0,13	0,16	-
	Интервал изменения	-	8-3092	0,18-0,36	0,44-0,91	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-		-	-	-
	Количество определений	-		-	-	-
	Среднее значение	-		-	-	-
	Коэффициент вариации	-		-	-	-
	Интервал изменения	-		-	-	-
II-J₂-2пл						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин		3	3	-	-
	Количество определений		3	3	-	-
	Среднее значение		32,4	0,28	-	-
	Коэффициент вариации		0,45	0,06	-	-
	Интервал изменения		1,4-94	0,24-0,32	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	81	81	77	-
	Количество определений	-	140	140	123	-
	Среднее значение	-	227,86	0,27	0,59	-
	Коэффициент вариации	-	1,08	0,12	0,14	-
	Интервал изменения	-	18-2495	0,18-0,35	0,44-0,86	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-		-	-	-
	Количество определений	-		-	-	-
	Среднее значение	-		-	-	-
	Коэффициент вариации	-		-	-	-
	Интервал изменения	-		-	-	-
III-J₂						

Лабораторные исследования керна	Количество скважин		9	10	-	-
	Количество определений		36	47	-	-
	Среднее значение		210,5	0,26	-	-
	Коэффициент вариации		1,92	0,17	-	-
	Интервал изменения		1,9-2151,1	0,16-0,34	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	93	93	93	-
	Количество определений	-	506	506	484	-
	Среднее значение	-	900,65	0,29	0,70	-
	Коэффициент вариации	-	1,87	0,13	0,17	-
	Интервал изменения	-	6-15750	0,17-0,38	0,44-0,93	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин		6	-	-	-
	Количество определений		6	-	-	-
	Среднее значение		82,22	-	-	-
	Коэффициент вариации		0,953	-	-	-
	Интервал изменения		2,04-211,9	-	-	-
IV-J₂						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин		8	8	-	-
	Количество определений		19	20	-	-
	Среднее значение		179,8	0,25	-	-
	Коэффициент вариации		1,40	0,19	-	-
	Интервал изменения		1,2-1253,4	0,16-0,32	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	58	58	58	-
	Количество определений	-	196	196	182	-
	Среднее значение	-	426,13	0,27	0,65	-
	Коэффициент вариации	-	1,49	0,14	0,16	-
	Интервал изменения	-	2-3539,6	0,16-0,38	0,44-0,86	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин		1	-	-	-
	Количество определений		1	-	-	-
	Среднее значение		118,1	-	-	-
	Коэффициент вариации		-	-	-	-
	Интервал изменения		-	-	-	-
V-J₂						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	1	1	-	-
	Количество определений	-	1	1	-	-
	Среднее значение	-	911,2	0,28	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	43	43	42	-
	Количество определений	-	232	232	214	-
	Среднее значение	-	468,2	0,28	0,69	-
	Коэффициент вариации	-	0,90	0,13	0,14	-
	Интервал изменения	-	4-1895	0,16-0,36	0,44-0,83	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин		1	-	-	-
	Количество определений		1	-	-	-
	Среднее значение		22,04	-	-	-
	Коэффициент вариации		-	-	-	-
	Интервал изменения		-	-	-	-
PT-I						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин		1	1	-	-
	Количество определений		1	1	-	-
	Среднее значение		554,4	0,30	-	-
	Коэффициент вариации		0	0	-	-
	Интервал изменения		-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	6	6	5	-
	Количество определений	-	11	11	8	-
	Среднее значение	-	51,72	0,20	0,57	-
	Коэффициент вариации	-	0,772	0,19	0,16	-
	Интервал изменения	-	7-117	0,14-0,27	0,47-0,74	-
	Количество скважин	-	1	-	-	-

Гидродинамические исследования скважин	Количество определений	-	1	-	-	-
	Среднее значение	-	97,88	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
РТ-II						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-		-	-	-
	Количество определений	-		-	-	-
	Среднее значение	-		-	-	-
	Коэффициент вариации	-		-	-	-
	Интервал изменения	-		-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	12	12	8	-
	Количество определений	-	21	21	18	-
	Среднее значение	-	110,62	0,19	0,63	-
	Коэффициент вариации	-	1,78	0,22	0,14	-
	Интервал изменения	-	2-790	0,11-0,29	0,46-0,77	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	2	-	-	-
	Количество определений	-	2	-	-	-
	Среднее значение	-	67,59	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	0,714	-	-	-
	Интервал изменения	-	28,48-106,7	-	-	-
РТ-III						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	2	3	-	-
	Количество определений	-	4	8	-	-
	Среднее значение	-	39,6	0,20	-	-
	Коэффициент вариации	-	0,72	0,25	-	-
	Интервал изменения	-	16,6-94,6	0,15-0,27	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	15	15	13	-
	Количество определений	-	31	31	30	-
	Среднее значение	-	154,11	0,21	0,69	-
	Коэффициент вариации	-	0,807	0,14	0,12	-
	Интервал изменения	-	3,2-390,8	0,12-0,27	0,49-0,81	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	2	-	-	-
	Количество определений	-	2	-	-	-
	Среднее значение	-	9,98	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	0,94	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,495-19,5	-	-	-

Ниже приводятся литологические и емкостно-фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов.

Горизонт I-a13. По данным геофизических исследований скважин породы-коллекторы характеризуются средней пористостью 0,33 доли ед., изменяющейся в пределах 0,21-0,39 доли ед. Нефтенасыщенность коллекторов колеблется от 0,46 до 0,88 доли ед., в среднем составляя 0,72 доли ед.

Коэффициент пористости по данным анализа керна меняется от 0,22 до 0,38 доли ед., и в среднем составляет 0,31 доли ед. Проницаемость коллекторов меняется от $109,4 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ до $355 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя $217,9 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Проницаемость по ГДИС в среднем составляет $1276,6 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, изменяясь в пределах 82-3562,8 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт II-a12. Горизонт представлен коллекторами по данным ГИС с пористостью, изменяющейся в диапазоне 0,21-0,39 доли ед., составляя в среднем 0,31 доли ед., среднее

значение нефтенасыщенности – 0,57 доли ед., изменяется в пределах 0,44-0,80 доли ед. Газонасыщенность в среднем составляет 0,58 доли ед.

По данным керна пористость изменяется в пределах 0,18-0,40 доли ед., в среднем составляя 0,31 доли ед., проницаемость – от 2,1 до 3700,3 мкм²*10⁻³, в среднем – 191,3 мкм²*10⁻³.

Проницаемость по ГДИС в среднем составляет 142,8 мкм²*10⁻³, изменяясь в пределах 4,43-400 мкм²*10⁻³.

Горизонт II-al2-1нл. Горизонт представлен коллекторами по данным ГИС с пористостью, изменяющейся в диапазоне 0,18-0,37 доли ед., составляя в среднем 0,28 доли ед., среднее значение нефтенасыщенности – 0,51 доли ед., изменяется в пределах 0,44-0,77 доли ед.

Коллектора данного пласта не освещен керном.

Проницаемость по ГДИС в среднем составляет 19,9 мкм²*10⁻³.

Горизонт II-al2-2нл. Горизонт представлен коллекторами по данным ГИС с пористостью, изменяющейся в диапазоне 0,21-0,35 доли ед., составляя в среднем 0,29 доли ед., среднее значение нефтенасыщенности – 0,58 доли ед., изменяется в пределах 0,46-0,70 доли ед.

Данный пласт также не охарактеризован кондиционными образцами керна и гидродинамическими исследованиями.

Горизонт K1a. По данным геофизических исследований выделены нефте- и газонасыщенные коллектора с пористостью от 0,20-0,37 доли ед., среднее значение пористости составляет 0,29 доли ед., нефтенасыщенностью от 0,44 до 0,89 доли ед., и газонасыщенностью от 0,72 до 0,86 доли ед., средняя газонасыщенность составляет 0,80 доли ед.

Пористость по керну составляет в среднем 0,28 доли ед., с интервалом изменения 0,23-0,31 доли ед. Проницаемость имеет диапазон 22,3-30,9 мкм²*10⁻³.

Проницаемость по ГДИС в среднем составляет 251,5 мкм²*10⁻³, изменяясь в пределах 10,94-950 мкм²*10⁻³.

Горизонт K1nc. По данным геофизических исследований выделены нефтенасыщенные коллектора с пористостью от 0,19-0,38 доли ед., нефтенасыщенностью от 0,44 до 0,93 доли ед., в среднем составляя 0,81 доли ед.

Пористость по керну составляет в среднем 0,31 доли ед., с интервалом изменения 0,18-0,38 доли ед. Проницаемость имеет диапазон 1,3-3744,6 мкм²*10⁻³.

По 5 гидродинамическим исследованиям проницаемость в среднем составляет 329,9 мкм²*10⁻³.

III-nc горизонт по данным ГИС представлен нефтенасыщенными коллекторами с пористостью в среднем равной 0,30 доли ед., и интервалом изменения 0,18-0,37 доли ед. Диапазон изменения нефтенасыщенности – 0,44- 0,89 доли ед., среднее значение составляет 0,67 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна открытая пористость изменяется от 0,17 до 0,41 доли ед., и равна в среднем 0,29 доли ед. Проницаемость колеблется в пределах 1-1171,5 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ и составляет в среднем 155,3 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По данным гидродинамических исследований интервал изменения проницаемости составляет 42,2-336,6 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем-181,7 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт IV-nc. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0,29 доли ед., варьирует в диапазоне 0,18-0,38 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0,44 до 0,92 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0,64 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна среднее значение пористости равно 0,27 доли ед., с интервалом изменения 0,19-0,37 доли ед., среднее значение проницаемости – 68,4 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, варьирует в пределах 1,6-1048 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По данным гидродинамических исследований средняя проницаемость по 6 исследованиям составляет 220,5 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, изменяясь 7,71-556,9 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт I1-J2. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0,30 доли ед., варьирует в диапазоне 0,18-0,38 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0,44 до 0,89 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0,71 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна среднее значение пористости равно 0,29 доли ед., с интервалом изменения 0,18-0,36 доли ед., среднее значение проницаемости – 347,8 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, варьирует в пределах 1,6-1625,7 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По данным гидродинамических исследований интервал изменения проницаемости составляет 49,37-820 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем – 249,4 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт I2-J2. Пористость по данным ГИС в среднем составляет 0,29 доли ед., варьирует в диапазоне 0,17-0,38 доли ед. Нефтенасыщенность колеблется в интервале 0,44-0,95 доли ед., в среднем составляя 0,69 доли ед.

По 112 определениям, полученным по лабораторным исследованиям керна пористость, меняется от 0,20 до 0,42 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,32 доли ед. Проницаемость по 98 определениям меняется от 1,3 до 5440,6 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя 839,8 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По данным гидродинамических исследований в 13 скважинах коэффициент проницаемости (17 определений) изменяется от 1,694 до 1300 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя 179,7 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт I3-J2. По данным ГИС среднее значение пористости составляет 0,29 доли ед., варьирует в диапазоне 0,17-0,38 доли ед., средняя нефтенасыщенность – 0,70 доли ед., изменяется от 0,44 до 0,94 доли ед.

Лабораторные исследования керна, проведенных в 13 скважинах по 90 определениям пористость, меняется от 0,18 до 0,43 доли ед., среднее значение составляет 0,32 доли ед. Проницаемость по 79 определениям меняется от 1,4 до 5550,9 мкм²*10⁻³, в среднем составляя 1146,1 мкм²*10⁻³.

По гидродинамическим исследованиям проницаемость в среднем составляет 131,9 мкм²*10⁻³, изменяясь в пределах 4,405-750 мкм²*10⁻³.

Горизонт I4-J2. Горизонт охарактеризован 575 определениями пористости по данным ГИС и составляет в среднем 0,28 доли ед., изменяясь при этом от 0,16 до 0,37 доли ед., нефтенасыщенность составляет 0,64 доли ед., с интервалом изменения 0,44-0,89 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна среднее значение пористости равно 0,31 доли ед., с интервалом изменения 0,20-0,39 доли ед., среднее значение проницаемости – 403,4 мкм²*10⁻³, варьирует в пределах 2-3680,5 мкм²*10⁻³.

Проницаемость по пяти результатам гидродинамических исследований в среднем составляет 348,2 мкм²*10⁻³, интервал изменения проницаемости составляет 3,94-1500 мкм²*10⁻³.

Горизонт I5-J2. Пористость по данным ГИС в среднем составляет 0,29 доли ед., варьирует в диапазоне 0,18-0,36 доли ед. Нефтенасыщенность имеет интервал изменения 0,44-0,89 доли ед., и среднюю величину по горизонту 0,69 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна среднее значение пористости равно 0,31 доли ед., с интервалом изменения 0,21-0,40 доли ед., среднее значение проницаемости – 1530,5 мкм²*10⁻³, варьирует в пределах 1-5941,3 мкм²*10⁻³.

Гидродинамические исследования не проводились.

Горизонт II-J2-1пл. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0,27 доли ед., варьирует в диапазоне 0,18-0,36 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0,44 до 0,91 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0,61 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна среднее значение пористости равно 0,27 доли ед., с интервалом изменения 0,18-0,34 доли ед., среднее значение проницаемости – 92,6 мкм²*10⁻³, варьирует в пределах 1,1-735,4 мкм²*10⁻³.

ГДИС не проводились.

Горизонт II-J2-2пл. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0,27 доли ед., варьирует в диапазоне 0,18-0,35 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0,44 до 0,86 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0,59 доли ед.

По лабораторным исследованиям трех образцов среднее значение пористости равно 0,28 доли ед., с интервалом изменения 0,24-0,32 доли ед., среднее значение проницаемости – $32,4 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, варьирует в пределах 1,4- 94 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

ГДИС не проводились.

Горизонт III-J2. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0,29 доли ед., варьирует в диапазоне 0,17-0,38 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0,44 до 0,93 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0,70 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна среднее значение пористости равно 0,26 доли ед., с интервалом изменения 0,16-0,34 доли ед., среднее значение проницаемости – $210,5 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, варьирует в пределах 1,9-2151,1 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Проницаемость по ГДИС изменяется от 2,04 до 211,9 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя $82,22 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт IV-J2. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0,27 доли ед., варьирует в диапазоне 0,16-0,38 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0,44 до 0,86 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0,65 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна среднее значение пористости равно 0,25 доли ед., с интервалом изменения 0,16-0,32 доли ед., среднее значение проницаемости – $179,8 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, варьирует в пределах 1,2-1253,4 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По ГДИС проницаемость в среднем составляет $118,1 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт V-J2. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0,28 доли ед., варьирует в диапазоне 0,16-0,36 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0,44 до 0,83 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0,69 доли ед.

По лабораторным исследованиям 1 образца значение пористости равно 0,28 доли ед., проницаемости – $911,2 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По ГДИС проницаемость в среднем составляет $22,04 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт РТ-I. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0,20 доли ед., варьирует в диапазоне 0,14-0,27 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0,47 до 0,74 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0,57 доли ед.

По лабораторным исследованиям одного образца значение пористости равно 0,30 доли ед., проницаемости – $554,4 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По ГДИС проницаемость в среднем составляет $97,88 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт РТ-II. По данным промыслово-геофизических исследований пористость по горизонту изменяется от 0,11 до 0,29 доли ед., в среднем составляя 0,19 доли ед. Нефтенасыщенность в среднем равна 0,63 доли ед., и имеет диапазон 0,46-0,77 доли ед. Лабораторные исследования керна не проводилось.

Проницаемость по ГДИС изменяется от 28,48 до $106,7 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя $67,59 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт РТ-III. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0,21 доли ед., варьирует в диапазоне 0,12-0,27 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0,49 до 0,81 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0,69 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна среднее значение пористости равно 0,20 доли ед., с интервалом изменения 0,15-0,27 доли ед., среднее значение проницаемости – $39,6 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, варьирует в пределах $16,6\text{-}94,6 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Проницаемость по ГДИС изменяется от 0,495 до $19,5 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя $9,98 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

В таблице 2.2.4 приведены статистические ряды распределения проницаемости продуктивных горизонтов.

Таким образом, коллекторские свойства, определенные разными методами, отличаются по своим значениям. Значение пористости по керну несколько выше значения по ГИС. Данные по ГИС позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше, чем по керну.

Также коэффициенты проницаемости по горизонту, определенные по гидродинамическим исследованиям и лабораторным анализам керна, различаются по значениям. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна.

Таблица 2.2.4 – Сравнение статистических рядов распределения проницаемости горизонтов

Интервалы изменения, мкм ² *10 ⁻³	По данным геофизических исследований																				По данным лабораторного изучения керна																	
	Число случаев																				Число случаев																	
	I-al ₃	II-al ₂	II-al ₂ -1пл	II-al ₂ -2пл	K _{1a}	K _{1nc}	III-nc	IV-nc	I ₁ -J ₂	I ₂ -J ₂	I ₃ -J ₂	I ₄ -J ₂	I ₅ -J ₂	II-J ₂ -1пл	II-J ₂ -2пл	III-J ₂	IV-J ₂	V-J ₂	PT-I	PT-II	PT-III	I-al ₃	II-al ₂	K _{1a}	K _{1nc}	III-nc	IV-nc	I ₁ -J ₂	I ₂ -J ₂	I ₃ -J ₂	I ₄ -J ₂	I ₅ -J ₂	II-J ₂ -1пл	II-J ₂ -2пл	III-J ₂	IV-J ₂	PT-I	PT-III
1-10	-	-	1	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-	1	-	1	1	1	2	5	4	-	10	-	4	11	11	6	8	8	11	5	6	2	9	7	-	-
10-100	9	248	158	5	31	29	48	127	55	181	105	173	70	62	62	127	63	75	7	10	14	-	20	3	9	14	12	4	17	15	12	9	7	1	11	6	-	4
100-200	14	464	138	8	30	31	67	112	81	203	126	154	53	43	40	133	46	52	2	4	7	2	3	-	1	2	1	1	5	6	2	3	2	-	4	2	-	-
200-300	15	373	47	1	18	14	39	74	49	154	65	84	25	34	12	64	30	32	-	1	2	-	2	-	2	4	-	4	13	8	-	1	-	-	2	-	-	-
300-400	16	211	15	2	11	16	23	46	40	100	44	53	13	12	7	41	21	19	-	-	4	1	-	-	2	2	-	3	9	3	5	3	1	-	5	-	-	-
400-500	11	154	4	3	8	8	17	31	27	79	29	26	13	6	8	28	10	8	-	-	-	-	1	-	-	1	-	1	4	1	2	-	-	-	3	1	-	-
500-600	10	82	3	-	8	8	12	15	30	46	32	25	8	2	5	18	4	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	1	1	1	-	-	-	1	1	1	-
600-700	10	47	-	2	10	8	16	10	21	40	22	13	11	2	2	12	1	6	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	4	3	1	1	-	-	-	1	-	-
700-800	16	31	-	1	8	8	6	15	16	38	19	9	3	2	2	14	4	9	-	1	-	-	-	-	-	-	-	2	1	-	1	1	1	-	-	-	-	-
800-900	10	21	2	-	5	13	6	7	7	25	14	7	6	-	1	7	4	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-
900-1000	9	10	-	-	4	4	4	10	48	18	14	6	1	-	-	10	2	1	-	-	-	-	-	-	1	1	-	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-
1000-2000	48	19	-	-	13	39	26	16	17	72	75	15	15	4	-	30	5	17	-	-	-	-	1	-	2	1	1	3	15	13	3	7	-	-	-	1	-	-
2000-3000	17	-	-	-	12	20	7	8	7	21	13	7	7	2	1	11	3	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	7	9	2	4	-	-	1	-	-	-
3000-4000	8	-	-	-	2	21	1	2	6	5	8	2	3	1	-	4	2	-	-	-	-	-	1	-	3	-	-	-	6	7	-	6	-	-	-	-	-	-
4000-5000	3	-	-	-	1	6	2	-	6	4	3	1	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	4	-	-	-	-	-	-	-
5000-6000	-	-	-	-	1	7	-	2	2	3	2	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	1	-	-	-	-	-	-	
6000-7000	-	-	-	-	-	6	-	-	1	2	3	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7000-8000	-	-	-	-	-	1	-	1	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8000-9000	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2		-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9000-10000	-	-	-	-	-	1	-	2	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
>10000	-	-	-	-	1	14	-	-	-	6	3		-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

2.3 Уточнение физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов эксплуатационных объектов.

За отчетный период с последнего утвержденного «ПР-2018 г.» по месторождению были дополнительно отобраны и исследованы 23 пробы в пластовых условиях и 23 пробы в поверхностных условиях.

№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт
99	28.04.2022	232	236	I-al ₃
H-1	26.11.2020	189	465	I-al ₃
301	31.07.2016	316	322	II-al ₂
60	10.04.2018	304	317	II-al ₂
302	06.06.2018	325	327	II-al ₂
150	05.05.2021	216	278	II-al ₂
135	29.04.2022	225	315	II-al ₂
305	27.09.2016	496	501	K _{1a}
187	29.04.2022	418	422	K _{1ne}
324	27.06.2019	492	496	K _{1ne}
98	10.04.2018	443	443	IV-nc
199	26.11.2020	437	442	I ₁ -J ₂
234	01.11.2023	490	508	I ₁ -J ₂
281	10.04.2018	566	583	I ₂ -J ₂
114	17.10.2021	436	463	I ₂ -J ₂
291	26.09.2016	572	584	I ₃ -J ₂
284	01.11.2023	502	544	I ₂ +I ₃ -J ₂
160	29.04.2022	482	492	I ₄ -J ₂
279	06.06.2018	647	699	II-J ₂
117	27.06.2019	689	712	IV-J ₂
325	27.06.2019	761	765	V-J ₂
192	29.04.2022	427	452	III+IV ne
233	24.05.2017	410	466	Ne+III+IV ne

Исследования состава и свойств пластовых флюидов месторождения Камышитовое Юго-Западное начались в геологоразведочный период. Основной объем исследований проб пластовой и поверхностной нефти проведен в период с 1966г по 1988г специалистами Центральной лаборатории Западно-Казахстанского Геологического Управления (ЦЛ ЗКГУ) и Центральной научно-исследовательской лаборатории Производственного объединения «Эмбанефть» (ЦНИЛ ПО «Эмбанефть»).

По мере изучения флюидальной системы результаты исследования прошли экспертизу в ГКЗ РК в 2026г.

В основном были отобраны рекомбинированные пробы, т.е. пробы нефти (в герметичный контейнер-300 см³) и газа (баллон – 20 л) отобраны с устья скважин. Рекомбинация проб проведена в лаборатории ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» на установке PVT (FLUID-EVAL) при соотношении нефти и газа (ГНФ), замеренным в промысловых условиях. По полученным пластовым смесям в текущих термобарических условиях (Рпл и Тпл) определены основные параметры пластовой нефти при однократном разгазировании. Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе» Кристал-

5000». Физико-химические характеристики нефти в стандартных условиях определены согласно СТ ТОО 7522-195-39-01-2011.

2.3.1 Объем исследований и свойства пластовой нефти

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях в период геологоразведочных работ и интенсивной эксплуатации месторождении изучены по 66 глубинным и 33 рекомбинированными пробами.

На дату составления настоящего отчета дополнительно изучены 23 рекомбинированных проб (скв.№№ Н-1, 60, 98, 99, 114, 117, 135, 150, 160, 187, 192, 199, 233, 279, 281, 284, 291, 301, 302, 305, 324, 325.)

в пластовых условиях			
горизонт		количество проб	№ скважин(ы)
I-a ₃	глуб.	1	2;
	реком.	3	Н-1, 49, 99;
II-a ₂	глуб.	1	301;
	реком.	4	60, 135, 150, 302;
K _{1a}	глуб.		
	реком.	2	251, 305;
K _{1ne}	глуб.	3	3, 22, 60
	реком.	3	30, 187, 324;
III-ne	глуб.	2	2, 17;
	реком.	1	208;
IV-ne	глуб.	1	2;
	реком.	2	52, 98;
I ₁ -J ₂	глуб.	7	1, 2, 4, 14, 17, 109;
	реком.	2	199, 234;
I ₂ -J ₂	глуб.	19	1, 2, 4, 10, 11, 13, 14, 15, 17, 20, 22, 25, 26, 28, 96;
	реком.	3	114, 120, 281;
I ₃ -J ₂	глуб.	3	13, 14, 20;
	реком.	3	253, 284, 291;
I ₄ -J ₂	глуб.	4	13, 19, 29;
	реком.	2	160, 175;
I ₅ -J ₂	глуб.	6	13, 15, 19, 26, 59;
	реком.		
II-J ₂	глуб.	3	11, 25;
	реком.	1	279;
III-J ₂	глуб.	11	11, 13, 19, 22, 24, 26, 29, 66, 96;
	реком.	1	244;
IV-J ₂	глуб.	2	11, 19;
	реком.	2	117, 252;
V-J ₂	глуб.	1	56;
	реком.	1	325;
III-PT	глуб.	2	33, 59;
	реком.	1	282;
из совмещенных горизонтов		2	192, 233;
общее количество		99	58

Статистическая информация по отбору проб нефти в пластовых условиях по годам представлена в таблице 2.3.1.

Горизонт I-a₃. Нефть данного горизонта изучена 4-мя глубинными пробами из скважин №2, (инт. 215-220м) отобранной в начальной период рекомбинированные пробы

из скважин №49, 99, Н-1. Следует отметить, что полученные параметры по скважине №№49, 99, а именно плотность и вязкость отличаются от ранее полученных значений других проб, поэтому в настоящем отчете не участвуют при расчете средних значений. В дальнейшем необходимо продолжить отбор и исследования пластового флюида по данному горизонту.

Величина плотности пластовой нефти составляет $904,0 \text{ кг/м}^3$, при пластовой температуре $19,8^\circ\text{C}$. Давление насыщения – $2,1 \text{ МПа}$. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет $10,7 \text{ м}^3/\text{т}$. Вязкость пластовой нефти найдена расчетным путем – $132,7 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина объемного коэффициента составляет 1,021 доли ед. Пересчетный коэффициент – 0,904 доли ед.

Горизонт II-а2. Нефть данного горизонта изучена 5-ю пробами из скважин №№60, 135, 150, 301, 302.

Величина плотности пластовой нефти составляет $852,0 \text{ кг/м}^3$, при пластовой температуре $22,5^\circ\text{C}$. Давление насыщения – $2,2 \text{ МПа}$. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет $14,9 \text{ м}^3/\text{т}$. Вязкость пластовой нефти найдена расчетным путем – $37,9 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина объемного коэффициента составляет 1,047 доли ед. Пересчетный коэффициент – 0,956 доли ед.

Горизонт K1a. Исследован 2 пробами из скважин №№ 251 и 305 полученные параметры по скважине №251 не учитываются при усреднении параметров, так как отличаются низкими значениями газосодержания, возможно при транспортировке произошло разгазирование. Давление насыщения – $2,2 \text{ МПа}$. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет $22,7 \text{ м}^3/\text{т}$. Вязкость пластовой нефти – $5,9 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина объемного коэффициента составляет 1,088 доли ед. Пересчетный коэффициент – 0,919 доли ед.

Горизонт пс. В начальный период исследованы 3 глубинные пробы №№ 3, 22, 60 и 3 рекомбинированные пробы из скважин №№ 30, 187, 324 полученные параметры по скважине №22, 30, 187 не учитываются при усреднении параметров, так как отличаются низкими значениями газосодержания, ивозможно при транспортировке произошло разгазирование.

Плотность в среднем по горизонту – $804,5 \text{ кг/м}^3$, при пластовой температуре $30,9^\circ\text{C}$. Давление насыщения в среднем – $4,2 \text{ МПа}$. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти в среднем составляет $34,3 \text{ м}^3/\text{т}$. Вязкость пластовой нефти в среднем – $5,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина объемного коэффициента в среднем составляет 1,124 доли ед. Пересчетный коэффициент 0,893 доли ед.

Горизонт III-пс. Пластовая нефть изучена по трем пробам из скважин №№ 2, 17,

208. Значения, полученные по скважине №17 и 208, ранее были отбракованы по причине низких значений газосодержания в два раза отличающихся от газосодержания других проб. Плотность нефти в среднем составляет 738.0 кг/м^3 при пластовой температуре 28.0°C . Давление насыщения в среднем – 2.1 МПа . Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти в среднем составляет $31.0 \text{ м}^3/\text{т}$. Вязкость пластовой нефти в среднем – $4.4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина объемного коэффициента в среднем составляет 1.136 . Пересчетный коэффициент равен 0.880 .

Горизонт IV-пс. Исследованы три пробы пластовой нефти из скв. №№2, 52, 98. Значения, полученные по скв. №52 и 98 описывают текущее состояние флюидальной системы, поэтому при усреднении подсчетных параметров не учтены. Нефть характеризуется плотностью пластовой нефти 689.0 кг/м^3 . Давление насыщения в среднем – $5,3 \text{ МПа}$ при $T=30,0^\circ\text{C}$. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет $37,0 \text{ м}^3/\text{т}$, вязкость пластовой нефти в среднем – $2,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина объемного коэффициента составляет 1.211 , пересчетный коэффициент – $0,826$.

Горизонт I1-J2. Пластовая нефть изучена 7 глубинными пробами и 2 реком. Пробами из скважин №№ 199, 234. Из них три пробы из скважин №№ 14, 109 не учтены из-за отклонения газосодержания от параллельно анализируемых проб. Плотность пластовой нефти в среднем составляет 790.8 кг/м^3 . Давление насыщения в среднем – $3,0 \text{ МПа}$. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти в среднем составляет $26,6 \text{ м}^3/\text{т}$. Вязкость пластовой нефти в среднем – $5,7 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина объемного коэффициента в среднем составляет 1.087 . Пересчетный коэффициент – 0.920 .

Горизонт I2-J2. Основная масса исследований приходится на данный горизонт, исследовано 22 проб пластовой нефти. Результаты исследований пробы из скважин №№2, 10, 14, 17, 20, 25, 281 не учтены при усреднении параметров из-за низких значений газосодержания.

Плотность пластовой нефти в среднем составляет 794.0 кг/м^3 . Вязкость нефти в пластовых условиях в среднем составляет $3.6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения нефти газом при $T_{\text{пл}} = 31.8^\circ\text{C}$ в среднем составляет 3.6 МПа . Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти в среднем – $38.0 \text{ м}^3/\text{т}$. Объемный коэффициент в среднем составляет 1.102 . Пересчетный коэффициент 0.910 .

Горизонт I3-J2. Пластовая нефть изучена по 6-ти пробам из скважин №№ 13, 14, 20, 253, 294 и 291 результаты исследований по скважине №20 в свое время не были учтены из-за низких значений газосодержания, поэтому данный горизонт характеризуется двумя исследованиями. Плотность нефти в среднем составляет 793.0 кг/м^3 . Давление насыщения при $T_{\text{пл}} = 32.0^\circ\text{C}$ в среднем составляет 4.0 МПа . Газосодержание при однократном

разгазировании пластовой нефти в среднем составляет 34.8 м³/т. Вязкость пластовой нефти в среднем – 3.6 мПа*с. Величина объемного коэффициента в среднем составляет 1.092. Пересчетный коэффициент – 0.917.

Горизонт I₄-J₂. Исследованы 6-ть пробы пластовой нефти из скважин №№ 13, 19, 29, 160, 175. Плотность нефти составляет 801.8 кг/м³. Давление насыщения в среднем 3.9 МПа при T=34.1°C. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 32.2 м³/т. Вязкость пластовой нефти – 4.1 мПа*с. Величина объемного коэффициента в среднем составляет 1.079. Пересчетный коэффициент – 0.927.

Горизонт I₅-J₂. По горизонту исследованы шесть глубинных проб из скважин №№ 13, 15, 19, 26, 59.

Плотность нефти в среднем составляет 774.8 кг/м³ при пластовой температуре 35.0°C. Давление насыщения в среднем 5.8 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти в среднем составляет 62.1 м³/т. Вязкость пластовой нефти в среднем – 2.0 мПа*с. Величина объемного коэффициента в среднем составляет 1.138. Пересчетный коэффициент – 0.883.

Горизонт II-J₂. Горизонт охарактеризован четырьмя пробамии пластовой нефти из скважин №№11, 25, 279. Плотность пластовой нефти в среднем составляет 760.3 кг/м³. Давление насыщения в среднем – 5.1 МПа при T=35.0°C. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти в среднем составляет 48.7 м³/т. Вязкость пластовой нефти в среднем – 2.5 мПа*с. Величина объемного коэффициента в среднем составляет 1.156. Пересчетный коэффициент – 0.865.

Горизонт III-J₂. Горизонт изучен 12-ю пробамии пластовой нефти из скважин №№11, 13, 19, 22, 24, 26, 29, 66, 96, 244. После анализа две пробы из скважин №№13 и 26 признаны некорректными по причине низких значений газосодержания. Плотность нефти в среднем составляет 754.8 кг/м³ при пластовой температуре 36.0°C. Давление насыщения в среднем 4.3 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти в среднем составляет 50.6 м³/т. Вязкость пластовой нефти в среднем – 2.1 мПа*с. Величина объемного коэффициента в среднем составляет 1.170. Пересчетный коэффициент 0.856.

Горизонт IV-J₂. Исследованы четыре пробы из скважин №№11, 19, 117, 252. Результаты исследований по скв. №11 не учтены из-за резкого отличия газосодержания. Плотность пластовой нефти в среднем составляет 744.0 кг/м³, вязкость нефти пластовых условиях в среднем – 1.2 мПа *с. Давление насыщения нефти газом при T_{пл} =37.3°C в среднем – 5.5 МПа. Газосодержание нефти в среднем составляет 60.1 м³/т при объемном коэффициенте 1.171. Пересчетный коэффициент 0.856.

Горизонт V-J₂. Исследованы две глубинные пробы из скважин №56, 325.

Плотность пластовой нефти в среднем составляет $723,5 \text{ кг/м}^3$, вязкость нефти пластовых условиях в среднем – $0,9 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Давление насыщения нефти газом при $T_{пл} = 40,0^\circ\text{C}$ в среднем – $6,5 \text{ МПа}$. Газосодержание нефти в среднем составляет $87,3 \text{ м}^3/\text{т}$ при объемном коэффициенте 1,210. Пересчетный коэффициент 0,829.

Горизонт III-РТ. Горизонт охарактеризован тремя пробами из скважин №№33, 59 и 282. Значения параметров по скважине №282 не участвуют при усреднении параметров из-за того, что газосодержание ($8,1 \text{ м}^3/\text{т}$) данной пробы намного ниже относительно анализируемых проб. Плотность нефти составляет $740,5 \text{ кг/м}^3$ при пластовой температуре $42,0^\circ\text{C}$. Давление насыщения $3,4 \text{ МПа}$. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет $66,2 \text{ м}^3/\text{т}$. Вязкость пластовой нефти $1,2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Величина объемного коэффициента составляет 1,179. Пересчетный коэффициент - 0,849.

2.3.2. Свойства нефти в поверхностных условиях

В процессе разведки и разработки месторождения отобрано и изучено 216 пробы нефти в поверхностных условиях.

в поверхностных условиях		
горизонт	количество проб	№ скважин(ы)
I-al ₃	6	2, 38, 49, 99, Н-1;
II-al ₂	9	5, 7, 60, 135, 150, 228, 301, 302;
K _{1a}	4	22, 82а, 251, 305;
K _{1ne}	20	1, 3, 4, 6, 15, 22, 30, 32, 34, 41, 60, 83, 85, 88, 187, 324;
III-nc	11	2, 17, 21, 91, 92, 93, 208;
IV-nc	8	2, 14, 20, 25, 51, 52, 98;
I ₁ -J ₂	14	1, 2, 4, 14, 17, 79, 107, 108, 109, 110, 157, 195, 199, 234;
I ₂ -J ₂	38	1, 2, 4, 10, 11, 13, 14, 15, 17, 18, 20, 22, 25, 26, 28, 47, 77, 79, 95, 96, 98, 114, 120, 150, 174, 181, 201, 281;
I ₃ -J ₂	14	4, 11, 13, 14, 20, 27, 52, 104, 120, 178, 184, 253, 291;
I ₄ -J ₂	10	11, 13, 19, 66, 160, 175;
I ₅ -J ₂	14	15, 26, 57, 69, 74, 100, 101, 136, 176, 180, 188;
II-J ₂	6	11, 25, 149, 244, 279;
III-J ₂	21	11, 13, 18, 19, 22, 24, 26, 29, 66, 96, 106, 119, 151, 154, 189, 190;
IV-J ₂	10	11, 15, 19, 22, 74, 117, 153, 158, 252;
V-J ₂	10	11, 18, 27, 56, 67, 70, 71, 86, 325;
II-РТ	1	53;
III-РТ	4	59, 60, 230, 282;
из совмещенных горизонтов	16	5, 18, 23, 28, 31, 59, 65, 87, 90. 192. 233. 236. 284;
общее количество	216	121

По общему показателю месторождения нефть относится к категории «парафинистая» — содержание парафина в среднем по образцам составляет 1,8%. По уровню серы — 0,2%, что свидетельствует о её принадлежности к «малосернистым» типам. Плотность колеблется от тяжёлых до особо лёгких. Меловые горизонты характеризуются тяжёлой нефтью, средняя плотность — $860,7 \text{ кг/м}^3$. Юрские горизонты

— лёгкая нефть, средняя плотность — 826,5 кг/м³. Триасовые горизонты — также относятся к лёгким сортам, плотность варьируется в пределах 812,6 кг/м³.

2.3.3 Компонентный состав нефти и газа.

Состав и свойства газа месторождения Камышитовое Юго-Западное изучены по 118 пробам.

после разгазирования		
горизонт	количество проб	№ скважин(ы)
I-al3	3	49, 99, Н-1;
II-al2	5	60, 135, 150, 301, 302;
K1a	5	31, 84, 135, 251, 305;
K1ne	12	3, 4, 6, 30, 37, 60, 85, 88, 187, 324;
III-nc	3	2, 17;
IV-nc	2	52, 98;
I1-J2	11	K-16, 1, 28, 109, 195, 199, 209, 210, 231, 234;
I2-J2	21	1, 2, 4, 11, 15, 22, 25, 26, 63, 77, 96, 114, 120, 156, 281;
I3-J2	7	4, 14, 104, 229, 253, 291;
I4-J2	4	19, 160, 175, 233;
I5-J2	2	19, 59;
II-J2	2	97;
III-J2	10	13, 18, 19, 66, 96, 106, 244;
IV-J2	6	11, 15, 19, 74, 117, 252;
V-J2	4	56, 70, 325;
III-PT	5	33, 59, 62а, 282;
из совмещенных горизонтов	16	33, 51, 52, 55, 59, 79, 177, 192, 195, 208, 233, 238, 241, 279, 284;
общее количество	118	82

Характеристика газа по месторождению представлена следующим образом:

Меловые горизонты по содержанию метана колеблются от 42,3% до 89,8%, среднее значение — 65,4%. Углеводороды C₂ и выше в среднем составляют 31% (относятся к высокожирным). Углекислый газ (CO₂) — низкое содержание, в среднем — 1,1%. Азот (N₂) — низкое содержание, среднее значение — 1,9%. Сероводород (H₂S) выявлен в пределах 0,01%, что позволяет отнести газ к категории «без сернистых».

Юрские горизонты характеризуются следующим образом, по содержанию метану варьируются в пределах от 35,8% до 86,6% в среднем составляют 61,1%. По содержанию C₂+высшие в среднем составляет 34,1% (высокожирные). По содержанию углекислого газа (CO₂) характеризуется как низкоуглекислые в среднем составляя 1,8%. По содержанию Азота (N₂) классифицируется как «низко азотные» в среднем составляя 1,9%. Содержание сероводорода (H₂S) определено на уровне 0,01% что можно отнести к категории «без сернистых».

Триасовые горизонты: содержание метана — от 43,3% до 68,0%, среднее — 58,9%.

Углеводороды C₂ и выше — в среднем 36,7% (высокожирные). Углекислый газ — низкий, среднее — 1,0%. Азот — низкий, среднее — 2,5%. Сероводород не определён.

Таблица 2.3.1 – Свойства нефти в пластовых условиях

Горизонт	I-al ₃					II-al ₂					K _{1a}					K _{1ne}					III-nc					IV-nc				
	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.
Температура исследования. °С	2	2	19.5	20.0	19.8	4	4	22.0	23.0	22.5	1	1			35.0	3	3	30.0	31.7	30.9	1	1			28.0	1	1			30.0
Давление насыщения газом. МПа	2	2	2.0	2.1	2.1	4	4	2.0	2.3	2.2	1	1			2.2	3	3	3.0	5.6	4.2	1	1			2.1	1	1			5.3
Газосодержание. м3/т	2	2	10.3	11.0	10.7	4	4	12.4	18.0	14.9	1	1			22.7	3	3	32.2	35.6	34.3	1	1			31.0	1	1			37.0
Объемный коэффициент	2	2	1.014	1.028	1.021	4	4	1.038	1.052	1.047	1	1			1.088	3	3	1.070	1.230	1.124	1	1			1.136	1	1			1.211
Плотность. кг/м3	2	2	896.0	912.0	904.0	4	4	835.0	863.0	852.0	1	1			801.0	3	3	799.0	810.0	804.5	1	1			738.0	1	1			689.0
Вязкость. мПа*с	2	2	85.2	180.1	132.7	4	4	11.7	64.7	37.9	1	1			5.9	3	3	2.7	8.4	5.3	1	1			4.4	1	1			2.5

Продолжение таблицы 2.3.1

Горизонт	I ₁ -J ₂					I ₂ -J ₂					I ₃ -J ₂					I ₄ -J ₂					I ₅ -J ₂				
	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.
Температура исследования. °С	7	8	27.9	35.0	30.7	13	15	28.0	35.0	31.8	4	4	30.0	35.0	32.0	5	6	33.0	35.3	34.1	5	5	32.0	37.0	35.0
Давление насыщения газом. МПа	7	8	2.4	4.2	3.0	12	13	2.2	5.8	3.6	4	4	3.4	4.4	4.0	5	6	2.1	5.0	3.9	5	5	4.8	6.9	5.8
Газосодержание. м3/т	7	8	13.3	48.0	26.6	12	13	20.5	68.0	38.0	4	4	25.0	49.2	34.8	5	6	21.9	42.2	32.2	5	5	48.7	80.8	62.1
Объемный коэффициент	7	8	1.050	1.145	1.087	12	13	1.026	1.185	1.102	4	4	1.041	1.138	1.092	5	6	1.049	1.103	1.079	5	5	1.114	1.240	1.160
Плотность. кг/м3	7	8	760.0	820.0	790.8	12	13	737.0	841.0	794.0	4	4	758.0	826.0	793.0	5	6	795.0	816.0	801.8	5	5	734.0	810.0	774.8
Вязкость. мПа*с	7	8	2.1	8.7	5.7	12	13	0.8	10.2	3.6	4	4	1.8	5.4	3.6	5	6	2.3	5.4	4.1	5	5	1.4	2.6	2.0

Продолжение таблицы 2.3.1

Горизонт	II-J ₂					III-J ₂					IV-J ₂					V-J ₂					III-PT				
	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.	Количество скв. проб		Диапазон изменения		Ср. знач.
Температура исследования. °С	3	3	35.0	35.0	35.0	9	11	34.0	39.0	36.0	3	3	36.0	39.0	37.3	2	2	40.0	40.0	40.0	2	2	41.0	43.0	42.0
Давление насыщения газом. МПа	3	3	4.1	5.7	5.1	9	11	2.4	5.8	4.3	3	3	4.6	6.8	5.5	2	2	5.3	7.7	6.5	2	2	1.8	4.9	3.4
Газосодержание. м3/т	3	3	43.0	58.0	48.7	9	11	32.8	76.5	50.6	3	3	52.3	74.9	60.1	2	2	64.5	110.1	87.3	2	2	41.7	90.7	66.2
Объемный коэффициент	3	3	1.116	1.194	1.156	9	11	1.097	1.257	1.170	3	3	1.117	1.251	1.171	2	2	1.147	1.273	1.210	2	2	1.117	1.240	1.179
Плотность. кг/м3	3	3	751.0	771.0	760.3	9	11	710.0	795.0	754.8	3	3	722.0	760.0	744.0	2	2	698.0	749.0	723.5	2	2	731.0	750.0	740.5
Вязкость. мПа*с	3	3	2.0	3.0	2.5	9	11	1.1	3.0	2.1	3	3	1.1	1.4	1.2	2	2	0.6	1.1	0.9	2	2	1.1	1.2	1.2

Таблица 2.3.2 – Состав и свойсва нефти в поверхностных условиях

Горизонт		II-al ₃				II-al ₂				K _{1a}				K _{1ne}				III-nc				IV-ne									
№/№		Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.						
		скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб								
Плотность нефти. кг/м3		3	4	918.0	926.0	921.3	7	8	850.5	895.0	878.1	4	4	833.0	854.0	847.3	15	19	820.0	855.0	844.2	7	11	844.0	879.0	869.3	7	8	832.0	872.0	847.5
Вязкость 10 ⁻⁶ м ² /с	при 20°С	3	4	212.7	717.9	465.3	7	8	19.2	108.6	77.5	4	4	9.1	27.9	19.0	15	19	6.7	24.7	18.3	7	11	18.3	67.5	44.1	7	8	8.4	46.9	20.9
	при 50°С	3	4	31.1	107.8	83.8	7	8	7.2	29.2	20.0	4	4	2.3	8.3	5.3	15	19	3.5	9.2	7.1	7	11	7.1	16.3	13.5	7	8	4.1	17.1	8.1
Массовое содержание. %	Смол	3	4	17.5	25.2	21.4	7	8	4.8	10.3	9.1	4	4	3.3	4.3	3.8	15	19	3.2	6.6	4.6	7	11	5.4	7.9	6.7	7	8	5.4	10.5	8.0
	асфальтенов	3	4	4.5	4.5	4.5	7	8	0.0	0.0	4.6	4	4	0.5	0.5	0.5	15	19	0.6	0.6	0.6	7	11	0.0	0.0	0.0	7	8	0.0	0.0	0.0
	Серы	3	4	0.4	0.5	0.4	7	8	0.1	0.5	0.3	4	4	0.1	0.2	0.2	15	19	0.1	0.2	0.2	7	11	0.2	0.2	0.2	7	8	0.1	0.2	0.2
	Парафинов	3	4	0.1	0.7	0.4	7	8	0.8	1.0	1.0	4	4	0.6	2.2	1.3	15	19	0.6	2.3	1.7	7	11	2.0	2.4	2.1	7	8	0.8	3.1	1.7
Температура плавления парафина. °С		3	4	54.0	54.3	54.2	7	8	53.5	54.1	53.5	4	4	54.8	63.0	58.9	15	19	51.1	55.0	52.8	7	11	55.0	55.0	55.0	7	8	51.8	56.5	54.4
Фракционный состав. %	нач. кипения. °С	3	4	215.0	235.0	225.0	7	8	60.0	155.0	98.1	4	4	84.0	110.0	99.3	15	19	60.0	138.0	92.5	7	11	78.0	140.0	107.8	7	8	60.0	122.0	82.1
	до 100 °С	3	4	0.0	0.0	0.0	7	8	2.0	4.0	1.7	4	4	1.0	1.0	1.0	15	19	0.5	4.0	2.1	7	11	1.0	3.0	2.1	7	8	1.0	5.0	2.6
	до 150 °С	3	4	0.0	0.0	0.0	7	8	4.0	9.0	5.4	4	4	4.0	10.0	7.3	15	19	1.5	25.0	7.2	7	11	1.0	9.0	4.3	7	8	5.0	18.0	10.7
	до 200 °С	3	4	0.0	0.0	0.0	7	8	3.0	14.0	10.2	4	4	9.5	20.0	14.1	15	19	8.0	31.0	14.5	7	11	6.5	17.0	11.2	7	8	12.0	29.0	20.3
	до 250 °С	3	4	2.5	4.0	3.3	7	8	9.0	19.0	16.3	4	4	17.0	30.0	23.5	15	19	17.0	69.0	26.3	7	11	17.0	26.0	21.3	7	8	21.0	40.0	31.1
	до 300 °С	3	4	16.0	17.0	16.5	7	8	23.0	74.0	36.8	4	4	30.0	47.0	39.8	15	19	29.0	80.0	41.6	7	11	33.5	46.0	37.9	7	8	35.0	55.0	45.8

Продолжение таблицы 2.3.2

Горизонт		I ₁ -J ₂					I ₂ -J ₂					I ₃ -J ₂					I ₄ -J ₂					I ₅ -J ₂				
№/№		Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.					
		скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб							
Плотность нефти. кг/м3		13	13	820.0	858.0	840.6	28	38	809.0	851.0	836.7	13	13	802.0	837.0	827.3	6	11	832.0	858.0	841.9	11	14	810.0	840.0	823.1
Вязкость 10 ⁻⁶ м²/с	при 20°С	13	13	7.6	17.1	14.2	28	38	4.9	29.3	13.5	13	13	4.5	14.0	9.8	6	11	10.3	20.3	14.4	11	14	4.6	13.5	8.0
	при 50°С	13	13	3.7	7.0	6.0	28	38	2.6	8.2	5.6	13	13	2.5	6.0	4.5	6	11	4.8	8.3	6.1	11	14	2.9	5.2	3.9
Массовое содержание. %	Смолы	13	13	2.5	9.8	4.9	28	38	2.0	9.5	4.9	13	13	0.5	6.2	3.5	6	11	2.5	4.5	3.5	11	14	2.8	2.8	2.8
	Асфальтенов	13	13	0.0	0.1	0.1	28	38	0.0	0.0	0.0	13	13	0.0	0.0	0.0	6	11	0.0	0.0	0.0	11	14	0.0	0.0	0.0
	Серы	13	13	0.1	0.2	0.2	28	38	0.1	0.2	0.2	13	13	0.1	0.2	0.2	6	11	0.1	0.2	0.2	11	14	0.2	0.2	0.2
	Парафинов	13	13	0.9	2.2	1.6	28	38	1.0	4.1	2.3	13	13	1.0	2.1	1.5	6	11	0.7	3.2	1.7	11	14	1.9	2.7	2.2
Температура плавления парафина. °С		13	13	51.6	54.1	52.9	28	38	50.4	63.0	54.0	13	13	52.0	63.0	55.8	6	11	51.2	55.0	53.1	11	14	51.0	52.0	51.5
Фракционный состав. %	нач. кипения. °С	13	13	50.0	108.0	81.8	28	38	52.0	143.0	84.5	13	13	45.0	103.0	77.1	6	11	50.0	113.0	80.5	11	14	58.0	115.0	76.2
	до 100 °С	13	13	0.5	5.0	2.0	28	38	0.5	5.0	2.2	13	13	0.5	12.0	3.9	6	11	2.0	5.0	2.8	11	14	1.5	4.0	2.8
	до 150 °С	13	13	4.0	16.0	7.8	28	38	1.5	20.0	8.6	13	13	5.0	25.0	11.1	6	11	4.0	10.0	6.8	11	14	6.0	60.0	15.2
	до 200 °С	13	13	11.5	25.0	16.0	28	38	10.0	31.0	17.8	13	13	13.0	38.0	21.8	6	11	10.0	19.0	14.8	11	14	16.0	33.0	24.5
	до 250 °С	13	13	22.0	37.0	27.4	28	38	20.0	44.0	29.6	13	13	23.0	49.0	33.2	6	11	17.0	33.0	25.4	11	14	29.0	45.0	36.1
	до 300 °С	13	13	35.0	50.0	43.1	28	38	36.0	60.0	45.4	13	13	39.0	61.0	47.9	6	11	34.0	57.0	43.7	11	14	22.0	57.5	50.0

Продолжение таблицы 2.3.2

Горизонт		II-J ₂					III-J ₂					IV-J ₂					V-J ₂					II-PT					III-PT				
№/№		Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.
		скв.	проб				скв.	проб				скв.	проб				скв.	проб				скв.	проб				скв.	проб			
Плотность нефти. кг/м ³		5	6	818.0	825.0	821.0	16	21	792.0	837.0	815.1	9	10	797.0	818.0	807.6	9	10	795.0	811.0	803.3	1	1			823.0	4	4	794.0	829.0	810.0
Вязкость 10 ⁻⁶ м ² /с	при 20°С	5	6	6.2	9.1	7.0	16	21	5.2	7.8	6.1	9	10	4.0	7.7	5.4	9	10	3.5	9.0	5.2	1	1			6.0	4	4	4.3	12.8	7.5
	при 50°С	5	6	3.1	4.3	3.6	16	21	2.8	3.9	3.3	9	10	2.4	3.7	2.8	9	10	2.1	3.1	2.6	1	1			3.2	4	4	2.3	4.4	3.1
Массовое содержание. %	Смолы	5	6	0.1	7.8	3.7	16	21	0.9	2.1	1.5	9	10	1.1	8.4	3.7	9	10	1.9	9.0	5.4	1	1			1.9	4	4	0.3	2.0	1.1
	Асфальтенов	5	6	0.0	0.0	0.0	16	21	0.0	0.0	0.0	9	10	0.0	0.0	0.0	9	10	0.0	0.0	0.0	1	1			0.1	4	4	0.0	0.0	0.0
	Серы	5	6	0.1	0.2	0.1	16	21	0.1	0.3	0.1	9	10	0.1	0.2	0.1	9	10	0.0	0.1	0.1	1	1			0.1	4	4	0.1	0.1	0.1
	Парафинов	5	6	0.9	2.2	1.7	16	21	0.9	3.2	1.8	9	10	0.5	2.3	1.6	9	10	1.0	2.6	1.9	1	1			0.0	4	4	0.8	3.2	2.0
Температура плавления парафина. °С		5	6	50.8	58.0	53.6	16	21	50.9	51.0	51.0	9	10	50.0	59.0	53.7	9	10	49.2	54.2	51.5	1	1			0.0	4	4	54.2	54.2	54.2
Фракционный состав. %	нач. кипения. °С	5	6	55.0	105.0	76.5	16	21	38.0	102.0	69.1	9	10	48.0	75.0	62.1	9	10	55.0	95.0	70.8	1	1			105.0	4	4	48.0	100.0	75.0
	до 100 °С	5	6	3.0	5.0	3.6	16	21	1.0	6.0	4.3	9	10	2.0	9.0	4.8	9	10	0.5	10.0	5.2	1	1			0.0	4	4	2.0	8.5	4.5
	до 150 °С	5	6	11.0	16.0	13.7	16	21	9.0	19.0	14.6	9	10	12.0	22.0	17.0	9	10	9.0	25.0	18.3	1	1			11.0	4	4	11.0	15.0	13.0
	до 200 °С	5	6	22.0	29.0	26.8	16	21	24.0	33.0	28.9	9	10	28.0	35.0	32.1	9	10	22.0	37.0	31.9	1	1			29.0	4	4	23.0	36.0	30.5
	до 250 °С	5	6	32.0	42.0	38.8	16	21	36.0	51.0	41.7	9	10	38.0	45.0	42.8	9	10	36.0	50.0	44.3	1	1			42.0	4	4	33.0	48.0	39.5
	до 300 °С	5	6	44.0	55.0	52.0	16	21	37.0	68.0	55.4	9	10	50.0	58.0	55.2	9	10	49.0	67.0	58.4	1	1			56.0	4	4	47.5	62.0	54.6

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав растворенного газа., % мол.

Горизонт	I-al ₃	II-al ₂	K _{1a}	K _{1ne}	III-ne	IV-ne	I ₁ -J ₂	I ₂ -J ₂	I ₃ -J ₂	I ₄ -J ₂	I ₅ -J ₂	II-J ₂	III-J ₂	IV-J ₂	V-J ₂	III-PT
№/№	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях															
	выделившийся газ															
Сероводород	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0
Углекислый газ	0.5	0.2	1.9	1.2	0.9	0.5	1.8	1.8	1.7	1.4	2.0	2.4	2.2	2.3	1.2	1.0
Азот+редкие	1.6	1.7	0.9	2.2	2.3	3.3	1.5	2.7	1.0	0.9	2.6	1.9	1.9	1.3	1.8	2.5
Метан	89.8	74.4	71.8	58.0	61.6	63.8	66.3	64.6	59.4	69.0	52.9	64.7	55.3	56.1	53.5	59.4
Этан	5.5	13.1	15.2	21.5	22.5	16.6	18.1	17.7	19.8	16.6	18.5	20.5	20.1	17.8	21.6	17.7
Пропан	1.7	5.6	5.2	11.1	10.7	8.5	7.9	7.9	10.4	7.0	13.9	7.2	14.1	12.7	13.1	11.3
изобутан	0.5	2.1	1.8	2.7	1.5	3.8	2.3	2.1	2.8	2.3	2.5	1.4	2.4	2.5	2.3	3.6
н. бутан	0.1	1.4	1.2	1.8	0.4	2.1	1.0	1.5	2.4	1.2	0.0	0.8	2.4	4.1	3.7	1.2
изопентан	0.1	1.2	1.2	1.1	0.1	1.6	0.9	1.3	2.6	1.3	0.0	0.4	1.5	2.0	1.6	3.1
н. пентан	0.0	0.6	0.0	0.2	0.0	0.0	0.2	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.9	0.9	0.0
гексаны	0.0	0.3	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0
гептаны	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0
остаток (C ₈ +высшие)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Сумма	100	101	99	100	100	100	100	100	100	100	92	99	100	100	100	100
Молекулярная масса	18.0	22.7	22.2	25.5	23.6	24.7	23.5	24.1	25.9	23.1	23.2	22.8	26.6	27.5	27.4	26.1
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.624	0.769	0.780	0.899	0.892	0.858	0.841	0.871	0.932	0.813	0.988	0.817	0.957	0.945	0.954	0.940
Плотность газа, кг/м ³	0.752	0.926	0.940	1.083	1.075	1.033	1.013	1.049	1.123	0.979	1.190	0.984	1.153	1.139	1.149	1.132

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

В целях понимания механизма миграции флюида в коллекторе на физических моделях продуктивного пласта проводят экспериментальные исследования по определению физико-гидродинамических характеристик, определяющих полноту извлечения нефти из породы при разработке с применением заводнения: коэффициента вытеснения нефти водой, относительной фазовой проницаемости, капиллярного давления и смачиваемости пород.

В лаборатории петрофизических исследований горных пород АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» на образцах керна меловых и юрских отложений скважин №№300, 301 проведены специальные исследования по определению параметров, характеризующих физико-гидродинамические свойства пластов.

Оценка остаточной водонасыщенности методом капилляриметрии. Для измерения электрических свойств породы с определением кривой капиллярного давления использовали систему PLS-200 с четырьмя гидростатическими кернодержателями. Исследования выполнены на 11 образцах из юрских горизонтов (I₂-J₂, IV-J₂) и между горизонтами и 25 образцах из меловых горизонтов. Данные образцов и полученные результаты указаны в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Результаты исследования по капилляриметрии

№ обр.	Глубина, м	Горизонт	Кп, %	Кпр, мД	Диаметр образца, см	Р _{смакс} , МПа	Ков, доли ед.
Скважина №300							
1	584	I ₂ -J ₂	4,6	0,009	2,94	5,938	0,675
2	586,19	I ₂ -J ₂	40,7	527,2	2,95	5,938	0,344
3	584,1	I ₂ -J ₂	7,1	0,025	2,94	5,938	0,523
4	587,44	I ₂ -J ₂	41	1060	2,92	5,938	0,349
5	588,38	I ₂ -J ₂	39,1	866,9	2,93	5,938	0,36
6	606,6	I ₃ -J ₂	31,1	26,7	2,95	5,938	0,404
7	610,9	I ₃ -J ₂	31,2	17,8	2,97	5,938	0,414
8	803,5	IV-J ₂	18,9	16,5	2,93	5,938	0,417
9	803,8	IV-J ₂	22,6	0,921	2,93	5,938	0,466
Скважина №301							
011901002K01H	318,7	II-alb	28	5,18	2,94	5,938	0,43
011901009K01H	324,4	II-alb	33	20	3,74	5,938	0,42
011901009K02H	324,5	II-alb	35	30,2	2,79	5,938	0,4
011901010K01H	324,6	II-alb	31	5,61	3,68	5,938	0,43
011901013K01H	334,5	II-alb	30	7,85	2,88	5,938	0,44
011901017K01H	337,8	II-alb	10	0,37	2,94	5,938	0,48
011901017K02H	338	II-alb	18	18,4	3,75	5,938	0,42
011901018K01H	339,1	II-alb	29	4,3	2,87	5,938	0,45
011901034K01H	513,58	мел	24	0,17	3,72	5,938	0,49
011901038K02H	516,85	мел	23	2,07	3,76	5,938	0,45
011901040K02H	535,6	III-nc	36	115,3	2,94	5,938	0,39
011901041K01H	535,7	III-nc	33	67,8	2,87	5,938	0,38

Продолжение таблицы 2.4.1

011901042K03H	536,5	III-nc	5	0,02	2,92	5,938	0,54
011901043K01H	537,3	III-nc	33	34,3	3,73	5,938	0,42
011901044K01H	537,4	III-nc	41	941,3	2,89	5,938	0,36
011901044K02H	538,4	III-nc	31	5,55	3,74	5,938	0,43
011901044K03H	538,6	III-nc	29	3,53	3,75	5,938	0,45
011901045K02H	540,21	III-nc	28	1,7	3,75	5,938	0,46
011901045K03H	540,3	III-nc	28	4,48	2,92	5,938	0,45
011901045K04H	540,4	III-nc	29	5,59	3,72	5,938	0,43
011901046K03H	541,41	III-nc	30	8,87	3,76	5,938	0,42
011901046K04H	541,49	III-nc	29	2,53	2,9	5,938	0,45
011901047K01H	542,08	III-nc	28	2,03	3,74	5,938	0,46
011901047K03H	542,46	III-nc	28	1,04	2,92	5,938	0,47
011901048K02H	543,3	III-nc	27	0,32	2,88	5,938	0,49
011901049K01H	625,17	I ₁ -J ₂	35	230	2,94	5,938	0,38
011901049K02H	625,32	I ₁ -J ₂	35	263,7	3,74	5,938	0,38

На рисунках 2.4.1-2.4.2 приведены графики зависимости капиллярного давления от водонасыщенности для каждого образца с пористостью от 4,6 до 41% и проницаемостью 0,009 до 1060 мД.

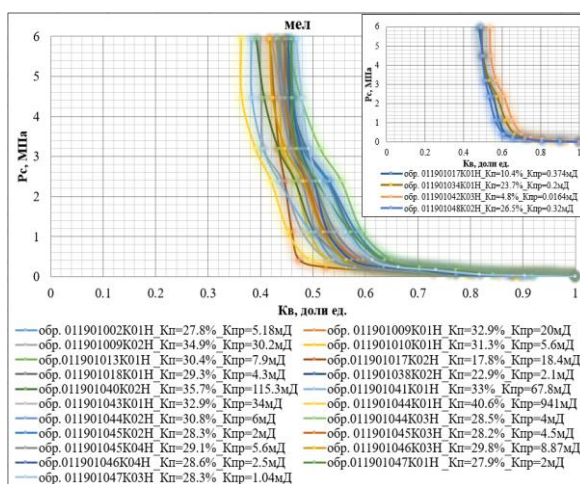


Рис. 2.4.1 – График зависимости капиллярного давления от водонасыщенности (мел)

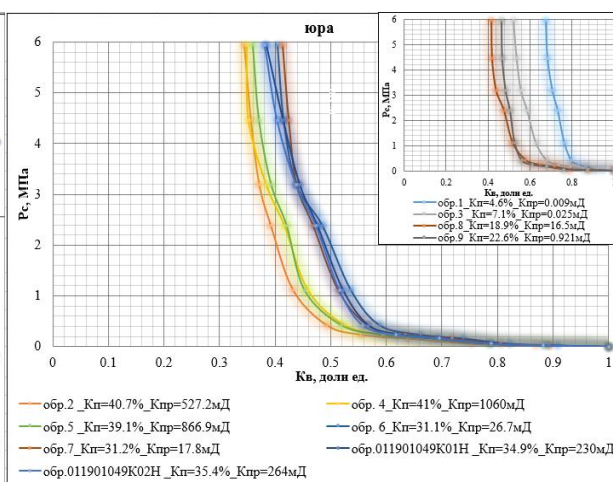


Рис. 2.4.2 – График зависимости капиллярного давления от водонасыщенности (юра)

Эксперимент показал, что кондиционные образцы меловых горизонтов, т.е. с пористостью и проницаемостью выше граничных значений, имеют остаточную водонасыщенность 36 до 47%, в среднем 43%. По кондиционным образцам из юрских горизонтов получена остаточная водонасыщенность в диапазоне от 34 до 42%, в среднем 38%.

Определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено на 5 образцах керна меловых отложений и 5 образцах юрских отложений, со средней пористостью 34% и средней проницаемостью от 237 мД. Образцы представлены песчаниками. В таблице 2.4.2 приведены параметры использованных для эксперимента образцов и полученные результаты.

Значение коэффициента вытеснения в меловых отложениях изменяется от 54 до 58%, в среднем 57%, в юре – от 57 до 76%, в среднем составляя 67%.

Таблица 2.4.2 – Данные образцов и результаты исследования по вытеснению нефти водой

№№обр.	Глубина м	Горизонт	Данные по керну					Условия эксперимента					Полученные результаты		
			Длина образца, см	Диаметр образца, см	Объем пор образца, см ³	Пористость, %	Газопроницаемо сть, мД	Температура, 0С	Давление всестороннего обжима, МПа	Пластовое давление, МПа	Вязкость модели нефти в пластовых	Расход жидкости, мл/мин	Остаточная водонасыщеннос ть, доли ед.	Остаточная нефтенасыщеннос ть, доли ед.	Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.
Скважина №300															
1	586,33	I ₂ -J ₂	4,51	3,675	18,87	39,6	1090	42	10,7	4,74-8,26	4,4	1	0,26	0,18	0,76
2	588,09	I ₂ -J ₂	4,49	3,66	18,16	38,4	791,5	42	10,7	8,05-8,26	4,4	1	0,24	0,19	0,75
3	607,4	I ₃ -J ₂	4,51	3,71	16,05	32,9	79,2	42	10,7	5,63-8,26	4,4	1	0,31	0,24	0,65
4*	804,3	IV-J ₂	4,53	3,7	12,5	25,7	7,46	42	10,7	5,63-8,26	4,4	1	0,35	0,28	0,57
Скважина №301															
5	323,6	II-alb	5,00	3,77	19,77	35,37	48,7	27	5,8	3,34	33,1	0,1	0,393	0,263	0,57
6	324,4	II-alb	4,54	3,74	16,48	33,14	20	27	5,8	3,34	33,1	0,1	0,41	0,27	0,54
7	336,1	II-alb	4,39	3,76	16,23	33,40	27,3	27	5,8	3,34	33,1	0,1	0,40	0,26	0,57
8	350,96	мел	4,24	3,80	17,47	36,40	40,7	27	5,8	3,34	33,1	0,1	0,39	0,25	0,58
9	537,3	III-nc	4,52	3,73	15,78	31,98	34,3	30	7,9	4,63-5,42	7,5	0,1	0,39	0,26	0,57
10	625,17	I ₁ -J ₂	4,54	3,74	17,56	35,21	230	30	7,9	4,63-5,42	7,5	0,5	0,36	0,23	0,64

Определение относительных фазовых проницаемостей. Принцип работы по определению относительных фазовых проницаемостей идентичен вышеуказанному описанию определения коэффициента вытеснения нефти. Единственным отличием является то, что в процессе эксперимента в образец одновременно подавались две фазы, с последующим уменьшением расхода насыщенной фазы относительно вытесняющей.

Эксперимент проводился на тех же 6 образцах из скважины №301, что и в анализе по определению коэффициента вытеснения нефти водой. Условия проведения и полученные результаты приведены в таблице 2.4.2, можно лишь отметить, что согласно графикам, показанным на рисунке 2.4.3, образцы характеризуются смачиваемостью водой (гидрофильные).

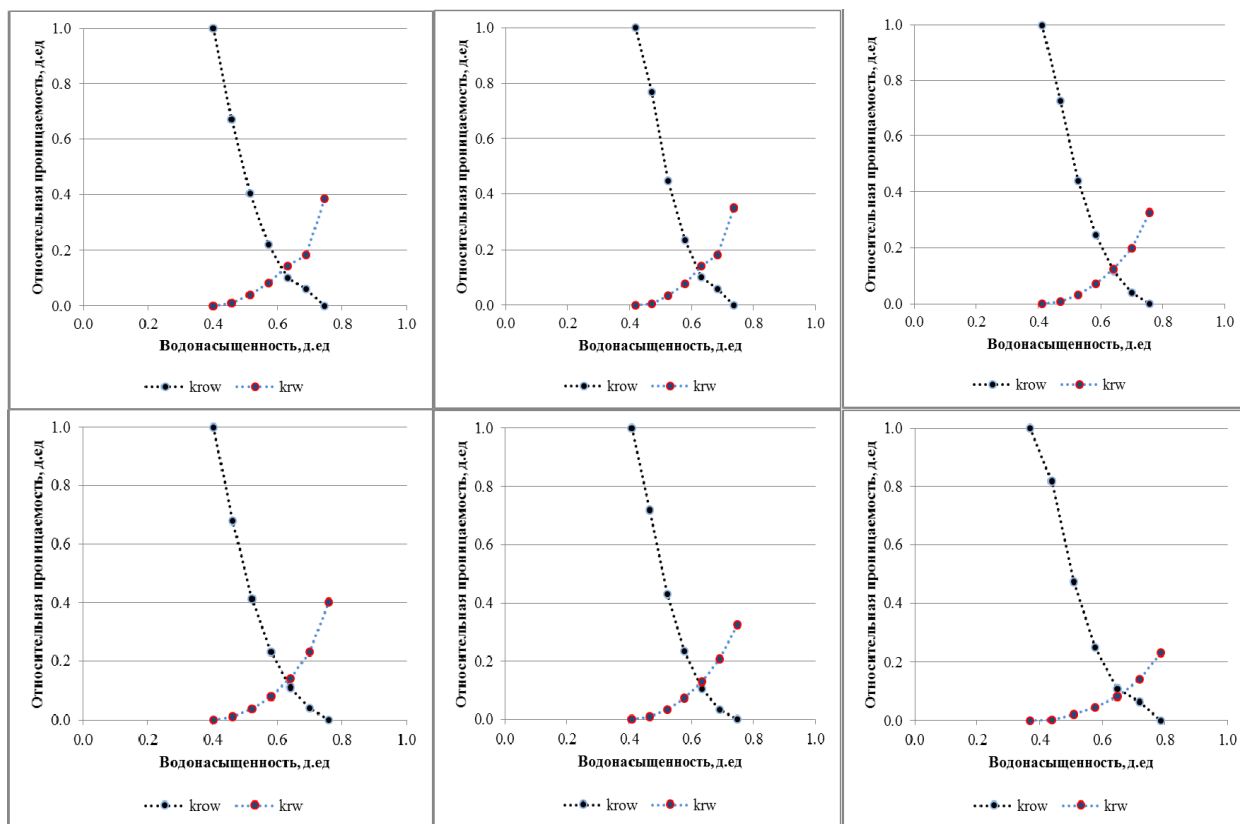


Рис. 2.4.3 – Кривые относительной фазовой проницаемости (скв. №301)

Анализ смачиваемости. Эксперимент выполнен на 6 образцах ядра меловых и юрских отложений скважины №301. По результатам исследований все образцы характеризуются гидрофильным типом смачиваемости. (таблица 2.4.3).

Таблица 2.4.3 – Результаты анализа смачиваемости по Амотту

№ п/п	№ образца	Интервал, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
			Самопронизвольное	Принудительное	Самопронизвольное	Принудительное		
			выход нефти, мл	выход нефти, мл	выход воды, мл	выход воды, мл		
1	011901006K02H	326,60	2,88	8,92	1,47	13,20	0,21	гидрофильная
2	011901009K01H	329,53	2,20	7,30	1,22	10,85	0,19	гидрофильная
3	011901016K01H	336,10	2,07	7,33	1,21	10,90	0,17	гидрофильная
4	011901030K01H	350,96	2,26	8,14	1,33	11,90	0,17	гидрофильная
5	011901043K01H	538,64	1,96	7,64	1,22	10,89	0,14	гидрофильная
6	011901049K01H	625,17	2,54	8,46	1,37	12,34	0,19	гидрофильная

Полученные параметры по результатам специальных исследований на керне (остаточная водонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, показатель смачиваемости) рекомендуется использовать в гидродинамических расчетах.

В таблице 2.4.4 приведены характеристики коэффициента вытеснения по зонам продуктивного пласта.

Таблица 2.4.4 – Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов

Горизонт	Зоны пласта	Наименование величин	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
								для воды при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
II-alb	ЧНЗ	Количество определений, шт.	3	3	3	3	3	3	3
		Среднее значение	32	0,40	0,60	0,26	0,56	0,354	1
		Интервал изменения	20-48,7	0,39-0,41	0,59-0,61	0,26-0,27	0,54-0,57	0,328-0,384	-
III-nc	ВНЗ	Количество определений, шт.	1	1	1	1	1	1	1
		Среднее значение	34,3	0,39	0,61	0,26	0,57	0,326	1
		Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
I ₁ -J ₂	ВНЗ	Количество определений, шт.	1	1	1	1	1	1	1
		Среднее значение	230	0,36	0,64	0,23	0,64	0,268	1
		Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
I ₂ -J ₂	ВНЗ	Количество определений, шт.	3	3	3	3	3	-	-
		Среднее значение	653,6	0,27	0,73	0,20	0,72	-	-
		Интервал изменения	79,2-1090	0,24-0,31	0,69-0,76	0,18-0,24	0,65-0,76	-	-
IV-J ₂	ВНЗ	Количество определений, шт.	1	1	1	1	1	-	-
		Среднее значение	7,46	0,35	0,65	0,28	0,57	-	-
		Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-

В этой таблице использованы данные вытеснения нефти водой и относительной фазовой проницаемости.

Таким образом, Ков для горизонта II-alb составляет 0,40 доли ед., Кон равен 0,26 доли ед., коэффициент вытеснения составляет 0,56 доли ед.

Для горизонта III-nc по одному определению Ков равна 0,39 доли ед., Кон – 0,26 доли ед., коэффициент вытеснения составляет 0,57 доли ед.

Для горизонта I₁-J₂ по одному определению Ков равна 0,36 доли ед., Кон – 0,23 доли

ед., коэффициент вытеснения составляет 0,64 доли ед.

Для горизонта I₂-J₂ Ков в среднем составляет 0,27 доли ед., Кон – 0,20 доли ед., коэффициент вытеснения в среднем составляет 0,72 доли ед.

Для горизонта IV- J₂ по одному определению Ков равна 0,35 доли ед., Кон – 0,28 доли ед., коэффициент вытеснения составляет 0,57 доли ед.

Полученные параметры по результатам специальных исследований на керне (остаточная водонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, показатель смачиваемости) необходимо использовать в гидродинамических расчетах.

2.5 Запасы нефти и газа

В 1968г. был выполнен первый оперативный подсчет запасов на месторождении Камышитовое Юго-Западное на основании бурения 31 поисково-разведочной скважины. Начальные балансовые/извлекаемые запасы нефти при первом подсчете по категории С1 составили 10922/4628 тыс. т., С2 – 1854/400 тыс. т.

После 1968г. запасы нефти и газа по месторождению Камышитовое Юго-Западное утверждались в ГКЗ РК в 1977, 1993, 2011 и 2017 гг.

В 2026г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Камышитовое Юго-Западное Атырауской области Республики Казахстан» по данным бурения 11 новых скважин и с учетом новых геолого-промысловых данных (Протокол ГКЗ №2817-26-У от 14.04.2026г). Утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы нефти составили: $A+B+C_1$ -46756/21582 тыс.т, C_2 – 1375/127тыс.т.

Полученные результаты подсчета запасов нефти, растворенного газа и газа газовых шапок утвержденные в ГКЗ РК приведены ниже в таблицах 2.5.1-2.5.2.

Таблица 2.5.1 – Величина подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс. т	Коэффициент нефтеизвлечения, доли	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Добыча нефти на дату 01.01.2026г., тыс.т	Остаточные запасы нефти, тыс.т		Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м ³	Добыча растворенного газа на 01.01.2026г., млн. м ³	Остаточные запасы растворенного газа млн.м ³	
							открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный						балансовые	извлекаемые					балансовые	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
I-a3	I	H	B	70	5,2	366	0,35	0,75	0,979	0,921	87	0,086	7				10,7	0,9	0,1			
		H	C1	217	5,7	1230	0,35	0,75	0,979	0,921	291	0,086	25				10,7	3,1	0,3			
		H	C2	84	5,5	457	0,35	0,75	0,979	0,921	108	0,065	7				10,7	1,2	0,1			
		BH	B	11	3,1	33	0,35	0,75	0,979	0,921	8	0,086	1				10,7	0,1	0,0			
		BH	C1	87	3,4	299	0,35	0,75	0,979	0,921	71	0,086	6				10,7	0,8	0,1			
		BH	C2	10	2,6	26	0,35	0,75	0,979	0,921	6	0,065	0,4				10,7	0,1	0,0			
	всего по блоку I		B	81	4,9	399					95		8					1,0	0,10			
			C1	304	5,0	1529					362		31					3,9	0,4			
			C2	94	5,1	483					114		7					1,3	0,1			
	II	H	B	142	5,6	795	0,34	0,72	0,979	0,921	176	0,086	15				10,7	1,9	0,2			
		H	C1	594	5,8	3458	0,34	0,72	0,979	0,921	763	0,086	66				10,7	8,1	0,7			
		BH	B	5	3,0	14	0,34	0,72	0,979	0,921	3	0,086	0,3				10,7	0,03	0,003			
		BH	C1	69	3,4	233	0,34	0,72	0,979	0,921	51	0,086	4				10,7	0,5	0,04			
	всего по блоку II		B	147	5,5	810					179		15					1,9	0			
			C1	663	5,6	3691					814		70					8,6	1			
	III	H	B	65	5,8	378	0,33	0,72	0,979	0,921	81	0,086	7				10,7	0,9	0,1			
		H	C1	439	5,5	2416	0,33	0,72	0,979	0,921	518	0,086	45				10,7	5,5	0,5			
		BH	B	9	2,6	23	0,33	0,72	0,979	0,921	5	0,086	0,4				10,7	0,1	0,00			
		BH	C1	33	2,7	91	0,33	0,72	0,979	0,921	20	0,086	2				10,7	0,2	0,02			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	всего по блоку III		B	74	5,4	400					86		7					1,0	0,10			
			C1	472	5,3	2507					538		47					5,7	0,5			
I-a3	IV	H	B	30	5,1	151	0,32	0,72	0,979	0,921	31	0,086	3				10,7	0,3	0,03			
		H	C1	238	4,9	1160	0,32	0,72	0,979	0,921	241	0,086	21				10,7	2,6	0,22			
		H	C2	151	4,5	675	0,32	0,72	0,979	0,921	140	0,065	9				10,7	1,5	0,10			
		BH	B	4	1,9	7	0,32	0,72	0,979	0,921	1	0,086	0,1				10,7	0,0	0,00			
		BH	C1	47	3,5	164	0,32	0,72	0,979	0,921	34	0,086	3				10,7	0,4	0,03			
		BH	C2	22	2,6	56	0,32	0,72	0,979	0,921	12	0,065	1				10,7	0,1	0,01			
	всего по блоку IV		B	33	4,7	158					32		3					0,3	0,03			
			C1	285	4,6	1323					275		24					3,0	0,3			
			C2	173	4,2	731					152		10					1,6	0,1			
	V	H	C2	52	3,0	155	0,32	0,72	0,979	0,921	32	0,065	2				10,7	0,3	0,02			
		BH	C2	47	2,1	101	0,32	0,72	0,979	0,921	21	0,065	1				10,7	0,2	0,01			
	всего по блоку V		C2	99	2,6	256					53		3					0,5	0,03			
Всего по I-a3			B	335	5,3	1767					392		34					4,2	0,4			
			C1	1724	5,2	9051					1989		172					21,2	1,9			
			B+C1	2059	5,3	10818					2381		206	110,4	2270,6	95,4		25,4	2,3	1,6	23,8	0,8
			C2	365	4,0	1470					319		20					3,4	0,2			
II-a2	I	ГН	C1	8	10,0	77	0,33	0,59	0,956	0,878	13	0,086	1				14,9	0,2	0,1			
		ГН	C1	2	6,6	16	0,33	0,59	0,956	0,878	3	0,086	0,3				14,9	0,0	0,02			
		H	B	95	15,0	1425	0,33	0,59	0,956	0,878	233	0,086	20				14,9	3,5	1,0			
		H	C1	1807	13,1	23748	0,33	0,59	0,956	0,878	3881	0,086	334				14,9	57,8	16,2			
		BH	B	10	6,3	63	0,33	0,59	0,956	0,878	10	0,086	1				14,9	0,1	0,1			
		BH	C1	540	5,5	2960	0,33	0,59	0,956	0,878	484	0,086	42				14,9	7,2	2,0			
	всего по блоку I		B	105	14,2	1488					243		21					3,6	1,1			
			C1	2357	11,4	26801					4381		377					65,2	18,3			
	II	H	B	111	15,5	1726	0,31	0,56	0,956	0,878	251	0,086	22				14,9	3,7	1,1			
		H	C1	1117	14,3	15963	0,31	0,56	0,956	0,878	2326	0,086	200				14,9	34,7	9,7			
		BH	C1	120	4,7	559	0,31	0,56	0,956	0,878	81	0,086	7				14,9	1,2	0,3			

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.01																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
II-al2	всего по блоку II		B	111	15,5	1726					251		22					3,7	1,1				
			C1	1237	13,4	16522						2407		207					35,9	10,0			
	III	H	B	73	13,9	1011	0,30	0,56	0,956	0,878	143	0,086	12				14,9	2,1	0,6				
		H	C1	607	13,3	8065	0,30	0,56	0,956	0,878	1137	0,086	98				14,9	16,9	4,8				
		BH	C1	96	6,1	584	0,30	0,56	0,956	0,878	82	0,086	7				14,9	1,2	0,3				
	всего по блоку III		B	73	13,9	1011					143		12					2,1	0,6				
			C1	703	12,3	8649						1219		105					18,1	5,1			
	IV	H	B	37	12,3	452	0,31	0,57	0,956	0,878	67	0,086	6				14,9	1,0	0,3				
		H	C1	477	14,0	6689	0,31	0,57	0,956	0,878	992	0,086	85				14,9	14,8	4,1				
		BH	B	5	11,3	59,1	0,31	0,57	0,956	0,878	9	0,086	1				14,9	0,1	0,1				
		BH	C1	137	7,3	1004	0,31	0,57	0,956	0,878	149	0,086	13				14,9	2,2	0,6				
	всего по блоку IV		B	42	12,2	511					76		7						1,1	0,4			
			C1	614	12,5	7693						1141		98					17,0	4,7			
	V	H	C2	72	13,9	1004	0,31	0,57	0,956	0,878	149	0,065	10				14,9	2,2	0,5				
		BH	C2	155	5,8	895	0,31	0,57	0,956	0,878	133	0,065	9				14,9	2,0	0,4				
	всего по блоку V		C2	227	8,4	1899					282		19						4,2	0,9			
	VII	H	B	4	17,2	73	0,32	0,56	0,956	0,878	11	0,086	1				14,9	0,2					
		H	C1	10	12,2	116	0,32	0,56	0,956	0,878	17	0,086	1				14,9	0,3					
		BH	B	3	16,4	44	0,32	0,56	0,956	0,878	7	0,086	1				14,9	0,1					
		BH	C1	107	8,0	856	0,32	0,56	0,956	0,878	129	0,086	11				14,9	1,9					
	всего по блоку VII		B	7	16,9	117					18		2						0,3				
			C1	117	8,3	972						146		12					2,2				
Всего по II-al2			B	337	14,4	4853					731		64					10,8	3,2				
			C1	5027	12,1	60636						9294		799					138,4	38,7			
			B+C1	5364	12,2	65488						10025		863	385,9	9639,1	477,4		149,2	41,9	9,3	139,9	32,6
			C2	227	8,4	1899						282		19					4,2	0,9			

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.3.1																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
II-a12-1 пл.	I	Н	C1	28	5,1	144	0,29	0,53	0,956	0,878	19	0,092	2				14,9	0,3	0,0				
		Н	C2	380	2,5	956	0,29	0,53	0,956	0,878	123	0,069	8				14,9	1,8	0,1				
		ВН	C2	122	2,0	240	0,29	0,53	0,956	0,878	31	0,069	2				14,9	0,5	0,0				
	II	Н	C1	110	3,2	352	0,28	0,51	0,956	0,878	42	0,092	4				14,9	0,6	0,1				
			C2	503	2,6	1285	0,28	0,51	0,956	0,878	154	0,069	11				14,9	2,3	0,2				
	всего по блоку II		C1	110	3,2	352					42		4					0,6	0,1				
			C2	503	2,6	1285					154		11					2,3	0,2				
	III	Н	C1	64	3,1	197	0,28	0,50	0,956	0,878	23	0,092	2					14,9	0,3	0,03			
		Н	C2	450	3,4	1530	0,28	0,50	0,956	0,878	180	0,069	12					14,9	2,7	0,2			
		ВН	C2	19	1,7	32	0,28	0,50	0,956	0,878	4	0,069	0,3					14,9	0,06	0,004			
	всего по блоку III		C1	64	3,1	197					23		2						0,3	0,03			
			C2	468	3,3	1562					184		12						2,8	0,2			
	IV	Н	C1	44	2,4	106	0,29	0,50	0,956	0,878	13	0,092	1					14,9	0,2	0,02			
		ВН	C1	2	1,0	2	0,29	0,50	0,956	0,878	0	0,092	0,0					14,9	0,0	0,00			
	IV	Н	C2	378	2,4	916	0,29	0,50	0,956	0,878	112	0,068	8					14,9	1,7	0,12			
		ВН	C2	16	1,6	24	0,29	0,50	0,956	0,878	3	0,068	0,2					14,9	0,04	0,003			
	всего по блоку IV		C1	46	2,3	108					13		1,2						0,20	0,02			
			C2	394	2,4	941					115		8						1,7	0,1			
Всего по II-a12- 1пл			C1	248	3,2	800					97		9	1,4	95,6	7,8		1,4	0,2	0,004	1,396	0,146	
			C2	1866	2,7	4983					607		42						9,1	0,6			
II-a12-2 пл.	II	Н	C2	211	0,6	132	0,29	0,59	0,956	0,878	19	0,057	1				14,9	0,3	0,01				
	всего по блоку II		C2	211	0,6	132					19		1					0,3	0,01				
	III	Н	C2	40	0,8	32	0,3	0,58	0,956	0,878	5	0,057	0,3				14,9	0,1	0,00				
	всего по блоку III		C2	40	0,8	32					5		0,3					0,1	0,00				
	IV	Н	C2	33	0,9	29	0,28	0,50	0,956	0,878	3	0,057	0,2				14,9	0,0	0,00				
всего по блоку IV		C2	33	0,9	29					3		0,2						0,0	0,00				

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.3.1																						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	VII	Н	C1	36	0,7	25	0,29	0,58	0,956	0,878	4	0,076	0,3				14,9	0,1	0,00			
			C2	47	0,7	33	0,29	0,58	0,956	0,878	5	0,057	0,3				14,9	0,1	0,00			
	всего по блоку VII		C1	36	0,7	25					4		0,3					0,1	0,00			
			C2	47	0,7	33					5		0,3					0,1	0,00			
Всего по II-al2-2 пл			C1	36	0,7	25					4		0,3	0,004	3,996	0,296		0,1	0,00	0,0	0,1	0,00
			C2	331	0,7	226					32		2						0,5	0,01		
K1a	II	Н	В	633	2,9	1855	0,29	0,67	0,919	0,847	280	0,623	174				22,7	6,4	3,9			
			ВН	В	11	2,2	23	0,29	0,67	0,919	0,847	3	0,623	2				22,7	0,1	0,0		
		всего по блоку II		В	643	2,9	1878					283		176					6,5	3,9		
	III	ГН	В	187	0,4	68	0,30	0,72	0,919	0,847	11	0,623	7				22,7	0,2	0,2			
			Н	В	336	2,8	927	0,30	0,72	0,919	0,847	156	0,623	97				22,7	3,5	2,2		
		ВН	В	9	1,0	9	0,30	0,72	0,919	0,847	2	0,623	1				22,7	0,0	0,0			
	всего по блоку III		В	532	1,9	1005					169		105					3,7	2,4			
	IV	ГН	В	9	0,4	3	0,30	0,71	0,919	0,847	1	0,623	1,0				22,7	0,02	0,02			
			Н	В	533	3,1	1633	0,30	0,71	0,919	0,847	271	0,623	169				22,7	6,2	3,8		
		ВН	В	48	2,3	112	0,30	0,71	0,919	0,847	19	0,623	12				22,7	0,4	0,3			
	всего по блоку IV		В	590	3,0	1748					291		182					6,6	4,1			
	VII	Н	В	50	1,8	92	0,28	0,63	0,919	0,847	13	0,623	8				22,7	0,3	0,2			
			ВН	В	15	2,3	34	0,28	0,63	0,919	0,847	5	0,623	3				22,7	0,1	0,1		
		всего по блоку VII		В	65	1,9	126					18		11					0,4	0,3		
Всего по K1a			В	1830	2,6	4757					761		474	425,8	335,2	48,2		17,2	10,7	9,8	7,5	1,0
K1nc	I	Н	В	17	3,0	52	0,29	0,69	0,893	0,844	8	0,611	5				34,3	0,3	0,2			
			C1	506	4,2	2140	0,29	0,69	0,893	0,844	323	0,611	197				34,3	11,1	6,8			
		ВН	В	7	1,8	12	0,29	0,69	0,893	0,844	2	0,611	1				34,3	0,1	0,0			
			C1	24	2,6	63	0,29	0,69	0,893	0,844	10	0,611	6				34,3	0,3	0,2			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
К1пс	всего по блоку I		В	24	2,7	64					10		6					0,4	0,2			
			С1	531	4,2	2203					333		203					11,4	7,0			
	II	Н	В	979	8,5	8296	0,31	0,82	0,893	0,844	1589	0,611	971				34,3	54,5	33,3			
		ВН	В	19	1,9	37	0,31	0,82	0,893	0,844	7	0,611	4				34,3	0,2	0,1			
	всего по блоку II		В	999	8,3	8332					1596		975					54,7	33,4			
	III	Н	В	751	7,3	5452	0,32	0,81	0,893	0,844	1065	0,611	651				34,3	36,5	22,3			
		ВН	В	104	5,8	600	0,32	0,81	0,893	0,844	117	0,611	71				34,3	4,0	2,4			
	всего по блоку III		В	854	7,1	6052					1182		722					40,5	24,7			
	IV	Н	В	746	5,8	4338	0,30	0,77	0,893	0,844	755	0,611	461				34,3	25,9	15,8			
		ВН	В	122	2,7	330	0,30	0,77	0,893	0,844	58	0,611	35				34,3	2,0	1,2			
	всего по блоку IV		В	868	5,4	4669					813		496					27,9	17,0			
	VII	Н	В	34	9,0	308	0,32	0,74	0,893	0,844	55	0,611	34				34,3	1,9	1,2			
		ВН	В	18	4,9	88	0,32	0,74	0,893	0,844	16	0,611	10				34,3	0,5	0,3			
	всего по блоку VII		В	52	7,6	396					71		44					2,4	1,5			
	IX	ЧН	С1	18	11,9	217	0,29	0,69	0,893	0,844	33	0,611	20				34,3	1,1	0,7			
		ВН	С1	6	4,9	27	0,29	0,69	0,893	0,844	4	0,611	2				34,3	0,1	0,1			
	всего по блоку IX		С1	24	10,3	244					37		22					1,2	0,8			
	X	ЧН	В	34	9,1	309	0,29	0,69	0,893	0,844	47	0,611	29				34,3	1,6	1,0			
		ЧН	С1	108	9,5	1031	0,29	0,69	0,893	0,844	156	0,611	95				34,3	5,4	3,3			
		ВН	С1	8	4,8	37	0,29	0,69	0,893	0,844	6	0,611	4				34,3	0,2	0,1			
	всего по блоку X		В	34	9,1	309					47		29					1,6	1,0			
			С1	116	9,2	1069					162		99					5,6	3,4			
	XI	ЧН	С1	82	6,9	562	0,29	0,69	0,893	0,844	85	0,611	52				34,3	2,9	1,8			
		ВН	С1	25	3,7	93	0,29	0,69	0,893	0,844	14	0,611	9				34,3	0,5	0,3			

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.3.1																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
	всего по блоку XI		C1	107	6,1	655					99		61					3,4	2,1				
Всего по K1nc			B	2831	7,0	19822					3719		2272					127,5	77,8				
			C1	777	5,4	4171					631		385						21,6	13,3			
			B+C1	3608	6,6	23993					4350		2657	2244,1	1693,0	412,9			149,1	91,1	53,3	95,8	37,8
III-nc	I	H	B	2270	5,4	12225	0,31	0,69	0,880	0,869	2000	0,618	1236				31,0	62,0	38,3				
		BH	B	151	3,5	530	0,31	0,69	0,880	0,869	87	0,618	54				31,0	2,7	1,7				
	всего по блоку I		B	2421	5,3	12755					2087		1290					64,7	40,0				
	IIa	H	B	88	6,9	603	0,28	0,62	0,880	0,869	80	0,618	49				31,0	2,5	1,5				
			C1	100	6,9	686	0,28	0,62	0,880	0,869	91	0,618	56				31,0	2,8	1,7				
		BH	B	22	3,7	82	0,28	0,62	0,880	0,869	11	0,618	7				31,0	0,3	0,22				
			C1	36	5,4	194	0,28	0,62	0,880	0,869	26	0,618	16				31,0	0,8	0,5				
	всего по блоку IIa		B	110	6,2	685					91		56					2,8	1,7				
			C1	136	6,5	881					117		72					3,6	2,2				
	IIб	ЧH	B	51	7,3	373	0,28	0,62	0,880	0,869	50	0,618	31				31,0	1,6	1,0				
		BH	B	21	3,5	74	0,28	0,62	0,880	0,869	10	0,618	6				31,0	0,3	0,2				
	всего по блоку IIб		B	73	6,2	447					60		37						1,9	1,2			
	IIв	H	B	25	5,0	122	0,28	0,62	0,880	0,869	16	0,618	10				31,0	0,5	0,3				
		BH	B	7	2,8	20	0,28	0,62	0,880	0,869	3	0,618	2				31,0	0,1	0,06				
	всего по блоку IIв		B	32	4,5	142					19		12						0,6	0,4			
	IIг	BH	B	24	7,4	176	0,28	0,62	0,880	0,869	23	0,618	14				31,0	0,7	0,4				
			C1	124	5,3	662	0,28	0,62	0,880	0,869	88	0,618	54				31,0	2,7	1,7				
	всего по блоку IIг		B	24	7,4	176					23		14						0,7	0,4			
			C1	124	5,3	662					88		54						2,7	1,7			
	всего по блоку II		B	238	6,1	1450					193		119						6,0	3,7			
			C1	260	5,9	1542					205		126						6,3	3,9			
	IIIa	H		B	350	7,0	2456	0,29	0,69	0,880	0,869	376	0,618	232				31,0	11,7	7,2			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
		ВН	В	30	7,5	225	0,29	0,69	0,880	0,869	34	0,618	21				31,0	1,1	0,7			
	всего по блоку IIIa		В	380	7,1	2681					410		253					12,8	7,9			
III-nc	IIIб	Н	В	6	0,7	4	0,29	0,69	0,880	0,869	0,6	0,618	0,4				31,0	0,02	0,01			
	всего по блоку IIIб		В	6	0,7	4					0,6		0,4					0,02	0,01			
	всего по блоку III		В	386	7,0	2685					411		253					12,8	7,9			
	IVa	ВН	C1	43	2,7	117	0,28	0,61	0,880	0,869	15	0,618	9				31,0	0,5	0,28			
	всего по блоку IVa		C1	43	2,7	117					15		9					0,5	0,28			
	IVб	Н	В	21	1,8	38	0,28	0,61	0,880	0,869	5	0,618	3				31,0	0,2	0,09			
			C1	190	3,5	667	0,28	0,61	0,880	0,869	87	0,618	54				31,0	2,7	1,67			
		ВН	C1	10	1,5	16	0,28	0,61	0,880	0,869	2	0,618	1				31,0	0,1	0,03			
	всего по блоку IVб		В	21	1,8	38					5		3					0,2	0,09			
			C1	200	3,4	683					89		55					2,8	1,70			
	IVв	Н	C1	3	3,7	12	0,28	0,61	0,880	0,869	2	0,618	1				31,0	0,1	0,03			
		ВН	C1	0,3	1,7	1	0,28	0,61	0,880	0,869	0,1	0,618	0,1				31,0	0,003	0,003			
	всего по блоку IVв		C1	4	3,5	12					2		1					0,1	0,0			
	всего по блоку IV		В	21	1,8	38					5		3					0,2	0,1			
			C1	247	3,3	812					106		65					3,4	2,0			
	X	Н	В	70	10,3	718	0,32	0,74	0,880	0,869	130	0,618	80				31,0	4,0	2,5			
		ВН	В	20	5,3	105	0,32	0,74	0,880	0,869	19	0,618	12				31,0	0,6	0,4			
	всего по блоку X		В	90	9,2	824					149		92					4,6	2,9			
	XI	Н	В	92	7,8	717	0,32	0,74	0,880	0,869	130	0,618	80				31,0	4,0	2,5			
		ВН	В	6	3,6	21	0,32	0,74	0,880	0,869	4	0,618	2				31,0	0,1	0,1			
	всего по блоку XI		В	98	7,5	738					134		82					4,1	2,6			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Всего по III-nc			B	3254	5,7	18491					2979		1839					92,4	57,2			
			C1	506	4,6	2355					311		191					9,7	5,9			
			B+C1	3760	5,5	20846					3290		2031	1911,5	1378,2	119,0		102,1	63,1	50,9	51,3	12,2
IV-nc	I	H	B	2012	4,4	8803	0,29	0,66	0,826	0,848	1180	0,626	739				37,0	43,7	27,3			
		BH	B	94	2,0	185	0,29	0,66	0,826	0,848	25	0,626	16				37,0	0,9	0,6			
	всего по блоку I		B	2106	4,3	8988					1205		755					44,6	27,9			
	IIa	H	B	76	4,1	309	0,28	0,61	0,826	0,848	37	0,626	23				37,0	1,4	0,9			
			C1	146	4,1	600	0,28	0,61	0,826	0,848	72	0,626	45				37,0	2,7	1,7			
		BH	C1	21	3,1	64	0,28	0,61	0,826	0,848	8	0,626	5				37,0	0,3	0,2			
	всего по блоку IIa		B	76	4,1	309					37		23					1,4	0,9			
			C1	167	4,0	664					80		50					3,0	1,9			
	IIб	H	B	94	3,7	350	0,28	0,61	0,826	0,848	42	0,626	26				37,0	1,6	1,0			
			C2	15	1,4	22	0,28	0,61	0,826	0,848	3	0,470	1				37,0	0,1	0,04			
		всего по блоку IIб	B	94	3,7	350					42		26					1,6	1,0			
			C2	15	1,4	22					3		1					0,1	0,04			
	IIв	H	C2	8	1,6	12	0,28	0,61	0,826	0,848	1	0,470	0,0				37,0	0,0	0,0			
			C2	8	1,7	14	0,28	0,61	0,826	0,848	2	0,470	1				37,0	0,1	0,0			
		всего по блоку IIв	C2	16	1,6	26					3		1					0,1	0,0			
	всего по блоку II		B	170	3,9	659					79		49					3,0	1,9			
			C1	167	4,0	664					80		50					3,0	1,9			
			C2	32	1,5	48					6		2					0,2	0,0			
	IIIa	H	B	317	4,7	1485	0,27	0,60	0,826	0,848	169	0,626	106				37,0	6,3	3,9			
			C1	127	3,1	398	0,27	0,60	0,826	0,848	45	0,626	28				37,0	1,7	1,0			
		BH	C1	2	2,1	4	0,27	0,60	0,826	0,848	0,4	0,626	0,3				37,0	0,015	0,011			
	всего по блоку IIIa		B	317	4,7	1485					169		106					6,3	3,9			
			C1	129	3,1	402					45		28					1,7	1,0			
	IIIб	BH	B	15	2,5	38	0,27	0,60	0,826	0,848	4	0,626	3				37,0	0,1	0,1			

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.3.1																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
	всего по блоку Шб		В	15	2,5	38					4		3					0,1	0,1				
	Шв	Н	В	48	2,0	97	0,27	0,60	0,826	0,848	11	0,626	7				37,0	0,4	0,3				
		ВН	В	3	2,3	6	0,27	0,60	0,826	0,848	0,7	0,626	0,4				37,0	0,03	0,01				
IV-nc	всего по блоку Шв		В	50	2,1	103					12		7					0,4	0,3				
	всего по блоку Ш		В	382	4,3	1626					185		116					6,8	4,3				
			С1	129	3,1	402					45		28					1,7	1,0				
	IV	Н	С1	102	4,0	405	0,26	0,49	0,826	0,848	36	0,626	23				37,0	1,3	0,9				
		ВН	С1	174	3,9	678	0,26	0,49	0,826	0,848	60	0,626	38				37,0	2,22	1,41				
	всего по блоку IV		С1	276	3,9	1083					96		61,0					3,5	2,3				
	X	ВН	С1	17	5,1	86	0,19	0,48	0,826	0,848	6	0,626	4				37,0	0,2	0,1				
	всего по блоку X		С1	17	5,1	86					6		4,0					0,2	0,1				
	XI	Н	В	48	8,1	390	0,33	0,79	0,826	0,848	71	0,626	44				37,0	2,6	1,6				
			С1	45	3,8	170	0,33	0,79	0,826	0,848	31	0,626	19				37,0	1,1	0,7				
		ВН	С1	4	2,0	7	0,33	0,79	0,826	0,848	1	0,626	1				37,0	0,0	0,04				
	всего по блоку XI		В	48	8,1	390					71		44					2,6	1,6				
			С1	48	3,7	177					32		20					1,1	0,7				
Всего по IV-nc			В	2707	4,3	11663					1540		964					57,0	35,7				
			С1	637	3,8	2412					259		163						9,5	6,1			
			В+С1	3344	4,2	14075					1799		1128	954,9	844,2	172,8			66,6	41,8	24,5	42,0	17,2
			С2	32	1,5	48					6		2						0,2	0,04			
Итого по меловым горизонтам			В								10121		5648					309,2	185,0				
			С1								12586		1720						201,9	66,1			
			В+С1								22707		7368						511,1	251,1			
			С2								1246		85						17,4	1,8			
I-I2	I	Н	А	1029	10,1	10355	0,31	0,73	0,920	0,841	1813	0,641	1162				26,6	48,2	30,9				
		ВН	А	204	5,7	1166	0,31	0,73	0,920	0,841	204	0,641	131				26,6	5,4	3,5				

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	всего по блоку I		A	1233	9,3	11520					2017		1293					53,6	34,4			
	IIa	H	A	294	4,7	1394	0,29	0,68	0,920	0,841	213	0,641	137				26,6	5,7	3,6			
		BH	A	16	3,7	60	0,29	0,68	0,920	0,841	9	0,641	6				26,6	0,2	0,2			
II-J2	всего по блоку IIa		A	310	4,7	1455					222		143					5,9	3,8			
	IIб	H	A	96	6,7	646	0,29	0,68	0,920	0,841	99	0,641	63				26,6	2,6	1,7			
		BH	A	7	4,1	27	0,29	0,68	0,920	0,841	4	0,641	3				26,6	0,1	0,1			
	всего по блоку IIб		A	103	6,6	674					103		66					2,7	1,8			
	IIв	H	B	65	7,1	459	0,29	0,68	0,920	0,841	70	0,641	45				26,6	1,9	1,2			
		BH	B	10	4,6	46	0,29	0,68	0,920	0,841	7	0,641	4				26,6	0,2	0,1			
	всего по блоку IIв		B	75	6,7	505					77		49					2,1	1,3			
	всего по блоку II		A	413	5,2	2128					325		209					8,6	5,6			
			B	75	6,7	505					77		49					2,1	1,3			
	IIIa	H	A	299	8,8	2639	0,29	0,72	0,920	0,841	426	0,641	273				26,6	11,3	7,3			
		BH	A	35	7,1	246	0,29	0,72	0,920	0,841	40	0,641	26				26,6	1,1	0,7			
	всего по блоку IIIa		A	333	8,7	2884					466		299					12,4	8,0			
	IIIб	H	C1	17	2,3	39	0,29	0,72	0,920	0,841	6	0,641	4				26,6	0,2	0,1			
	всего по блоку IIIб		C1	17	2,3	39					6		4					0,2	0,1			
	IIIв	H	B	23	4,9	112	0,29	0,72	0,920	0,841	18	0,641	12				26,6	0,5	0,3			
			C1	30	3,9	117	0,29	0,72	0,920	0,841	19	0,641	12				26,6	0,5	0,3			
		BH	C1	37	2,4	88	0,29	0,72	0,920	0,841	14	0,641	9				26,6	0,4	0,2			
	всего по блоку IIIв		B	23	4,9	112					18		12					0,5	0,3			
			C1	67	3,1	206					33		21					0,9	0,5			
	всего по блоку III		A	333	8,7	2884					466		299					12,4	8,0			
			B	23	4,9	112					18		12					0,5	0,3			

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.3.1																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
			C1	84	2,9	244					39		25					1,1	0,6				
	IV	Н	A	197	9,7	1916	0,28	0,59	0,920	0,841	245	0,641	157				26,6	6,52	4,18				
		ВН	A	83	5,7	469	0,28	0,59	0,920	0,841	60	0,641	38				26,6	1,60	1,01				
	всего по блоку IV			A	280	8,5	2385					305		195					8,12	5,19			
	VII	ВН	C1	4	0,6	2	0,38	0,55	0,920	0,841	0,4	0,641	0,3					26,6	0,01	0,01			
	всего по блоку VII		C1	4	0,6	2					0,4		0,3					0,01	0,01				
	X	ВН	A	14	4,5	63	0,24	0,64	0,920	0,841	7,5	0,641	5				26,6	0,20	0,13				
	всего по блоку X		A	14	4,5	63					7,5		5,0					0,20	0,13				
Всего по I1-J2			A	2273	8,4	18980					3121		2001					82,9	53,3				
			B	98	6,3	617					95		61					2,6	1,6				
			C1	87	2,8	246					39		25					1,1	0,6				
			A+B+C1	2458	8,1	19843					3255		2087	1982,8	1272,1	104,5		86,6	55,5	48,6	38,0	6,9	
I2-J2	I	Н	A	1080	18,6	20104	0,30	0,74	0,910	0,837	3399	0,641	2179				38,0	129,2	82,8				
		ВН	A	499	8,6	4279	0,30	0,74	0,910	0,837	724	0,641	464				38,0	27,5	17,6				
	всего по блоку I		A	1579	15,4	24382					4123		2643					156,7	100,4				
	IIa	Н	A	291	13,2	3824	0,28	0,63	0,910	0,837	514	0,641	329				38,0	19,5	12,5				
		ВН	A	115	4,9	569	0,28	0,63	0,910	0,837	76	0,641	49				38,0	2,9	1,9				
	всего по блоку IIa		A	406	10,8	4393					590		378					22,4	14,4				
	IIб	Н	A	165	11,4	1882	0,28	0,63	0,910	0,837	253	0,641	162				38,0	9,6	6,2				
		ВН	A	33	8,2	272	0,28	0,63	0,910	0,837	37	0,641	24				38,0	1,4	0,9				
	всего по блоку IIб		A	198	10,9	2154					290		186					11,0	7,1				
	IIв	Н	A	98	11,1	1091	0,28	0,63	0,910	0,837	147	0,641	94					38,0	5,6	3,6			
всего по блоку IIв		A	98	11,1	1091					147		94						5,6	3,6				

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	всего по блоку II		A	702	10,9	7638					1027		658					39,0	25,1			
	IIIa	H	A	352	11,5	4050	0,27	0,64	0,910	0,837	533	0,641	342				38,0	20,3	13,0			
		BH	A	130	10,7	1397	0,27	0,64	0,910	0,837	184	0,641	118				38,0	7,0	4,5			
	всего по блоку IIIa		A	482	11,3	5447					717		460					27,3	17,5			
I2-J2	IIIб	H	A	13	15,9	207	0,27	0,64	0,910	0,837	27	0,641	17				38,0	1,0	0,6			
		BH	A	20	9,8	195	0,27	0,64	0,910	0,837	26	0,641	17				38,0	1,0	0,6			
	всего по блоку IIIб		A	33	12,2	403					53		34					2,0	1,2			
	IIIв	BH	A	67	5,1	342	0,27	0,64	0,910	0,837	45	0,641	29				38,0	1,7	1,1			
	всего по блоку IIIв		A	67	5,1	342					45		29					1,7	1,1			
	всего по блоку III		A	582	10,6	6191					815		523					31,0	19,8			
	IV	H	A	28	6,7	188	0,27	0,63	0,910	0,837	24	0,641	15				38,0	0,9	0,6			
		BH	A	240	7,0	1668	0,27	0,63	0,910	0,837	216	0,641	138				38,0	8,2	5,2			
	всего по блоку IV		A	268	6,9	1857					240		153					9,1	5,8			
	Всего по I2-J2		A	3131	12,8	40068					6205		3977	3520,4	2684,6	456,6		235,8	151,1	91,6	144,2	59,5
I3-J2	Ia	H	A	45	16,4	734	0,30	0,75	0,917	0,827	125	0,642	80				34,8	4,4	2,8			
		BH	A	35	5,9	205	0,30	0,75	0,917	0,827	35	0,642	22				34,8	1,2	0,8			
	всего по блоку Ia		A	80	11,8	939					160		102					5,6	3,6			
	Iб	H	A	130	18,8	2443	0,30	0,75	0,917	0,827	417	0,642	268				34,8	14,5	9,3			
		BH	A	54	8,0	432	0,30	0,75	0,917	0,827	74	0,642	48				34,8	2,6	1,7			
	всего по блоку Iб		A	184	15,6	2875					491		316					17,1	11,0			
	Iв	H	A	476	18,9	8973	0,30	0,75	0,917	0,827	1531	0,642	983				34,8	53,3	34,2			
		BH	A	203	10,7	2168	0,30	0,75	0,917	0,827	370	0,642	238				34,8	12,9	8,3			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	всего по блоку Ib		A	679	16,4	11141					1901		1221					66,2	42,5			
	всего по блоку I		A	943	15,9	14955					2552		1639					88,9	57,1			
	IIa	H	A	117	10,8	1262	0,26	0,59	0,917	0,827	147	0,642	94				34,8	5,1	3,3			
		BH	A	162	5,9	956	0,26	0,59	0,917	0,827	111	0,642	71				34,8	3,9	2,5			
I3-J2	всего по блоку IIa		A	279	7,9	2217					258		165					9,0	5,8			
	IIb-2	H	A	10	12,8	125	0,26	0,59	0,917	0,827	15	0,642	10				34,8	0,5	0,3			
		BH	A	33	9,1	304	0,26	0,59	0,917	0,827	35	0,642	22				34,8	1,2	0,8			
	всего по блоку IIb-2		A	43	10,0	429					50		32					1,7	1,1			
	IIb	H	A	65	11,9	777	0,26	0,59	0,917	0,827	90	0,642	58				34,8	3,1	2,0			
	всего по блоку IIb		A	65	11,9	777					90		58					3,1	2,0			
	всего по блоку II		A	388	8,8	3423					398		255					13,8	8,9			
	IIIa	H	A	136	9,0	1229	0,27	0,57	0,917	0,827	143	0,642	92				34,8	5,0	3,2			
		BH	A	152	4,7	713	0,27	0,57	0,917	0,827	83	0,642	53				34,8	2,9	1,8			
	всего по блоку IIIa		A	289	6,7	1942					226		145					7,9	5,0			
	IIIb	BH	A	11	3,3	36	0,27	0,57	0,917	0,827	4	0,642	3				34,8	0,1	0,1			
	всего по блоку IIIb		A	11	3,3	36					4		3					0,1	0,1			
	всего по блоку III		A	300	6,6	1978					230		148					8,0	5,1			
	IV	H	C1	51	5,7	287	0,27	0,57	0,917	0,827	33	0,642	21				34,8	1,1	0,7			
		BH	C1	144	3,0	428	0,27	0,57	0,917	0,827	50	0,642	32				34,8	1,7	1,1			
	всего по блоку IV		C1	195	3,7	714					83		53					2,8	1,8			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Всего по I3-J2			A	1630	12,5	20355					3180		2042					110,7	71,1				
			C1	195	3,7	714						83		53					2,8	1,8			
			A+C1	1825	11,5	21069						3263		2095	1763,1	1499,9	331,9		113,5	72,9	45,7	67,8	27,2
I4-J2	Ia	H	B	17	14,0	245	0,28	0,66	0,927	0,842	35	0,552	19				32,2	1,1	0,6				
		BH	B	30	8,9	269	0,28	0,66	0,927	0,842	39	0,552	22				32,2	1,3	0,7				
	всего по блоку Ia		B	48	10,8	513					74		41					2,4	1,3				
I4-J2	Iб	H	B	90	17,2	1557	0,28	0,66	0,927	0,842	225	0,552	124				32,2	7,2	4,0				
		BH	B	51	10,4	528	0,28	0,66	0,927	0,842	76	0,552	42				32,2	2,4	1,4				
	всего по блоку Iб		B	141	14,8	2085					301		166					9,6	5,4				
	Iв	H	B	307	15,8	4857	0,28	0,66	0,927	0,842	701	0,552	387				32,2	22,6	12,5				
		BH	B	103	8,7	892	0,28	0,66	0,927	0,842	129	0,552	71				32,2	4,2	2,3				
	по блоку Iв		B	410	14,0	5749					830		458					26,8	14,8				
	всего по блоку I		B	598	13,9	8348					1205		665					38,8	21,5				
	IIa-2	H	B	88	6,0	525	0,27	0,61	0,927	0,842	67	0,552	37				32,2	2,2	1,2				
	всего по блоку IIa-2		B	88	6,0	525					67		37					2,2	1,2				
	IIв	H	C1	65	8,4	544	0,27	0,61	0,927	0,842	70	0,552	39				32,2	2,3	1,3				
	всего по блоку IIв		C1	65	8,4	544					70		39					2,3	1,3				
	всего по блоку II		B	88	6,0	525					67		37					2,2	1,2				
			C1	65	8,4	544					70		39					2,3	1,3				
	IIIa	H	B	233	5,0	1172	0,26	0,57	0,927	0,842	136	0,552	75				32,2	4,4	2,4				
			C1	37	7,3	268	0,26	0,57	0,927	0,842	31	0,552	17				32,2	1,0	0,5				
		BH	B	11	4,0	43	0,26	0,57	0,927	0,842	5	0,552	3				32,2	0,2	0,1				
			C1	98	12,9	1267	0,26	0,57	0,927	0,842	147	0,552	81				32,2	4,7	2,6				
	всего по блоку IIIa		B	244	5,0	1215					141		78					4,6	2,5				
			C1	135	11,4	1535					178		98					5,7	3,1				

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.3.1																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
	IIIб	Н	В	41	4,0	163	0,26	0,57	0,927	0,842	19	0,552	10				32,2	0,6	0,3				
	всего по блоку IIIб		В	41	4,0	163					19		10					0,6	0,3				
	всего по блоку III		В	285	4,8	1378					160		88					5,2	2,8				
			С1	135	11,4	1535					178		98					5,7	3,1				
Всего по I4-J2			В	971	10,6	10250					1432		790					46,2	25,5				
			С1	200	10,4	2079					248		137						8,0	4,4			
			В+С1	1171	10,5	12329					1680		927	895,7	784,3	31,3			54,2	29,9	29,1	25,1	0,8
I5-J2	Ia	ВН	В	14	8,7	122	0,31	0,76	0,883	0,823	21	0,553	12				62,1	1,3	0,7				
	всего по блоку Ia		В	14	8,7	122					21		12					1,3	0,7				
	Iб	Н	В	51	21,8	1117	0,31	0,76	0,883	0,823	191	0,553	106				62,1	11,9	6,6				
		ВН	В	43	11,5	497	0,31	0,76	0,883	0,823	85	0,553	47				62,1	5,3	2,9				
	всего по блоку Iб		В	94	17,1	1613					276		153					17,2	9,5				
	Iв	Н	В	123	24,0	2939	0,31	0,76	0,883	0,823	503	0,553	278				62,1	31,2	17,3				
		ВН	В	64	16,2	1044	0,31	0,76	0,883	0,823	179	0,553	99				62,1	11,1	6,1				
	всего по блоку Iв		В	187	21,3	3983					682		377					42,3	23,4				
	Iг	Н	В	62	13,7	849	0,31	0,76	0,883	0,823	145	0,553	80				62,1	9,0	5,0				
		ВН	В	34	10,0	343	0,31	0,76	0,883	0,823	59	0,553	33				62,1	3,7	2,0				
	всего по блоку Iг		В	96	12,4	1192					204		113					12,7	7,0				
	всего по блоку I		В	391	17,7	6910					1183		655					73,5	40,6				
	IIa-1	Н	В	31	15,5	479	0,29	0,65	0,883	0,823	66	0,553	36				62,1	4,1	2,2				
		ВН	В	101	7,8	785	0,29	0,65	0,883	0,823	107	0,553	59				62,1	6,6	3,7				
всего по блоку IIa-1		В	132	9,6	1264					173		95					10,7	5,9					
IIa-2	Н	В	63	16,7	1058	0,29	0,65	0,883	0,823	145	0,553	80				62,1	9,0	5,0					

Продолжение таблицы 2.5.1

продолжение таблицы 2.3.1																						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
		ВН	В	22	12,8	277	0,29	0,65	0,883	0,823	38	0,553	21				62,1	2,4	1,3			
	всего по блоку Па-2		В	85	15,7	1335					183		101					11,4	6,3			
	Пб	Н	В	39	18,9	737	0,29	0,65	0,883	0,823	101	0,553	56				62,1	6,3	3,5			
		ВН	В	14	6,9	96	0,29	0,65	0,883	0,823	13	0,553	7				62,1	0,8	0,4			
	всего по блоку Пб		В	53	15,7	833					114		63					7,1	3,9			
	Пв	Н	В	42	13,4	568	0,29	0,65	0,883	0,823	78	0,553	43				62,1	4,8	2,7			
		ВН	В	13	4,8	62	0,29	0,65	0,883	0,823	8	0,553	4				62,1	0,5	0,2			
I5-J2	всего по блоку Пв		В	55	11,4	630					86		47					5,3	2,9			
	всего по блоку II		В	325	12,5	4061					556		306					34,5	19,0			
	IIIa	ВН	В	46	7,6	355	0,28	0,64	0,883	0,823	46	0,553	25				62,1	2,9	1,6			
	всего по блоку IIIa		В	46	7,6	355					46		25					2,9	1,6			
	IIIб	Н	В	119	19,1	2277	0,28	0,64	0,883	0,823	296	0,553	164				62,1	18,4	10,2			
		ВН	В	55	18,6	1014	0,28	0,64	0,883	0,823	132	0,553	73				62,1	8,2	4,5			
	всего по блоку IIIб		В	174	18,9	3290					428		237					26,6	14,7			
	IIIв	ВН	В	58	15,2	878	0,28	0,64	0,883	0,823	114	0,553	63				62,1	7,1	3,9			
	всего по блоку IIIв		В	58	15,2	878					114		63					7,1	3,9			
всего по блоку III		В	278	16,3	4524					588		325					36,6	20,2				
Всего по I5-J2			В	995	15,6	15495					2327		1286	1148	1179	138		144,6	79,8	33,2	111,4	46,6
II-J2- I пласт	Iб	ЧН	C1	24	4,0	98	0,27	0,63	0,865	0,821	12	0,632	8				48,7	0,6	0,4			
		ВН	C1	14	4,4	63	0,27	0,63	0,865	0,821	8	0,632	5				48,7	0,4	0,2			
	всего по блоку Iб		C1	39	4,1	161					20		13					1,0	0,6			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	Iв	ЧН	В	98	5,2	505	0,27	0,63	0,865	0,821	61	0,632	39				48,7	3,0	1,9			
		ВН	В	4	4,2	16	0,27	0,63	0,865	0,821	2	0,632	1				48,7	0,1	0,0			
	всего по блоку Iв		В	101	5,1	521					63		40					3,1	1,9			
	Iг	Н	В	296	6,1	1790	0,27	0,63	0,865	0,821	216	0,632	137				48,7	10,5	6,7			
		ВН	В	30	4,0	122	0,27	0,63	0,865	0,821	15	0,632	9				48,7	0,7	0,4			
	всего по блоку Iг		В	326	5,9	1912					231		146					11,2	7,1			
	всего по блоку I		В	427	5,7	2433					294		186					14,3	9,0			
С1			39	4,1	161					20		13					1,0	0,6				
II-J2-1пласт	IIa-1	ВН	C2	25	4,0	100	0,27	0,61	0,865	0,821	12	0,474	6				48,7	0,6	0,3			
	всего по блоку IIa-1		C2	25	4,0	100					12		6					0,6	0,3			
	IIa-2	Н	В	65	6,4	414	0,27	0,61	0,865	0,821	48	0,632	30				48,7	2,3	1,5			
		ВН	В	10	4,9	48	0,27	0,61	0,865	0,821	6	0,632	4				48,7	0,3	0,2			
	всего по блоку IIa-2		В	75	6,2	462					54		34					2,6	1,7			
	IIб	Н	В	21	4,0	83	0,27	0,61	0,865	0,821	10	0,632	6				48,7	0,5	0,3			
			С1	7	5,9	39	0,27	0,61	0,865	0,821	5	0,632	3				48,7	0,2	0,1			
		ВН	В	5	4,2	20	0,27	0,61	0,865	0,821	2	0,632	1				48,7	0,1	0			
			С1	32	4,6	148	0,27	0,61	0,865	0,821	17	0,632	11				48,7	0,8	0,5			
	всего по блоку IIб		В	25	4,1	103					12		7					0,6	0,3			
			С1	39	4,8	186					22		14					1,0	0,6			
	всего по блоку II		В	100	5,7	565					66		41					3,2	2,0			
			С1	39	4,8	186					22		14					1,0	0,6			
			В+С1	139	5,4	752					88		55					4,2	2,6			
			С2	25	4,0	100					12		6					0,6	0,3			
	IIa	Н	В	102	8,5	864	0,25	0,56	0,865	0,821	86	0,632	54				48,7	4,2	2,6			
		ВН	С1	20	4,6	89	0,25	0,56	0,865	0,821	9	0,632	6				48,7	0,4	0,3			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
	всего по блоку Ша		В	102	8,5	864					86		54					4,2	2,6				
			С1	20	4,6	89						9		6					0,4	0,3			
	Шб	Н	В	31	6,3	193	0,25	0,56	0,865	0,821	19	0,632	12				48,7	0,9	0,6				
		ВН	С2	18	2,0	36	0,25	0,56	0,865	0,821	4	0,474	2				48,7	0,2	0,10				
	всего по блоку Шб		В	31	6,3	193					19		12					0,9	0,6				
			С2	18	2,0	36						4		2					0,2	0,1			
	всего по блоку Ш		В	132	8,0	1057					105		66					5,1	3,2				
			С1	20	4,6	89					9		6						0,4	0,3			
			В+С1	152	7,5	1146					114		72						5,5	3,5			
			С2	18	2,0	36					4		2						0,2	0,1			
	XI	Н	С2	1	1,8	2	0,28	0,50	0,865	0,821	0,2	0,474	0,1				48,7	0,0	0,0				
		ВН	С2	13	1,8	22	0,28	0,50	0,865	0,821	2	0,474	1				48,7	0,1	0,0				
	всего по блоку XI		С2	14	1,8	24					2		1					0,1	0,0				
Всего по II-J2-Ипл			В	660	6,1	4055					465		293					22,6	14,2				
			С1	97	4,5	436						51		33					2,4	1,5			
			В+С1	757	5,9	4491						516		326	311	205	15		25,0	15,7	7,9	17,1	7,8
			С2	57	2,8	160						18		9						0,9	0,4		
II-J2-2пласт	Iб	Н	С1	12	5,2	62	0,27	0,62	0,865	0,821	7	0,635	4				48,7	0,3	0,2				
		ВН	С1	13	3,8	49	0,27	0,62	0,865	0,821	6	0,635	4				48,7	0,3	0,2				
	всего по блоку Iб		С1	25	4,4	112					13		8					0,6	0,4				
	Iв	Н	В	152	5,0	759	0,27	0,62	0,865	0,821	90	0,635	57				48,7	4,4	2,8				
		ВН	В	20	4,7	91	0,27	0,62	0,865	0,821	11	0,635	7				48,7	0,5	0,3				
	всего по блоку Iв		В	172	5,0	850					101		64					4,9	3,1				
	Iг	Н	В	283	4,6	1303	0,27	0,62	0,865	0,821	155	0,635	98				48,7	7,5	4,8				
		ВН	В	6	2,0	11	0,27	0,62	0,865	0,821	1	0,635	1				48,7	0	0,05				
	всего по блоку Iг		В	288	4,6	1315					156		99					7,5	4,9				

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	всего по блоку I		В	460	4,7	2165					257		163					12,4	8,0			
			С1	25	4,4	112					13		8					0,6	0,4			
	Па-1	Н	С1	9	5,5	51	0,28	0,60	0,865	0,821	6	0,635	4				48,7	0,3	0,2			
		ВН	С1	18	4,2	73	0,28	0,60	0,865	0,821	9	0,635	6				48,7	0,4	0,3			
	всего по блоку Па-1		С1	27	4,7	124					15		10					0,7	0,5			
	Па-2	Н	В	78	6,4	500	0,28	0,60	0,865	0,821	60	0,635	38				48,7	2,9	1,9			
		ВН	В	6	4,7	30	0,28	0,60	0,865	0,821	4	0,635	3				48,7	0,2	0,1			
	всего по блоку Па-2		В	84	6,3	530					64		41					3,1	2,0			
II-J2-2пласт	IIб	ЧН	С1	6	7,9	47	0,28	0,60	0,865	0,821	6	0,635	4				48,7	0,3	0,2			
		ВН	С1	12	6,3	74	0,28	0,60	0,865	0,821	9	0,635	6				48,7	0,4	0,29			
	всего по блоку IIб		С1	18	6,8	121					15		10					0,7	0,5			
	всего по блоку II		В	84	6,3	530					64		41					3,1	2,0			
			С1	44	5,5	245					30		20					1,4	1,0			
	IIIа	Н	В	83	4,2	351	0,26	0,56	0,865	0,821	36	0,635	23				48,7	1,8	1,1			
			С1	72	5,2	374	0,26	0,56	0,865	0,821	39	0,635	25				48,7	1,9	1,2			
		ВН	С1	26	3,8	98	0,26	0,56	0,865	0,821	10	0,635	6				48,7	0,5	0,3			
	всего по блоку IIIа		В	83	4,2	351					36		23					1,8	1,1			
			С1	97	4,8	472					49		31					2,4	1,5			
	IIIб	Н	С1	113	2,4	275	0,26	0,56	0,865	0,821	28	0,635	18				48,7	1,4	0,9			
		ВН	С1	24	2,5	61	0,26	0,56	0,865	0,821	6	0,635	4				48,7	0,3	0,2			
	всего по блоку IIIб		С1	137	2,5	336					34		22					1,7	1,1			
	всего по блоку III		В	83	4,2	351					36		23					1,8	1,1			
			С1	234	3,4	808					83		53					4,1	2,6			
	XI	Н	С1	3	5,9	17	0,27	0,62	0,865	0,821	2	0,635	1				48,7	0,1	0			
		ВН	С1	5	3,5	18	0,27	0,62	0,865	0,821	2	0,635	1				48,7	0,1	0			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
	всего по блоку XI		C1	8	4,4	36					4		2					0,2	0,0				
Всего по II-J2-2пл			B	627	4,9	3046					357		227					17,3	11,1				
			C1	312	3,8	1201					130		83						6,3	4,0			
			B+C1	939	4,5	4246					487		310	295	192	15			23,6	15,0	8,8	14,8	6,2
III-J2	I6	H	B	134	23,3	3125	0,29	0,71	0,856	0,815	449	0,632	284				50,6	22,7	14,4				
		BH	B	83	8,7	723	0,29	0,71	0,856	0,815	104	0,632	66				50,6	5,3	3,3				
	всего по блоку I6		B	217	17,7	3848					553		350					28,0	17,7				
	Iв	H	B	222	20,3	4517	0,29	0,71	0,856	0,815	649	0,632	410				50,6	32,8	20,7				
		BH	B	75	11,7	876	0,29	0,71	0,856	0,815	126	0,632	80				50,6	6,4	4,0				
III-J2	всего по блоку Iв		B	297	18,2	5394					775		490					39,2	24,7				
	Iг	H	B	132	20,1	2652	0,29	0,71	0,856	0,815	381	0,632	241				50,6	19,3	12,2				
		BH	B	180	11,2	2018	0,29	0,71	0,856	0,815	290	0,632	183				50,6	14,7	9,3				
	по блоку Iг		B	312	15,0	4670					671		424					34,0	21,5				
	всего по блоку I		B	826	16,8	13911					1999		1264					101,2	63,9				
	IIa-1	BH	B	46	8,4	387	0,29	0,66	0,856	0,815	52	0,632	33				50,6	2,6	1,7				
	всего по блоку IIa-1		B	46	8,4	387					52		33					2,6	1,7				
	IIa-2	H	B	72	14,1	1011	0,29	0,66	0,856	0,815	135	0,632	85				50,6	6,8	4,3				
		BH	B	33	11,7	380	0,29	0,66	0,856	0,815	51	0,632	32				50,6	2,6	1,6				
	всего по блоку IIa-2		B	104	13,4	1391					186		117					9,4	5,9				
	IIб	H	B	62	13,4	830	0,29	0,66	0,856	0,815	111	0,632	70				50,6	5,6	3,5				
	всего по блоку IIб		B	62	13,4	830					111		70					5,6	3,5				
всего по блоку II		B	212	12,3	2609					349		220					17,6	11,1					

Продолжение таблицы 2.5.1

продолжение таблицы 2.3.1																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
	IIIa	Н	В	155	13,5	2106	0,28	0,63	0,856	0,815	259	0,632	164				50,6	13,1	8,3				
		ВН	В	47	14,4	671	0,28	0,63	0,856	0,815	83	0,632	52				50,6	4,2	2,6				
	всего по блоку IIIa		В	202	13,7	2777					342		216					17,3	10,9				
	IIIб	ВН	С1	65	11,4	740	0,28	0,63	0,856	0,815	91	0,632	58				50,6	4,6	2,9				
	всего по блоку IIIб		С1	65	11,4	740					91		58					4,6	2,9				
	всего по блоку III		В	202	13,7	2777					342		216					17,3	10,9				
			С1	65	11,4	740					91		58					4,6	2,9				
Всего по III-J2			В	1240	15,6	19298					2690		1700					136,1	85,9				
			С1	65	11,4	740					91		58						4,6	2,9			
			В+С1	1305	15,4	20037					2781		1758	1618,9	1162,1	139,1			140,7	88,8	45,9	94,8	42,9
IV-J2	Iб	ЧН	В	81	13,5	1089	0,28	0,66	0,856	0,808	139	0,413	57				60,1	8,4	3,4				
		ВН	В	48	8,3	398	0,28	0,66	0,856	0,808	51	0,413	21				60,1	3,1	1,3				
	всего по блоку Iб		В	128	11,6	1487					190		78					11,5	4,7				
	Iв	ЧН	В	172	11,7	2017	0,28	0,66	0,856	0,808	258	0,413	107				60,1	15,5	6,4				
		ВН	В	26	7,2	186	0,28	0,66	0,856	0,808	24	0,413	10				60,1	1,4	0,6				
	всего по блоку Iв		В	198	11,1	2203					282		117					16,9	7,0				
	Iг	ЧН	В	58	14,8	863	0,28	0,66	0,856	0,808	110	0,413	45				60,1	6,6	2,7				
		ВН	В	39	6,5	254	0,28	0,66	0,856	0,808	32	0,413	13				60,1	1,9	0,8				
	всего по блоку Iг		В	97	11,5	1117					142		58					8,5	3,5				
	всего по блоку I		В	423	11,4	4807					614		253					36,9	15,2				
	IIa	Н	В	29	11,0	317	0,27	0,62	0,856	0,808	37	0,413	15					60,1	2,2	0,9			
		ВН	В	56	7,1	396	0,27	0,62	0,856	0,808	46	0,413	19					60,1	2,8	1,1			
всего по блоку IIa		В	85	8,4	713					83		34					5,0	2,0					

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	Пб	ЧН	В	133	11,5	1528	0,27	0,62	0,856	0,808	177	0,413	73				60,1	10,6	4,4			
		ВН	В	38	12,0	451	0,27	0,62	0,856	0,808	52	0,413	21				60,1	3,1	1,3			
	всего по блоку Пб		В	170	11,6	1980					229		94					13,7	5,7			
	всего по блоку П		В	255	10,6	2693					312		128					18,7	7,7			
	Ша	ЧН	В	226	8,4	1901	0,26	0,64	0,856	0,808	219	0,413	90				60,1	13,2	5,4			
		ВН	В	59	4,8	282	0,26	0,64	0,856	0,808	32	0,413	13				60,1	1,9	0,8			
	всего по блоку Ша		В	285	7,7	2183					251		103					15,1	6,2			
	всего по блоку Ш		В	285	7,7	2183					251		103					15,1	6,2			
	Всего по IV-J2		В	963	10,1	9683					1177		484	394,3	782,7	89,7		70,7	29,1	14,8	55,9	14,3
V-J2	Iб	Н	В	69	19,5	1343	0,28	0,67	0,829	0,803	168	0,409	69				87,3	14,7	6,0			
		ВН	В	98	14,0	1368	0,28	0,67	0,829	0,803	171	0,409	70				87,3	14,9	6,1			
	всего по блоку Iб		В	167	16,3	2712					339		139					29,6	12,1			
	Iв	Н	В	204	14,0	2855	0,28	0,67	0,829	0,803	357	0,409	146				87,3	31,2	12,7			
		ВН	В	27	4,0	107	0,28	0,67	0,829	0,803	13	0,409	5				87,3	1,1	0,4			
	всего по блоку Iв		В	231	12,8	2962					370		151					32,3	13,1			
	Iг	Н	В	32	9,2	290	0,28	0,67	0,829	0,803	36	0,409	15				87,3	3,1	1,3			
		ВН	В	37	4,5	166	0,28	0,67	0,829	0,803	21	0,409	9				87,3	1,8	0,8			
	всего по блоку Iг		В	69	6,6	457					57		24					4,9	2,1			
	всего по блоку I		В	466	13,1	6130					766		314					66,8	27,3			
	II	Н	В	205	19,8	4075	0,28	0,69	0,829	0,803	524	0,409	214				87,3	45,7	18,7			
			C1	198	12,3	2435	0,28	0,69	0,829	0,803	313	0,409	128				87,3	27,3	11,2			
		ВН	C1	61	9,8	600	0,28	0,69	0,829	0,803	77	0,409	31				87,3	6,7	2,7			

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.5.1																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
	всего по блоку II		B	205	19,8	4075					524		214					45,7	18,7				
			C1	259	11,7	3035						390		159					34,0	13,9			
	III	H	B	58	23,9	1376	0,29	0,74	0,829	0,803	197	0,409	81				87,3	17,2	7,1				
		BH	B	66	28,1	1857	0,29	0,74	0,829	0,803	265	0,409	108				87,3	23,1	9,4				
	всего по блоку III		B	124	26,1	3234						462		189					40,3	16,5			
Всего по V-J2			B	796	16,9	13439					1752		717					152,8	62,5				
			C1	259	11,7	3035						390		159					34,0	13,9			
			B+C1	1055	15,6	16474						2142		876	711,7	1430,3	164,3		186,8	76,4	24,7	162,1	51,7
Итого по юрским горизонтам			A								12506		8020					429,4	275,5				
			B									10295		5558					592,9	309,7			
			C1									1032		548					59,2	29,1			
			A+B+C1									23833		14126					1081,5	614,3			
			C2									18		9					0,9	0,4			
PT-I	Ia	H	C2	141	8,6	1217	0,20	0,57	0,849	0,810	95	0,288	27				66,2	6,3	1,8				
	всего по блоку Ia		C2	141	8,6	1217					95		27					6,3	1,8				
	Iб	H	C2	7	1,3	9	0,20	0,57	0,849	0,810	1	0,288	0,3				66,2	0,1	0,02				
		BH	C2	30	1,3	39	0,20	0,57	0,849	0,810	3	0,288	1				66,2	0,2	0,1				
	всего по блоку Iб		C2	37	1,3	48					4		1					0,3	0,1				
	Iв	H	B	86	1,9	161	0,20	0,57	0,849	0,810	13	0,384	5				66,2	0,8	0,3				
		BH	C1	15	1,6	24	0,20	0,57	0,849	0,810	2	0,384	1				66,2	0,1	0,0				
	всего по блоку Iв		B	86	1,7	161					13		5					0,8	0,3				
			C1	15	1,7	24						2		1					0,1	0,0			
	Iг	H	B	24	1,8	44	0,20	0,57	0,849	0,810	3	0,384	1				66,2	0,2	0,1				
		BH	B	8	1,1	9	0,20	0,57	0,849	0,810	1	0,384	0,4				66,2	0,1	0,03				
	всего по блоку Iг		B	33	1,6	52						4		2					0,3	0,1			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
	всего по блоку I		B	119	1,8	213					17		6					1,1	0,4				
			C1	15	1,6	24						2		1					0,1	0,0			
			C2	178	7,1	1265						99		28					6,6	1,9			
Всего по РТ-I			B	119	1,8	213					17		6					1,1	0,4				
			C1	15	1,6	24						2		1					0,1	0,0			
			B+C1	134	1,8	237						19		7,1	5,2	13,3	1,9		1,2	0,4	0,1	1,1	0,3
			C2	178	7,1	1265						99		28					6,6	1,9			
РТ-II	Ia	H	C2	34	2,9	99	0,19	0,64	0,849	0,810	8	0,326	3				66,2	0,5	0,2				
		BH	C2	7	3,0	21	0,19	0,64	0,849	0,810	2	0,326	1				66,2	0,1	0,1				
	всего по блоку Ia		C2	41	2,9	120					10		4					0,6	0,3				
	Iб	H	B	142	3,2	456	0,19	0,64	0,849	0,810	38	0,435	17				66,2	2,5	1,1				
		BH	B	3	1,7	5	0,19	0,64	0,849	0,810	0,4	0,435	0,2				66,2	0,03	0,01				
	всего по блоку Iб		B	145	3,2	461					38		17					2,5	1,1				
	Iв	H	B	29	1,2	34	0,19	0,64	0,849	0,810	3	0,435	1				66,2	0,2	0,1				
		BH	B	8	1,3	10	0,19	0,64	0,849	0,810	1	0,435	0,4				66,2	0,1	0,03				
	всего по блоку Iв		B	37	1,2	44					4		2					0,3	0,1				
	Iг	H	B	84	1,9	156	0,19	0,64	0,849	0,810	13	0,435	6				66,2	0,9	0,4				
		BH	B	16	1,3	20	0,19	0,64	0,849	0,810	2	0,435	1				66,2	0,1	0,1				
	всего по блоку Iг		B	100	1,8	176					15		7					1,0	0,5				
	всего по блоку I		B	282	2,4	681					57		25					3,8	1,7				
			C2	41	2,9	120					10		4					0,6	0,3				
	II	H	C2	49	0,6	27	0,17	0,5	0,849	0,810	2	0,326	1				66,2	0,1	0,1				
	всего по блоку II		C2	49	0,6	27					2		1					0,1	0,1				
Всего по РТ-II			B	282	2,4	681					57		25	17,6	39,8	7,4		3,8	1,7	0,4	3,4	1,3	
			C2	90	1,6	147					12		5						0,7	0,2			

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.3.1																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
РТ-III	Iб	Н	В	180	3,5	624	0,21	0,69	0,849	0,810	62	0,401	25				66,2	4,1	1,6				
		ВН	В	27	2,2	60	0,21	0,69	0,849	0,810	6	0,401	2				66,2	0,4	0,2				
	всего по блоку Iб		В	207	3,3	684					68		27					4,5	1,8				
	Iв	Н	В	53	5,3	281	0,21	0,69	0,849	0,810	28	0,401	11				66,2	1,9	0,7				
		ВН	В	19	2,7	51	0,21	0,69	0,849	0,810	5	0,401	2				66,2	0,3	0,1				
	всего по блоку Iв		В	72	4,6	332					33		13					2,2	0,8				
	Iг	Н	В	103	3,5	358	0,21	0,69	0,849	0,810	36	0,401	14				66,2	2,4	1,0				
		ВН	В	19	1,4	27	0,21	0,69	0,849	0,810	3	0,401	1				66,2	0,2	0,1				
	всего по блоку Iг		В	122	3,2	385					39		16					2,6	1,1				
	всего по блоку I		В	401	3,5	1401					140		56					9,3	3,7				
Всего по РТ-III			В	401	3,5	1401					140		56	46	94	10		9,3	3,7	1,4	7,9	2,3	
Итого по пермотрисасовым горизонтам			В								214		87					14,2	5,9				
			C1									2		1					0,1	0,0			
			В+С1									216		88					14,3	5,9			
			C2									111		33					7,3	2,2			
Итого по месторождению			А								12506		8020					429	276				
			В									20630		11293					916	501			
			C1									13620		2269					261	95			
			А+В+С1									46756		21582	18743,6	28012,0	2838,7		1607	871	507,6	1099,4	363,7
			C2									1375		127						26	4		

Таблица 2.5.2 – Величина подсчетных параметров, запасов газа

Горизонт, пласт	Блок	Зона	Категория	Площадь газонасыщенности, тыс.м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.е.		Пластовое давление, МПа		Коэффициент перевода технических атм. на физические	Поправка за отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка на температуру	Геологические запасы пластового газа, млн.м ³	Коэфф. извлечения газа, д.е.	Извлекаемые запасы пластового газа, млн.м ³	
							пористости	газонасыщенности	начальное (Рн)	конечное (Рк)		начальная (α н)	конечная (α к)					
газ газовой шапки																		
II-a1 2	I	ГН	C1	8	2,5	19	0,35	0,58	3,03	0,102	9,7	1,15	1,02	0,987	0,1	0,800	0,1	
			C2	2	1,3	3	0,35	0,58	3,03	0,102	9,7	1,15	1,02	0,987	0,0	0,800	0,0	
Итого газ газовых шапок по II-a12			C1	8	2,5	19									0,1		0,1	
			C2	2	1,3	3										0,0		0,0
газ газовой шапки																		
K1a	III	ГН	C1	187	3,3	621	0,32	0,80	4,13	0,102	9,7	1,12	1,02	0,958	6,7	0,800	5,4	
	всего по блоку III		C1	187	3,3	621									6,7		5,4	
	IV	Г	C1	7	2,1	15	0,33	0,85	4,13	0,102	9,7	1,12	1,02	0,958	0,2	0,800	0,2	
		ГН	C1	1	1,3	1	0,33	0,85	4,13	0,102	9,7	1,12	1,02	0,958	0,02	0,800	0,02	
	всего по блоку IV		C1	9	2,0	17										0,2		0,2
	Итого газ газовых шапок по K1a		C1	195	3,3	638										6,9		5,6
Итого газ газовых шапок погоризонтам			C1												7,0		5,7	
			C2													0,0		0,0

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности

На месторождении с целью уточнения данных о гидродинамических свойствах разрабатываемых объектов, необходимых для дальнейшего проектирования и получения информации о динамике процесса разработки и для его регулирования проводились комплекс гидродинамических исследований, включающие:

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) проведен на основе данных, предоставленных НГДУ «Жайыкмунайгаз». Информация по ГДИС может использоваться для оценки эффективности применяемой системы разработки, оценки энергетического состояния залежи, подбора оптимального режима и способа эксплуатации скважин.

С начала разработки на месторождении были проведены 305 ГДИС, в том числе 113 исследований МУО, 113 исследований КВУ, 66 исследований КПД, а также 13 исследований КВД.

За период реализации проектного документа 01.01.2018-01.01.2026гг на месторождении были проведены 64 исследований МУО по 48 скважинам, 41 исследований КПД по 24 скважинам, 27 исследование КВУ по 22 скважинам, а также проведено 12 исследование КВД по 11 скважинам. Количество и виды проведенных гидродинамических исследований по объектам приведены в таблице 3.1.1, результаты исследований (тут надо написать про качественные) представлены в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.1 – Распределение проведенных гидродинамических исследований по эксплуатационным объектам с начала разработки и за анализируемый период

Объекты							
Виды исследований	I	II	III	IV	V	VI	VII
	кол.иссл./кол.скв.						
	За анализируемый период 01.01.2018-01.01.2026гг.						
КВД	2/2	3/3	3/3	0/0	1/1	2/1	0/0
МУО	5/5	16/11	18/14	7/8	2/2	5/4	0/0
КПД	1/1	15/8	11/7	3/5	0/0	0/0	0/0
КВУ	5/5	3/2	11/9	1/1	2/2	3/3	1/1
С начала разработки							
КВД	3/3	3/3	3/3	0/0	1/1	2/1	0/0
МУО	8/7	29/20	35/25	10/9	8/8	5/4	3/3
КПД	1/1	24/24	19/12	5/3	1/1	0/0	0/0
КВУ	30/26	25/11	30/26	5/5	5/5	5/5	4/4

Исследования МУО проводились при работе скважин на 3-6 режимах. Полученные результаты выражают в виде зависимости между дебитом и депрессией на забое скважины (индикаторной диаграммы), то есть аппроксимирующие прямые, проходящие через начало координат, отлично коррелируются с данными, что говорит о достоверности результатов данных исследований.

По результатам режимных исследований были получены прямолинейные индикаторные диаграммы с незначительным разбросом точек, что указывает на стабильные условия притока нефти (рисунок 3.1.1).

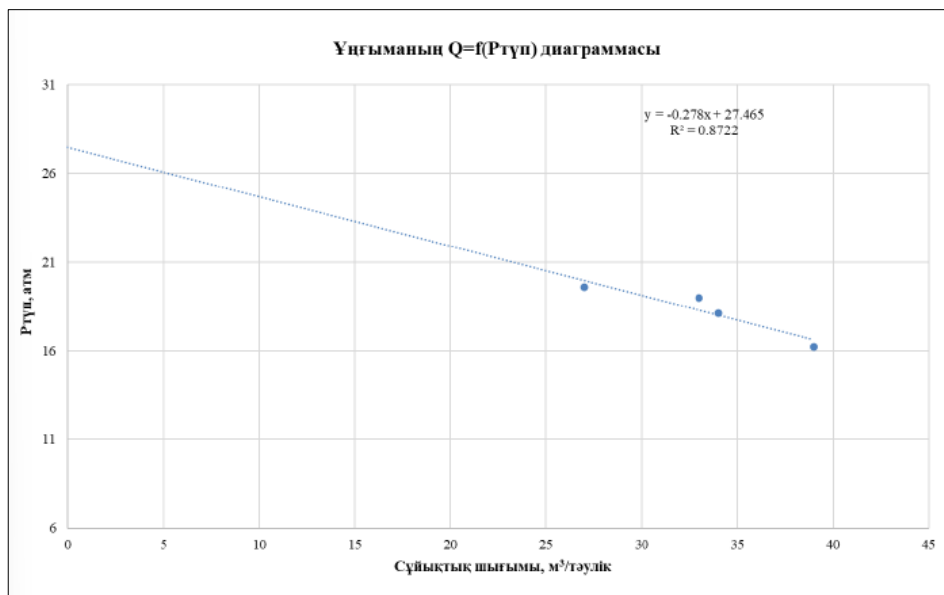


Рис. 3.1.1 – Результаты исследований МУО по скважине №75

Замеры забойного и пластового давления проводились манометрами «МГН-160, МТП-160», «PPS». При исследовании методом КВУ закрытие скважин, в среднем, проводилось на 125 часов. В процессе интерпретации восстановления уровня определяются: проницаемость, скин-фактор, коэффициент продуктивности, а также путем экстраполяции получены пластовые давления.

Стоит отметить, что за анализируемый период количество качественных интерпретаций составило 67 ед. (в том числе 9 КВД, 11 КВУ, 23 КПД и 24 МУО), которые были отражены в таблице 3.1.2 и описаны ниже по объектам.

По **I объекту** гидродинамическими исследованиями охвачены верхне- и средне-альбские горизонты. За анализируемый период по скважинам I объекта были проведены 2 КВД по скважинам №№49 и 229, 3 КВУ (№№22, 99, 172) и 1 МУО в скважине №193. По результатам исследования были получены прямолинейные индикаторные диаграммы с незначительным разбросом точек по давлению относительно времени, что указывает на стабильные условия притока нефти (рисунок 3.1.2). По результатам исследования удельная продуктивность имеет показатель $6,7 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$, гидропроводность $176,3$

$\text{м}^3 \cdot 10^{-3} / \text{МПа} \cdot \text{с}$ и способность среды передавать давление (пьезопроводность) $0,064 \text{ м}^2/\text{с}$, также проницаемость имеет хорошие показатели равной $1420,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. По всем исследованиям скин-фактор по скважинам имеет отрицательное значение (от $-4,97$ до $0,3$), что указывает на удовлетворительное состояние призабойной зоны скважин.

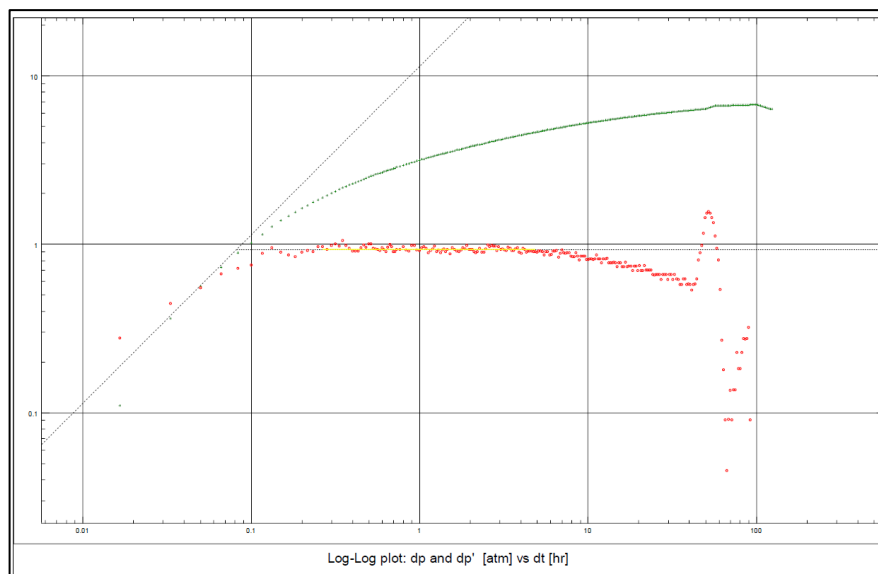


Рис. 3.1.2 – Результаты исследований КВД по скважине №49

Ко **II объекту** приурочены апт-неокомский, III и IV неокомские горизонты. Фильтрационные параметры апт-неокомского горизонта были изучены исследованиями КПД, КВУ и КВД. Всего по объекту за анализируемый период проведено 11 КПД (№№3, 76, 87, 91, 126, 169, 202), 1 КВУ (№294), 3 КВД (№№30, 133, 199) и 6 МУО (№№75, 157, 194, 208). Результаты исследований показывают, что значение проницаемости колеблется в диапазоне $11,9\text{--}715 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ средним составляет $126,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Коэффициент удельной продуктивности в среднем составил $4,0 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$, гидропроводность $294 \text{ м}^3 \cdot 10^{-3} / \text{МПа} \cdot \text{с}$ и пьезопроводность $0,12 \text{ м}^2/\text{с}$. Скин-фактор имеет показательный коридор отрицательных и положительных результатов (от $-6,49$ до $11,1$), что говорит об небольшом загрязнении призабойной зоны, поскольку средняя величина составляет $(0,57)$.

По результатам режимных исследований были получены прямолинейные индикаторные диаграммы с незначительным разбросом точек, что указывает на стабильные условия притока нефти (рисунок 3.1.3).

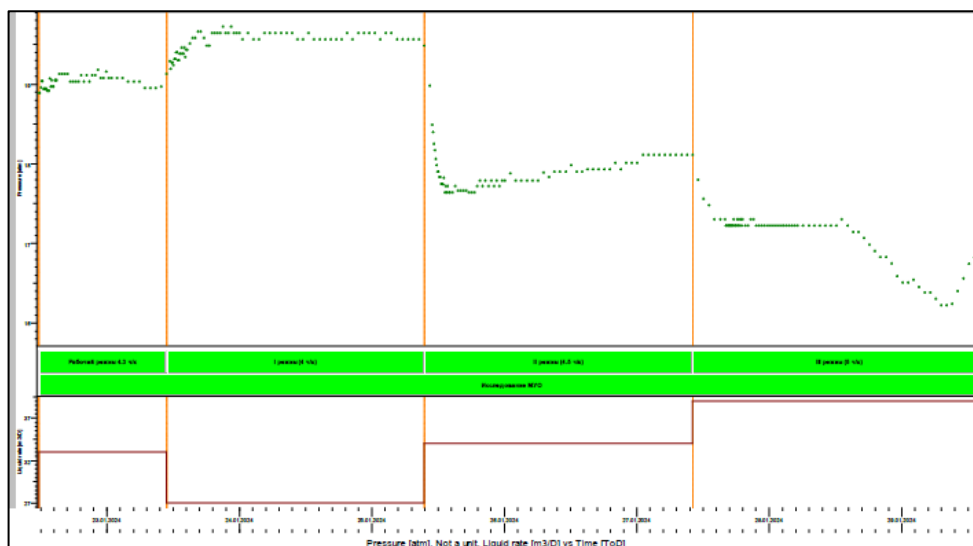


Рис. 3.1.3 – Результаты исследований МУО по скважине №75

К III объекту приурочены I_1 , I_2 , I_3 среднеюрские горизонты. За анализируемый период по скважинам III объекта были проведены 2 КВД (№№138, 151), 5 КВУ (№№189, 234, 235, 306), 11 МУО (№№11, 16а, 28, 42, 114, 120, 138, 180, 220, 303) и 10 КПД (№№1, 103, 129, 155, 181, 184, 212). Диапазон проницаемости колеблется от 7,6 до $2480 \cdot 10^{-3}$ мкм², в среднем составляя $224,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², в среднем гидропроводность составила $1459,9 \cdot 10^{-3}$ м³/МПа*с, пьезопроводность – 0,65 м²/с, что говорит о хороших фильтрационных свойствах пласта. Состояние призабойной зоны неоднозначное и колеблется в диапазоне (-6,4) – 99,4, в среднем составляя 6,55, что говорит о частичной загрязненности призабойной зоны по отдельным скважинам. В связи с этим рекомендуется проведения оптимизационных работ таких как ОГН или ПТОС.

По результатам режимных исследований были получены прямолинейные индикаторные диаграммы с незначительным разбросом точек, что указывает на стабильные условия притока нефти (рисунок 3.1.4).

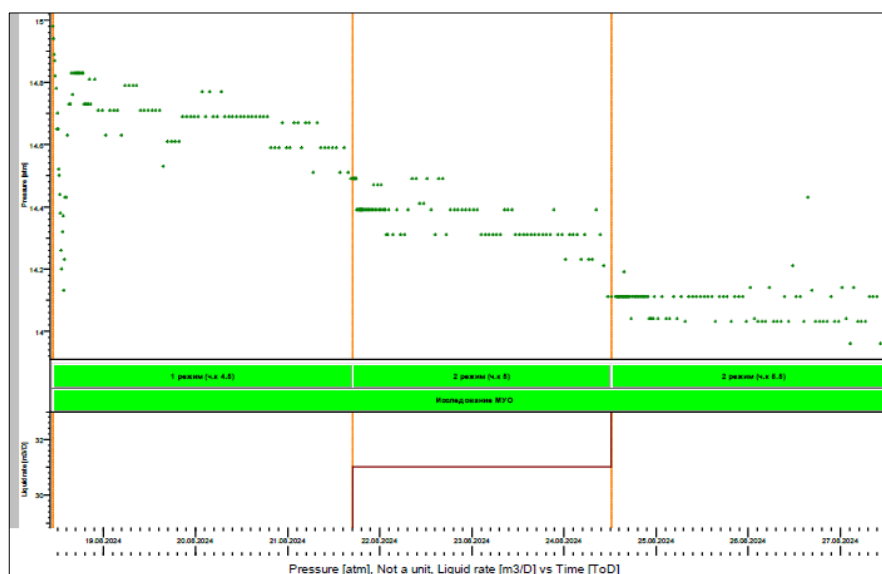


Рис. 3.1.4 – Результаты исследований МУО по скважине №28

К **IV объекту** относятся I₄, I₅ среднеюрские горизонты. За анализируемый период было проведено 5 исследований МУО (№№57, 137, 236, 250) и 2 КПД в одной скважине №196. Фильтрационные параметры принимались по двум исследованиям КПД в скважине №196. Проницаемость, согласно КПД, составляет $56,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², пьезопроводность – 0,07 м²/с. Скин-фактор по скважине в среднем составил 7, что говорит о неудовлетворительном состоянии ПЗС. По результатам двух исследований в одной скважине делать какой-либо анализ не является корректным.

За анализируемый период по **V объекту** также было проведено 1 исследований КВД по скважине №159. Параметры пласта принимались согласно результатам КВД в скважине №159. Проницаемости составил $32,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент удельной продуктивности – 1,5 м³/(м*сут*МПа), гидропроводность – $241,7 \cdot 10^{-3}$ /МПа*с. Скин-фактор по скважине был получен отрицательный и составил -1,84, что говорит о хороших фильтрационных свойствах призабойной зоны скважины.

По результатам режимных исследований были получены прямолинейные индикаторные диаграммы с незначительным разбросом точек, что указывает на стабильные условия притока нефти (рисунок 3.1.5).

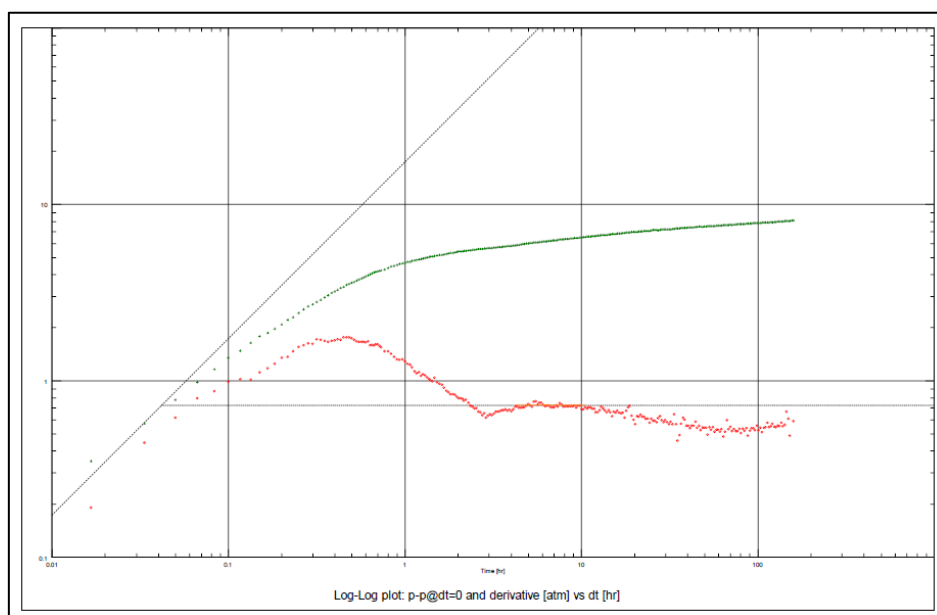


Рис. 3.1.5 – Результаты исследований КВД по скважине №159

За анализируемый период по **VI объекту** было проведено 1 исследование МУО в скважине №152, 1 КВУ в скважине №275 и 1 КВД в скважине №230. Фильтрационные параметры принимались по результатам исследований в скважинах №№230 и 275. Проницаемость составляет $15,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², пьезопроводность – 0,02 м²/с. Скин-фактор составил 3,23, что говорит о неудовлетворительном состоянии ПЗС. В связи с этим рекомендуется проведения оптимизационных работ таких как ОГН или ПТОС.

По **VII объекту** за анализируемый период было проведено одно исследование КВУ в скважине №282. Объект характеризуется наименьшими запасами нефти, а также эксплуатируется одной единственной скважиной. Согласно результатам КВУ проницаемость составила $19,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², удельная продуктивность – $1,05 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$, гидропроводность – $157,6 \text{ м}^3 \cdot 10^{-3}/\text{МПа} \cdot \text{с}$, а пьезопроводность имеет значение $0,034 \text{ м}^2/\text{с}$. Скин фактор имеет отрицательное значение – $(-1,93)$, что говорит о хороших фильтрационных свойствах призабойной зоны скважины.

Во время проведения исследования наблюдается незначительное падение затрубного давления, причиной которого может являться негерметичность колонны или устьевого оборудования скважины. В связи с этим полученные результаты данного исследования имеют среднюю достоверность (рисунок 3.1.6).

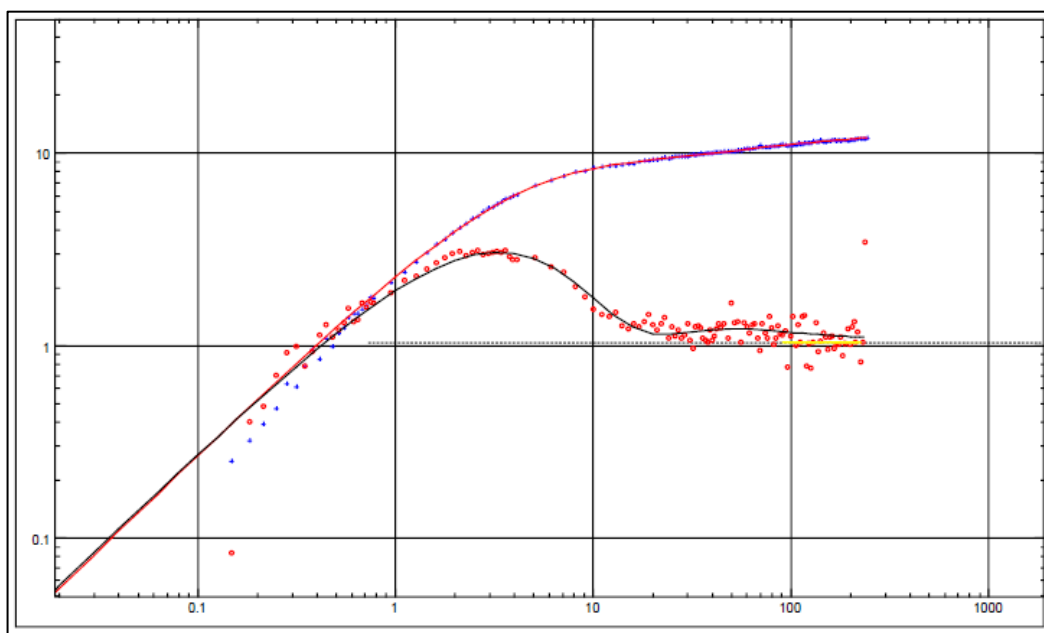


Рис. 3.1.6 – Результаты исследований КВУ по скважине №282

Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований скважин с начала разработки на 01.01.2026г

Наименование	Количество, ед.		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
I объект				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	6	6	1,6-250,9	56,0
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	6	6	0,1-41,1	6,7
Коэффициент приемистости, м³/(сут*МПа)	0	0	-	0,0
Удельная приемистость, м³/(м*сут*МПа)	0	0	-	0,0
Гидропроводность, 10 ⁻³ *мкм²*м/мПа*с	5	5	17,2-372,6	176,3
Пьезопроводность, м²/с	5	5	0,004-0,159	0,06
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	5	5	79,9-3562,9	1420,4
Скин-фактор	5	5	-4,97-0,3	-3,08
II объект				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	7	9	0,8-87	29,3
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	7	9	0,1-7,9	4,0
Коэффициент приемистости, м³/(сут*МПа)	7	10	6,7-42,4	19,6
Удельная приемистость, м³/(м*сут*МПа)	7	10	1,9-3,5	2,0
Гидропроводность, 10 ⁻³ *мкм²*м/мПа*с	10	13	0,1-824	294,0
Пьезопроводность, м²/с	9	11	0,004-0,555	0,12
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	10	13	11,9-715	126,2
Скин-фактор	10	13	-6,49-11,1	0,568
III объект				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	15	17	4,2-328	53,0
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	15	17	1,2-50,5	5,7
Коэффициент приемистости, м³/(сут*МПа)	7	10	17,1-185	47,7
Удельная приемистость, м³/(м*сут*МПа)	7	10	0,4-28,5	3,1
Гидропроводность, 10 ⁻³ *мкм²*м/мПа*с	12	16	72,2-15762,7	1459,9
Пьезопроводность, м²/с	12	16	0,02-7,52	0,65
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	12	16	7,6-2480	224,7
Скин-фактор	12	16	-6,4-99,4	6,55
IV объект				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	2	3	1-34,9	23,2
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	2	3	0,3-6	4,2
Коэффициент приемистости, м³/(сут*МПа)	1	2	23,8-31,1	27,5
Удельная приемистость, м³/(м*сут*МПа)	1	2	1,4-2	1,6
Гидропроводность, 10 ⁻³ *мкм²*м/мПа*с	1	2	0,4-284,7	142,5
Пьезопроводность, м²/с	1	1	-	0,1
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	1	2	19,2-94,3	56,8
Скин-фактор	1	2	-1,7-15,7	7,0
V объект				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	1	1	-	15,5
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	1	1	-	1,5
Коэффициент приемистости, м³/(сут*МПа)	0	0	-	0,0
Удельная приемистость, м³/(м*сут*МПа)	0	0	-	0,0
Гидропроводность, 10 ⁻³ *мкм²*м/мПа*с	1	1	-	241,7
Пьезопроводность, м²/с	1	1	-	0,05
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	1	1	-	32,7
Скин-фактор	1	1	-	-1,84
VI объект				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	3	3	2,8-23,8	10,7
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	3	3	0,5-2,5	1,4
Коэффициент приемистости, м³/(сут*МПа)	0	0	-	0,0
Удельная приемистость, м³/(м*сут*МПа)	0	0	-	0,0
Гидропроводность, 10 ⁻³ *мкм²*м/мПа*с	2	2	62,3-100,5	81,4
Пьезопроводность, м²/с	2	2	0,009-0,037	0,02
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	2	2	8,6-22	15,3
Скин-фактор	2	2	-3,04-9,5	3,23

Пластовое давление в зонах отбора и закачки

На месторождении в целях контроля за разработкой и определения характеристики энергетического состояния залежей проводятся замеры уровней. Для анализа взяты результаты как прямых замеров, так и результаты гидродинамических исследований скважин (КВУ, КПД, МУО). Количество проведенных замеров за период реализации проектного документа (01.01.2018-01.01.2026гг) составляют:

- статических уровней жидкости в затрубном пространстве – 2183 замеров по 214 скважинам;
- динамических уровней жидкости в затрубном пространстве – 12791 замеров по 230 скважинам;
- 9 прямых замеров забойного давления;
- 9 прямых замеров пластового давления;
- 82 сложных гидродинамических исследований.

Пластовые и забойные давления при пересчете статических и динамических уровней приведены на отметку ВНК. При анализе использованы пластовые давления, приведенные на соответствующие уровни ВНК.

Расчет производится следующим образом:

$$P_{\text{прив}} = P_{\text{зам}} + 0,1 \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot (H_{\text{прив}} - H_{\text{зам}}) \quad (1)$$

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{в}} \cdot W / 100\% + \rho_{\text{н}} \cdot (1 - W / 100\%) - \text{плотность жидкости, г/см}^3 \quad (2)$$

где, $P_{\text{прив}}$ – пластовое давление, приведенное на ВНК, МПа; $P_{\text{зам}}$ – замеренное пластовое давление, МПа; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, г/см³; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, г/см³; W – обводненность продукции (весовая), %; $H_{\text{зам}}$ – глубина замера, м; $H_{\text{прив}}$ – глубина приведения на ВНК, м.

Количество проведенных замеров по эксплуатационным объектам в период 01.01.2018-01.01.2026гг проведено в таблице 3.1.3, значения начальных и текущих пластовых давлений по объектам приведены в таблице 3.1.4. Стоит отметить, что текущие пластовые и забойные давления рассчитывались по замерам, проведенным в течение последних 6 месяцев (при малом количестве замеров – за последний год), а, следовательно, имеют оценочный расчетный характер, т.к. не отражают показатели работы все эксплуатационного фонда полностью.

Таблица 3.1.3 – Количество проведенных замеров по объектам

Объекты	За анализируемый период 01.01.2018-01.01.2026	
	Замеры статического уровня	Замеры динамического уровня
I	548	1520
II	570	2943
III	440	3636
IV	120	1072

Объекты	За анализируемый период 01.01.2018-01.01.2026	
	Замеры статического уровня	Замеры динамического уровня
V	65	655
VI	82	721
VII	12	61
Всего	2183	12791

Таблица 3.1.4 – Распределение начального и текущего пластового давления по объектам

Объекты	Начальное пластовое давление, МПа	Текущее пластовое давление, МПа	Давление насыщения, МПа	Забойное давление, МПа	Снижение от начального, МПа
I	3,20	2,17	2,20	1,86	1,03
II	4,80	3,70	4,10	2,56	1,10
III	5,80	4,75	3,70	3,04	1,05
IV	6,30	3,83	4,90	3,14	2,47
V	7,10	4,70	4,80	2,97	2,40
VI	7,90	5,70	5,50	4,97	2,20
VII	8,00	7,53	3,40	4,60	0,47

I объект

За анализируемый период по данному объекту для определения пластовых давлений проведены 548 замеров статических уровней по 43 скважинам и 1520 замеров динамических уровней по 43 скважинам, а также 1 МУО, 3 КВУ и 1 КВД. Начальное пластовое давление составляет 3,2 МПа. Текущее пластовое давление варьирует в интервале 2,06-2,37 МПа, и в среднем составляет 2,17 МПа, что на 1,03 МПа ниже начального. Давление насыщения – 2,2 МПа. Забойное давление изменяется в интервале 1,79-1,93 МПа, среднее – 1,86 МПа.

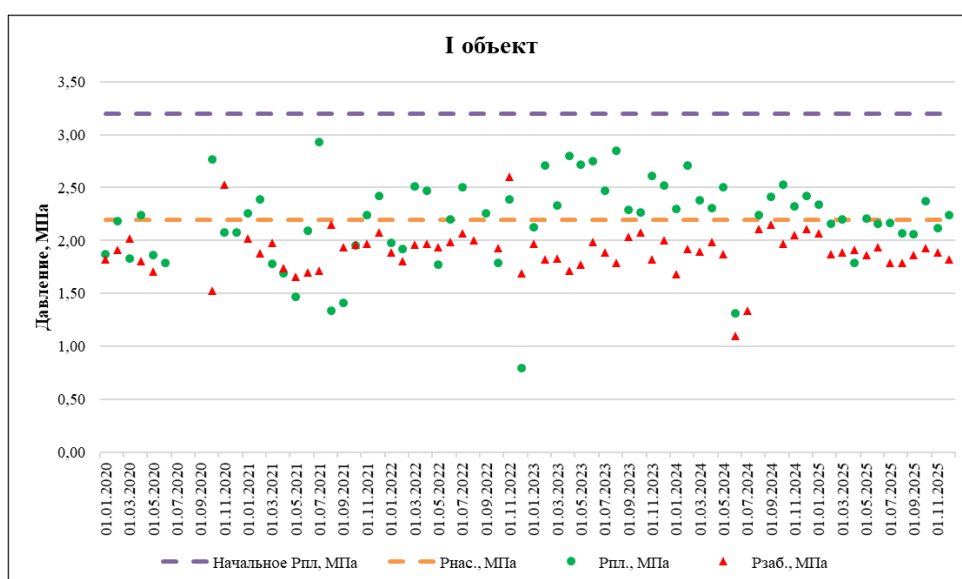


Рис. 3.1.7 – Динамика пластового и забойного давления I объекта разработки

II объект

По II объекту проведено 570 замера статических уровней по 58 скважинам и 2943 замеров динамических уровней по 66 скважинам, также были использованы 5 прямых замеров пластового и 3 забойного давления, а также 11 КПД, 5 КВД, 6 МУО и 1 КВУ. Начальное пластовое давление составляет 4,8 МПа. Давление насыщения в среднем – 4,1 МПа. По результатам замеров текущее пластовое давление изменяется в интервале от 3,15 до 4,12 МПа, среднее значение составляет 3,70 МПа, что ниже начального на 1,1 МПа. Забойное давление изменяется в интервале от 2,18 МПа до 2,89 МПа, в среднем составляя 2,56 МПа.

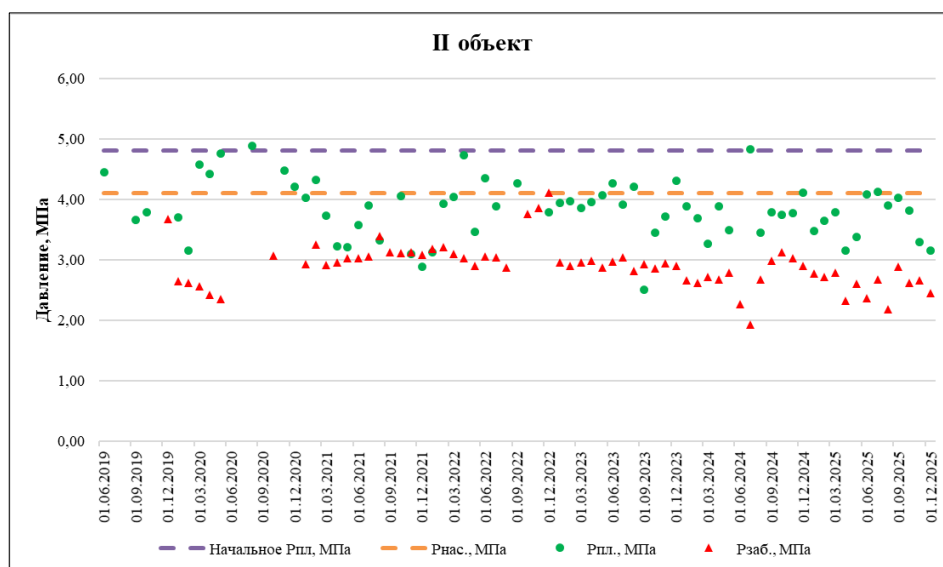


Рис. 3.1.8 – Динамика пластового и забойного давления II объекта разработки

III объект

За анализируемый период по объекту для определения пластовых давлений были проведены 440 замера статических уровней по 70 скважинам и 3636 замеров динамических уровней по 76 скважинам, также использовано 4 прямых замера пластового и 5 забойного давления, 10 исследований КПД, 12 МУО, 2 КВД и 5 КВУ. Давление насыщения в среднем – 3,7 МПа. Забойное давление составляет – 3,04 МПа, изменяется в интервале от 2,71 МПа до 3,26 МПа. Начальное пластовое давление составляет 5,8 МПа. Текущее пластовое давление изменяется в интервале 3,65-5,43 МПа, в среднем составляя 4,75 МПа (на 1,05 МПа ниже начального). Наименьшие пластовые давления определены в основном по скважинам, расположенных в сводовой части I блока, что объясняется ограничением притока дополнительной энергии существующим вблизи разломом.

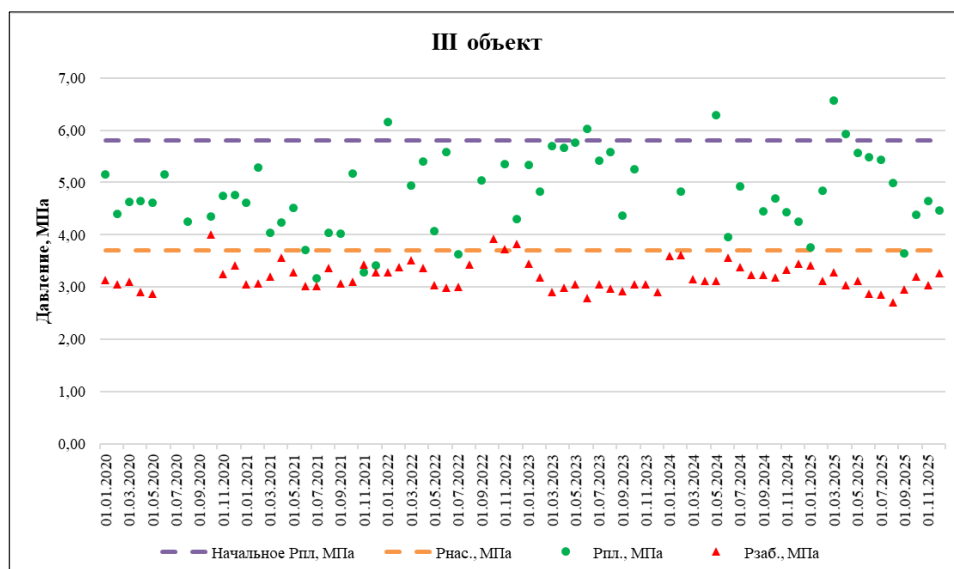


Рис. 3.1.9 – Динамика пластового и забойного давления III объекта разработки

IV объект

По объекту для определения пластовых давлений за анализируемый период были проведены 120 замер статических уровней по 27 скважинам и 1072 замеров динамических уровней по 29 скважинам, а также 2 исследования КПД, 4 МУО и 2 КВД. Начальное пластовое давление составляет 6,3 МПа. Текущее пластовое давление составляет 3,83 МПа (на 2,47 МПа ниже начального). Давление насыщения в среднем – 4,9 МПа. Забойное давление изменяется от 2,82 МПа до 3,16 МПа, в среднем составляет – 3,14 МПа.

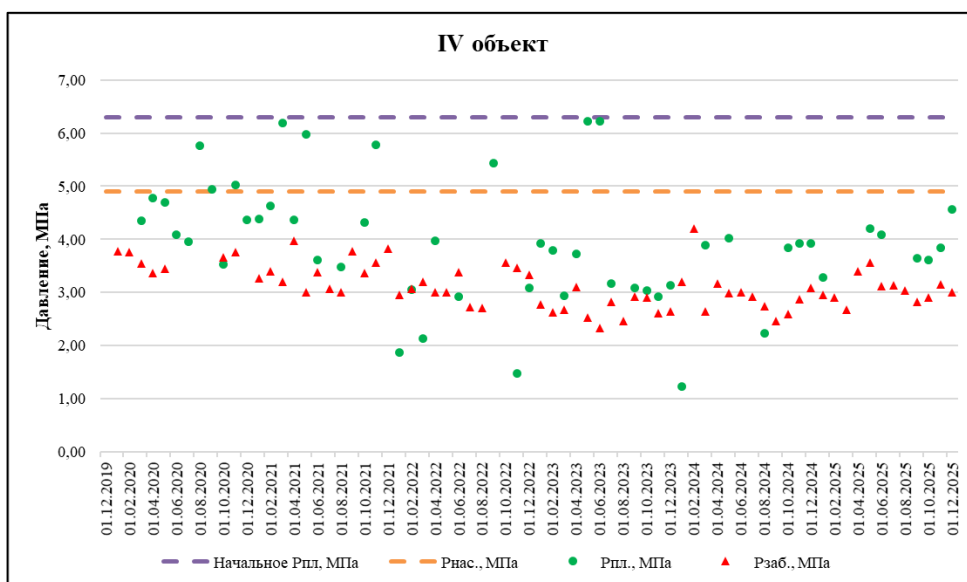


Рис. 3.1.10 – Динамика пластового и забойного давления IV объекта разработки

V объект

За анализируемый период по объекту для определения пластовых давлений были проведены 65 замера статических уровней по 13 скважинам и 655 замеров динамического уровня по 15 скважинам и 1 МУО. Начальное пластовое давление составляет 7,1 МПа.

Текущее пластовое давление составляет 4,70 МПа (на 2,40 МПа ниже начального). Давление насыщения в среднем – 4,8 МПа. Забойное давление изменяется в интервале от 2,52 МПа до 3,49 МПа, среднее значение составляет – 2,97 МПа.

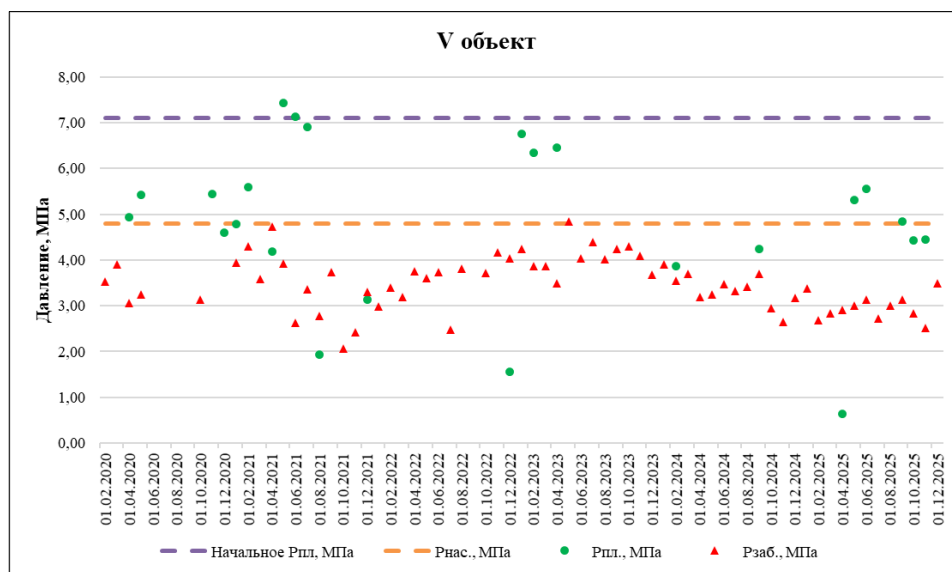


Рис. 3.1.11 – Динамика пластового и забойного давления V объекта разработки

VI объект

За анализируемый период по объекту для определения пластовых давлений были проведены 82 замера статических уровней по 15 скважинам и 721 замеров динамического уровня по 17 скважинам, а также 2 исследования МУО и 1 КВУ. Начальное пластовое давление составляет 7,9 МПа. Текущее пластовое давление составляет 5,70 МПа, снижение от начального пластового давления составляет 2,20 МПа. Давление насыщения нефти газом в среднем составляет 5,5 МПа. Забойное давление в интервале от 4,54 МПа до 5,22 МПа, в среднем составляя 4,97 МПа.

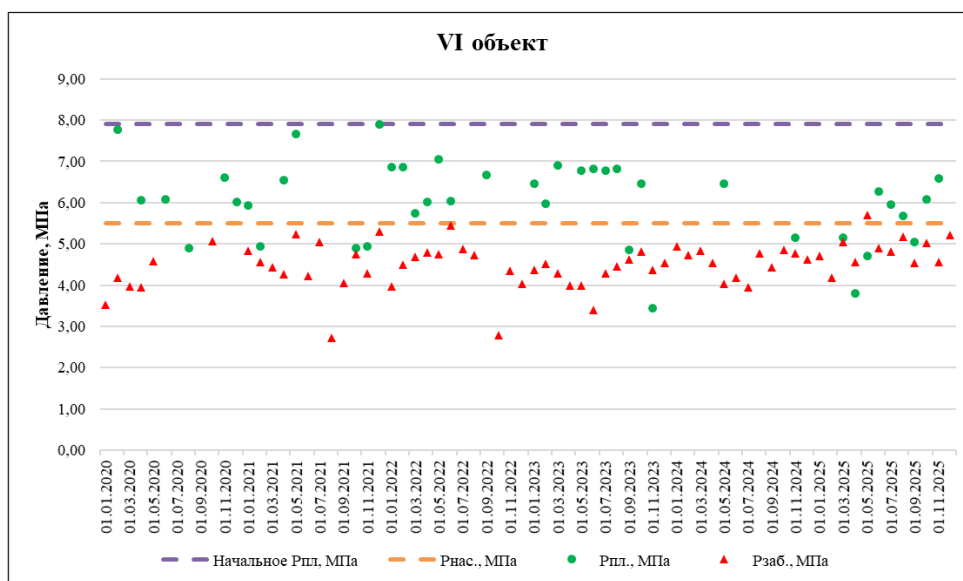


Рис. 3.1.12 – Динамика пластового и забойного давления VI объекта разработки

VII объект

За анализируемый период по объекту для определения пластовых давлений проведены 12 замер статического уровня, 61 замеров динамического уровня по 1 скважине и 1 исследование КВУ. Начальное пластовое давление по результатам опробования составляет 8,0 МПа. Текущее пластовое давление составляет 7,53 МПа, что ниже начального пластового давления на 0,47 МПа. Давление насыщения составляет 3,4 МПа. Забойное давление по объекту составило 4,60 МПа.

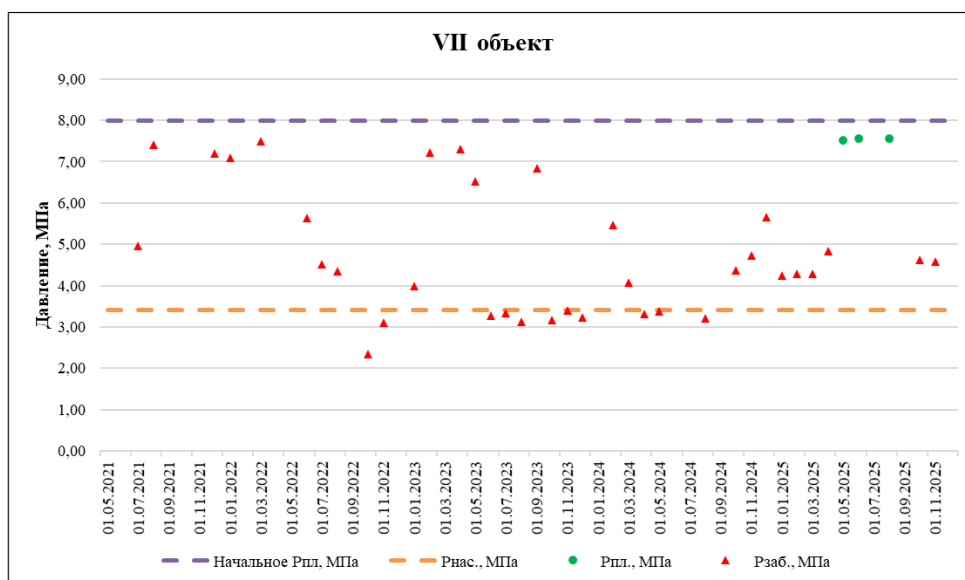


Рис. 3.1.13 – Динамика пластового и забойного давления VII объекта разработки

В целом энергетическое состояние залежи характеризуется как пониженное, что обусловлено недостаточной эффективностью действующей системы ППД. Большинство скважин эксплуатируется при расчетных забойных давлениях ниже давления насыщения.

При этом указанная ситуация сохраняется на протяжении длительного времени. С учетом текущей стадии разработки (IV стадия), а также высокой степени выработанности извлекаемых запасов, месторождение сохраняет стабильный приток и не демонстрирует существенного снижения технологической эффективности.

Пересмотр действующей системы ППД может способствовать более равномерной выработке остаточных запасов, повышению энергетического потенциала залежи и росту нефтеотдачи по отдельным скважинам.

В этой связи целесообразно провести анализ фонда нагнетательных скважин, определить скважины-кандидаты на перевод под закачку на основе оценки эффективности работы добывающих скважин (в том числе по динамическим уровням жидкости), а также обеспечить максимально возможный охват действующего фонда добывающих скважин системой заводнения.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения.

Месторождение Камышитовое Юго-Западное вступило в промышленную разработку в конце 1973г согласно проектному документу «Технологическая схема разработки месторождения Камышитовое Юго-Западное» (ТС-1973г).

Действующим проектным документом на разработку месторождения является «Проект разработки месторождения Камышитовый Юго-Западное» (Протокол ЦКРР РК №5/16 от 30.11.2018г).

В утвержденном проектном документе остается ранее принятое выделение эксплуатационных объектов:

- **I объект** – верхне- и среднеальбские горизонты;
- **II объект** – апт-неокомский, III, IV неокомские горизонты;
- **III объект** – I₁, I₂, I₃ среднеюрские горизонты;
- **IV объект** – I₄, I₅ среднеюрские горизонты;
- **V объект** – II, III среднеюрские горизонты;
- **VI объект** – IV, V среднеюрские горизонты;
- **VII объект** – I, II, III пермтриасовые горизонты.

Согласно утвержденному 2 варианту разработки, в целях достижения максимального значения коэффициента нефтеотдачи и более полной выработки, предусматривалось уплотнение сетки скважин путем бурения 44 добывающих скважин с целью вовлечения остаточных запасов, с переводом 120 добывающих скважин на вышележащие горизонты, с усилением системы ППД путем перевода под закачку воды 12 скважин.

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

На 01.01.2026г общий пробуренный фонд месторождения составляет 324 скважин (рис. 3.2.1). Добывающий фонд месторождения составляет 199 скважины, из которых в действующем фонде числятся 179 ед., 12 ед. находятся в бездействии и 8 ед. в простое. Наблюдательный фонд месторождения составляет 28 скважин, подавляющая часть которых сосредоточена на I, II и III объектах. 12 скважин находятся в консервации. Ликвидированный фонд составляет 63 скважины, из которых 55 скважин ликвидированы по геологическим причинам и 8 скважин – по техническим. В нагнетательном фонде находятся 22 скважины, в том числе 19 ед. являются действующими и 3 в бездействии. Подавляющая часть нагнетательных скважин сосредоточены на II и III объектах.

С начала реализации ПР-2018г пробурены и введены в эксплуатацию 11 новых

добывающих скважины, которые на дату составления проекта находятся в действующем фонде добывающих скважин. Практически по всем новым добывающим скважинам наблюдается снижение дебитов и рост обводненности в процессе эксплуатации. Основные показатели эксплуатации новых скважин представлены в таблице 3.2.2.

Характеристика фонда скважин месторождения Камышитовое Юго-Западное по состоянию на 01.01.2026г представлена в таблице 3.2.1 и на рисунке 3.2.1. Ниже описана характеристика фонда скважин по объектам.

На **I объекте** в добывающем фонде расположены 34 скважины, из которых 3 скважины находятся в бездействии (№№15, 48, 209) и 2 скважины в простое (№№221, 302). Наблюдательный фонд включает в себя 5 скважин (№№7, 14, 38, 125, 185).

Стоит отметить совместный фонд скважин, которые эксплуатируются одновременно на нескольких объектах без применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Скважины №№163, 211, 251, 264 одновременно эксплуатируются совместно со II объектом, скважины №№264 и 342 совместно с III объектом.

В добывающем фонде **II объекта** числятся 61 скважин, в том числе 52 скважин находятся в действующем фонде и 4 скважины (№№34, 81а, 130, 144) в бездействии и 5 ед. в простое (№№46, 59, 83, 187, 271). В нагнетательном фонде числятся 12 скважин (№№3, 4, 76, 80, 87, 91, 95, 110, 116, 126, 169, 289). Наблюдательный фонд включает 10 действующих скважин (№№52, 66, 112, 113, 136, 142, 146, 202, 215, 242).

Добывающие скважины №№163, 211, 251, 264 работают одновременно с I объектом, скважины №№44, 171, 174, 222, 223, 264 совместно с III объектом, скважины №№70 и 277 с IV и V объектами. Также в фонде нагнетательных скважин наблюдается одновременная закачка совместно с несколькими объектами, таким образом скважины №№4, 80, 116 работают одновременно с III объектом, а скважина №289 ведет одновременную закачку сразу на III, V, VI объектах.

III объект является одним из основных объектов месторождения, на котором эксплуатируются большая часть всего добывающего фонда. Добывающий фонд включает 69 скважин, из которых в действующем фонде находятся 65 скважин, 3 скважины (№№25, 72, 140) находятся в бездействии и одна скважина №138 в простое. Нагнетательный фонд включает в себя 12 скважин, из них 2 скважины в бездействии (№№116, 183). В наблюдательном фонде расположены 10 скважин (№№21, 54, 66, 102, 105, 118, 129, 161, 198, 300).

Добывающие скважины №№264, 342 работают одновременно с I объектом, скважины №№44, 171, 174, 222, 223, 264 одновременно со II объектом, скважины №№137, 154, 158, 175, 190, 249, 254, 267, 281, 286, 298 с IV объектом, скважины №№72, 154, 274,

293 с V объектом. Нагнетательные скважины №№4, 80, 116 работают одновременно со II объектом, скважина №289 работает сразу со II, V, VI объектами, а скважина №292 совместно с IV и VI.

Разработка **IV объекта** ведется 32 добывающими скважинами, из которых 31 ед. в действующем фонде, одна скважина №26 в бездействии. В нагнетательном фонде находятся 2 действующие скважины (№№196, 292).

Добывающие скважины №70, 277 работают совместно со II объектом, скважины №№137, 154, 158, 175, 190, 249, 254, 267, 281, 286, 298 с III объектом, скважины №№70, 154, 325 с V объектом. Нагнетательная скважина №292 одновременно с III и VI объектами.

V объект насчитывает 25 скважин, в том числе одна скважина в бездействии (№72). Нагнетательный фонд состоит из 2 скважин (№№53, 289), где скважина №53 находится в бездействии. В наблюдательном фонде расположена одна действующая скважина №206.

Добывающая скважина №70 совместно со II объектом, скважины №№72, 154, 274, 293 совместно с III объектом, скважины №№70, 154, 325 совместно с IV объектом, скважины №№117, 139, 241, 252, 295, 331 совместно с VI объектом. В нагнетательном фонде скважина №289 работает одновременно со II, III, VI объектами.

На **VI объекте** расположены 18 добывающих скважин, в том числе 3 скважины (№№15, 270, 280) расположены в бездействии. В нагнетательном фонде расположены две скважины (№№289, 292). В наблюдательном фонде расположены 2 скважины №№121, 122.

Добывающая скважина №15 работает одновременно с I объектом, скважины №№117, 139, 241, 252, 295, 331 с V объектом. Нагнетательная скважина №289 работает совместно со II, III и V объектами, а скважина №292 с III и IV объектами.

VII объект разрабатывается одной добывающей скважиной №282.

Разработка I и VII объектов реализуются на естественном режиме без искусственного ППД. Также стоит отметить, что некоторые скважины, в виде примера скважина №289, ведут закачку одновременно на нескольких объектах без применения системы одновременно-раздельной закачки (ОРЗ). В связи с этим стоит основательно пересмотреть фонд нагнетательных скважин, а также выстроить четкую сетку скважин для поддержания пластового давления.

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2026г

№№ п/п	Фонд	Категория	Объекты							Всего
			I	II	III	IV	V	VI	VII	
			I-a ₃ ; II-a ₂ ; II-a ₂ (1-2пл)	k _{1a} ; k _{1nc} ; III-nc; IV-nc	I ₁ -J ₂ ; I ₂ -J ₂ ; I ₃ -J ₂	I ₄ -J ₂ ; I ₅ -J ₂	II-J ₂ (1-2пл); III-J ₂	IV-J ₂ ; V-J ₂	I-PT; II-PT; III-PT	
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих	22, 35, 49, 51, 60, 65, 73, 74, 77, 86, 99, 107, 148, 163, 170, 179, 186, 193, 201, 203, 211, 214, 226, 229, 235, 251, 264, 342, Н-1	2, 29, 30, 32, 44, 47, 64, 75, 82а, 85, 88, 96, 98, 111, 133, 135, 147, 149, 150, 157, 163, 165, 167, 171, 174, 191, 192, 194, 195, 199, 207, 208, 211, 214, 216, 222, 223, 224, 233, 239, 251, 264, 277, 283, 290, 294, 296, 301, 303, 305, 324, 345	16а, 24, 28, 33, 42, 43, 44, 45, 56, 68, 69, 89, 100, 106, 114, 120, 127, 132, 137, 151, 153, 156, 158, 164, 166, 171, 174, 175, 178, 180, 190, 197, 200, 205, 210, 211, 213, 217, 222, 223, 225, 228, 231, 234, 249, 253, 254, 260, 264, 267, 269, 274, 281, 284, 285, 286, 287, 288, 291, 293, 298, 303, 306, 330, 342	11, 57, 70, 78, 101, 119, 137, 154, 158, 160, 175, 189, 190, 220, 236, 243, 248, 249, 250, 254, 261, 267, 273, 276, 277, 281, 286, 298, 306, 325, 364	70, 117, 139, 154, 159, 182, 237, 238, 241, 244, 247, 250, 252, 265, 268, 274, 278, 279, 293, 295, 297, 325, 331, 363	18, 117, 139, 152, 230, 240, 241, 252, 262, 272, 275, 279, 295, 299, 331	282	179
2		в простое	221, 302	46, 59, 83, 187, 271	138	-	-	-	-	8
3		в бездействии	15, 48, 209	34, 81а, 130, 144	25, 72, 140	26	72	15, 270, 280	-	12
4		Всего	34	61	69	32	25	18	1	199
5	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	в т.ч. действующих	-	3, 4, 76, 80, 87, 91, 95, 110, 126, 169, 289	1, 4, 80, 103, 155, 181, 183, 212, 289, 292	196, 292	289	289, 292	-	19
6		в бездействии	-	116	116, 184	-	53	-	-	3
7		в простое	-	-	-	-	-	-	-	0
8		Всего	0	12	12	2	2	2	0	22
9	Фонд в консервации	добывающих	12а, 40, 63, 141, 172, 173, 204, 218, 219							9
10		нагнетательных	50, 124, 134							3
11		Всего	12							
12	Фонд контрольных скважин	в т.ч. действующих	7, 14, 38, 125, 185	52, 66, 112, 113, 136, 142, 146, 202, 215, 242	21, 54, 66, 102, 105, 118, 129, 161, 198, 300	-	206	121, 122	-	28
13		Всего	5	10	10	0	1	2	0	28
14	Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам	5, 13, 19, 20, 23, 27, 31, 36, 37, 39, 41, 55, 61, 67, 79, 90, 92, 93, 94, 97, 104, 108, 109, 115, 123, 128, 131, 143, 145, 162, 168, 176, 177, 188, 227, 255, 256, 263, 62а, В-1, В-10, В-2, В-2000, В-2002, В-3, В-4, В-53а, В-6, В-7, В-8, П-4, П-5, П-6, Р-8, Р-9							55
15		по техническим причинам	12, 16, 17, 58, 62, 71, 82, 84							8
16		Всего	63							
17	Итого пробуренный фонд		324							

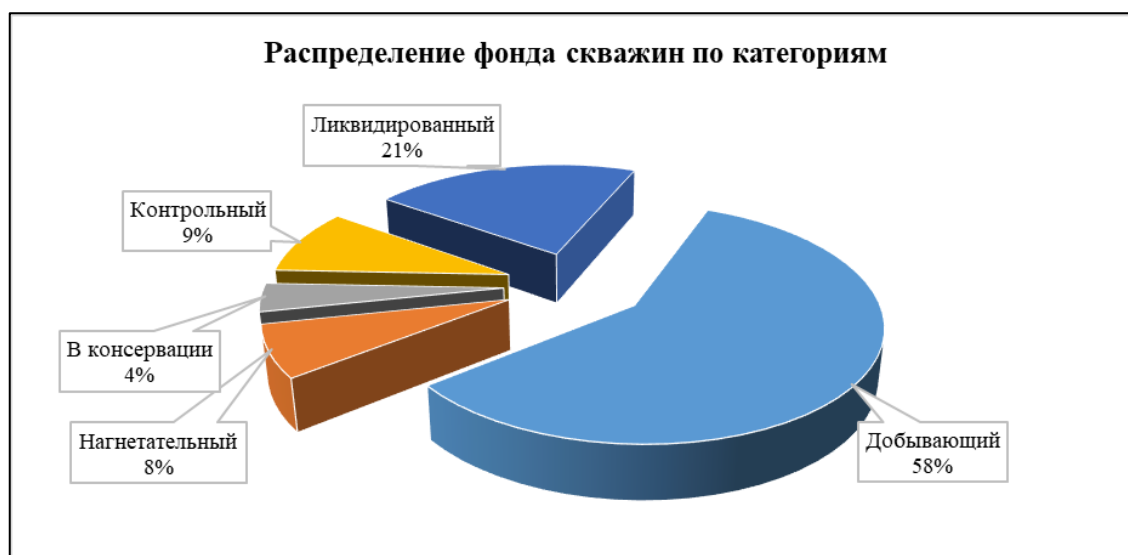


Рис. 3.2.1 – Характеристика фонда скважин в целом по месторождению на 01.01.2026г

Таблица 3.2.2 – Показатели эксплуатации новых скважин, пробуренных с начала реализации проектного документа

Скважина	Дата ввода	Объект		Дебит нефти, т/сут		Обводненность, %	
		нач.	тек.	нач.	тек.	нач.	тек.
302	01.09.2018	I	I	0,3	Простой	83,2	Простой
303	01.06.2018	III	II	6,5	0,2	66,2	78,8
			III		0,1		81,6
324	01.03.2019	II	II	37,0	5,8	33,0	88,5
325	01.04.2019	VI	IV	13,1	0,1	31,4	95,8
			V		0,04		94,4
330	01.11.2024	III	III	4,2	3,3	14,8	67,0
331	01.11.2024	V	V	5,0	1,7	2,9	90,0
		VI	VI	3,4	1,2	2,0	85,7
342	01.04.2020	I	I	2,9	0,5	11,3	25,0
345	01.04.2020	II	II	5,9	0,4	34,3	47,8
363	01.06.2025	V	V	1,2	1,5	9,6	32,3
364	01.04.2025	IV	IV	4,5	1,7	8,2	80,9
H-1	01.09.2020	I	I	1,9	0,9	61,8	63,6

Текущие дебиты новых скважин находятся на отметке ниже начального. На 01.01.2026г скважины №№302, 303, 325, 330, 331, 342, 345, 363, 364 и H-1 имеют дебит нефти от 0,1 т/сут до 3,3 т/сут. Скважина №324 имеет наибольшее значение – 5,8 т/сут.

Текущие обводненности скважин находятся на отметке выше начальных (в среднем наблюдается повышение в 2,5 раза). Обводненность по скважинам находится на отметке выше 60% за исключением скважин №№342, 345 и 363.

Также анализ показателей эксплуатации скважин позволил условно распределить добывающие скважины месторождения по дебитам нефти и обводненности на несколько групп.

В 2025г эксплуатация на I объекте велась в основном за счет скважин с дебитами нефти до 1 т/сут, куда относятся скважины №№49, 51, 60, 73, 148, 170, 226. Максимальное значение дебита отмечено по скважине №60 - 4,6 т/сут, минимальное по скважине №251 где он составил 0,0004 т/сут. Среднегодовой дебит нефти по объекту составил 1,4 т/сут. По показателю

обводненности наблюдается концентрация эксплуатационного фонда в группе с интервалом от 50 до 80% (скважины №№35, 51, 73, 77, 163, 170, 179, 186, 201, 226, 229, 235, Н-1). Наибольший уровень обводненности продукции установлен в скважине №251 (99,98%), а наименьший в скважине №148 (7,4%). В среднем по объекту обводненность продукции достигла отметки 84%, что свидетельствует о высоком содержании воды в извлекаемой продукции.

Для объекта необходимо проведение водоизоляционных работ с целью борьбы с высокими значениями обводненности.

На рисунках 3.2.2-3.2.3 представлены динамики распределения дебита нефти и обводненности действующего фонда скважин I объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.

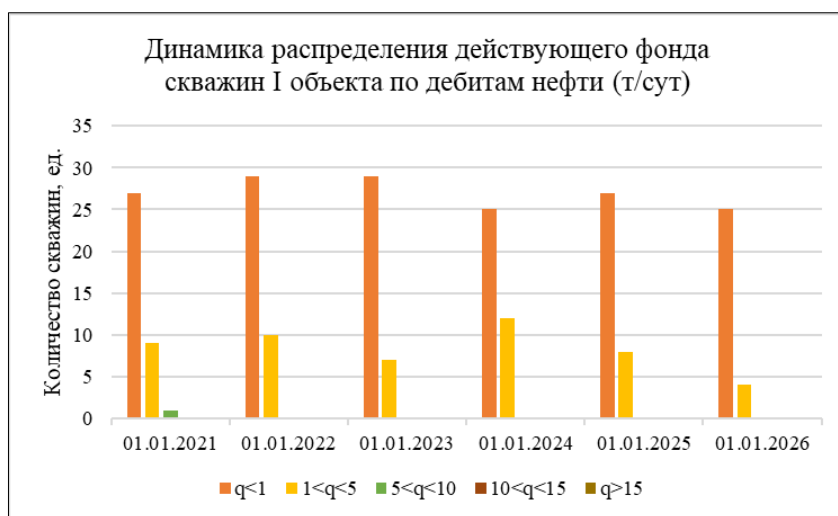


Рис. 3.2.2 – Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин I объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.

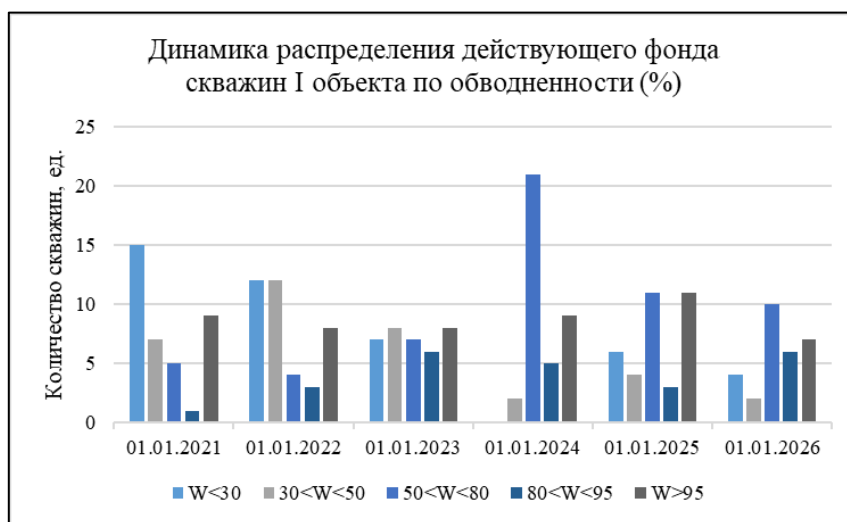


Рис. 3.2.3 – Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин I объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.

На дату отчета эксплуатация на II объекте велась в основном за счет скважин с дебитами нефти до 1 т/сут, куда относятся скважины №№2, 30, 32, 85, 88, 96, 135, 149, 150, 157, 165, 167, 191, 192, 194, 199, 207, 222, 233, 251, 305, 324. Максимальное значение дебита отмечено по скважине №165 - 9,1 т/сут, минимальное по скважине №277, где он составил 0,003 т/сут.

Среднегодовой дебит нефти по объекту составил 2,4 т/сут. По показателю обводненности наблюдается концентрация эксплуатационного фонда в группе с интервалом от 95% (скважины №№32, 64, 75, 111, 133, 135, 171, 191, 192, 195, 207, 208, 216, 223, 224, 239, 271, 277, 283, 290, 294, 296). Наибольший уровень обводненности продукции установлен в скважине №290 (99,3%), а наименьший в скважине №199 (11,2%). В среднем по объекту обводненность продукции достигла отметки 91,3%, что свидетельствует о высоком содержании воды в извлекаемой продукции.

Похожая ситуация наблюдалась и на I объекте разработки, соответственно характер решения данного вопроса остается актуальным и для данного объекта. На представленный объект приходится относительно наибольшее количество высоко обводнённых скважин (80-95%), количество которых на дату отчета составило 20 ед. или 35% от общего фонда добывающих скважин, а с обводненностью свыше 95% работают 21 скважины или 37% от общего фонда добывающих скважин.

На рисунках 3.2.4-3.2.5 представлены динамики распределения дебита нефти и обводненности действующего фонда скважин II объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.

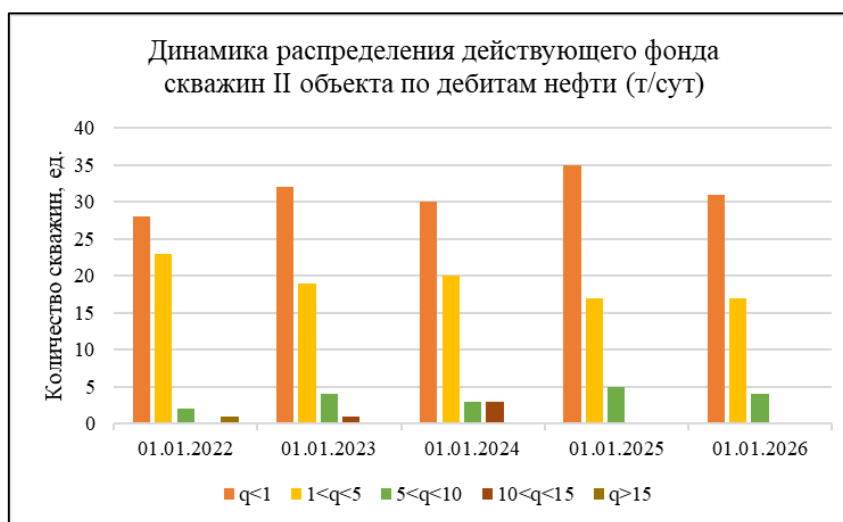


Рис. 3.2.4 – Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин II объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг

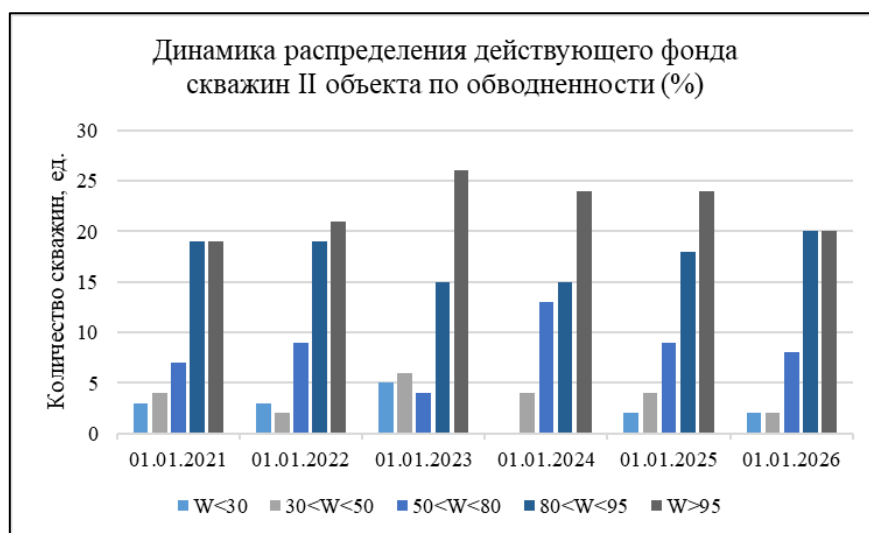


Рис. 3.2.5 – Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин II объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг

В 2025г эксплуатация на III объекте велась в основном за счет скважин с дебитами нефти до 1 т/сут, куда относятся скважины №№2, 24, 28, 42, 43, 44, 45, 68, 69, 106, 114, 151, 154, 156, 164, 180, 197, 205, 210, 213, 217, 225, 231, 234, 249, 267, 281, 288, 293, 330, 16а. Максимальное значение дебита отмечено по скважине №234 - 11,4 т/сут, минимальное по скважине №190 где он составил 0,005 т/сут. Среднегодовой дебит нефти по объекту составил 2,2 т/сут. По показателю обводненности наблюдается концентрация эксплуатационного фонда в группе с интервалом от 80 до 95% (скважины №№2, 24, 28, 42, 43, 45, 68, 69, 89, 100, 151, 164, 174, 175, 180, 190, 213, 217, 222, 231, 254, 260, 274, 284, 285, 287, 303). Наибольший уровень обводненности продукции установлен в скважине №158 (99,3%), а наименьший в скважине №154 (11,7%). В среднем по объекту обводненность продукции достигла отметки 86,4%, что свидетельствует о высоком содержании воды в извлекаемой продукции.

На рисунках 3.2.6-3.2.7 представлены динамики распределения дебита нефти и обводненности действующего фонда скважин III объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.



Рис. 3.2.6 – Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин III объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг

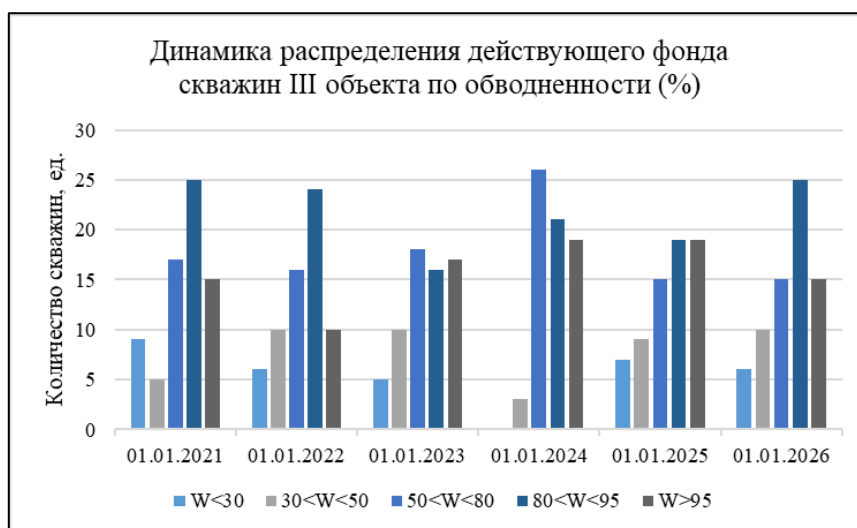


Рис. 3.2.7 – Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин III объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг

В 2025г эксплуатация на IV объекте велась в основном за счет скважин с дебитами нефти до 1 т/сут, куда относятся скважины №№11, 70, 101, 119, 137, 154, 160, 189, 243, 248, 250, 273, 281, 364. Максимальное значение дебита отмечено по скважине №11 - 4,6 т/сут, минимальное по скважине №277 где он составил 0,006 т/сут. Среднегодовой дебит нефти по объекту составил 1,7 т/сут. По показателю обводненности наблюдается концентрация эксплуатационного фонда в группе с интервалом от 80 до 95% (скважины №№11, 175, 190, 220, 243, 248, 254, 260, 273, 286, 364). Наибольший уровень обводненности продукции установлен в скважине №250 (100%), а наименьший в скважине №250 (2,1%). В среднем по объекту обводненность продукции достигла отметки 86,4%, что свидетельствует о высоком содержании воды в извлекаемой продукции.

На рисунках 3.2.8-3.2.9 представлены динамики распределения дебита нефти и обводненности действующего фонда скважин IV объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.

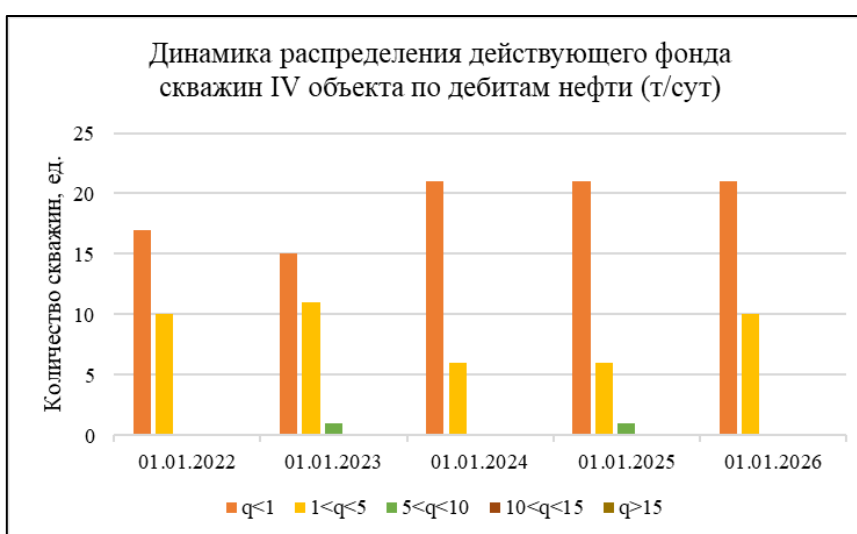


Рис. 3.2.8 – Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин IV объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг

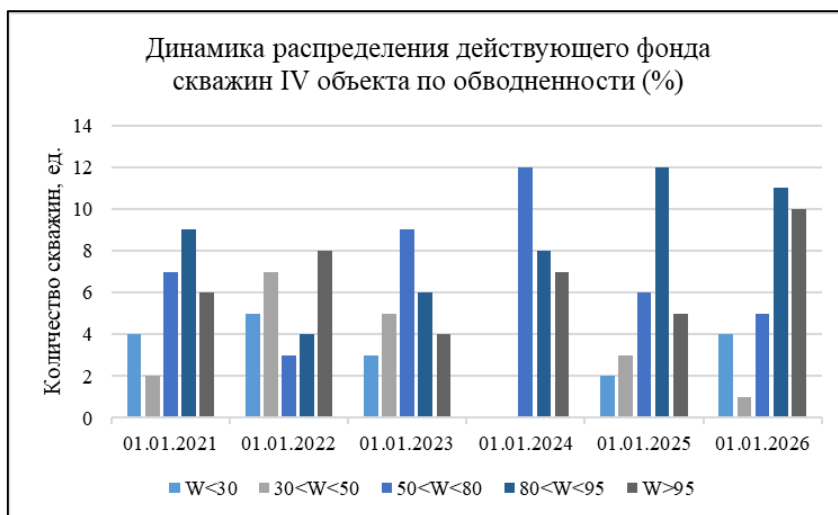


Рис. 3.2.9 – Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин IV объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг

В 2025г эксплуатация на V объекте велась в основном за счет скважин с дебитами нефти до 1 т/сут, куда относятся скважины №№182, 237, 238, 244, 247, 252, 265, 268, 331, 363. Максимальное значение дебита отмечено по скважине №268 - 9,1 т/сут, минимальное по скважине №274 где он составил 0,01 т/сут. Среднегодовой дебит нефти по объекту составил 1,9 т/сут. По показателю обводненности наблюдается концентрация эксплуатационного фонда в группе с интервалом от 80 до 95% (скважины №№117, 237, 244, 252, 265, 274, 279, 295, 297, 325, 331). Наибольший уровень обводненности продукции установлен в скважине №250 (100%), а наименьший в скважине №278 (13,4%). В среднем по объекту обводненность продукции достигла отметки 86,9%, что свидетельствует о высоком содержании воды в извлекаемой продукции.

На рисунках 3.2.10-3.2.11 представлены динамики распределения дебита нефти и обводненности действующего фонда скважин V объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.

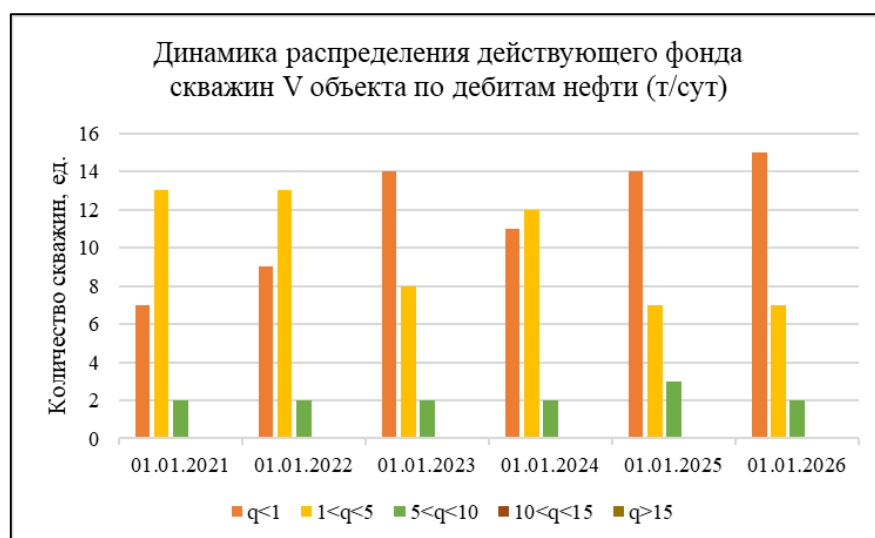


Рис. 3.2.10 – Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин V объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг

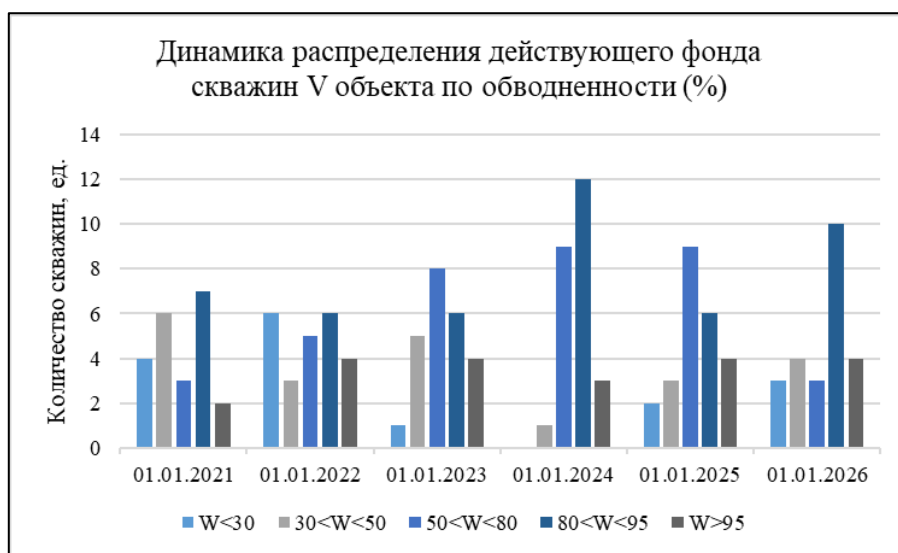


Рис. 3.2.11 – Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин V объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг

В 2025г эксплуатация на VI объекте велась в основном за счет скважин с дебитами нефти до 1 т/сут, куда относятся скважины №№18, 152, 241, 252, 262, 272, 295, 299, 331. Максимальное значение дебита отмечено по скважине №262 - 3,6 т/сут, минимальное по скважине №139 где он составил 0,04 т/сут. Среднегодовой дебит нефти по объекту составил 2,7 т/сут. По показателю обводненности наблюдается концентрация эксплуатационного фонда в группе с интервалом от 80 до 95% (скважины №№117, 139, 152, 252, 262, 272, 275, 295, 299, 331). Наибольший уровень обводненности продукции установлен в скважине №230 (98,7%), а наименьший в скважине №241 (33,8%). В среднем по объекту обводненность продукции достигла отметки 88,8%, что свидетельствует о высоком содержании воды в извлекаемой продукции.

На рисунках 3.2.12-3.2.13 представлены динамики распределения дебита нефти и обводненности действующего фонда скважин VI объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг.

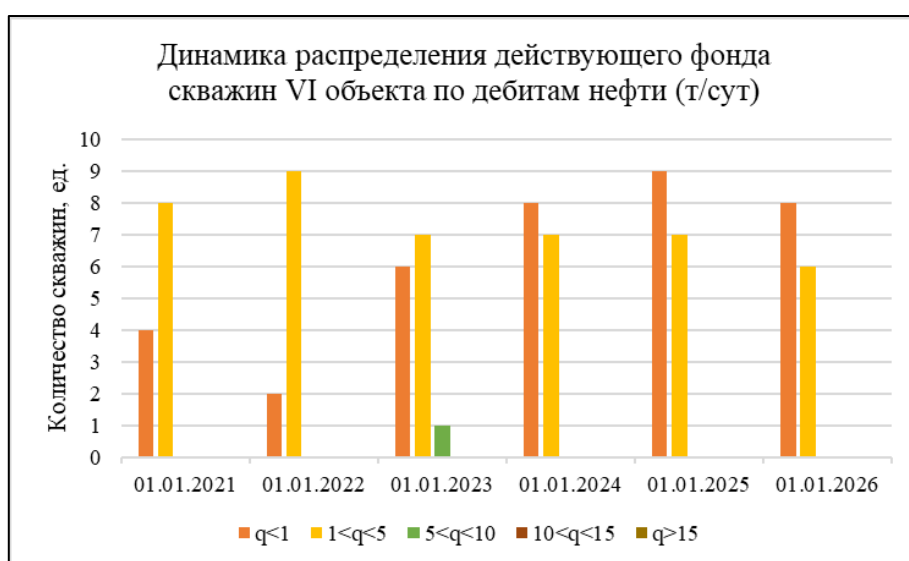


Рис. 3.2.12 – Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин VI объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг

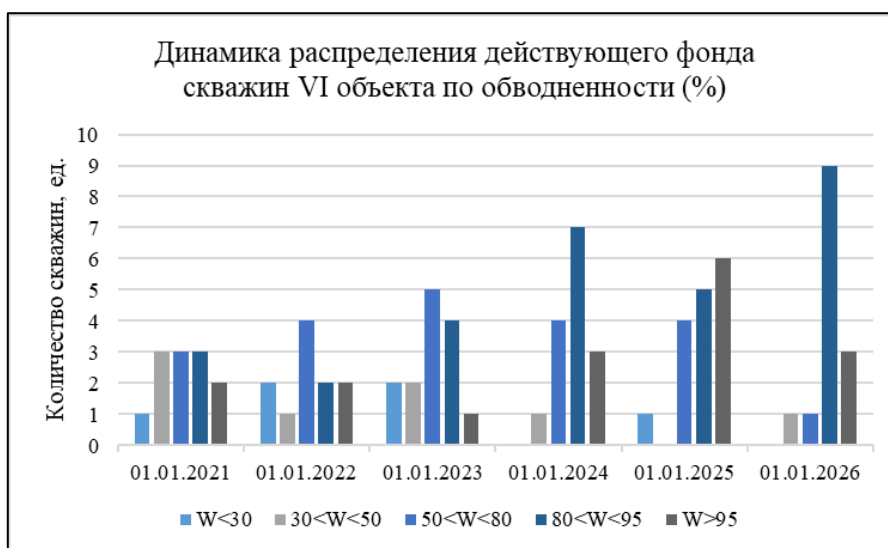


Рис. 3.2.13 – Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин VI объекта за период 01.01.2021-01.01.2026гг

В связи с тем, что на VII объекте расположена одна единственная скважина №282, динамика распределения обводненности не приводится. Так по данной скважине среднегодовые значения по дебиту нефти и обводненности на дату отчета составляют 0,2 т/сут и 96,2% соответственно.

Объект характеризуется наименьшими запасами нефти. Текущая выработка от НИЗ достигла отметки 79,1%. Есть необходимость продолжить разработку данного объекта путем перевода скважин с других объектов разработки.

В таблицах 3.2.4-3.2.5 представлено распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности продукции по объектам.

Вывод:

На месторождении стоит острая проблема с ростом обводненности скважин на фоне уменьшения добычи нефти, что характерно для 4 стадии разработки. В целом по месторождению скважины работают с высоким содержанием воды в продукции, что также объясняется высокими значения выработки от НИЗ. Для точного определения характера обводнения скважин рекомендуется по всем скважинам с высокими значениями обводненности провести ГИС PLT, по результатам которых в дальнейшем провести РИР. Эффективным решением будет рассмотрение переводов скважин на вышележащие горизонты, еще не охваченные выработкой.

На дату отчета 30 добывающих и 6 нагнетательных скважин расположены, а также эксплуатируются одновременно на нескольких объектах разработки без применения технологии ОРЭ. Данное обстоятельство также негативно влияет на эффективность работ эксплуатационных скважин и ведение учета добычи и закачки по отдельным объектам. Недропользователю необходимо в дальнейшем учесть данный факт и вести разработку постепенно, путем переводов скважин между объектами после отработки запасов продуктивных горизонтов одного объекта, в противном случае необходимо внедрить технологию ОРЭ.

Таблица 3.2.3 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти

Объект	Фонд	Средний тек. дебит нефти, т/сут	Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут									
			q<1		1<q<5		5<q<10		10<q<15		q>15	
			Кол- во	%	Кол- во	%	Кол- во	%	Кол- во	%	Кол- во	%
01.01.2021												
I	37	1,5	27	73	9	24	1	3	0	0	0	0
II	52	2,2	32	62	14	27	6	12	0	0	0	0
III	71	2,3	33	46	36	51	2	3	0	0	0	0
IV	28	2,2	15	54	11	39	2	7	0	0	0	0
V	22	2,4	7	32	13	59	2	9	0	0	0	0
VI	12	3,2	4	33	8	67	0	0	0	0	0	0
VII	1	0,7	1	100	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2022												
I	39	1,5	29	74	10	26	0	0	0	0	0	0
II	54	2,3	28	52	23	43	2	4	0	0	1	2
III	66	2,4	36	55	26	39	4	6	0	0	0	0
IV	27	2,1	17	63	10	37	0	0	0	0	0	0
V	24	2,6	9	38	13	54	2	8	0	0	0	0
VI	11	3,5	2	18	9	82	0	0	0	0	0	0
VII	1	0,3	1	100	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2023												
I	36	1,6	29	81	7	19	0	0	0	0	0	0
II	56	2,6	32	57	19	34	4	7	1	2	0	0
III	66	2,4	35	53	29	44	2	3	0	0	0	0
IV	27	1,8	15	56	11	41	1	4	0	0	0	0
V	24	2,1	14	58	8	33	2	8	0	0	0	0
VI	14	3,6	6	43	7	50	1	7	0	0	0	0
VII	1	0,3	1	100	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2024												
I	37	1,6	25	68	12	32	0	0	0	0	0	0
II	56	2,5	30	54	20	36	3	5	3	5	0	0
III	69	2,2	40	58	28	41	1	1	0	0	0	0
IV	27	1,7	21	78	6	22	0	0	0	0	0	0
V	25	2,1	11	44	12	48	2	8	0	0	0	0
VI	15	3,2	8	53	7	47	0	0	0	0	0	0
VII	1	0,3	1	100	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2025												
I	35	1,8	27	77	8	23	0	0	0	0	0	0
II	57	2,6	35	61	17	30	5	9	0	0	0	0
III	69	2,0	46	67	23	33	0	0	0	0	0	0
IV	28	1,7	21	75	6	21	1	4	0	0	0	0
V	24	2,2	14	58	7	29	3	13	0	0	0	0
VI	16	2,7	9	56	7	44	0	0	0	0	0	0
VII	1	0,4	1	100	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2026												
I	31	1,4	25	81	4	13	0	0	0	0	0	0
II	57	2,4	31	54	17	30	4	7	0	0	0	0
III	66	2,2	44	67	25	38	1	2	1	2	0	0
IV	31	1,7	21	68	10	32	0	0	0	0	0	0
V	25	1,9	15	60	7	28	2	8	0	0	0	0
VI	15	2,7	8	53	6	40	0	0	0	0	0	0
VII	1	0,2	1	100	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 3.2.4 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности продукции

Объект	Фонд	Средняя тек. обводненность, %	Диапазон изменения обводненности, %									
			W<30		30<W<50		50<W<80		80<W<95		W>95	
			Кол- во	%	Кол- во	%	Кол- во	%	Кол- во	%	Кол- во	%
01.01.2021												
I	37	84,7	15	41	7	19	5	14	1	3	9	24
II	52	90,4	3	6	4	8	7	13	19	37	19	37
III	71	85,5	9	13	5	7	17	24	25	35	15	21
IV	28	84,5	4	14	2	7	7	25	9	32	6	21
V	22	79,9	4	18	6	27	3	14	7	32	2	9
VI	12	80,1	1	8	3	25	3	25	3	25	2	17
VII	1	96,3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	100
01.01.2022												
I	39	83,4	12	31	12	31	4	10	3	8	8	21
II	54	90,8	3	6	2	4	9	17	19	35	21	39
III	66	86,5	6	9	10	15	16	24	24	36	10	15
IV	27	83,8	5	19	7	26	3	11	4	15	8	30
V	25	77,1	6	25	3	13	5	21	6	25	4	17
VI	10	79,3	2	18	1	9	4	36	2	18	2	18
VII	1	96,8	0	0	0	0	0	0	1	100	0	0
01.01.2023												
I	37	83,0	7	19	8	22	7	19	6	17	8	22
II	56	89,8	5	9	6	11	4	7	15	27	26	46
III	66	88,9	5	8	10	15	18	27	16	24	17	26
IV	27	85,3	3	11	5	19	9	33	6	22	4	15
V	25	81,1	1	4	5	21	8	33	6	25	4	17
VI	14	78,2	2	14	2	14	5	36	4	29	1	7
VII	1	98,2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	100
01.01.2024												
I	37	82,4	0	0	2	5	21	57	5	14	9	24
II	56	90,2	0	0	4	7	13	23	15	27	24	43
III	69	88,1	0	0	3	4	26	38	21	30	19	28
IV	27	84,5	0	0	0	0	12	44	8	30	7	26
V	25	81,4	0	0	1	4	9	36	12	48	3	12
VI	15	82,2	0	0	1	7	4	27	7	47	3	20
VII	1	97,2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	100
01.01.2025												
I	35	85,1	6	17	4	11	11	31	3	9	11	31
II	59	89,2	2	4	4	7	9	16	18	32	24	42
III	70	88,5	7	10	9	13	15	22	19	28	19	28
IV	29	82,9	2	7	3	11	6	21	12	43	5	18
V	24	81,5	2	8	3	13	9	38	6	25	4	17
VI	16	86,2	1	6	0	0	4	25	5	31	6	38
VII	1	96,9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	100
01.01.2026												
I	31	84,0	4	13	2	6	10	32	6	19	7	23
II	57	91,3	2	4	2	4	8	14	20	35	20	35
III	66	86,4	6	9	10	15	15	23	25	38	15	23
IV	31	86,4	4	13	1	3	5	16	11	35	10	32
V	25	86,9	3	12	4	16	3	12	10	40	4	16
VI	15	88,8	0	0	1	7	1	7	9	60	3	20
VII	1	96,2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	100

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Разработка на месторождении ведется согласно действующему проектному документу «Проект разработки...» 2018г, в котором к реализации был принят 2 вариант разработки, с вводом новых скважин из бурения.

Для анализа расхождения фактических данных, от проектных значений, проведено сравнение основных показателей разработки за анализируемый период (2021-01.01.2026гг) по объектам разработки и в целом по месторождению, результаты которых представлены в таблицах 3.2.5-3.2.12.

I объект

В 2021г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин превышает проект на 7 ед. и составил 42 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 9,6 тыс.т (-36,1%), которая составила 16,9 тыс.т. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 83,4%, что превышает проектное значение на 12,4%.

В 2022г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин соответствует проекту и составил 36 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 11,2 тыс.т (-43,3%), которая составила 14,7 тыс.т. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 85,4%, что превышает проектное значение на 13,3%. Отставание по добыче нефти связано с низким значением по дебиту нефти, который на представленный год составил 1,6 т/сут против проектного 2,1 т/сут (-22,9%). Также стоит отметить, что, согласно проекту, была предусмотрена ППД в 3 скважинах, однако закачка воды не дало положительного эффекта и была прекращена в 2021г.

В 2023г было предусмотрено бурение одной добывающей скважины, что фактически не было выполнено, в связи с этим фонд добывающих скважин отстает от проекта на 1 ед. и составил 37 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 10,4 тыс.т (-40,6%), которая составила 15,1 тыс.т. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 85%, что превышает проектное значение на 11,3%. Дебит нефти также находится на отметке 1,6 т/сут, что на 18,8% ниже проекта. Можно предположить, что значительная разница по уровню добычи и дебиту нефти обусловлена отсутствием эффективной системы ППД. В рамках рекомендуемого варианта предусматривалась поддержка пластового давления с последующим выравниванием дебитов нефти, что фактически не было реализовано. Также стоит отметить, что планируемое бурение также не было реализовано, что способствует снижению показателей по добыче.

В 2024г было предусмотрено бурение одной добывающей скважины, что также фактически не было выполнено. Фонд добывающих скважин отстает от проекта на 5 ед. и составил 35 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 10,3 тыс.т (-39,3%),

которая составила 15,9 тыс.т. Данный факт можно обосновать фактическим выбытием добывающих скважин и разницей в фонде. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 87%, что превышает проектное значение на 12,6%.

В 2025г было предусмотрено бурение одной добывающей скважины, что фактически не было выполнено. Фонд добывающих скважин отстает от проекта на 8 ед. и составил 34 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 14,1 тыс.т (-54,6%), которая составила 11,8 тыс.т. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 84%, что выше проектного значения, но в пределах допустимых значений.

II объект

В 2021г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин отстает от проекта на 1 ед. и составил 57 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 17,4 тыс.т (-29,5%), которая составила 41,4 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 12 ед., что превышает проект на 1 ед. Годовая закачка воды выше проектной и составила 338,7 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 90,8%, что на уровне проектного значения.

В 2022г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин отстает от проекта на 1 ед. и составил 56 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 13,2 тыс.т (-23,3%), которая составила 43,3 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 10 ед., что отстает от проекта на 1 ед. Годовая закачка воды выше проектной и составила 341,8 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 90,7%, что на уровне проектного значения. Отставание по добыче нефти объясняется меньшим фондом скважин, а также частым отключением добывающего фонда в простой или в бездействие, в связи с чем коэффициент эксплуатации составил 0,86 доли ед. против проектного 0,95 доли ед.

В 2023г было предусмотрено бурение одной добывающей скважины, что фактически не было выполнено. Фонд добывающих скважин отстает от проекта на 2 ед. и составил 56 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 10,1 тыс.т (-18,2%), которая составила 45,5 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 10 ед., что отстает от проекта на 1 ед. Годовая закачка воды выше проектной и составила 393,1 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 91% , что на уровне проектного значения. Несмотря на то, что дебит нефти (2,5 т/сут) находится на уровне проектного значения, добыча нефти также отстает от проекта, что является аналогичной проблемой сопоставимая с прошлым годом.

В 2024г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин соответствует проекту и составил 59 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 9,3 тыс.т (-16,6%), которая составила 46,7 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 11 ед., что на уровне проекта. Годовая закачка воды выше проектной и составила 459,7 тыс.м³. Обводненность

продукции добывающих скважин находится на отметке 90,3%, что ниже проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В 2025г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин соответствует проекту и составил 59 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 14,6 тыс.т (-27,2%), которая составила 39 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 12 ед., что отстает от проекта на 1 ед. Годовая закачка воды выше проектной и составила 516 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 91,3% , что на уровне проектного значения.

III объект

В 2021г было предусмотрено бурение одной добывающей скважины, что фактически не было выполнено. Фонд добывающих скважин отстает от проекта на 5 ед. и составил 68 ед. Наблюдается небольшое отставание годовой добычи нефти от проекта на 2,1 тыс.т, которая составила 56,4 тыс.т, что в пределах допустимых значений. Фонд нагнетательных скважин составил 17 ед., что превышает проект на 7 ед. При этом годовая закачка воды ниже проектной и составила 359,4 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 86,5%, что ниже проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В 2022г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин отстает от проекта на 5 ед. и составил 66 ед. Наблюдается небольшое отставание годовой добычи нефти от проекта на 0,9 тыс.т, которая составила 53,9 тыс.т, что в пределах допустимых значений. Фонд нагнетательных скважин составил 13 ед., что превышает проект на 3 ед. При этом годовая закачка воды ниже проектной и составила 390,9 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 90%, что выше проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В 2023г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин отстает от проекта на 1 ед. и составил 69 ед. Наблюдается небольшое отставание годовой добычи нефти от проекта на 0,4 тыс.т, которая составила 50,6 тыс.т, что в пределах допустимых значений. Фонд нагнетательных скважин составил 12 ед., что превышает проект на 2 ед. При этом годовая закачка воды ниже проектной и составила 388,7 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 89,4% , что на уровне проектного значения.

В 2024г бурение не было предусмотрено, однако фактически была пробурена одна скважина. Таким образом, фонд добывающих скважин превышает проект на 1 ед. и составил 69 ед. Годовая добыча нефти находится на уровне проектных значений и составила 48,7 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 12 ед., что превышает проект на 2 ед. При этом годовая закачка воды ниже проектной и составила 312,4 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 89,7% , что на уровне проектного значения.

В 2025г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин превышает проект

на 4 ед. и составил 69 ед. Годовая добыча нефти находится на уровне проектных значений и составила 47,8 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 11 ед., что превышает проект на 1 ед. При этом годовая закачка воды ниже проектной и составила 327,8 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 86,4% , что ниже проектного значения, но в пределах допустимых значений.

IV объект

В 2021г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин превышает проект на 9 ед. и составил 28 ед. Годовая добыча нефти превышает проектную на 5,2 тыс.т (36,2%) , которая составила 19,5 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 3 ед., что на уровне проекта. Годовая закачка воды выше проектной и составила 115,7 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 83,8%, что на уровне проектного значения.

В 2022г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин превышает проект на 9 ед. и составил 27 ед. В связи с этим годовая добыча нефти превышает проектную на 3,5 тыс.т (26,7%), которая составила 16,6 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 3 ед., что на уровне проекта. Годовая закачка воды выше проектной и составила 124,1 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 87,2%, что выше проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В 2023г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин превышает проект на 10 ед. и составил 27 ед. Годовая добыча нефти превышает проектную на 3,7 тыс.т (29,1%), которая составила 16,4 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 4 ед., что превышает проект на 1 ед. Годовая закачка воды выше проектной и составила 103,9 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 86,6%, что выше проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В 2024г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин превышает проект на 11 ед. и составил 28 ед. Годовая добыча нефти превышает проектную на 4,2 тыс.т (34,1%), которая составила 16,4 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 5 ед., что превышает проект на 2 ед. Годовая закачка воды выше проектной и составила 118,5 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 85,4%, что на уровне проектного значения.

В 2025г бурение не было предусмотрено, однако фактически была пробурена одна скважина. Таким образом, фонд добывающих скважин превышает проект на 17 ед. и составил 32 ед. Годовая добыча нефти превышает проектную на 5 тыс.т (43,8%) , которая составила 16,5 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 3 ед., что на уровне проекта. При этом годовая закачка воды ниже проектной и составила 44,5 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих

скважин находится на отметке 86,4% , что на уровне проектного значения.

V объект

В 2021г было предусмотрено бурение 2 добывающих скважин, что фактически не было выполнено. Фонд добывающих скважин соответствует проекту и составил 25 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 4,5 тыс.т (-19,1%), которая составила 19,1 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 3 ед., что на уровне проекта. При этом годовая закачка воды ниже проектной и составила 66,4 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 77,1%, что ниже проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В 2022г было предусмотрено бурение 3 добывающих скважин, что фактически не было выполнено. Фонд добывающих скважин отстает от проекта на 4 ед. и составил 24 ед. В связи с этим наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 7,8 тыс.т (-32,5%), которая составила 16,3 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 2 ед., что отстает от проекта на 1 ед. Годовая закачка воды ниже проектной и составила 76,8 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 84,1%, что на уровне проектного значения.

В 2023г было предусмотрено бурение одной добывающей скважины, что фактически не было выполнено. Фонд добывающих скважин отстает от проекта на 3 ед. и составил 25 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 6,3 тыс.т (-26,4%), которая составила 17,5 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 2 ед., что отстает от проекта на 1 ед. Годовая закачка воды ниже проектной и составила 47,9 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 84,3%, что на уровне проектного значения.

В 2024г бурение не было предусмотрено, однако фактически была пробурена одна скважина. Таким образом, фонд добывающих скважин отстает от проекта на 3 ед. и составил 24 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 5,3 тыс.т (-23,4%), которая составила 17,3 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 2 ед., что отстает от проекта на 1 ед. Годовая закачка воды ниже проектной и составила 43 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 84,4%, что на уровне проектного значения.

В 2025г бурение не было предусмотрено, однако фактически была пробурена одна скважина. Таким образом, фонд добывающих скважин соответствует проекту и составил 26 ед. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 5,5 тыс.т (-25,9%), которая составила 15,7 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 2 ед., что отстает от проекта на 1 ед. При этом годовая закачка воды ниже проектной и составила 21,5 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 86,9% , что выше проектного значения, но в пределах допустимых значений.

VI объект

В 2021г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин соответствует

проекту и составил 12 ед. Наблюдается небольшое отставание годовой добычи нефти от проекта на 0,7 тыс.т, которая составила 13,7 тыс.т, что в пределах допустимых значений. Фонд нагнетательных скважин составил 2 ед., что превышает проект на 2 ед. Годовая закачка воды выше проектной и составила 19,6 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 79,3%, что ниже проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В 2022г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин превышает проект на 2 ед. и составил 14 ед. Годовая добыча нефти находится на уровне проектных значений и составила 13,8 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 2 ед., что превышает проект на 2 ед. Годовая закачка воды выше проектной и составила 8,9 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 82,1%, что ниже проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В 2023г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин превышает проект на 3 ед. и составил 15 ед. Годовая добыча нефти превышает проектную на 2,2 тыс.т (17,3%), которая составила 14,7 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 2 ед., что превышает проект на 2 ед. Годовая закачка воды выше проектной и составила 7,3 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 84,9% , что на уровне проектного значения.

В 2024г бурение не было предусмотрено. Фонд добывающих скважин превышает проект на 3 ед. и составил 16 ед. Годовая добыча нефти находится на уровне проектных значений и составила 13,5 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 2 ед., что превышает проект на 2 ед. Годовая закачка воды выше проектной и составила 7,5 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 87,9%, что выше проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В 2025г бурение не было предусмотрено. В фонде изменений не наблюдается. Годовая добыча нефти находится на уровне проектных значений и составила 14 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составил 2 ед., что превышает проект на 2 ед. Годовая закачка воды выше проектной и составила 26 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 88,8% , что выше проектного значения, но в пределах допустимых значений.

VII объект

В 2021г в фонде изменений не наблюдается. Наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 0,5 тыс.т (-81,8%), которая составила 0,1 тыс.т. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 96,8%, что выше проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В 2022г наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 0,5 тыс.т (-88,2%),

которая составила 0,1 тыс.т. Объект разрабатывается одной добывающей скважиной №282, хотя, согласно проекту, предусматривалась эксплуатация объекта двумя скважинами. Обводненность продукции находится на отметке 98,3%, что выше проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В 2023г наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 0,4 тыс.т (-79%), которая составила 0,1 тыс.т. Обводненность продукции находится на отметке 97,2%, что выше проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В 2024г наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 0,4 тыс.т (-72,2%), которая составила 0,1 тыс.т. Обводненность продукции находится на отметке 97%, что выше проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В 2025г наблюдается отставание годовой добычи нефти от проекта на 1,1 тыс.т (-95,5%), которая составила 0,05 тыс.т. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 96,2%, что выше проектного значения, но в пределах допустимых значений.

В целом по месторождению

В 2021г было предусмотрено бурение 3 добывающих скважин, что фактически не было выполнено. Фонд добывающих скважин превышает проект на 5 ед. и составил 201 ед. Наблюдается небольшое отставание годовой добычи нефти от проекта на 29 тыс.т, которая составила 167,1 тыс.т, что в пределах допустимых значений. Фонд нагнетательных скважин составил 28 ед., что превышает проект на 3 ед. При этом годовая закачка воды ниже проектной и составила 920 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 86,6%, что на уровне проектного значения.

В 2022г было предусмотрено бурение 3 добывающих скважин, что фактически не было выполнено. Фонд добывающих скважин отстает от проекта на 2 ед. и составил 194 ед. Наблюдается небольшое отставание годовой добычи нефти от проекта на 29,6 тыс.т, которая составила 158,6 тыс.т, что в пределах допустимых значений. Фонд нагнетательных скважин составил 22 ед., что отстает от проекта на 3 ед. Годовая закачка воды ниже проектной и составила 942,4 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 88,8%, что выше проектного значения, но в пределах допустимых значений. Небольшое отставание по добыче нефти связано с отставанием по фонду добывающих скважин, а также не подтверждением дебита нефти, который в среднем за год составил 2,3 т/сут, против проектного 2,8 т/сут.

В 2023г было предусмотрено бурение 3 добывающих скважин, что также фактически не было выполнено. Фонд добывающих скважин отстает от проекта на 3 ед. и составил 194 ед. Наблюдается небольшое отставание годовой добычи нефти от проекта на 21,8 тыс.т, которая составила 159,9 тыс.т, что в пределах допустимых значений. Фонд нагнетательных скважин

составил 22 ед., что отстает от проекта на 3 ед. Годовая закачка воды ниже проектной и составила 941 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 88,7%, что на уровне проектного значения. Причина расхождения проектных и фактических показателей по добыче нефти аналогично прошлому году.

В 2024г было предусмотрено бурение одной добывающей скважины, но фактически было пробурено 2 скважины, но тем не менее фонд добывающих скважин отстает от проекта на 4 ед. и составил 194 ед. Наблюдается небольшое отставание годовой добычи нефти от проекта на 19 тыс.т, которая составила 158,7 тыс.т, что в пределах допустимых значений. Фонд нагнетательных скважин составил 21 ед., что отстает от проекта на 5 ед. Годовая закачка воды ниже проектной и составила 941,1 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 88,8%, что на уровне проектного значения.

В 2025г было предусмотрено бурение 2 добывающих скважин, что фактически было выполнено. Таким образом, фонд добывающих скважин превышает проект на 4 ед. и составил 199 ед. Наблюдается небольшое отставание годовой добычи нефти от проекта на 18,6 тыс.т, которая составила 151,4 тыс.т, что в пределах допустимых значений. Фонд нагнетательных скважин составил 22 ед., что отстает от проекта на 6 ед. При этом годовая закачка воды ниже проектной и составила 936,4 тыс.м³. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 87,8%, что ниже проектного значения, но в пределах допустимых значений.

Таблица 3.2.5 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта

№№ п/п	Показатели	Годы											
		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт	проект	проект	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	27,7	15,5	26,5	16,9	25,9	14,7	25,5	15,1	26,2	15,9	25,9	11,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	507,7	423,3	534,2	440,2	560,1	454,9	585,7	470,1	611,8	485,96	637,8	497,7
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,041	0,034	0,043	0,035	0,045	0,036	0,048	0,038	0,050	0,039	0,052	0,040
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,6	1,4	2,5	1,6	2,5	1,4	2,4	1,4	2,5	1,5	2,5	1,1
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,9	2,3	4,9	2,6	5,0	2,3	5,2	2,4	5,6	2,6	5,9	2,0
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	48,3	39,2	50,9	40,8	53,3	42,2	55,8	43,6	58,2	45,1	60,7	46,1
7	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,836	0,966	0,801	0,975	0,783	0,814	0,771	0,843	0,790	0,900	0,783	0,310
8	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³	7,763	7,070	8,564	8,045	9,347	8,859	10,118	9,702	10,908	10,602	11,691	10,912
9	Газовый фактор, м³/т	30,2	62,3	30,2	57,6	30,2	55,4	30,2	55,7	30,2	56,6	30,2	26,3
10	Добыча жидкости, тыс.т	102,7	101,4	103,0	102,2	105,4	86,2	108,1	86,0	115,2	106,7	119,4	73,4
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1746,7	1440,3	1849,7	1542,5	1955,1	1628,8	2063,3	1714,8	2178,5	1821,5	2297,9	1894,9
12	Обводненность продукции (по весу), %	73,0	84,7	74,2	83,4	75,4	83,0	76,4	82,4	77,3	85,1	78,3	84,0
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	102,8	44,4	102,8	20,2	104,9	0,00	107,2	0,00	113,9	0,0	117,8	0,7
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	1248,7	845,9	1351,5	866,2	1456,4	866,2	1563,6	866,2	1677,5	866,2	1795,3	866,9
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (текущая), %	101,8	46,0	101,8	20,7	101,9	0,0	101,8	0,0	101,7	0,0	101,8	1,0
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (накопленная), %	72,3	59,3	73,9	56,9	75,4	53,9	76,8	51,3	78,1	48,4	79,3	46,6
17	Ввод новых добывающих скважин из бурения, ед.	2	4	1	2	2	0	2	1	3	1	2	3
18	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	2	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0
19	<i>переводом из других объектов</i>	2	2	1	1	2	0	1	1	2	1	1	3
20	<i>из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	1	0	1	2	0	1	1	3	0	7
23	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	35	40	35	42	36	40	38	40	40	38	42	34
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	35	37	35	39	36	37	38	37	40	35	42	31
25	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
26	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	<i>из добывающего фонда</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
28	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3	3	0	3	0	3	0	4	0	4	0
32	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3	3	0	3	0	3	0	4	0	4	0
33	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	2,3	1,5	2,2	1,5	2,1	1,6	2,0	1,6	1,9	1,8	1,8	1,4
34	по жидкости	8,4	9,8	8,4	9,3	8,4	9,5	8,4	9,2	8,2	11,9	8,2	8,9
35	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	98,9	40,5	98,8	29,6	100,8	-	103,1	-	94,6	-	84,9	-
36	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	0,93	1,00	0,93	1,00	0,93	1,00	0,93	1,00	0,92	1,00	0,91
37	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,82	0,95	0,79	0,95	0,68	0,95	0,69	0,95	0,70	0,95	0,74
38	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	-	1,00	-	1,00	-	1,00	-	1,00	-
39	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	1,00	0,95	0,94	0,95	-	0,95	-	0,95	-	0,95	0,87

Таблица 3.2.6 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта

№№ п/п	Показатели	Годы											
		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	58,1	40,6	58,8	41,4	56,5	43,3	55,6	45,5	56,0	46,7	53,6	39,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	5042,3	5320,2	5101,1	5361,7	5157,5	5405,0	5213,2	5450,5	5269,1	5497,2	5322,8	5536,2
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,498	0,522	0,504	0,526	0,509	0,530	0,515	0,534	0,520	0,539	0,526	0,543
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,9	0,6	0,9	0,7	0,9	0,7	0,9	0,7	0,9	0,7	0,9	0,6
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,7	4,0	5,0	4,3	5,1	4,7	5,3	5,1	5,6	5,6	5,7	4,9
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	81,1	84,6	82,1	85,3	83,0	85,9	83,9	86,7	84,8	87,4	85,6	88,0
7	Добыча нефтяного газа, млн.м³	1,916	1,683	1,940	1,560	1,864	1,611	1,836	1,678	1,847	1,818	1,770	1,025
8	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³	128,638	136,800	130,578	138,360	132,442	139,971	134,278	141,649	136,125	143,467	137,895	144,491
9	Газовый фактор, м³/т	33,0	41,5	33,0	37,6	33,0	37,2	33,0	36,9	33,0	38,9	33,0	26,3
10	Добыча жидкости, тыс.т	630,2	423,5	648,9	452,1	647,1	423,5	657,5	461,9	679,8	433,4	672,4	447,0
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	19889,8	20091,1	20538,7	20543,2	21185,8	20966,7	21843,4	21428,6	22523,2	21862,0	23195,6	22309,0
12	Обводненность продукции (по весу), %	90,8	90,4	90,9	90,8	91,3	89,8	91,5	90,2	91,8	89,2	92,0	91,3
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	282,5	260,4	290,6	338,7	289,3	341,8	293,5	393,1	303,1	459,7	359,3	516,0
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	14682,9	17578,9	14973,5	17917,6	15262,8	18259,4	15556,3	18652,5	15859,4	19112,2	16218,7	19628,1
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (текущая), %	46,7	63,9	46,7	78,1	46,7	83,6	46,7	88,4	46,7	109,5	56,1	120,6
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (накопленная), %	70,4	83,0	69,7	82,9	69,1	82,9	68,5	83,0	67,9	83,5	67,5	84,2
17	Ввод новых добывающих скважин из бурения, ед.	1	2	2	4	0	1	1	2	3	5	1	1
18	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
19	<i>переводом из других объектов</i>	1	1	2	4	0	1	0	2	3	5	1	1
20	<i>из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие добывающих скважин, ед.	4	3	1	2	1	1	0	2	2	1	1	3
23	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	57	55	58	57	57	57	58	57	59	61	59	59
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	57	52	58	54	57	56	58	56	59	59	59	57
25	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	2	0	0	0	1	0	0	0	0	2	1
26	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	<i>из добывающего фонда</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1
28	<i>переводом из других объектов</i>	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	<i>из прочих категорий</i>	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
30	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	2	0	2	0	0	0	1	0	0
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	11	14	11	12	11	11	11	11	11	11	13	12
32	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	11	13	11	11	11	10	11	10	11	10	13	11
33	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	2,5	2,2	2,5	2,3	2,4	2,6	2,4	2,5	2,3	2,6	2,2	2,4
34	по жидкости	27,1	23,4	27,3	25,5	27,6	25,5	27,9	25,8	28,0	24,6	27,9	28,0
35	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	74,1	56,6	76,2	80,2	75,8	96,3	77,0	108,8	79,5	125,5	86,7	130,0
36	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	0,95	1,00	0,95	1,00	0,98	1,00	0,98	1,00	0,97	1,00	0,97
37	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,93	0,95	0,92	0,95	0,86	0,95	0,89	0,95	0,86	0,95	0,85
38	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	0,93	1,00	0,92	1,00	0,91	1,00	0,91	1,00	0,91	1,00	0,92
39	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	0,98	0,95	0,99	0,95	0,97	0,95	0,99	0,95	0,99	0,95	0,98

Таблица 3.2.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта

№№ п/п	Показатели	Годы											
		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	62,1	58,2	58,5	56,4	54,8	53,9	51,0	50,6	47,2	48,7	43,1	47,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	7293,8	7008,9	7352,3	7065,3	7407,2	7119,2	7458,2	7169,8	7505,4	7218,5	7548,4	7266,3
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,602	0,551	0,606	0,555	0,611	0,560	0,615	0,564	0,619	0,567	0,623	0,571
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	11,4	4,8	12,2	4,9	13,0	4,9	13,9	4,9	14,9	4,9	16,0	5,1
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	93,8	85,9	94,6	86,6	95,3	87,3	95,9	87,9	96,5	88,5	97,1	89,1
7	Добыча нефтяного газа, млн.м³	2,670	2,187	2,517	1,940	2,358	1,894	2,193	1,752	2,029	1,661	1,852	1,637
8	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³	191,002	176,967	193,519	178,907	195,877	180,802	198,071	182,554	200,099	184,215	201,952	185,852
9	Газовый фактор, м³/т	43,0	37,6	43,0	34,4	43,0	35,2	43,0	34,6	43,0	34,1	43,0	34,3
10	Добыча жидкости, тыс.т	484,8	401,5	476,4	416,3	466,6	485,4	455,8	426,6	442,6	424,6	424,4	352,7
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	26203,4	25394,3	26679,8	25810,6	27146,4	26296,0	27602,2	26722,6	28044,9	27147,2	28469,2	27499,8
12	Обводненность продукции (по весу), %	87,2	85,5	87,7	86,5	88,2	88,9	88,8	88,1	89,3	88,5	89,8	86,4
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	529,2	414,2	518,5	359,4	506,5	390,9	493,4	388,7	477,8	312,4	456,8	327,8
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	18718,4	24647,7	19236,9	25007,1	19743,4	25397,9	20236,8	25786,7	20714,5	26099,1	21171,3	26426,9
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (текущая), %	112,8	105,8	112,8	88,9	112,8	83,9	112,8	94,6	112,7	76,6	112,7	95,7
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (накопленная), %	69,0	93,8	69,7	93,7	70,4	93,6	71,0	93,6	71,7	93,3	72,2	93,4
17	Ввод новых добывающих скважин из бурения, ед.	1	4	1	2	1	2	0	6	0	4	0	0
18	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
19	<i>переводом из других объектов</i>	1	3	0	2	1	2	0	6	0	3	0	0
20	<i>из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	5	2	7	3	3	1	3	2	2	3	3
23	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	74	73	73	68	71	67	70	70	68	72	65	69
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	74	71	73	66	71	66	70	69	68	70	65	66
25	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
26	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	<i>из добывающего фонда</i>	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
28	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	1	0	3	0	1	0	0	0	1
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	10	17	10	17	10	14	10	12	10	12	10	11
32	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	10	15	10	15	10	12	10	11	10	11	10	10
33	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	2,4	2,3	2,3	2,4	2,2	2,4	2,1	2,2	1,9	2,0	1,8	2,2
34	по жидкости	18,6	16,1	18,5	17,9	18,4	21,6	18,4	18,4	18,2	17,5	18,1	16,0
35	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	109,0	73,2	106,8	67,3	104,3	81,0	101,6	88,1	98,4	72,3	94,1	97,7
36	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	0,97	1,00	0,97	1,00	0,99	1,00	0,99	1,00	0,97	1,00	0,96
37	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,93	0,95	0,93	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95	0,92
38	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	0,88	1,00	0,88	1,00	0,86	1,00	0,92	1,00	0,92	1,00	0,91
39	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	0,99	0,95	0,99	0,95	0,98	0,95	0,99	0,95	0,98	0,95	0,97

Таблица 3.2.8 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки IV объекта

№№ п/п	Показатели	Годы											
		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	14,8	20,9	14,3	19,5	13,1	16,6	12,7	16,4	12,2	16,4	11,5	16,5
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1851,7	1958,3	1866,1	1977,8	1879,2	1994,4	1891,9	2010,8	1904,1	2027,1	1915,6	2043,7
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,530	0,489	0,534	0,494	0,537	0,498	0,541	0,502	0,545	0,506	0,548	0,510
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,8	0,9	0,7	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,6	0,7
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	15,6	7,6	17,9	7,6	19,9	7,1	24,1	7,5	30,5	8,1	41,3	8,9
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	95,8	88,5	96,6	89,4	97,3	90,1	97,9	90,9	98,6	91,6	99,2	92,3
7	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,742	1,048	0,717	0,936	0,657	0,806	0,636	0,776	0,610	0,730	0,575	0,627
8	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³	52,353	58,378	53,070	59,314	53,727	60,120	54,363	60,896	54,974	61,626	55,549	62,253
9	Газовый фактор, м³/т	50,1	50,2	50,1	48,0	50,2	48,6	50,1	47,4	50,0	44,6	50,0	37,9
10	Добыча жидкости, тыс.т	86,2	134,2	86,1	120,4	82,5	112,6	82,8	106,1	82,3	95,5	80,4	121,7
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	7158,6	7620,5	7244,6	7740,9	7327,1	7853,6	7409,8	7959,6	7492,1	8055,2	7572,6	8176,9
12	Обводненность продукции (по весу), %	82,8	84,5	83,3	83,8	84,1	85,3	84,6	84,5	85,2	82,9	85,7	86,4
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	68,5	129,4	68,2	115,7	65,1	124,1	68,9	103,9	68,4	118,5	74,0	44,5
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	4730,4	636,7	4798,6	752,4	4863,7	876,4	4932,7	980,4	5001,0	1098,8	5075,0	1143,3
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (текущая), %	79,7	97,5	79,7	96,8	79,7	111,9	84,2	99,1	84,4	124,4	93,7	37,3
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (накопленная), %	63,4	8,0	63,6	9,3	63,8	10,7	64,0	11,9	64,2	13,1	64,5	13,5
17	Ввод новых добывающих скважин из бурения, ед.	1	4	0	2	0	2	1	1	0	2	1	2
18	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
19	<i>переводом из других объектов</i>	1	4	0	2	0	1	1	1	0	2	1	1
20	<i>из консервации</i>	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
21	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	4	2	3	1	2	2	1	0	0	3	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	21	29	19	28	18	28	17	28	17	30	15	32
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	21	28	19	27	18	27	17	27	17	29	15	31
25	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
26	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	<i>из добывающего фонда</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
29	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	3	4	3	4	3	3
32	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	3	4	3	4	3	3
33	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	1,5	2,2	1,5	2,1	1,5	1,8	1,5	1,7	1,4	1,7	1,4	1,7
34	по жидкости	8,7	14,0	9,0	12,9	9,1	12,5	9,5	10,9	9,6	10,0	9,8	12,3
35	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	78,2	96,5	77,8	105,6	74,3	113,3	78,7	79,0	78,0	76,8	84,5	58,4
36	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	0,97	1,00	0,96	1,00	0,96	1,00	0,96	1,00	0,97	1,00	0,97
37	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,97	0,95	0,95	0,95	0,93	0,95	0,96	0,95	0,93	0,95	0,92
38	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
39	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	1,00	0,95	1,00	0,95	1,00	0,95	0,96	0,95	0,97	0,95	0,96

Таблица 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки V объекта

№№ п/п	Показатели	Годы											
		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	23,4	17,6	23,6	19,1	24,1	16,3	23,8	17,5	22,6	17,3	21,2	15,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	2109,5	2127,4	2133,1	2146,5	2157,2	2162,8	2181,0	2180,3	2203,6	2197,6	2224,7	2224,9
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,591	0,565	0,598	0,570	0,604	0,575	0,611	0,579	0,617	0,584	0,623	0,588
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,0	0,7	1,0	0,8	1,1	0,7	1,1	0,7	1,0	0,7	0,9	0,7
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	13,7	6,5	16,0	7,5	19,4	6,9	23,8	8,0	29,7	8,6	39,6	8,5
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	93,5	89,3	94,5	90,1	95,6	90,8	96,6	91,6	97,6	92,3	98,6	92,9
7	Добыча нефтяного газа, млн.м³	1,343	0,876	1,355	0,888	1,382	0,787	1,365	0,838	1,298	0,859	1,215	0,934
8	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³	57,910	58,388	59,265	59,276	60,648	60,064	62,012	60,902	63,310	61,761	64,525	62,695
9	Газовый фактор, м³/т	57,4	49,8	57,4	46,5	57,3	48,4	57,4	47,8	57,4	49,6	57,3	59,5
10	Добыча жидкости, тыс.т	137,8	87,4	141,2	83,2	148,5	86,0	153,2	94,0	153,0	93,8	150,9	120,2
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	7257,4	7488,0	7398,7	7571,2	7547,1	7657,2	7700,3	7751,2	7853,3	7844,9	8004,2	7965,1
12	Обводненность продукции (по весу), %	83,0	79,9	83,3	77,1	83,8	81,1	84,5	81,4	85,2	81,5	86,0	86,9
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	91,0	36,9	93,2	66,4	97,6	76,8	100,3	47,9	99,7	43,0	97,8	21,5
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	5903,2	3130,4	5996,3	3196,8	6094,0	3273,6	6194,3	3321,5	6293,9	3364,5	6391,8	3386,1
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (текущая), %	64,7	40,5	64,8	75,3	64,7	86,4	64,7	49,4	64,8	44,5	64,7	18,0
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (накопленная), %	73,9	38,1	73,8	38,5	73,6	39,0	73,4	39,2	73,3	39,2	73,1	38,9
17	Ввод новых добывающих скважин из бурения, ед.	2	3	2	3	3	1	1	2	0	1	0	1
18	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	2	0	2	0	3	0	1	0	0	1	0	1
19	<i>переводом из других объектов</i>	0	2	0	3	0	1	0	2	0	0	0	0
20	<i>из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	<i>из прочих категорий</i>	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	5	1	0	0	1	1	2	1	1	1	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	24	22	25	25	28	25	28	25	27	25	26	26
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	24	22	25	25	28	25	28	25	27	24	26	25
25	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	<i>из добывающего фонда</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	3	2	3	2	3	2
32	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	1
33	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	2,6	2,4	2,6	2,6	2,4	2,1	2,3	2,1	2,3	2,2	2,2	1,9
34	по жидкости	15,3	11,9	15,3	11,2	15,1	11,3	15,0	11,4	15,3	11,9	15,6	14,3
35	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	87,5	41,7	89,6	91,6	93,9	105,2	96,4	65,6	95,8	58,7	94,1	54,3
36	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,96	1,00	0,96
37	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,90	0,95	0,88	0,95	0,92	0,95	0,91	0,95	0,94
38	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	0,67	1,00	0,67	1,00	0,67	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50
39	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	1,00	0,95	0,99	0,95	1,00	0,95	1,00	0,95	1,00	0,95	0,93

Таблица 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки VI объекта

№№ п/п	Показатели	Годы											
		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	13,6	13,0	13,7	13,7	13,1	13,8	12,5	14,7	13,1	13,5	13,6	14,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1130,8	1036,4	1144,5	1050,0	1157,6	1063,8	1170,1	1078,5	1183,3	1092,0	1196,9	1106,0
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,332	0,312	0,336	0,316	0,340	0,321	0,344	0,325	0,348	0,329	0,352	0,333
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	1,1	0,9	1,0	1,0	1,0
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,9	3,9	5,2	4,2	5,2	4,5	5,2	5,0	5,8	4,8	6,4	5,2
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	81,0	76,2	82,0	77,2	82,9	78,2	83,8	79,3	84,8	80,3	85,7	81,3
7	Добыча нефтяного газа, млн.м³	1,021	0,883	1,030	0,874	0,983	0,902	0,938	0,984	0,983	0,843	1,022	0,726
8	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³	39,456	35,116	40,486	35,990	41,469	36,891	42,408	37,875	43,391	38,718	44,413	39,444
9	Газовый фактор, м³/т	75,1	67,9	75,2	63,9	75,0	65,4	75,0	67,1	75,0	62,3	75,1	51,9
10	Добыча жидкости, тыс.т	78,8	65,3	81,1	65,9	81,0	63,4	80,8	82,4	82,3	98,2	85,7	124,9
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	3783,9	3530,2	3865,0	3596,1	3945,9	3659,5	4026,7	3741,8	4109,0	3840,0	4194,7	3964,9
12	Обводненность продукции (по весу), %	82,7	80,1	83,1	79,3	83,8	78,2	84,5	82,2	84,1	86,2	84,1	88,8
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0,0	16,5	0,0	19,6	0,0	8,9	0,0	7,3	0,0	7,5	0,0	26,0
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	2125,2	251,3	2125,2	270,9	2125,2	279,8	2125,2	287,1	2125,2	294,7	2125,2	320,7
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (текущая), %	0,0	23,9	0,0	28,1	0,0	13,1	0,0	8,6	0,0	7,6	0,0	21,0
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (накопленная), %	49,7	6,3	48,8	6,7	47,9	6,8	47,0	6,8	46,1	6,9	45,3	7,3
17	Ввод новых добывающих скважин из бурения, ед.	1	2	0	0	0	4	0	1	2	1	0	0
18	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
19	<i>переводом из других объектов</i>	0	2	0	0	0	3	0	1	2	0	0	0
20	<i>из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	2	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	12	14	12	12	12	16	12	17	13	18	13	18
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	12	12	12	10	12	14	12	15	13	16	13	15
25	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	<i>из добывающего фонда</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	<i>из прочих категорий</i>	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	4	0	2	0	2	0	2	0	2	0	2
32	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	4	0	2	0	2	0	2	0	2	0	2
33	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	2,5	3,2	2,4	3,5	2,3	3,6	2,2	3,2	2,3	2,7	2,3	2,7
34	по жидкости	14,4	16,1	14,4	16,9	14,4	16,4	14,3	18,2	14,2	19,3	14,4	24,0
35	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	0,0	18,2	0,0	18,9	0,0	12,2	0,0	10,0	0,0	10,3	0,0	36,6
36	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	0,86	1,00	0,83	1,00	0,88	1,00	0,88	1,00	0,89	1,00	0,83
37	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,93	0,95	0,94	0,95	0,92	0,95	0,96	0,95	0,92	0,95	0,96
38	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,00	1,00	0,00	1,00	0,00	1,00	0,00	1,00	0,00	1,00	0,00	1,00
39	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,00	0,98	0,00	0,98	0,00	1,00	0,00	1,01	0,00	1,00	0,00	0,97

Таблица 3.2.11 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки VII объекта

№№ п/п	Показатели	Годы											
		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	0,6	0,2	0,6	0,1	0,6	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	1,1	0,05
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	68,5	68,3	69,1	68,4	69,6	68,5	70,2	68,6	70,7	68,7	71,8	68,8
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,317	0,316	0,320	0,317	0,322	0,317	0,325	0,318	0,327	0,318	0,332	0,319
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,7	0,3	0,7	0,1	0,6	0,1	0,6	0,1	0,6	0,2	1,2	0,1
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,2	1,2	3,2	0,6	3,1	0,4	3,1	0,5	3,1	0,7	6,5	0,3
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	78,7	77,5	79,4	77,6	80,1	77,7	80,7	77,8	81,3	78,0	82,5	78,1
7	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,046	0,022	0,045	0,012	0,043	0,006	0,041	0,008	0,040	0,012	0,081	0,004
8	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³	1,146	1,896	1,191	1,908	1,234	1,914	1,275	1,922	1,315	1,934	1,396	1,938
9	Газовый фактор, м³/т	76,7	86,7	75,0	107,3	71,7	87,3	82,0	78,1	80,0	88,5	73,6	75,4
10	Добыча жидкости, тыс.т	6,4	6,7	6,5	3,4	6,5	4,1	6,5	3,7	6,5	4,5	8,7	1,3
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	339,2	151,7	345,7	155,1	352,2	159,2	358,8	162,9	365,3	167,3	373,9	168,6
12	Обводненность продукции (по весу), %	90,5	96,3	91,0	96,8	91,4	98,2	91,7	97,2	92,0	96,9	87,8	96,2
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	42,8	0,0	42,8	0,0	42,8	0,0	42,8	0,0	42,8	0,0	42,8	0,0
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (текущая), %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях (накопленная), %	11,8	0,0	11,6	0,0	11,4	0,0	11,2	0,0	11,0	0,0	10,8	0,0
17	Ввод новых добывающих скважин из бурения, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
18	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
19	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	<i>из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1
25	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	<i>из добывающего фонда</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	1,7	0,7	1,7	0,3	1,6	0,3	1,5	0,3	1,5	0,4	2,1	0,2
34	по жидкости	18,3	18,4	18,5	9,7	18,7	15,3	18,6	11,2	18,5	13,5	16,9	5,9
35	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-
36	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
37	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,99	0,95	0,95	0,95	0,79	0,95	0,99	0,95	0,99	0,95	0,90
38	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-
39	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-

Таблица 3.2.12 – Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению

№№ п/п	Показатели	Годы											
		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	200,3	166,0	196,1	167,1	188,2	158,6	181,7	159,9	177,7	158,7	170,0	151,4
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	18004,2	17872,8	18200,4	18039,9	18388,5	18198,5	18570,2	18358,5	18748,0	18517,2	18918,0	18743,6
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,398	0,384	0,402	0,387	0,406	0,391	0,410	0,394	0,414	0,398	0,418	0,401
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,0	0,8	0,9	0,8	0,9	0,7	0,9	0,7	0,9	0,7	0,8	0,7
7	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,9	4,4	7,2	4,6	7,5	4,6	7,8	4,8	8,3	5,0	8,6	5,1
8	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	86,9	83,2	87,9	83,9	88,8	84,7	89,6	85,4	90,5	86,1	91,3	86,8
9	Добыча нефтяного газа, млн.м³	8,575	7,664	8,405	7,185	8,071	6,821	7,780	6,880	7,596	6,822	7,300	5,262
10	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³	478,269	474,614	486,674	481,800	494,745	488,621	502,525	495,500	510,121	502,323	517,422	507,585
11	Газовый фактор, м³/т	42,8	46,2	42,9	43,0	42,9	43,0	42,8	43,0	42,7	43,0	42,9	34,8
12	Добыча жидкости, тыс.т	1526,8	1220,1	1543,1	1243,5	1537,6	1261,3	1544,7	1260,5	1561,7	1256,7	1541,9	1241,2
15	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	66379,0	65716,2	67922,1	66959,7	69459,8	68220,9	71004,5	69481,4	72566,2	70738,1	74108,0	71979,3
16	Обводненность продукции (по весу), %	86,9	86,4	87,3	86,6	87,8	87,4	88,2	87,3	88,6	87,4	89,0	87,8
17	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	1074,0	901,8	1073,3	920,0	1063,4	942,4	1063,4	941,0	1062,8	941,1	1105,7	936,4
18	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	47451,5	47091,0	48524,8	48011,0	49588,2	48953,4	50651,6	49894,4	51714,4	50835,5	52820,2	51771,9
19	Ввод новых добывающих скважин, ед.	3	4	3	1	3	2	3	0	1	2	2	4
20	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	3	3	3	0	3	0	3	0	1	2	2	2
21	<i>из консервации</i>	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
22	<i>из нагнетательного фонда</i>	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2
23	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин, ед.	4	2	4	1	3	1	2	0	0	0	5	9
25	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	197	201	196	201	196	202	197	202	198	204	195	199
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	197	190	196	190	196	194	197	194	198	194	195	187
27	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	2	0	1	0	2	0	0	1	0	2	1
28	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	<i>из добывающего фонда</i>	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	2	1
30	<i>из прочих категорий</i>	0	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	7	0	5	0	2	0	0	0	2
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	25	34	25	28	25	25	25	23	26	23	28	22
33	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	25	31	25	25	25	22	25	22	26	21	28	19
34	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	2,9	2,2	2,9	2,3	2,8	2,3	2,7	2,2	2,6	2,2	2,3	2,2
35	по жидкости	22,7	16,3	22,7	17,0	22,6	18,3	22,6	17,2	22,7	17,0	20,6	17,8
36	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	92,4	62,3	92,3	70,2	91,5	86,2	91,5	87,1	90,2	85,6	89,9	101,6
37	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	0,95	1,00	0,95	1,00	0,96	1,00	0,96	1,00	0,95	1,00	0,94
38	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,93	0,95	0,90	0,95	0,86	0,95	0,89	0,95	0,88	0,95	0,88
39	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	0,91	1,00	0,89	1,00	0,88	1,00	0,96	1,00	0,91	1,00	0,86
40	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	0,99	0,95	0,99	0,95	0,98	0,95	0,99	0,95	0,99	0,95	0,97

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных горизонтов месторождения выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов нефти, состоящих на государственном балансе РК, и промысловых данных учета добычи нефти и воды по эксплуатационным объектам по состоянию на 01.01.2026г.

Характеристика вытеснения позволяет установить возможную величину извлечения запасов нефти по каждому объекту, по месторождению в целом и оценить разницу между вовлеченными и утвержденными извлекаемыми запасами эксплуатационных объектов.

По месторождению в целом геологические запасы нефти по категориям В+С₁ составляют 46 755 тыс.т. Большая часть геологических запасов по категориям В+С₁ сконцентрирована на I, II и III объектах и составляют 72% (35 430 тыс.т), соответственно от общих запасов всего месторождения.

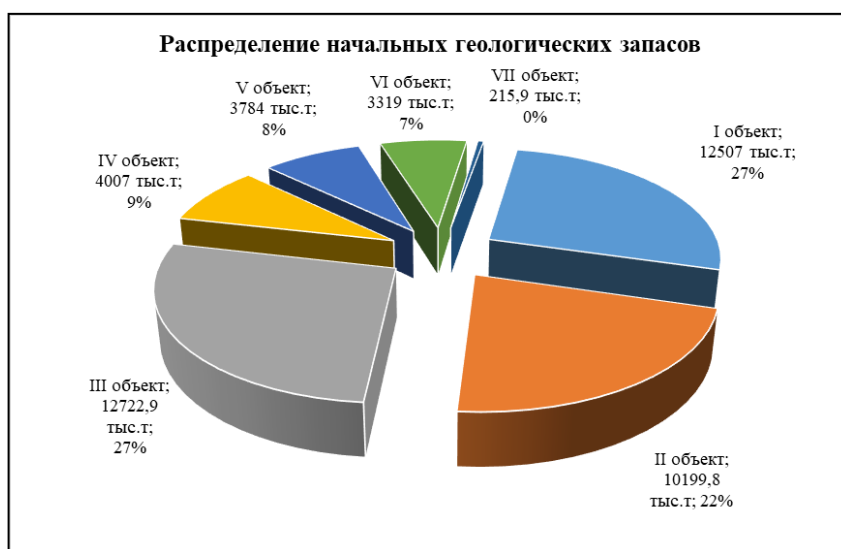


Рис. 3.2.14 – Распределение начальных геологических запасов нефти по объектам

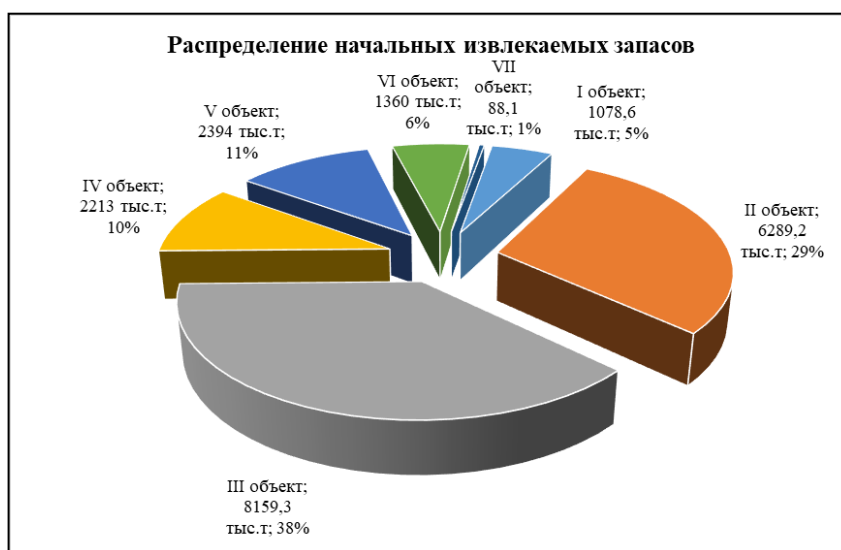


Рис. 3.2.15 – Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по объектам

Накопленная добыча нефти с начала разработки по состоянию на 01.01.2026г по месторождению в целом составляет 18 743,6 тыс.т, отбор от начальных извлекаемых запасов составляет 86,8%.

Распределение достигнутых на дату отчета значений КИН по объектам разработки и месторождению в целом представлено на рисунке 3.2.16.

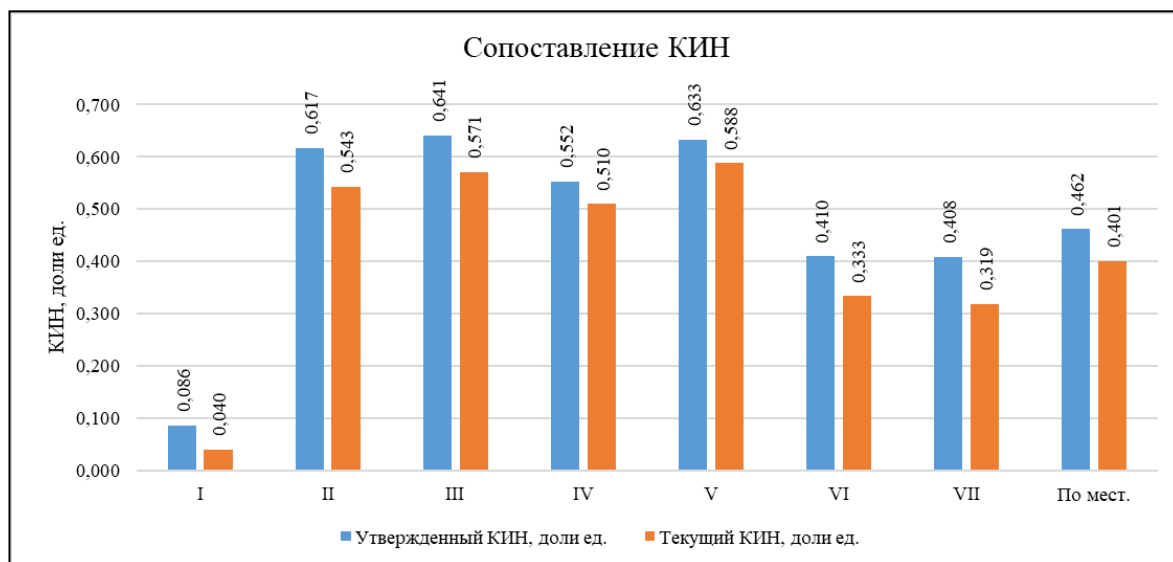


Рис. 3.2.16 – Распределение утвержденных и текущих КИН по объектам разработки

Для определения прогнозных вовлекаемых запасов нефти в процессе разработки построены характеристики вытеснения по методам Максимова М.И., Сазонова Б.Ф., Камбарова Г.С и зависимость удельной добычи нефти от накопленной. Анализ проведен на основе запасов Утвержденный ГКЗ «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Камышитовый Юго-Западное Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.07.2025г.» (Протокол ГКЗ РК №2817-26-У от 14.04.2026г).

Построенные характеристики вытеснения на 01.01.2026г по каждому горизонту дифференцированно вышеуказанными способами приведены на рисунках 3.2.17 – 3.2.23.

Определив вовлечённые в разработку запасы и, зная геологические запасы нефти по залежам, рассчитан ожидаемый при существующей технологии разработки КИН (таблица 3.2.13).

Таблица 3.2.13 – Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по эксплуатационным объектам

Наименование	Объекты							По мест.
	I	II	III	IV	V	VI	VII	
Утвержденные НГЗ, тыс.т.	12507,0	10199,8	12722,9	4007,0	3784,0	3319,0	215,9	46756
Утвержденные НИЗ, тыс.т.	1078,6	6289,2	8159,3	2213,0	2394,0	1360,0	88,1	21582
Утвержденный КИН, доли ед.	0,086	0,617	0,641	0,552	0,633	0,410	0,408	0,462
Текущий КИН, доли ед.	0,040	0,543	0,571	0,510	0,588	0,333	0,319	0,401
Накопленная добыча нефти на 01.01.2026, тыс.т.	497,7	5536,2	7266,3	2043,7	2224,9	1106,0	68,8	18743,6
Добыча нефти за 2025г, тыс.т.	11,8	39,0	47,8	16,5	22,3	14,0	0,0	151,4
Отбор от НИЗ, %	46,1	88,0	89,1	92,3	92,9	81,3	78,1	86,8
Обводненность, %	84,0	91,3	86,4	86,4	81,5	88,8	96,2	87,8
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	0,6	1,4	0,9	0,7	1,2	1,1	0,2	1,0
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	580,9	753,0	893,0	169,3	169,1	254,0	19,3	2838,6
Вовлеченные запасы, тыс.т	752	5 873	7 731	2 120	2 301	1 249	72	20 098
Потенциальный КИН, д.ед.	0,060	0,576	0,608	0,529	0,608	0,376	0,335	0,430
Потенциальные ОИЗ, тыс.т	255	337	464	76	76	143	4	1 355

Учитывая, что по всем методикам построения характеристик вытеснения получены различные значения вовлеченных в процессе разработки запасов нефти, потенциальный КИН рассчитан как осредненный результат значений, полученных по разным методикам, с учетом режима работы залежи и сложившейся системы разработки.

Основываясь на полученных значениях потенциальных КИН по 7 объектам разработки, наблюдается недостижение утвержденных значений КИН, что говорит о том, что нынешняя система разработки не позволит достичь желаемых результатов. В рамках данного отчета, для дальнейшей разработки месторождения и полноценной выработки запасов нефти, были предусмотрены ряд геолого-технических мероприятий, а также бурение новых скважин.

I объект

Начальные геологические запасы составляют 12 507 тыс.т, извлекаемые — 1 079 тыс.т. Накопленная добыча достигла 497,7 тыс.т, что оставляет остаточные запасы в размере 580,9 тыс.т. Утвержденный КИН на уровне 0,086 доли ед, а текущий КИН 0,040 доли ед. Выработка запасов составляет 46,1%.

Данный объект является наименее выработанным, что объясняется высокой вязкостью залегаемой нефти альбских горизонтов. В рамках настоящего отчета предусмотрен ряд ГТМ для увеличения темпов отборов представленного объекта.

II объект

По II объекту начальные геологические запасы составляют 10 200 тыс.т, извлекаемые — 6 289 тыс.т. С накопленной добычей в 5536,2 тыс.т, остаточные запасы

равны 753 тыс.т. Утвержденный КИН на уровне 0,617 доли ед., а текущий КИН 0,543 доли ед. Выработка запасов на уровне 88%.

III объект

III объект разработки характеризуется начальными геологическими запасами равной 12 723 тыс.т и извлекаемые равны 8 159 тыс.т. Накопленная добыча составляет 7266,3 тыс.т, остаточные запасы 893 тыс.т. Текущий КИН на дату отчета составляет 0,571 доли ед., при утвержденном 0,641 доли ед.. Выработка запасов на уровне 89,1%.

IV объект

IV объект разработки характеризуется начальными запасам — 4 007 тыс.т геологических и 2 213 тыс.т извлекаемых. Накопленная добыча 2 043,7 тыс.т и остаточные запасы 108 тыс.т. Выработка запасов на уровне 92,3%. Текущий КИН на дату отчета составляет 0,510 доли ед., при утвержденном 0,552 доли ед.

V объект

Начальные запасы 3 784 тыс.т, извлекаемые 2 394 тыс.т, накопленная добыча 2 224,9 тыс.т. Остаточные запасы составляют 169,1 тыс.т. Текущий КИН на дату отчета составляет 0,588 доли ед., при утвержденном 0,633 доли ед. Выработка запасов на уровне 92,9%.

VI объект

Объект разработки характеризуется начальными геологическими запасами равными 3 319 тыс.т и извлекаемые равны 1 360 тыс.т. Накопленная добыча составляет 1 106 тыс.т, остаточные запасы 254 тыс.т. Текущий КИН на дату отчета составляет 0,333 доли ед., при утвержденном 0,410 доли ед.. Выработка запасов на уровне 81,3%.

VII объект

Начальные запасы 216 тыс.т, извлекаемые 88 тыс.т. Накопленная добыча 68,8 тыс.т, остаточные запасы 19,3 тыс.т. Текущий КИН 0,319 доли ед., утвержденный 0,408 доли ед. На данный момент объект не разрабатывается. Выработка запасов на уровне 78,1%.

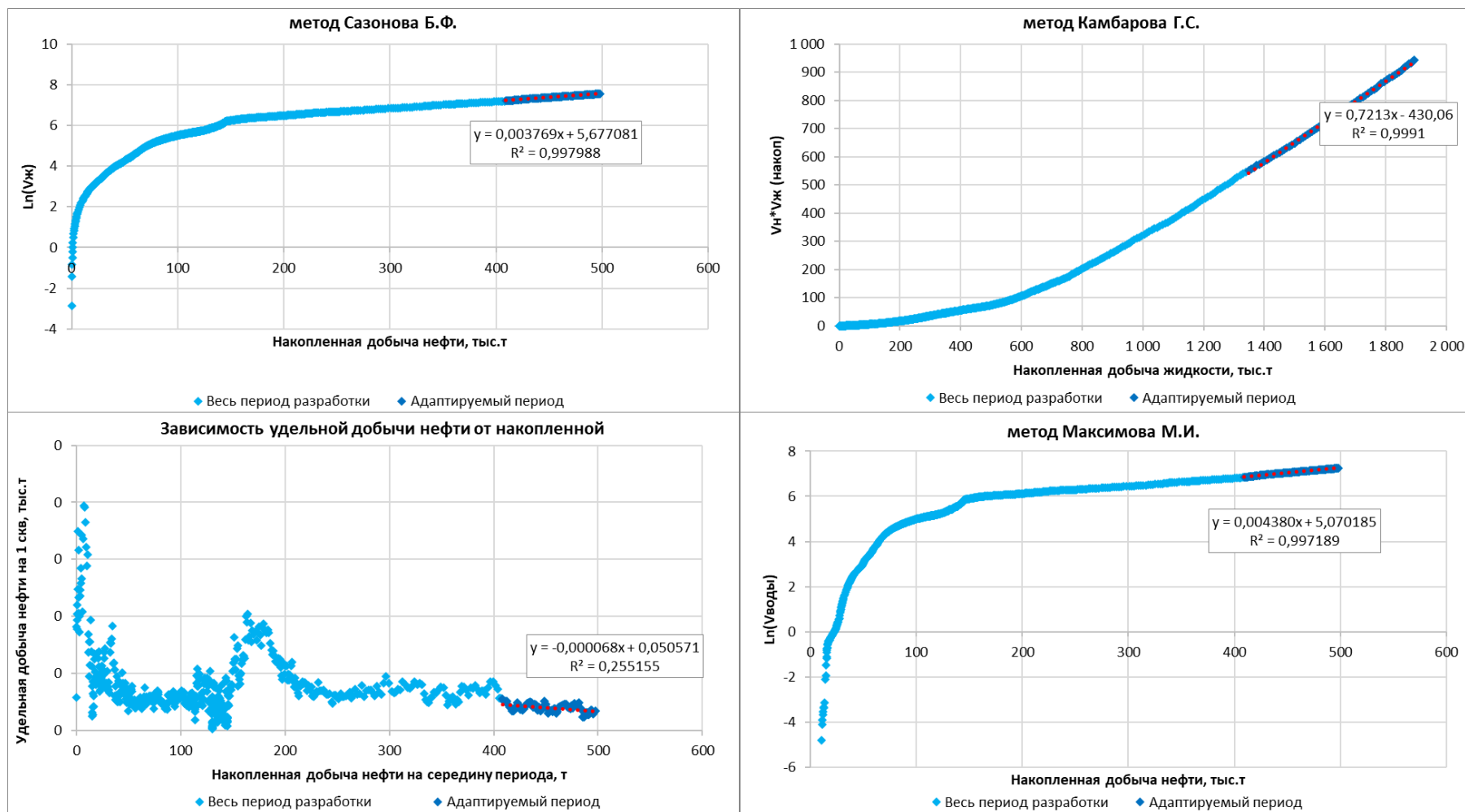


Рис. 3.2.17 - Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. I объект

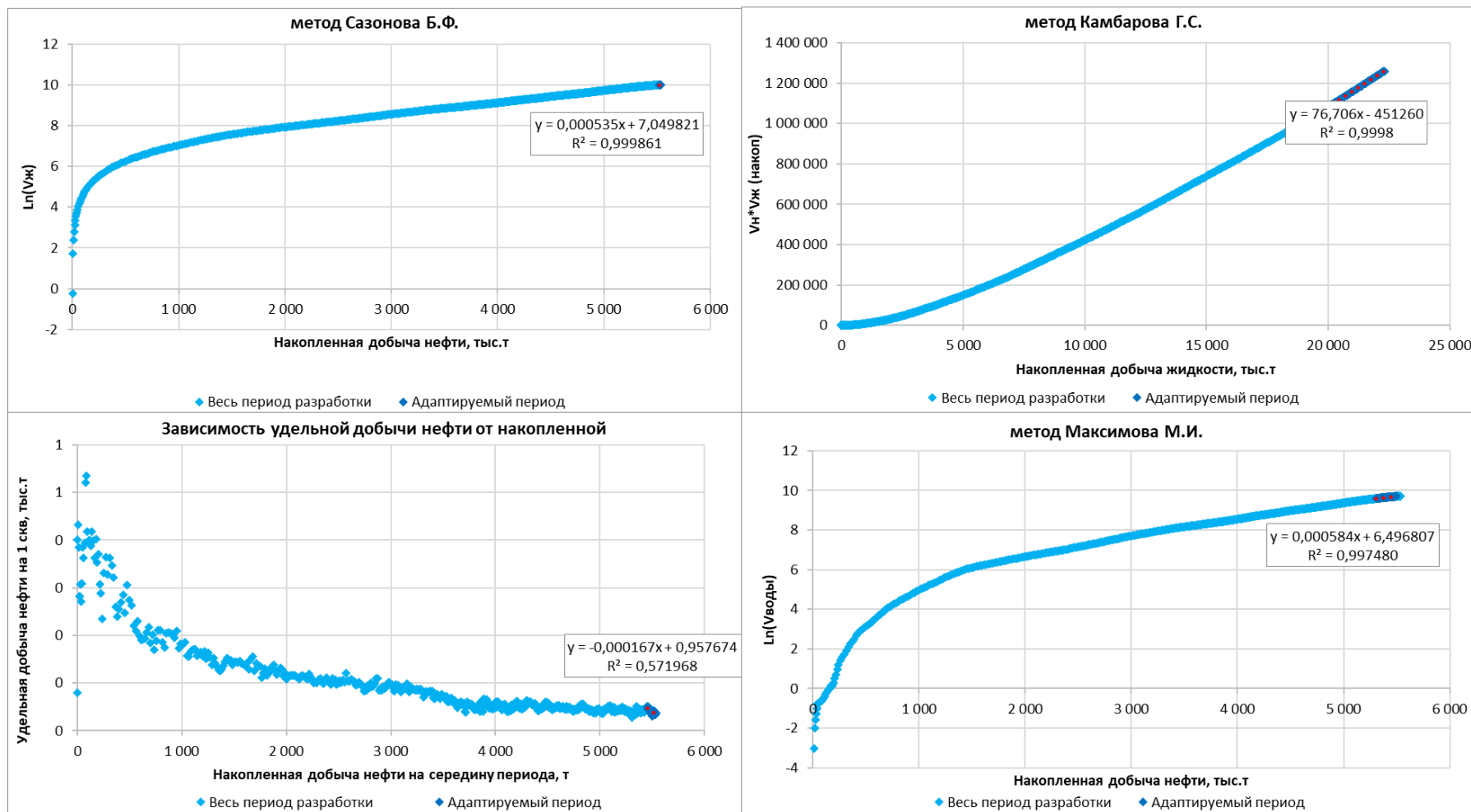


Рис. 3.2.18 - Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С.
 II объект

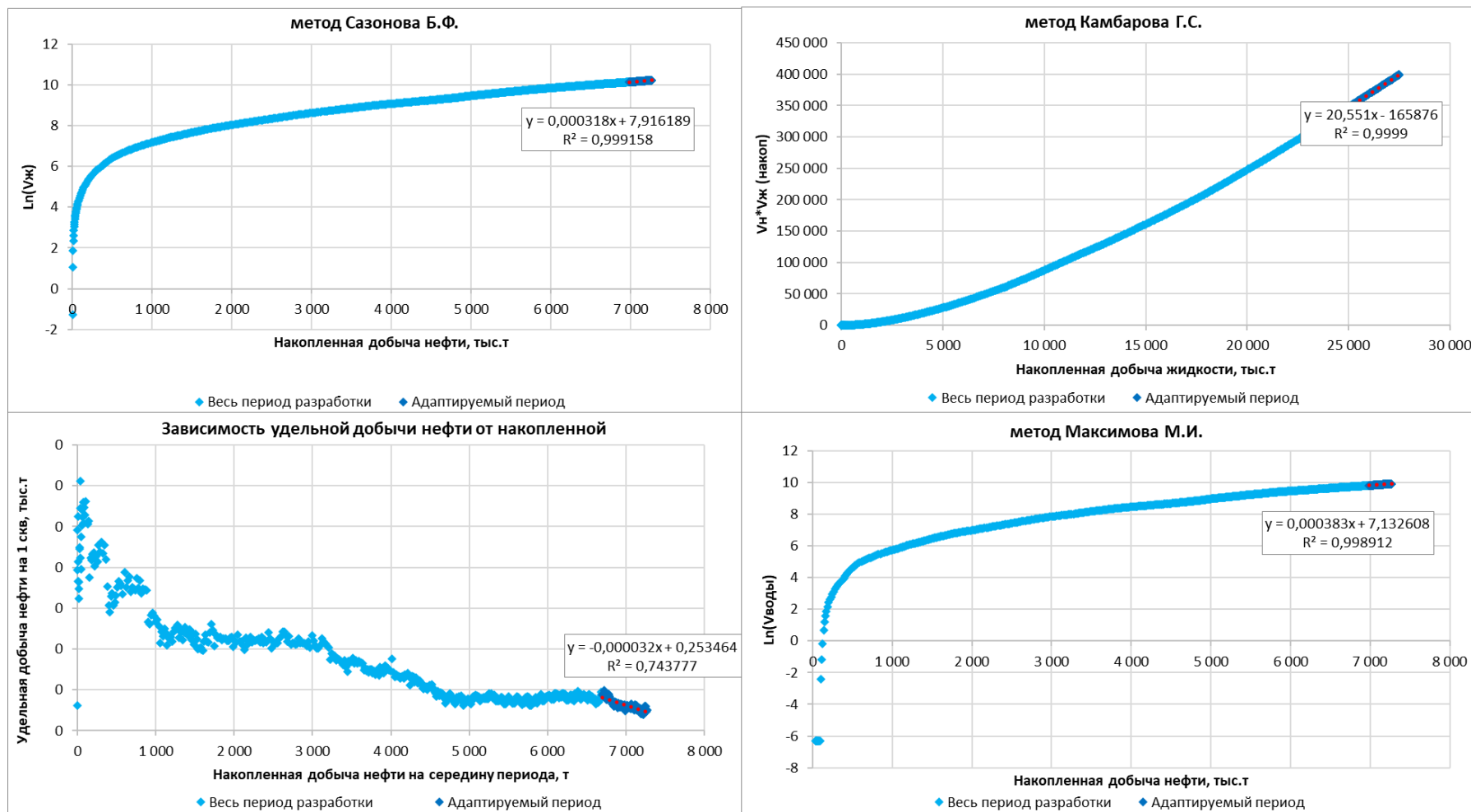


Рис. 3.2.19 - Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С.
 III объект

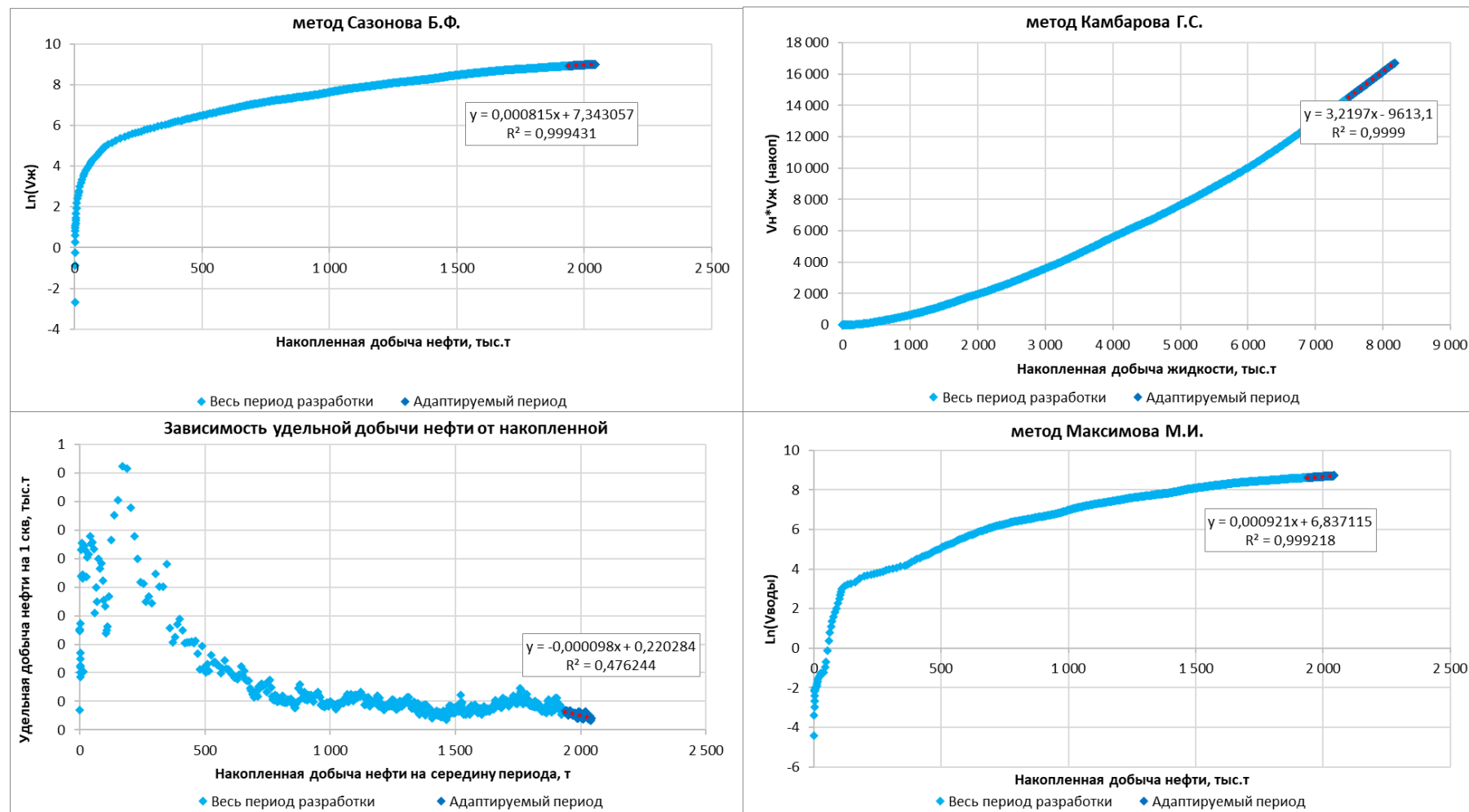


Рис. 3.2.20 - Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. IV объект

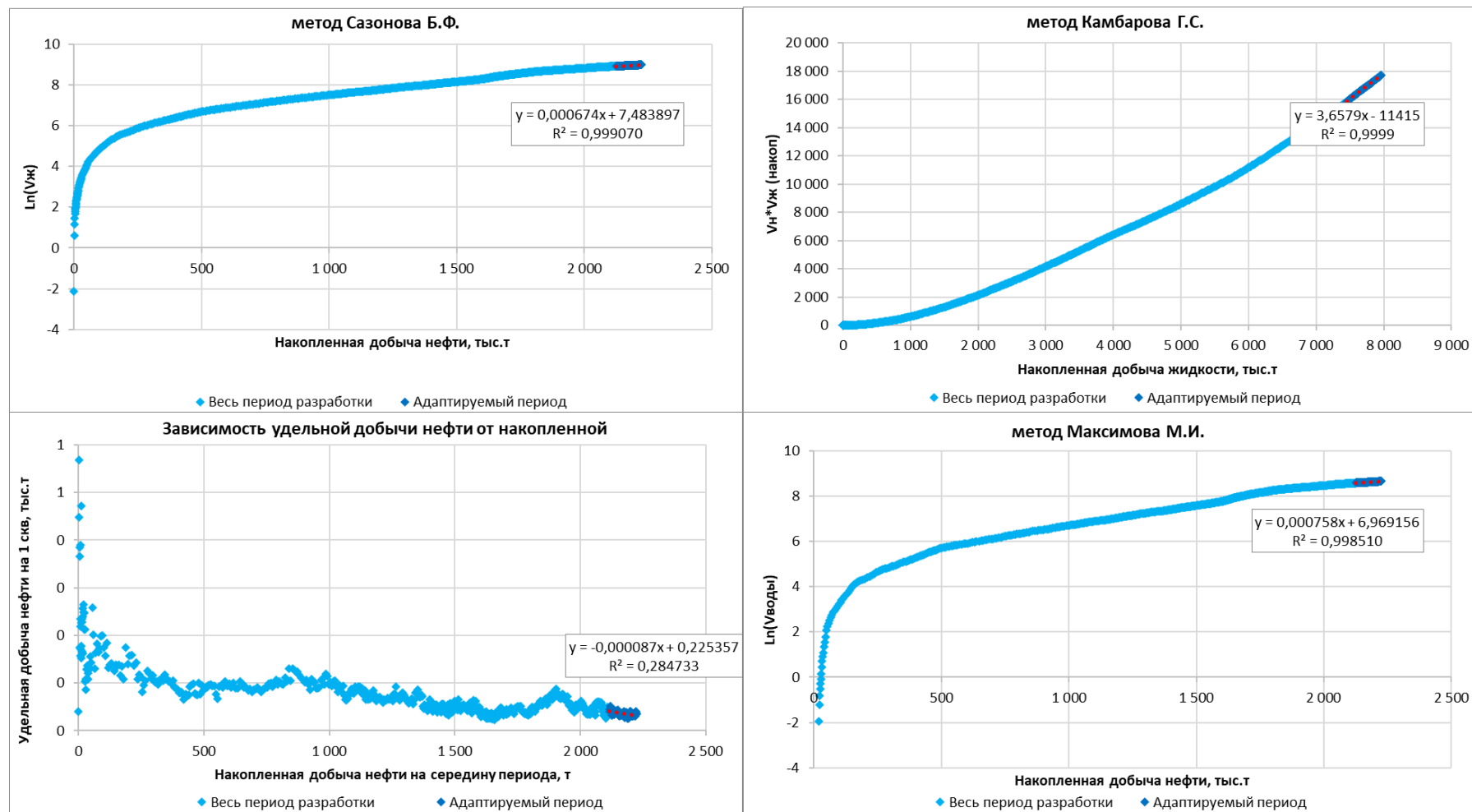


Рис. 3.2.21 - Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С.
 V объект

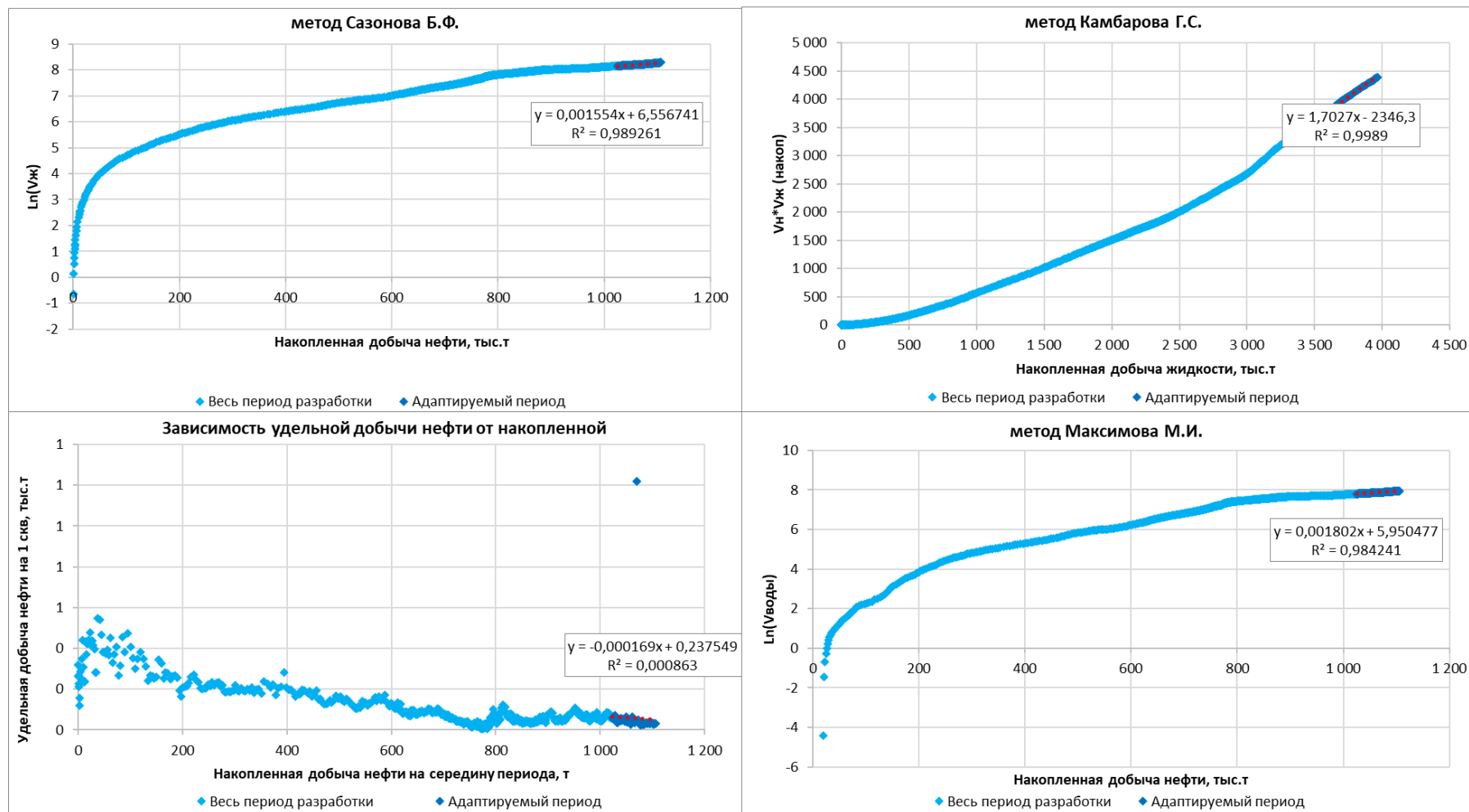


Рис. 3.2.22 - Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С.
 VI объект

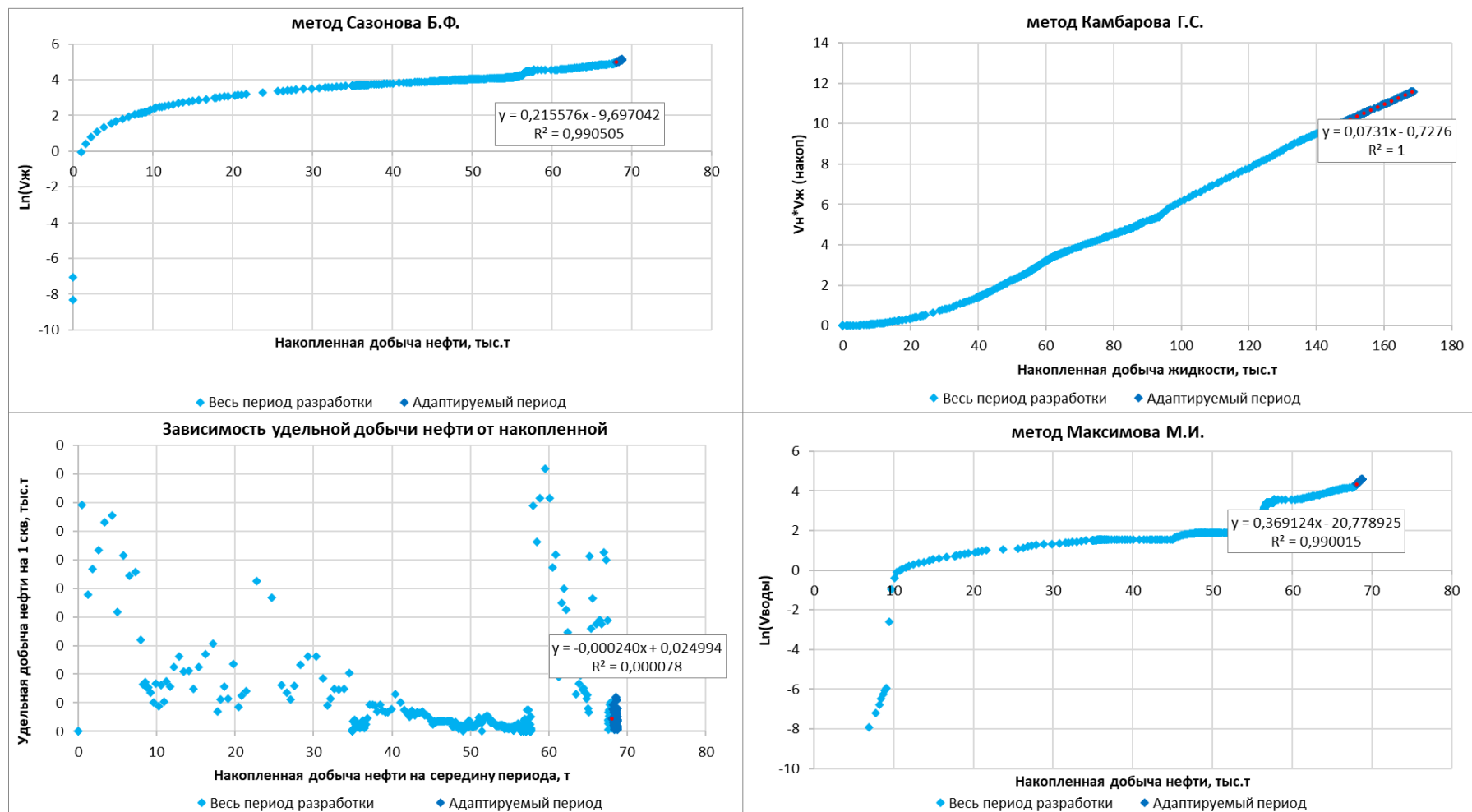


Рис. 3.2.23 - Характеристики вытеснения по методам зависимости удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С.
 VII объект

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Анализ эффективности реализуемой системы разработки представляет собой обобщение и систематизацию представленного в предыдущих разделах аналитического материала с точки зрения оптимальности работы двух составляющих систем: системы скважин и системы методов воздействия. Далее представлена краткая характеристика и сделана оценка эффективности каждой из данных систем.

Месторождение находится в промышленной разработке с 1972г.

В настоящее время недропользователем месторождения Юго-Западное Камышитовое является АО «Эмбаунайгаз». Месторождение находится на III стадии разработки с характерными ей естественным ростом обводненности и снижением уровней добычи нефти.

На дату анализа разработка месторождения ведется согласно действующему проектному документу «Проект разработки... 2018г». Утвержденным вторым вариантом разработки предусмотрен ввод из бурения 44 новых вертикальных добывающих скважин в период 2018-2034гг и проведение ГТМ по переводам скважин между объектами.

На момент составления Настоящего отчета:

1. Из предложенных 44 добывающих скважин всего было пробурено и введено в эксплуатацию 11 ед.;
2. На месторождении впервые была пробурена горизонтальная скважина №Н-1 согласно рекомендациям проекта в 2020г. Скважина ввелась в разработку на I объект в сентябре 2020г с начальным дебитом нефти 1,9 т/сут, текущий дебит составляет 0,6 т/сут. На I объекте сосредоточены запасы нефти с наибольшим значением вязкости, что и является основной причиной низкой выработки запасов и дебитов нефти;
3. Все скважины работают механизированным способом. Основным видом эксплуатации является ШГН, и только две скважины (№Н-1, 295) эксплуатируются ЭВН;
4. Накопленная добыча нефти на 01.01.2026г по месторождению в целом составляет 18 743,6 тыс.т, что соответствует текущему КИН - 0,401 доли ед. и выработке запасов 86,8%. Основная доля накопленной добычи приходится на III объект разработки. Добыча нефти за 2025 года составила по месторождению в целом 151,4 тыс.т, при средней обводненности продукции 87,8% и дебите нефти 2,2 т/сут.
5. Все объекты практически находятся на одном уровне значения выработки запасов нефти в диапазоне 81-92,9%, за исключением I и VII объектов, где по ним отбор от НИЗ составили 46,1% и 78,1% соответственно.

6. За отчетный период с последнего утвержденного «ПЗ-2017г» по месторождению были дополнительно отобраны и исследованы 23 пробы в пластовых условиях и 23 пробы в поверхностных условиях.

7. С начала разработки на месторождении были проведены 305 сложных ГДИС, в том числе 113 исследований МУО, 113 исследований КВУ, 66 исследований КПД, а также 13 исследований КВД.

8. На месторождении в целях контроля за разработкой и определения характеристики энергетического состояния залежей проводятся замеры уровней. Для анализа взяты результаты как прямых замеров, так и результаты гидродинамических исследований скважин (КВУ, КПД, МУО). Количество проведенных замеров за анализируемый период (01.01.2018-01.01.2026гг) составляют:

- статических уровней жидкости в затрубном пространстве – 2183 замеров по 214 скважинам;
- динамических уровней жидкости в затрубном пространстве – 12791 замеров по 230 скважинам;
- 9 прямых замеров забойного давления;
- 9 прямых замеров пластового давления;
- 82 сложных гидродинамических исследований.

9. В целом энергетическое состояние залежи характеризуется как пониженное, что обусловлено недостаточной эффективностью действующей системы ППД. Большинство скважин эксплуатируется при расчетных забойных давлениях ниже давления насыщения. Однако месторождение сохраняет стабильный приток и не демонстрирует существенного снижения технологической эффективности. Пересмотр действующей системы ППД может способствовать более равномерной выработке остаточных запасов, повышению энергетического потенциала залежи и росту нефтеотдачи по отдельным скважинам.

10. За анализируемый период (2021-01.01.2026гг) выполнено 102 геолого-техническое мероприятие, включая: 5 ГРП, 35 дополнительных прострелов, 24 переводов между горизонтами (ПВЛГ), 4 вывода из бездействия, 4 обработки призабойной зоны (ОПЗ), и 32 ремонтно-изоляционных работ (РИР):

- в результате 7 ГРП (скв. №№51, 199, 221, 253, 288, 295, 342) дополнительный прирост более чем 1 т/сут дали 3 скважины, по двум скважинам прирост оказался несущественным, а по 3 ГРП дебит остался на прежнем уровне. Суммарный дополнительный прирост дебита нефти составил 6,77 т/сут;
- по итогам 4 ОПЗ положительный эффект получен в 3 случаях (скв. №№132, 228, 295), суммарный прирост дебита нефти составил 1,56 т/сут;

- из 24 операций ПВЛГ эффективными признаны 17, обеспечившие суммарный прирост дебита нефти 40,9 т/сут;
- из 35 дополнительных прострелов положительный эффект получен по 26 операциям, с суммарным приростом дебита нефти 24,6 т/сут;
- из 32 РИР эффективными оказались 21, при этом суммарный дополнительный дебит нефти составил 46,6 т/сут.

С учётом количества выполненных мероприятий и полученного прироста добычи, наибольшее распространение получили дополнительные прострелы и РИР, которые также продемонстрировали наибольшую эффективность по приросту дебита нефти. В то же время проведённые ГРП показали относительно низкий эффект как по величине прироста, так и по его продолжительности, что, вероятно, обусловлено высокой обводненностью продуктивных залежей.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Закачка воды с целью поддержания пластового давления на месторождении Камышитовое Юго-Западное осуществляется с 1977г. Источником воды для системы ППД является попутно-добываемая пластовая вода. Требования к качеству воды, используемой для заводнения приведены в разделе 6.5-6.6.

3.3.2 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Выбор методики расчета технологических показателей месторождения исходил из особенностей геологического строения и степени изученности всех параметров продуктивных залежей.

В настоящем отчете для прогнозирования технологических показателей разработки эксплуатационных объектов использованы статистические методы.

Статистический подход к исследованию нефтеотдачи с целью прогнозирования технологических показателей разработки месторождений, находящихся на разных стадиях освоения, широко используется в странах СНГ и за рубежом. Погрешности в оценках прогнозных технологических показателей разработки при статистическом подходе связаны, в основном, с недостаточностью информации, что ограничивает надежность известных детерминированных гидродинамических моделей пластовых систем.

Статистические методы прогноза технологических показателей от гидродинамических отличаются простотой и конструктивностью, что позволяет оперативно выполнять с их помощью оценку разведанных объектов по мере накопления информации и уточнять геолого-физические параметры.

Для расчета дебита нефти проектных добывающих скважин в рамках настоящего отчета применена формула Дюпюи (3.3.1) расчета фактической продуктивности несовершенной скважины, которая при расчете дебитов нефти новых скважин опирается на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов и продуктивность скважин, полученную при проведении ГДИС:

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \quad (3.3.1)$$

где, k – проницаемость, мД;

h – мощность интервала перфорации, м;

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия.

Обоснование количества резервных скважин

На месторождении во всех рассматриваемых вариантах, предусматривается фонд резервных скважин для вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах их размещения. Число резервных скважин согласно рекомендуемому 3 варианту разработки планируется в количестве до 10% от фонда добывающих скважин.

3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого-геофизическим характеристикам объектов

Эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

При выделении в разрезе многопластового месторождения двух или более объектов разработки необходимо, чтобы между ними располагались повсеместно прослеживающиеся по площади пачки непроницаемых пород. Выделенный объект разработки должен располагать достаточными удельными запасами нефти на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации в безводный период и при обводнении.

Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования рациональной разработки месторождения. При этом необходимо, чтобы выделенный объект удовлетворял следующим требованиям:

1. Эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы нефти для рентабельного ее извлечения при самостоятельной сетке скважин;
2. Эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько мелких нефтяных пластов, отделенных на значительной территории от выше- и нижележащих отложений пачкой непроницаемых пород;
3. Эксплуатационный объект должен обладать надлежащей эффективной толщиной;
4. В один эксплуатационный объект следует объединять пласты, характеризующиеся одним и тем же литологическим составом, и примерно одинаковой величиной пористости и проницаемости;
5. В один объект следует включать пласты, содержащие нефть с близкими физико-химическими свойствами;

В разрезе месторождения продуктивными являются меловые, юрские и пермотриасовые горизонты.

Согласно ПР-2018г, были выделены 7 основных эксплуатационных объектов:

- **I объект** – I-al₃, II-al₂, II-al₂ (1 и 2 пласты);
- **II объект** – apt, ne, III-ne, IV-ne;
- **III объект** – I₁-J₂, I₂-J₂, I₃-J₂;

- **IV объект** – I₄-J₂, I₅-J₂;
- **V объект** – II-J₂ (1 и 2 пласты), III-J₂;
- **VI объект** – IV-J₂, V-J₂;
- **VII объект** – I-PT, II-PT, III-PT.

В таблице 3.4.1 представлены исходные геолого-физические характеристики по объектам разработки.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики горизонтов

Параметры	Объекты										
	I				II				III		
	I-al ₃	II-al ₂	II-al ₂ -1пл	II-al ₂ -2пл	K1a	K1nc	III-nc	IV-nc	I ₁ -J ₂	I ₂ -J ₂	I ₃ -J ₂
Средняя глубина залегания, м	242	295	334,7	403,2	425,9	452,8	474	477	507	515,3	533
Абсолютная отметка ГНК, м		-293,6			-439,7						
Абсолютная отметка ВНК, м	261-272,5	344-380,8	375-406,8	459,5-497	520,6-539,1	525,2-555,3	484,5-572	506,7-579,8	553,1-605,4	564,3-633,7	562-663,8
Тип залежи	пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные										
Тип коллектора	терригенный, поровый										
Площадь газоносности, тыс.м ²		8/2			195/-						
Площадь нефтеносности A+B+C ₁ /C ₂ , тыс.м ²	2059/365	5364/227	248/1866	36/331	1830/-	3608/-	3760/-	3344/32	2458/-	3131/-	1825/-
Средняя общая толщина, м	5,1	20,2	5,7	1,2	4,0	10,5	7,1	6,1	16,1	21,4	22,1
Средняя газонасыщенная толщина, м		3,35			3,97						
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,1	14,2	3,2	1,1	3,1	7,2	5,6	4,5	10,2	12,9	13,7
Пористость, доли ед. (для газа)	-	0,35	-	-	0,32	-	-	-	-	-	-
Средняя газонасыщенность, доли ед.	-	0,58	-	-	0,80	-	-	-	-	-	-
Пористость, доли ед. (для нефти)	0,33	0,31	0,28	0,29	0,29	0,31	0,30	0,29	0,30	0,29	0,29
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,72	0,57	0,51	0,58	0,69	0,81	0,67	0,64	0,71	0,69	0,70
Проницаемость по ГДИС, мД	250	112,6	19,9	-	-	373,6	558	208	-	236,4	216,6
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,58	0,59	0,15	0,25	0,58	0,73	0,62	0,60	0,48	0,64	0,67
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,34	5,52	2,27	1,05	1,52	2,41	2,50	2,50	3,10	5,21	4,47
Начальная пластовая температура, °С	19,8	22,5	-	-	35,0	30,9	28,0	30,0	30,7	31,8	32,0
Начальное пластовое давление, МПа	2,3	3,2	-	-	5,2	4,6	5,1	5,4	5,4	5,6	5,2
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	132,7	37,9	49,7	49,7	5,9	5,3	4,4	2,5	5,7	3,6	3,6
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,904	0,852	0,864*	0,864*	0,801	0,805	0,738	0,689	0,791	0,794	0,793
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,921	0,878	0,878	0,878	0,847	0,844	0,869	0,848	0,841	0,837	0,827
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,021	1,047	1,057	1,057	1,088	1,124	1,136	1,211	1,087	1,102	1,092
Содержание серы в нефти, %	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Содержание парафина в нефти, %	0,4	1,0	1,0	1,0	1,3	1,7	2,1	1,7	1,6	2,3	1,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	2,1	2,2	2,1	2,1	2,2	4,2	2,1	5,3	3,0	3,6	4,0
Газосодержание нефти, м ³ /т	10,7	14,9	14,9	14,9	22,7	34,3	31,0	370,0	26,6	38,0	34,8
Плотность воды в пласт. условиях, т/м ³	1,140	1,140*	1,140*	1,140*	1,173	1,174	1,172	1,179	1,178	1,177	1,181
Средняя продуктивность, м ³ /(сут*МПа)	1,6	10,8	36,8	-	-	1	11,2	41,14	-	5,47	9,1
Начальные балансовые запасы газа, млн.м ³ , C ₁		0,1			6,9						
Начальные извлекаемые запасы газа, млн. м ³ , C ₁		0,1			5,6						
Начальные балансовые запасы нефти A+B+C ₁ , тыс.т	2381	10025	97	4	761	4350	3290	1799	3255	6205	3263
Начальные балансовые запасы нефти C ₂ , тыс.т	319	282	607	32	-	-	-	6	-	-	-
КИН доли.ед	0,086	0,086	0,092	0,076	0,623	0,611	0,618	0,626	0,641	0,641	0,642
КИН запасов категории C ₂	0,065	0,065	0,069	0,057	-	-	-	0,470	-	-	-
Начальные извлекаемые запасы нефти A+B+C ₁ , тыс.т	206	863	9	0,3	474	2657	2031	1128	2087	3977	2095
Начальные извлекаемые запасы нефти C ₂ , тыс.т	20	19	42	2	-	-	-	2	-	-	-

Продолжение таблицы 3.4.2

Параметры	Объекты									
	IV		V			VI		VII		
	I ₄ -J ₂	I ₅ -J ₂	II-J2-1пл	II-J2-2пл	III-J2	IV-J ₂	V-J ₂	I-PT	II-PT	III-PT
Средняя глубина залегания, м	559,7	586	613,5	617	642,2	675,5	713,3	811,9	845,2	868,5
Абсолютная отметка ВНК, м	564,4-675,2	562,5-697,3	566-684,7	568,1-712,9	660-739,4	657,8-759,6	688,7-875,8	764-974,7	798,6-1012,8	834,9-878
Тип залежи	пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные									
Тип коллектора	терригенный, поровый									
Площадь нефтеносности A+B+C ₁ /C ₂ , тыс.м ²	1171/-	995/-	757/57	939/-	1305/-	963/-	1055/-	134/178	282/90	401/-
Средняя общая толщина, м	20,9	22,6	14,0	5,2	24,2	17,9	25,7	6,9	5,6	7,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	10,9	12,8	6,7	4,5	16,3	10,7	14,7	3,5	3,1	6,2
Пористость, доли ед. (для газа)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средняя газонасыщенность, доли ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Пористость, доли ед. (для нефти)	0,28	0,29	0,27	0,27	0,29	0,27	0,28	0,20	0,19	0,21
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,64	0,69	0,61	0,59	0,70	0,65	0,69	0,57	0,63	0,69
Проницаемость по ГДИС, мД	511,6	-	-	-	115	125,9	118,13	-	-	0,5
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,52	0,70	0,47	0,64	0,60	0,53	0,61	0,18	0,26	0,39
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,81	3,15	4,02	1,70	4,55	3,80	4,06	2,06	1,93	2,22
Начальная пластовая температура, °С	34,1	35,0	35,0	35,0	36,0	37,3	40,0	42,0	42,0	42,0
Начальное пластовое давление, МПа	5,3	6,5	6,4	6,4	6,8	6,4	8,4	6,7	6,7	6,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	4,1	2,0	2,5	2,5	2,1	1,2	0,9	1,2	1,2	1,2
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,802	0,775	0,760	0,760	0,755	0,744	0,724	0,741	0,741	0,741
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,842	0,823	0,8821	0,821	0,815	0,808	0,803	0,810	0,810	0,810
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,079	1,138	1,156	1,156	1,170	1,171	1,210	1,179	1,179	1,179
Содержание серы в нефти, %	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Содержание парафина в нефти, %	1,7	2,2	1,7	1,7	1,8	1,6	1,9	3,2	3,2	3,2
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,9	5,8	5,1	5,1	4,3	5,5	6,5	3,4	3,4	3,4
Газосодержание нефти, м ³ /т	32,2	62,1	48,7	48,7	50,6	60,1	87,3	66,2	66,2	66,2
Плотность воды в пласт. условиях, т/м ³	1,181	1,182	1,181	1,181*	1,187	1,187	1,188	-	1,183	1,182
Средняя продуктивность, м ³ /(сут*МПа)	4,33	-	-	-	18	39,6	18,67	-	-	-
Начальные балансовые запасы нефти A+B+C ₁ , тыс.т	1680	2327	516	487	2781	1177	2142	19	57	140
Начальные балансовые запасы нефти C ₂ , тыс.т	-	-	18	-	-	-	-	99	12	-
КИН доли.ед	0,552	0,553	0,632	0,635	0,632	0,413	0,409	0,384	0,435	0,401
КИН запасов категории C ₂	-	-	0,474	-	-	-	-	0,288	0,326	-
Начальные извлекаемые запасы нефти A+B+C ₁ , тыс.т	927	1286	326	310	1758	484	876	7,1	25	56
Начальные извлекаемые запасы нефти C ₂ , тыс.т	-	-	9	-	-	-	-	28	5	-

3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В рамках настоящего «Дополнения к проекту разработки...» с целью обоснования наиболее оптимальной системы разработки и рациональной выработки запасов, рассмотрено 3 варианта разработки.

Первым годом проектирования принят 2026г.

Первый вариант является базовым и предусматривает дальнейшую разработку с существующим фондом скважин.

Второй вариант предусматривает дальнейшую разработку с учетом утвержденных проектных решений в рамках ПР-2018г, куда входит добуривание оставшихся 33 добывающих скважин.

Третий вариант (рекомендуемый) предусматривает дальнейшую разработку месторождения с бурением 6 добывающих скважин, с дополнительным проведение ГТМ по дополнительным дострелам продуктивных интервалов, переводам скважин между объектами, водоизоляционные работы и вводы скважин из консервации и бездействия. Также была пересмотрена система ППД, где были предусмотрены переводы добывающих и контрольных скважин под закачку воды.

Планируемые геолого-технические мероприятия по вариантам, а также основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки представлены в таблицах 3.4.2-3.4.4.

Таблица 3.4.2 – Адресная программа проведения планируемых мероприятий. Вариант 2

№ скв.	Год	Проектный объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут	Тип конструкции
327	2031	I	Бурение доб. скв	2,0	ВС
328	2032	I	Бурение доб. скв	2,0	ВС
329	2034	I	Бурение доб. скв	2,0	ВС
332	2037	I	Бурение доб. скв	2,0	ВС
392	2039	I	Бурение доб. скв	2,0	ВС
393	2039	I	Бурение доб. скв	2,0	ВС
311	2026	II	Бурение доб. скв	6,0	ВС
312	2026	II	Бурение доб. скв	6,0	ВС
313	2026	II	Бурение доб. скв	6,0	ВС
314	2026	II	Бурение доб. скв	6,0	ВС
315	2030	II	Бурение доб. скв	6,0	ВС
340	2033	II	Бурение доб. скв	6,0	ВС
341	2033	II	Бурение доб. скв	6,0	ВС
343	2035	II	Бурение доб. скв	6,0	ВС
344	2037	II	Бурение доб. скв	6,0	ВС
316	2028	III	Бурение доб. скв	5,0	ВС
353	2035	III	Бурение доб. скв	5,0	ВС
354	2037	III	Бурение доб. скв	5,0	ВС
365	2034	IV	Бурение доб. скв	4,0	ВС
317	2027	V	Бурение доб. скв	4,0	ВС
318	2027	V	Бурение доб. скв	4,0	ВС
319	2028	V	Бурение доб. скв	4,0	ВС

320	2028	V	Бурение доб. скв	4,0	ВС
321	2029	V	Бурение доб. скв	4,0	ВС
322	2029	V	Бурение доб. скв	4,0	ВС
323	2029	V	Бурение доб. скв	4,0	ВС
377	2033	VI	Бурение доб. скв	5,0	ВС
378	2033	VI	Бурение доб. скв	5,0	ВС
379	2035	VI	Бурение доб. скв	5,0	ВС
380	2036	VI	Бурение доб. скв	5,0	ВС
381	2041	VI	Бурение доб. скв	5,0	ВС
388	2032	VII	Бурение доб. скв	4,0	ВС
389	2037	VII	Бурение доб. скв	4,0	ВС

Таблица 3.4.3 – Программа проведения ГТМ согласно 3 варианту (рекомендуемый)

№ скв.	Год	Проектный объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут
34	2025	I	Вывод из БД	5,9
12a	2025	I	Доп. прострел	4,8
12a	2025	I	Вывод из консервации	0,7
4	2026	I	Ввод из прочих категорий	3,1
14	2026	I	Перевод из набл. под ППД	-
40	2026	I	Вывод из консервации	1,5
40	2026	I	Доп. прострел	3,1
66	2026	I	Ввод из прочих категорий	5,1
72	2026	I	Вывод из БД	6,0
102	2026	I	Ввод из прочих категорий	4,6
140	2026	I	Вывод из БД	4,2
146	2026	I	Ввод из прочих категорий	0,2
161	2026	I	Ввод из прочих категорий	0,2
182	2026	I	Перевод	0,2
202	2026	I	Ввод из прочих категорий	4,3
215	2026	I	Ввод из прочих категорий	4,6
251	2026	I	Ограничение водопритока	0,2
277	2026	I	Перевод	3,5
282	2026	I	Перевод	2,3
284	2026	I	Перевод	0,1
302	2026	I	Перевод из доб. под ППД	-
342	2026	I	Перевод	0,4
81	2027	I	Перевод из доб. под ППД	-
182	2027	I	Доп. прострел	1,6
182	2027	I	Доп. прострел	4,4
242	2027	I	Ввод из прочих категорий	3,4
242	2027	I	Доп. прострел	1,3
22	2028	I	Перевод из доб. под ППД	-
124	2028	I	Вывод из консервации	5,2
202	2028	I	Доп. прострел	1,5
72	2029	I	Доп. прострел	4,4
111	2030	I	Перевод из доб. под ППД	-
38	2031	I	Ввод из прочих категорий	6,0
260	2031	I	Перевод	1,8
276	2031	I	Перевод	5,7
325	2032	I	Перевод	0,4
260	2033	I	Доп. прострел	4,6
298	2033	I	Перевод	5,5
253	2034	I	Перевод	1,5
253	2034	I	Доп. прострел	2,6
261	2034	I	Перевод	4,4
56	2035	I	Перевод	1,3
78	2037	I	Перевод	2,7
254	2037	I	Перевод	0,4
254	2037	I	Доп. прострел	2,9

№ скв.	Год	Проектный объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут
254	2037	I	Доп. прострел	3,1
33	2039	I	Перевод	0,5
297	2025	II	Перевод	5,8
271	2026	II	Перевод из доб. под ППД	-
222	2027	II	Доп. прострел	5,6
136	2028	II	Доп. прострел	5,6
136	2028	II	Ввод из прочих категорий	5,9
147	2028	II	Доп. прострел	6,0
297	2028	II	Доп. прострел	5,9
285	2030	II	Перевод	5,9
288	2030	II	Перевод	5,8
53	2032	II	Ввод из прочих категорий	6,0
118	2032	II	Ввод из прочих категорий	6,0
251	2032	II	Перевод	6,0
288	2033	II	Доп. прострел	3,1
222	2034	II	Доп. прострел	6,0
127	2035	II	Перевод	5,9
306	2036	II	Доп. прострел	4,3
306	2036	II	Перевод	6,0
284	2037	II	Перевод	5,8
279	2039	II	Перевод	5,8
101	2025	III	Перевод	5,6
267	2026	III	Перевод	6,0
273	2026	III	Перевод	5,2
25	2027	III	Перевод из доб. под ППД	-
185	2028	III	Ввод из прочих категорий	5,8
213	2028	III	Доп. прострел	5,9
160	2029	III	Перевод	5,9
160	2029	III	Доп. прострел	5,9
375	2029	III	Доп. прострел	6,0
376	2029	III	Доп. прострел	5,9
64	2030	III	Перевод из доб. под ППД	-
243	2030	III	Перевод	6,0
125	2031	III	Ввод из прочих категорий	5,8
206	2031	III	Ввод из прочих категорий	6,0
132	2032	III	Доп. прострел	5,4
54	2033	III	Ввод из прочих категорий	5,9
234	2033	III	Доп. прострел	5,1
273	2033	III	Доп. прострел	5,1
293	2034	III	Перевод	2,6
375	2034	III	Доп. прострел	5,9
376	2034	III	Доп. прострел	6,0
45	2035	III	Доп. прострел	5,9
54	2035	III	Доп. прострел	5,9
210	2035	III	Доп. прострел	6,0
269	2035	III	Доп. прострел	5,9
217	2036	III	Доп. прострел	5,5
248	2040	III	Перевод	5,5
73	2045	III	Перевод	5,9
73	2045	III	Доп. прострел	5,5
187	2026	IV	Перевод	4,1
280	2026	IV	Перевод	3,8
105	2027	IV	ПВЛГ ППД	-
129	2028	IV	Ввод из прочих категорий	6,0
134	2032	IV	Вывод из консервации	4,5
142	2033	IV	Ввод из прочих категорий	6,0
189	2036	IV	Доп. прострел	6,0
133	2037	IV	Перевод	6,0

№ скв.	Год	Проектный объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут
379	2028	V	Доп. прострел	5,3
380	2030	V	Доп. прострел	5,9
364	2043	V	Перевод	3,4
122	2026	VI	Перевод из набл. под ППД	-
270	2026	VI	Перевод из доб. под ППД	-
15	2027	VI	Вывод из БД	6,0
144	2027	VI	Вывод из БД	4,8
144	2029	VI	Доп. прострел	5,6
122	2030	VI	Ввод из прочих категорий	5,6
378	2030	VI	Доп. прострел	3,5
377	2031	VI	Доп. прострел	2,3
59	2025	VII	Перевод	3,2
59	2026	VII	Доп. прострел	0,9
230	2032	VII	Перевод	1,4

Таблица 3.4.4 – График бурения скважин по 3 варианту разработки (рекомендуемый)

№ скв.	Год	Проектный объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут	Тип конструкции
377	2026	V	Бурение доб. скв	5,5	ВС
378	2026	VI	Бурение доб. скв	5,6	ВС
375	2027	III	Бурение доб. скв	4,7	ВС
376	2028	III	Бурение доб. скв	4,7	ВС
379	2029	V	Бурение доб. скв	4,0	ВС
380	2030	V	Бурение доб. скв	4,0	ВС

С целью рационального использования пробуренного фонда поддержание пластового давления путем закачки воды предусматривается осуществлять с использованием существующего фонда скважин, включая остановленные, путём их перевода в нагнетательный фонд.

Актуальность рекомендованных для перевода в ППД скважин-кандидат необходимо уточнять с учетом технического состояния их эксплуатационных колонн и заколонного пространства, а также фактического режима работы добывающих скважин, расположенных на участках расположения данных скважин-кандидат, на дату выполнения ГТМ.

Корректировка скважин-кандидат, рекомендованных к переводу под закачку, при реализации адресной программы допускается. Как резервный фонд и альтернативы для замены скважин-кандидат, рекомендованных к переводу под закачку, при условии удовлетворительного технического состояния колонны и заколонного пространства могут быть использованы следующие скважины: №№16а, 29, 35, 57, 75, 89, 95, 99, 100, 119, 120, 121, 130, 139, 141, 152, 154, 166, 167, 171, 172, 180, 184, 186, 193, 196, 200, 203, 211, 214, 219, 221, 228, 229, 235, 238, 249, 278, 286, 287, 290.

В динамике разработки месторождения, в целях увеличения коэффициента использования фонда, с учетом технологических режимов действующего эксплуатационного фонда добывающих и нагнетательных скважин рекомендуется

рассмотреть выводы из бездействия и консервации остановленных скважин при условии герметичности их эксплуатационных колонн.

При снижении продуктивности скважин, ухудшения условия фильтрации в динамике их эксплуатации рекомендуется рассмотреть проведение ГРП в целях интенсификации добычи нефти.

Таблица 3.4.5 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки I объекта

Характеристики		Варианты		
		I	II	III
1		2	3	4
Режим разработки		Водонапорный		ППД водой
Расстояние между скважинами	На начало	454,2	454,2	454,2
	На конец	454,2	409,4	454,2
Плотность сетки, 10^4 м ² /скв	На начало	20,6	20,6	20,6
	На конец	20,6	16,8	20,6
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		-	-	10/1
Режим работы скважин:				
–добывающих		$P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}}$		
–нагнетательных		-		$P_{\text{заб}} < P_{\text{гидроразрыва}}$
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.		1,0	1,0	1,0
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
–механизированных		0,98	0,98	0,98
–нагнетательных		-	-	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		-	-	200

Таблица 3.4.6 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки II объекта

Характеристики		Варианты		
		I	II	III
1		2	3	4
Режим разработки		ППД водой		
Расстояние между скважинами	На начало	266,4	266,4	266,4
	На конец	266,4	246,3	266,4
Плотность сетки, 10^4 м ² /скв	На начало	7,1	7,1	7,1
	На конец	7,1	6,1	7,1
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		4/1	5/1	4/1
Режим работы скважин:				
–добывающих		$P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}}$		
–нагнетательных		$P_{\text{заб}} < P_{\text{гидроразрыва}}$		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.		1,0	1,0	1,0
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
–механизированных		0,98	0,98	0,98
–нагнетательных		0,95	0,95	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		135,6	135,6	143

Таблица 3.4.7 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки III объекта

Характеристики		Варианты		
		I	II	III
1		2	3	4
Режим разработки		ППД водой		
Расстояние между скважинами	На начало	236,5	236,5	236,5
	На конец	236,5	230,4	232,3
Плотность сетки, 10^4 м ² /скв	На начало	5,6	5,6	5,6
	На конец	5,6	5,3	5,4
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		17/1	18/1	8/1

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
1	2	3	4
Режим работы скважин:			
–добывающих	$P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}}$		
–нагнетательных	$P_{\text{заб}} < P_{\text{гидроразрыва}}$		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	1,0	1,0	1,0
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:			
–механизированных	0,98	0,98	0,98
–нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	281	281	204

Таблица 3.4.8 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки IV объекта

Характеристики		Варианты		
		I	II	III
1		2	3	4
Режим разработки		ППД водой		
Расстояние между скважинами	На начало	262,5	262,5	262,5
	На конец	262,5	255,1	262,5
Плотность сетки, 10^4 м ² /скв	На начало	6,9	6,9	6,9
	На конец	6,9	6,5	6,9
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		7/1	7/1	18/1
Режим работы скважин:				
–добывающих		$P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}}$		
–нагнетательных		$P_{\text{заб}} < P_{\text{гидроразрыва}}$		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.		1,0	1,0	1,0
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
–механизированных		0,98	0,98	0,98
–нагнетательных		0,95	0,95	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		114,2	114,2	350

Таблица 3.4.9 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки V объекта

Характеристики		Варианты		
		I	II	III
1		2	3	4
Режим разработки		Водонапорный		
Расстояние между скважинами	На начало	285,6	285,6	285,6
	На конец	285,6	238,2	262,1
Плотность сетки, 10^4 м ² /скв	На начало	8,2	8,2	8,2
	На конец	8,2	5,7	6,9
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		-	-	-
Режим работы скважин:				
–добывающих		$P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}}$		
–нагнетательных		-		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.		1,0	1,0	1,0
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
–механизированных		0,98	0,98	0,98
–нагнетательных		-	-	-
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		-	-	-

Таблица 3.4.10 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки VI объекта

Характеристики		Варианты		
		I	II	III
1		2	3	4
Режим разработки		Водонапорный		ППД водой
Расстояние между скважинами	На начало	284,9	284,9	284,9
	На конец	284,9	242,1	274,5
Плотность сетки, 10^4 м ² /скв	На начало	8,1	8,1	8,1
	На конец	8,1	5,9	7,5

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
1	2	3	4
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.	-	-	6/1
Режим работы скважин:			
–добывающих	$P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}}$		
–нагнетательных	-		$P_{\text{заб}} < P_{\text{гидроразрыва}}$
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	1,0	1,0	1,0
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:			
–механизированных	0,98	0,98	0,98
–нагнетательных	-	-	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	-	-	208

Таблица 3.4.11 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки VII объекта

Характеристики		Варианты		
		I	II	III
1		2	3	4
Режим разработки		Водонапорный		
Расстояние между скважинами	На начало	633,2	633,2	633,2
	На конец	633,2	365,6	633,2
Плотность сетки, 10^4 м ² /скв	На начало	40,1	40,1	40,1
	На конец	40,1	13,4	40,1
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		-	-	-
Режим работы скважин:				
–добывающих		$P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}}$		
–нагнетательных		-		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.		1,0	1,0	1,0
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
–механизированных		0,98	0,98	0,98
–нагнетательных		0,95	0,95	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		-	-	-

3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей

Общие положения

Настоящий раздел приводит подробное описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части прогнозных экономических расчетов.

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, динамикой ввода новых скважин, порядком и темпами разбуривания, уровнями добычи УВ, способами эксплуатации и др.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов, применительно к рассматриваемым вариантам технико-экономических показателей.

В процессе экономической оценки выявлен наиболее рациональный на сегодня вариант разработки месторождения, отвечающий критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.

Все расчеты проводились на основе фактических и плановых данных, предоставленных Заказчиком. В расчетах отражены доходная часть и расходная часть, которая включает в себя прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации настоящего проекта. Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах.

Экономические и финансовые допущения

Для проведения экономической оценки разработки месторождения использован ряд экономических и финансовых допущений, таких как цены, налоги, инфляция, ставка дисконтирования и т.д. Ниже приведено подробное описание каждого из допущений.

Цены

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на нефть согласно маропрогнозу НК КМГ (таблица 3.5.1). Цены на нефть с 2031 изменяются с учетом инфляции 2,5%.

Транспорт продукции

Транспортные расходы по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя: транспортировка, терминал, прием, хранение и отгрузка продукта реализации, оформление документов.

Таблица 3.5.1 – Маркетинговые показатели

Реализация по направлениям	Ед.изм.	2025	2026	2027	2028	2029
Ближнее зарубежье	%	15%	15%	16%	16%	16%
Дальнее зарубежье	%	31%	42%	44%	47%	47%
Внутренний рынок	%	54%	43%	40%	37%	37%
Транспортные тарифы по направлениям						
Ближнее зарубежье	тг/тонн	21793	21915	21893	21873	21850
Дальнее зарубежье	тг/тонн	33322	34406	34373	34373	34367
Внутренний рынок	тг/тонн	9752	10678	10824	10865	10922
Цены по направлениям						
Ближнее зарубежье с учетом скидки	тг/тонн	207619	207619	211507	211507	211507
Дальнее зарубежье с учетом скидки	тг/тонн	230259	231320	233442	233442	233442
Внутренний рынок	тг/тонн	92782	94915	96004	97780	98998
Курс доллара	тг/долл	540	540	540	540	540

Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений, а также на основе бюджета недропользователя на 2026-2030гг.:

- Бурение и обустройство скважин;
- Модернизация объектов на месторождении;
- ПИР по строительству;
- Закуп основных средств.

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти. Нормативы производственных затрат определены на основе анализа данных по бюджету АО «Эмбаунайгаз» на 2026 год.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на сырье и материалы;
- затраты на электроэнергию;
- оплата труда и обучение персонала;
- услуги производственного и непроизводственного характера, предоставленные сторонними организациями;
- прочие расходы;
- амортизационные отчисления.

Затраты на сырье и материалы определялись в зависимости от объема добываемой нефти и включают удельные затраты по используемым материалам.

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи нефти. Оплата труда персонала рассчитывалась исходя из численности персонала, рассчитанной по нормативам для предприятий нефтяной и газовой промышленности и среднемесячной заработной платы.

Услуги производственного и непроизводственного характера рассчитывались от фонда скважин.

Услуги сторонних организаций производственного характера включают затраты на транспортные услуги, охрана объектов, охрана труда и ТБ, техобслуживание и содержание ОС, услуги по хранению.

Услуги сторонних организаций не производственного характера включены затраты на связь, страхование, медобслуживание работников, услуги по стирке спецодежды, затраты на спецпитание.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.5.2. При расчете капитальных и эксплуатационных затрат использовалась инфляция с 2027 г. - 5%, с 2031 г. - 2.5%.

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов. Стоимость фиксированных активов относится на вычеты посредством исчисления амортизационных отчислений в порядке и на условиях, установленных Налоговым Кодексом.

Амортизационные отчисления по группе фиксированных активов, не включенных в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи, рассчитывались производственным методом, в зависимости от объема добычи углеводородов и доказанных разрабатываемых запасов.

Амортизационные отчисления по другим группам определялись путем применения норм амортизации, приведенных в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.2 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных и капитальных затрат

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Эксплуатационные затраты		
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тг/тн.н	40,48
Расходы на химреагенты	тг/тн.н	152,70
Расходы на материалы	тг/тн.н	2521,34
Ремонт автодорог	тыс.тг/скв	51,36
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг/скв	565,29
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг/скв	87,95
Ремонт скважин	тыс.тг/скв	2996,31
НИР	тыс.тг/скв	489,65
Геофизические работы	тыс.тг/скв	164,44
Маркшейдерские работы	тыс.тг/скв	11,39
Транспортные услуги	тыс.тг/скв	2505,03

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг/скв	3343,96
Охрана труда	тыс.тг/скв	988,84
Охрана объектов	тыс.тг/скв	1136,85
Аренда	тыс.тг/скв	1389,35
Страхование	тыс.тг/скв	511,60
Расходы на экологию	тыс.тг/скв	215,80
Прочие услуги	тыс.тг/чел	50,00
Командировочные расходы	тыс.тг/скв	28,76
Почтовые услуги и связь	тыс.тг/скв	64,91
Услуги по хранению	тыс.тг/скв	1,57
Услуги по информатизации	тыс.тг/скв	126,42
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг/скв	56,79
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	тыс.тг/скв	158,13
Стоимость 1 скважино-операции по:		
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	19667,36
Выбытие скважин	тыс.тг	8537,40
Вывод из консервации	тыс.тг	11833,06
Перфорация	тыс.тг	2689,40
РИР	тыс.тг	20891,47
Затраты на оплату труда ОПП		
ФОТ ОПП на 1 работника ОПП в месяц	тг	1 508 274,48
Пособия и выплаты + путевки	тыс.тг/чел	1486,43
Затраты на обучение персонала	%	0,01
Плата за пользование зем участками	тыс.тг/год	1097,84
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг/год	1024,55
Капитальные вложения		
Средняя стоимость бурения добывающих вертикальных скважин	тыс.тг	324 137,00
Средняя стоимость наземного оборудования добывающей скважины	тыс.тг	75 000,00
ПИР на бурение	тыс.тг	8000,00

Таблица 3.5.3 – Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода

№п/п	№ группы	Наименование фиксированных активов	Предельная норма амортизации (%)
1.	I	Здания, сооружения, за исключением нефтяных, газовых скважин и передаточных устройств	10
2.	II	Машины и оборудование, за исключением машин и оборудования нефтегазодобычи, а также компьютеров и оборудования для обработки информации	25
3.	III	Компьютеры и оборудование для обработки информации	40
4.	IV	Фиксированные активы, не включенные в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи	15

Налоги и прочие платежи

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование. Согласно контракту, на недропользователь платит следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых, согласно шкале (таблица 3.5.4);
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.5);

- Экспортную таможенную пошлину, согласно шкале (таблица 3.5.6);
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%;
- Налог на имущество по ставке 1,5% от остаточной стоимости материальных активов;
- Социальный налог по ставке -11%, с 2026г – 5%;
- Социальные отчисления - 5%;

Сумма социального налога, подлежащая уплате в бюджет, определяется как разница между исчисленным социальным налогом и суммой социальных отчислений, исчисленных в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об обязательном социальном страховании» (статья 486, п.3). Таким образом расчет социальных отчислений упраздняется. С 2026г данное условие отменяется.

- ОСМС – 3%.

Таблица 3.5.4 – Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем добычи	Ставка на экспорт, в %	Ставка на внутренний рынок, в %
1.	До 250 000 тонн включительно	5	2,5
2.	До 500 000 тонн включительно	7	3,5
3.	До 1 000 000 тонн включительно	8	4
4.	До 2 000 000 тонн включительно	9	4,5
5.	До 3 000 000 тонн включительно	10	5
6.	До 4 000 000 тонн включительно	11	5,5
7.	До 5 000 000 тонн включительно	12	6
8.	До 7 000 000 тонн включительно	13	6,5
9.	До 10 000 000 тонн включительно	15	7,5
10.	Свыше 10 000 000 тонн	18	9

Таблица 3.5.5 – Ставки рентного налога на экспорт

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До 120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Таблица 3.5.6 – Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65
11.	До 75 долларов США за баррель включительно	70
12.	До 80 долларов США за баррель включительно	75
13.	До 85 долларов США за баррель включительно	80
14.	До 90 долларов США за баррель включительно	85
15.	До 95 долларов США за баррель включительно	90
16.	До 100 долларов США за баррель включительно	95
17.	До 105 долларов США за баррель включительно	100
18.	До 115 долларов США за баррель включительно	115
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236

Ставка дисконтирования

Введена ставка дисконтирования в размере 10,85%, для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС).

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Технологические показатели вариантов разработки

Согласно основным положениям вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей по эксплуатационным объектам и по месторождению в целом в 3-х вариантах.

В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации 3 вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимальное извлечение запасов нефти. Ниже дается характеристика основных технологических показателей разработки по объектам и в целом по месторождению.

Прогнозные технологические показатели разработки согласно рекомендуемому 3 варианту разработки по объектам и месторождению в целом представлены в таблицах 4.1.1-4.1.10.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработк и, ед.	Перевод скважин с других объекто в, ед.	Ввод скважин из консерваци и, ед.	Ввод добывающ их скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательн ых скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающ их скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательн ых скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодов ая приемистост ь одной скважины, м³/сут
	всего	добывающ их	нагнетате льных							всего	добывающ их	нагнетате льных			нефти	жидкост и	
2026	0	0	0	102	5	1	7	1	1	4	4	0	43	2	2,14	9,43	143,00
2027	0	0	0	103	0	0	1	1	0	1	1	0	43	3	2,26	10,47	107,32
2028	0	0	0	103	0	1	0	1	0	1	1	0	43	4	2,25	11,14	86,93
2029	0	0	0	103	0	0	0	0	0	0	0	0	43	4	2,27	12,05	95,90
2030	0	0	0	103	0	0	0	1	0	1	1	0	42	5	2,15	12,46	78,92
2031	0	0	0	106	2	0	1	0	0	0	0	0	45	5	2,16	14,72	103,04
2032	0	0	0	107	1	0	0	0	0	1	1	0	45	5	2,01	15,15	107,48
2033	0	0	0	108	1	0	0	0	0	0	0	0	46	5	2,04	17,21	127,22
2034	0	0	0	110	2	0	0	0	0	0	0	0	48	5	2,00	18,57	145,08
2035	0	0	0	111	1	0	0	0	0	0	0	0	49	5	1,85	18,98	153,06
2036	0	0	0	111	0	0	0	0	0	0	0	0	49	5	1,73	19,52	158,49
2037	0	0	0	113	2	0	0	0	0	1	1	0	50	5	1,75	21,08	176,23
2038	0	0	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	50	5	1,63	21,56	181,73
2039	0	0	0	114	1	0	0	0	0	2	2	0	49	5	1,55	22,10	183,61
2040	0	0	0	114	0	0	0	0	0	0	0	0	49	5	1,44	22,37	186,51
2041	0	0	0	114	0	0	0	0	0	0	0	0	49	5	1,32	22,54	189,51
2042	0	0	0	114	0	0	0	0	0	0	0	0	49	5	1,23	22,90	193,67
2043	0	0	0	114	0	0	0	0	0	1	1	0	48	5	1,16	23,56	196,10
2044	0	0	0	114	0	0	0	0	0	2	2	0	46	5	1,11	24,70	197,30
2045	0	0	0	114	0	0	0	0	0	3	3	0	43	5	1,08	26,31	197,79
2046	0	0	0	114	0	0	0	0	0	1	1	0	42	5	1,01	26,98	198,86
2047	0	0	0	114	0	0	0	0	0	2	2	0	40	5	0,97	28,40	200,02

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	31,96	2,96	5,50	529,67	49,11	0,042	141,04	2035,95	77,3	99,17	966,0	72,1	48,1	0,796	11,708
2027	33,75	3,13	6,15	563,42	52,24	0,045	156,55	2192,51	78,4	111,64	1077,7	73,3	49,9	0,829	12,537
2028	33,58	3,11	6,52	597,00	55,35	0,048	166,56	2359,07	79,8	120,9	1198,6	74,9	51,7	0,821	13,358
2029	33,87	3,14	7,03	630,86	58,49	0,050	180,18	2539,25	81,2	133,01	1331,6	76,5	53,4	0,804	14,162
2030	31,40	2,91	7,01	662,26	61,40	0,053	181,90	2721,15	82,7	136,82	1468,4	78,4	55,0	0,745	14,907
2031	33,73	3,13	8,10	696,00	64,53	0,056	230,24	2951,40	85,3	178,65	1647,0	81,5	57,0	0,805	15,712
2032	31,51	2,92	8,24	727,51	67,45	0,058	237,05	3188,45	86,7	186,86	1833,9	83,1	58,9	0,751	16,463
2033	32,63	3,02	9,29	760,13	70,47	0,061	275,25	3463,70	88,1	220,57	2054,5	84,9	60,9	0,790	17,253
2034	33,31	3,09	10,46	793,45	73,56	0,063	309,99	3773,69	89,3	251,53	2306,0	86,3	62,9	0,806	18,059
2035	31,55	2,93	11,06	825,00	76,49	0,066	323,45	4097,15	90,2	265,37	2571,4	87,5	64,8	0,757	18,816
2036	29,45	2,73	11,61	854,45	79,22	0,068	332,53	4429,68	91,1	275,53	2846,9	88,6	66,5	0,706	19,522
2037	30,41	2,82	13,57	884,86	82,04	0,071	366,50	4796,18	91,7	305,54	3152,4	89,3	68,2	0,720	20,242
2038	28,30	2,62	14,61	913,16	84,66	0,073	374,88	5171,06	92,4	315,07	3467,5	90,2	69,8	0,670	20,912
2039	26,39	2,45	15,95	939,55	87,11	0,075	376,55	5547,62	93,0	318,33	3785,8	90,9	71,2	0,625	21,537
2040	24,49	2,27	17,62	964,05	89,38	0,077	381,17	5928,79	93,6	324,25	4110,1	91,7	72,4	0,579	22,116
2041	22,57	2,09	19,70	986,62	91,47	0,079	383,99	6312,78	94,1	328,57	4438,7	92,4	73,6	0,534	22,650
2042	20,89	1,94	22,71	1007,51	93,41	0,081	390,24	6703,02	94,6	335,77	4774,4	93,0	74,7	0,494	23,144
2043	19,28	1,79	27,12	1026,79	95,20	0,082	393,27	7096,28	95,1	339,98	5114,4	93,6	75,7	0,456	23,600
2044	17,72	1,64	34,20	1044,51	96,84	0,084	395,02	7491,30	95,5	343	5457,4	94,1	76,7	0,418	24,018
2045	16,17	1,50	47,43	1060,68	98,34	0,085	393,37	7884,67	95,9	342,91	5800,3	94,6	77,5	0,382	24,400
2046	14,80	1,37	82,57	1075,48	99,71	0,086	394,04	8278,71	96,2	344,77	6145,1	95,1	78,4	0,350	24,750
2047	13,54	1,26	433,57	1089,02	100,97	0,087	395,01	8673,72	96,6	346,79	6491,9	95,5	79,1	0,320	25,070

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Ввод нагнетательных скважин из бездействия, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	184	0	0	0	1	0	1	11	8	3	51	11	2,31	23,64	125,90
2027	0	0	0	184	0	0	0	0	0	0	6	6	0	45	11	2,51	25,68	105,48
2028	0	0	0	185	0	0	1	0	0	0	0	0	0	46	11	2,73	25,34	104,80
2029	0	0	0	185	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	11	2,54	24,24	101,87
2030	0	0	0	187	2	0	0	0	0	0	3	3	0	45	11	2,62	25,67	111,47
2031	0	0	0	187	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45	11	2,47	25,22	109,73
2032	0	0	0	190	1	0	2	0	0	0	0	0	0	48	11	2,54	26,85	120,79
2033	0	0	0	190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	48	11	2,44	27,01	121,80
2034	0	0	0	190	0	0	0	0	0	0	1	1	0	47	11	2,46	28,46	125,16
2035	0	0	0	191	1	0	0	0	0	0	0	0	0	48	11	2,37	28,79	128,95
2036	0	0	0	192	1	0	0	0	0	0	1	1	0	48	11	2,43	30,78	136,01
2037	0	0	0	193	1	0	0	0	0	0	0	0	0	49	11	2,33	31,15	140,65
2038	0	0	0	193	0	0	0	0	0	0	2	2	0	47	11	2,26	32,09	139,37
2039	0	0	0	194	1	0	0	0	0	0	2	2	0	46	11	2,27	33,61	142,41
2040	0	0	0	194	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	11	2,10	33,24	141,09
2041	0	0	0	194	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	11	1,94	32,98	139,97
2042	0	0	0	194	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	11	1,78	32,55	139,03
2043	0	0	0	194	0	0	0	0	0	0	2	2	0	44	11	1,70	33,16	139,02
2044	0	0	0	194	0	0	0	0	0	0	0	0	0	44	11	1,55	32,46	135,40
2045	0	0	0	194	0	0	0	0	0	0	2	2	0	42	11	1,46	32,85	131,90
2046	0	0	0	194	0	0	0	0	0	0	1	1	0	41	11	1,34	32,64	128,64
2047	0	0	0	194	0	0	0	0	0	0	1	1	0	40	11	1,24	32,41	125,39

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	40,91	0,65	5,43	5577,11	88,68	0,547	419,22	22728,21	90,2	480,2	20108,4	119,3	85,2	1,041	145,532
2027	39,21	0,62	5,51	5616,32	89,30	0,551	401,77	23129,98	90,2	402,3	20510,7	104,3	85,5	0,999	146,531
2028	43,71	0,70	6,50	5660,03	90,00	0,555	405,27	23535,24	89,2	400,8	20911,5	102,4	85,8	1,120	147,651
2029	40,61	0,65	6,45	5700,63	90,64	0,559	387,75	23922,99	89,5	388,6	21300,1	103,9	86,1	1,041	148,692
2030	41,05	0,65	6,97	5741,69	91,29	0,563	401,61	24324,60	89,8	425,2	21725,3	110,0	86,5	1,055	149,747
2031	38,68	0,62	7,07	5780,37	91,91	0,567	394,60	24719,20	90,2	418,5	22143,8	110,4	86,8	0,996	150,743
2032	42,43	0,67	8,34	5822,80	92,58	0,571	448,10	25167,30	90,5	462,0	22605,8	107,5	87,2	1,095	151,838
2033	40,66	0,65	8,72	5863,45	93,23	0,575	450,75	25618,05	91,0	464,6	23070,4	107,8	87,5	1,051	152,889
2034	40,18	0,64	9,44	5903,63	93,87	0,579	465,05	26083,10	91,4	477,4	23547,8	107,5	87,8	1,039	153,928
2035	39,62	0,63	10,27	5943,25	94,50	0,583	480,55	26563,64	91,8	491,9	24039,6	107,5	88,2	1,027	154,955
2036	40,63	0,65	11,74	5983,88	95,15	0,587	513,70	27077,34	92,1	520,2	24559,8	106,5	88,5	1,054	156,009
2037	39,78	0,63	13,03	6023,66	95,78	0,591	530,78	27608,12	92,5	536,5	25096,3	106,6	88,8	1,034	157,043
2038	37,00	0,59	13,93	6060,66	96,37	0,594	524,47	28132,59	92,9	531,6	25627,9	107,1	89,1	0,961	158,004
2039	36,25	0,58	15,86	6096,90	96,94	0,598	537,53	28670,12	93,3	543,2	26171,1	107,0	89,4	0,943	158,947
2040	33,59	0,53	17,47	6130,49	97,48	0,601	531,63	29201,75	93,7	539,6	26710,7	107,7	89,7	0,874	159,821
2041	31,05	0,49	19,56	6161,54	97,97	0,604	527,43	29729,18	94,1	533,9	27244,6	107,7	90,0	0,808	160,629
2042	28,55	0,45	22,36	6190,09	98,42	0,607	520,69	30249,87	94,5	530,3	27774,9	108,6	90,3	0,742	161,371
2043	25,99	0,41	26,22	6216,07	98,84	0,609	507,27	30757,13	94,9	530,2	28305,1	111,7	90,6	0,676	162,047
2044	23,65	0,38	32,33	6239,72	99,21	0,612	496,67	31253,81	95,2	517,9	28823,0	111,6	91,0	0,615	162,662
2045	21,26	0,34	42,96	6260,97	99,55	0,614	479,73	31733,53	95,6	503,1	29326,1	112,5	91,3	0,553	163,215
2046	19,17	0,30	67,92	6280,14	99,86	0,616	465,31	32198,85	95,9	490,7	29816,7	113,3	91,5	0,498	163,713
2047	17,21	0,27	190,08	6297,36	100,13	0,617	450,74	32649,59	96,2	478,3	30295,0	114,2	91,8	0,448	164,161

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработк и, ед.	Перевод скважин с других объекто в, ед.	Ввод скважин из консерваци и, ед.	Ввод добывающ их скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательн ых скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающ их скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательн ых скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодов ая приемистост ь одной скважины, м³/сут
	всего	добываю щих	нагнетате льных							всего	добываю щих	нагнетате льных			нефти	жидко сти	
2026	0	0	0	213	2	0	0	0	0	14	8	6	63	6	1,88	14,54	121,11
2027	1	1	0	214	0	0	0	1	0	1	1	0	63	7	1,77	14,13	101,06
2028	1	1	0	216	0	0	1	0	0	0	0	0	65	7	1,80	14,01	102,73
2029	0	0	0	217	1	0	0	0	0	0	0	0	66	7	1,96	14,53	108,04
2030	0	0	0	218	1	0	0	1	0	1	1	0	66	8	1,89	14,75	96,69
2031	0	0	0	220	0	0	2	0	0	0	0	0	68	8	1,87	15,84	108,20
2032	0	0	0	220	0	0	0	0	0	0	0	0	68	8	1,84	16,70	114,88
2033	0	0	0	221	0	0	1	0	0	2	2	0	67	8	1,97	19,29	132,22
2034	0	0	0	222	1	0	0	0	0	1	1	0	67	8	2,06	21,49	148,35
2035	0	0	0	222	0	0	0	0	0	3	3	0	64	8	2,38	26,11	173,06
2036	0	0	0	222	0	0	0	0	0	1	1	0	63	8	2,37	27,91	182,82
2037	0	0	0	222	0	0	0	0	0	3	3	0	60	8	2,33	29,33	184,60
2038	0	0	0	222	0	0	0	0	0	1	1	0	59	8	2,21	30,09	187,45
2039	0	0	0	222	0	0	0	0	0	3	3	0	56	8	2,17	31,67	188,28
2040	0	0	0	223	1	0	0	0	0	3	3	0	54	8	2,19	33,78	193,84
2041	0	0	0	223	0	0	0	0	0	0	0	0	54	8	2,04	33,84	195,71
2042	0	0	0	223	0	0	0	0	0	1	1	0	53	8	1,90	34,04	194,06
2043	0	0	0	223	0	0	0	0	0	2	2	0	51	8	1,82	35,07	193,24
2044	0	0	0	223	0	0	0	0	0	0	0	0	51	8	1,67	34,98	193,00
2045	0	0	0	224	1	0	0	0	0	0	0	0	52	8	1,72	36,17	204,08
2046	0	0	0	224	0	0	0	0	0	2	2	0	50	8	1,66	37,34	203,32
2047	0	0	0	224	0	0	0	0	0	0	0	0	50	8	1,53	37,40	204,34

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	41,28	0,51	4,62	7307,60	89,56	0,574	318,44	27818,25	87,0	251,96	26678,8	81,7	93,2	1,417	187,269
2027	38,77	0,48	4,55	7346,37	90,04	0,577	308,60	28126,86	87,4	245,3	26924,1	82,3	93,1	1,331	188,600
2028	40,67	0,50	5,00	7387,04	90,54	0,581	315,71	28442,57	87,1	250,04	27174,2	81,8	93,0	1,398	189,998
2029	44,95	0,55	5,82	7431,99	91,09	0,584	333,40	28775,97	86,5	262,23	27436,4	81,1	92,9	1,547	191,545
2030	43,36	0,53	5,96	7475,35	91,62	0,588	338,41	29114,38	87,2	268,23	27704,6	81,9	92,8	1,494	193,039
2031	44,30	0,54	6,48	7519,64	92,16	0,591	374,46	29488,84	88,2	300,15	28004,8	83,2	92,7	1,523	194,562
2032	43,39	0,53	6,78	7563,03	92,69	0,594	394,89	29883,73	89,0	319,55	28324,3	84,4	92,5	1,494	196,056
2033	45,89	0,56	7,70	7608,93	93,25	0,598	449,36	30333,09	89,8	366,79	28691,1	85,4	92,5	1,581	197,637
2034	47,91	0,59	8,70	7656,83	93,84	0,602	500,57	30833,66	90,4	411,51	29102,6	86,3	92,4	1,652	199,289
2035	52,93	0,65	10,53	7709,76	94,49	0,606	581,01	31414,66	90,9	480,07	29582,7	86,9	92,3	1,827	201,116
2036	51,89	0,64	11,54	7761,66	95,13	0,610	611,28	32025,94	91,5	508,53	30091,2	87,8	92,2	1,792	202,908
2037	48,51	0,59	12,20	7810,17	95,72	0,614	611,80	32637,74	92,1	512,08	30603,3	88,6	92,1	1,675	204,583
2038	45,32	0,56	12,98	7855,49	96,28	0,617	617,31	33255,06	92,7	519,99	31123,3	89,4	92,1	1,565	206,148
2039	42,21	0,52	13,89	7897,70	96,79	0,621	616,72	33871,77	93,2	522,28	31645,6	90,1	92,0	1,458	207,606
2040	41,20	0,50	15,75	7938,90	97,30	0,624	634,30	34506,07	93,5	539,18	32184,8	90,6	92,0	1,424	209,030
2041	38,23	0,47	17,34	7977,12	97,77	0,627	635,42	35141,49	94,0	542,9	32727,7	91,2	92,0	1,322	210,352
2042	35,07	0,43	19,25	8012,19	98,20	0,630	627,21	35768,70	94,4	538,31	33266,0	91,8	92,0	1,213	211,565
2043	32,25	0,40	21,92	8044,44	98,59	0,632	621,89	36390,60	94,8	536,04	33802,0	92,4	92,0	1,115	212,680
2044	29,70	0,36	25,86	8074,14	98,96	0,635	620,23	37010,82	95,2	536,85	34338,9	93,0	92,0	1,027	213,707
2045	31,16	0,38	36,59	8105,30	99,34	0,637	653,89	37664,71	95,2	566,11	34905,0	93,0	92,0	1,077	214,784
2046	28,79	0,35	53,32	8134,09	99,69	0,639	649,19	38313,90	95,6	564	35469,0	93,5	92,1	0,995	215,779
2047	26,67	0,33	105,82	8160,77	100,02	0,641	650,19	38964,10	95,9	566,84	36035,8	94,0	92,1	0,921	216,700

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработк и, ед.	Перевод скважин с других объекто в, ед.	Ввод скважин из консерваци и, ед.	Ввод добывающ их скважин из прочих категорий, ед.	Перево д под закачк у, ед.	Ввод нагнетательн ых скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающ их скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательн ых скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодов ая премиестост ь одной скважины, м³/сут
	всего	добываю щих	нагнетате льных							всего	добываю щих	нагнетате льных			нефт и	жидкост и	
2026	0	0	0	110	2	0	0	0	0	10	8	2	26	0	1,13	8,55	0,00
2027	0	0	0	111	0	0	0	0	1	9	9	0	17	1	1,40	11,51	156,65
2028	0	0	0	112	0	0	1	0	0	0	0	0	18	1	1,43	10,98	156,11
2029	0	0	0	112	0	0	0	0	0	1	1	0	17	1	1,32	10,64	144,43
2030	0	0	0	112	0	0	0	0	0	1	1	0	16	1	1,24	10,57	136,03
2031	0	0	0	112	0	0	0	0	0	3	3	0	13	1	1,36	11,83	124,07
2032	0	0	0	112	0	1	0	0	0	0	0	0	14	1	1,47	14,07	160,40
2033	0	0	0	113	0	0	1	0	0	0	0	0	15	1	1,66	16,86	207,84
2034	0	0	0	113	0	0	0	0	0	3	3	0	12	1	1,94	20,29	200,78
2035	0	0	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	12	1	1,84	20,92	208,74
2036	0	0	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	12	1	2,21	26,33	263,07
2037	0	0	0	113	1	0	0	0	0	1	1	0	12	1	2,57	31,57	317,14
2038	0	0	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	12	1	2,43	32,39	327,73
2039	0	0	0	113	0	0	0	0	0	1	1	0	11	1	2,50	35,84	334,33
2040	0	0	0	113	0	0	0	0	0	1	1	0	10	1	2,56	39,62	336,87
2041	0	0	0	113	0	0	0	0	0	1	1	0	9	1	2,65	44,05	339,67
2042	0	0	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	9	1	2,48	44,95	348,38
2043	0	0	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	9	1	2,19	42,92	334,22
2044	0	0	0	113	0	0	0	0	0	1	1	0	8	1	2,18	46,44	321,92
2045	0	0	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1	1,93	45,06	314,55
2046	0	0	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1	1,70	43,30	303,30
2047	0	0	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1	1,52	42,17	296,47

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	10,18	0,46	6,01	2053,86	92,81	0,513	77,26	8254,19	86,8	0	1143,3	0,0	13,4	0,390	62,643
2027	8,28	0,37	5,20	2062,14	93,18	0,515	68,03	8322,22	87,8	54,32	1197,6	82,4	13,9	0,318	62,961
2028	8,98	0,41	5,95	2071,12	93,59	0,517	68,69	8390,91	86,9	54,28	1251,9	81,1	14,5	0,349	63,310
2029	7,81	0,35	5,51	2078,93	93,94	0,519	62,91	8453,81	87,6	50,08	1302,0	82,0	14,9	0,304	63,614
2030	6,91	0,31	5,15	2085,84	94,25	0,521	58,79	8512,60	88,2	47,17	1349,1	82,9	15,4	0,270	63,884
2031	6,13	0,28	4,82	2091,97	94,53	0,522	53,45	8566,06	88,5	43,02	1392,2	83,3	15,8	0,241	64,125
2032	7,13	0,32	5,90	2099,11	94,85	0,524	68,48	8634,54	89,6	55,77	1447,9	84,8	16,3	0,281	64,406
2033	8,64	0,39	7,59	2107,75	95,24	0,526	87,92	8722,46	90,2	72,07	1520,0	85,6	16,9	0,343	64,749
2034	8,08	0,36	7,67	2115,83	95,61	0,528	84,66	8807,12	90,5	69,62	1589,6	86,0	17,6	0,321	65,070
2035	7,67	0,35	7,89	2123,49	95,96	0,530	87,28	8894,40	91,2	72,38	1662,0	87,0	18,2	0,305	65,375
2036	9,24	0,42	10,32	2132,73	96,37	0,532	109,86	9004,26	91,6	91,47	1753,5	87,6	19,0	0,368	65,743
2037	10,74	0,49	13,38	2143,47	96,86	0,535	131,71	9135,97	91,8	109,97	1863,4	87,9	19,9	0,429	66,172
2038	10,14	0,46	14,58	2153,61	97,32	0,537	135,14	9271,11	92,5	113,64	1977,1	88,9	20,8	0,404	66,576
2039	9,55	0,43	16,08	2163,16	97,75	0,540	137,08	9408,19	93,0	115,93	2093,0	89,6	21,7	0,381	66,957
2040	8,92	0,40	17,89	2172,08	98,15	0,542	137,76	9545,95	93,5	117,13	2210,1	90,3	22,7	0,356	67,313
2041	8,28	0,37	20,25	2180,36	98,53	0,544	137,84	9683,79	94,0	117,78	2327,9	91,0	23,6	0,332	67,645
2042	7,77	0,35	23,81	2188,13	98,88	0,546	140,65	9824,44	94,5	120,8	2448,7	91,7	24,4	0,311	67,956
2043	6,84	0,31	27,52	2194,98	99,19	0,548	134,32	9958,76	94,9	115,89	2564,6	92,3	25,3	0,274	68,230
2044	6,05	0,27	33,59	2201,03	99,46	0,549	129,18	10087,94	95,3	111,93	2676,5	92,9	26,1	0,242	68,472
2045	5,36	0,24	44,82	2206,40	99,70	0,551	125,34	10213,28	95,7	109,07	2785,6	93,5	26,8	0,215	68,687
2046	4,74	0,21	71,77	2211,14	99,92	0,552	120,43	10333,71	96,1	105,17	2890,8	94,0	27,6	0,190	68,877
2047	4,22	0,19	226,38	2215,36	100,11	0,553	117,30	10451,01	96,4	102,8	2993,6	94,5	28,2	0,168	69,045

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по V объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	1	1	0	98	0	0	0	0	0	7	5	2	21	0	1,83	11,26	0,00
2027	0	0	0	98	0	0	0	0	0	1	1	0	20	0	1,62	10,91	0,00
2028	0	0	0	98	0	0	0	0	0	1	1	0	19	0	1,73	11,45	0,00
2029	1	1	0	99	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	1,73	11,64	0,00
2030	1	1	0	100	0	0	0	0	0	1	1	0	18	0	2,15	17,02	0,00
2031	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	1,89	16,41	0,00
2032	0	0	0	100	0	0	0	0	0	2	2	0	16	0	1,90	17,62	0,00
2033	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,71	17,27	0,00
2034	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,55	17,09	0,00
2035	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,43	17,04	0,00
2036	0	0	0	100	0	0	0	0	0	1	1	0	15	0	1,40	17,96	0,00
2037	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	1,28	17,93	0,00
2038	0	0	0	100	0	0	0	0	0	1	1	0	14	0	1,26	18,83	0,00
2039	0	0	0	100	0	0	0	0	0	1	1	0	13	0	1,25	20,03	0,00
2040	0	0	0	100	0	0	0	0	0	1	1	0	12	0	1,26	21,56	0,00
2041	0	0	0	100	0	0	0	0	0	3	3	0	9	0	1,54	27,24	0,00
2042	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	1,42	27,35	0,00
2043	0	0	0	100	1	0	0	0	0	0	0	0	10	0	1,52	28,10	0,00
2044	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	1,38	27,03	0,00
2045	0	0	0	100	0	0	0	0	0	1	1	0	9	0	1,40	29,49	0,00
2046	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	1,29	29,65	0,00
2047	0	0	0	100	0	0	0	0	0	1	1	0	8	0	1,33	32,98	0,00

Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по V объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	13,30	0,56	7,86	2238,20	93,49	0,591	82,01	8047,13	83,8	0	3386,1	0,0	38,5	0,553	63,248
2027	11,25	0,47	7,22	2249,45	93,96	0,594	75,88	8123,02	85,2	0	3386,1	0,0	38,2	0,468	63,716
2028	11,44	0,48	7,91	2260,89	94,44	0,597	75,64	8198,65	84,9	0	3386,1	0,0	37,9	0,478	64,194
2029	11,42	0,48	8,58	2272,31	94,92	0,601	76,69	8275,35	85,1	0	3386,1	0,0	37,5	0,465	64,659
2030	13,40	0,56	11,01	2285,71	95,48	0,604	106,23	8381,57	87,4	0	3386,1	0,0	37,1	0,540	65,199
2031	11,84	0,49	10,94	2297,55	95,97	0,607	102,70	8484,27	88,5	0	3386,1	0,0	36,7	0,480	65,679
2032	10,56	0,44	10,95	2308,11	96,41	0,610	98,04	8582,31	89,2	0	3386,1	0,0	36,3	0,429	66,108
2033	9,50	0,40	11,06	2317,61	96,81	0,612	96,07	8678,38	90,1	0	3386,1	0,0	36,0	0,389	66,497
2034	8,64	0,36	11,31	2326,26	97,17	0,615	95,09	8773,47	90,9	0	3386,1	0,0	35,6	0,355	66,852
2035	7,93	0,33	11,71	2334,19	97,50	0,617	94,81	8868,28	91,6	0	3386,1	0,0	35,3	0,326	67,178
2036	7,33	0,31	12,25	2341,52	97,81	0,619	93,65	8961,93	92,2	0	3386,1	0,0	35,0	0,302	67,480
2037	6,70	0,28	12,76	2348,21	98,09	0,621	93,50	9055,43	92,8	0	3386,1	0,0	34,6	0,278	67,758
2038	6,14	0,26	13,40	2354,35	98,34	0,622	91,64	9147,07	93,3	0	3386,1	0,0	34,3	0,254	68,012
2039	5,66	0,24	14,28	2360,01	98,58	0,624	90,53	9237,60	93,7	0	3386,1	0,0	34,0	0,235	68,247
2040	5,26	0,22	15,48	2365,27	98,80	0,625	89,94	9327,54	94,2	0	3386,1	0,0	33,7	0,220	68,467
2041	4,81	0,20	16,75	2370,08	99,00	0,626	85,23	9412,77	94,4	0	3386,1	0,0	33,5	0,201	68,668
2042	4,44	0,19	18,55	2374,52	99,19	0,628	85,59	9498,37	94,8	0	3386,1	0,0	33,2	0,185	68,853
2043	5,27	0,22	27,05	2379,79	99,41	0,629	97,71	9596,08	94,6	0	3386,1	0,0	32,9	0,221	69,074
2044	4,79	0,20	33,72	2384,58	99,61	0,630	93,98	9690,05	94,9	0	3386,1	0,0	32,6	0,201	69,275
2045	4,37	0,18	46,44	2388,96	99,79	0,631	92,29	9782,35	95,3	0	3386,1	0,0	32,4	0,185	69,460
2046	4,04	0,17	80,00	2392,99	99,96	0,632	92,78	9875,13	95,6	0	3386,1	0,0	32,1	0,170	69,630
2047	3,70	0,15	366,79	2396,69	100,11	0,633	91,73	9966,86	96,0	0	3386,1	0,0	31,8	0,155	69,785

Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин по VI объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая премия одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	1	1	0	53	0	0	0	1	1	4	2	2	17	2	1,90	19,92	139,22
2027	0	0	0	53	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	2,42	21,34	146,63
2028	0	0	0	53	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	2,31	21,03	144,68
2029	0	0	0	53	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	2,53	21,79	149,23
2030	0	0	0	54	0	0	1	0	0	0	0	0	18	2	2,80	25,55	186,66
2031	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	18	2	2,79	26,87	197,56
2032	0	0	0	54	0	0	0	0	0	1	1	0	17	2	2,82	28,45	198,09
2033	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	2,66	28,57	200,76
2034	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	2,52	28,83	203,89
2035	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	2,37	29,01	206,40
2036	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	2,22	29,05	207,31
2037	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	2,07	28,82	207,25
2038	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	1,93	28,70	207,45
2039	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	1,80	28,65	208,03
2040	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	1,67	28,53	207,54
2041	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	1,53	27,75	203,20
2042	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	1,40	27,17	199,68
2043	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	1,28	26,65	196,55
2044	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	1,15	25,70	189,72
2045	0	0	0	54	0	0	0	0	0	1	1	0	16	2	1,09	26,08	182,21
2046	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	16	2	0,97	24,79	173,73
2047	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	16	2	0,87	23,89	167,86

Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VI объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	11,20	0,82	4,41	1117,21	82,15	0,337	117,40	4082,34	90,5	96,55	417,2	84,0	9,2	0,703	40,147
2027	14,30	1,05	5,89	1131,50	83,20	0,341	126,15	4208,49	88,7	101,69	518,9	81,2	11,1	0,889	41,036
2028	13,66	1,00	5,98	1145,17	84,20	0,345	124,33	4332,82	89,0	100,61	619,5	81,7	13,0	0,850	41,886
2029	14,95	1,10	6,96	1160,12	85,30	0,350	128,80	4461,62	88,4	103,49	723,0	80,8	14,7	0,933	42,819
2030	17,50	1,29	8,76	1177,62	86,59	0,355	159,90	4621,52	89,1	129,45	852,4	81,8	16,8	1,093	43,912
2031	17,44	1,28	9,56	1195,06	87,87	0,360	168,15	4789,66	89,6	137,01	989,5	82,7	18,9	1,088	45,000
2032	16,65	1,22	10,09	1211,71	89,10	0,365	168,17	4957,83	90,1	137,75	1127,2	83,4	20,9	1,039	46,039
2033	15,71	1,16	10,59	1227,42	90,25	0,370	168,86	5126,69	90,7	139,23	1266,4	84,3	22,8	0,980	47,019
2034	14,89	1,09	11,23	1242,31	91,35	0,374	170,43	5297,12	91,3	141,4	1407,8	85,2	24,6	0,930	47,949
2035	14,02	1,03	11,91	1256,32	92,38	0,379	171,47	5468,58	91,8	143,14	1551,0	86,1	26,3	0,876	48,825
2036	13,15	0,97	12,68	1269,47	93,34	0,382	171,73	5640,31	92,3	144,16	1695,1	86,9	28,0	0,822	49,647
2037	12,22	0,90	13,50	1281,69	94,24	0,386	170,33	5810,63	92,8	143,73	1838,9	87,7	29,5	0,765	50,412
2038	11,40	0,84	14,56	1293,10	95,08	0,390	169,66	5980,29	93,3	143,87	1982,7	88,5	31,0	0,714	51,126
2039	10,66	0,78	15,94	1303,76	95,86	0,393	169,36	6149,65	93,7	144,27	2127,0	89,2	32,5	0,669	51,795
2040	9,90	0,73	17,60	1313,66	96,59	0,396	168,65	6318,30	94,1	144,32	2271,3	89,9	33,8	0,622	52,417
2041	9,02	0,66	19,46	1322,68	97,26	0,399	164,03	6482,34	94,5	140,92	2412,2	90,5	35,1	0,566	52,983
2042	8,25	0,61	22,10	1330,93	97,86	0,401	160,58	6642,91	94,9	138,48	2550,7	91,1	36,3	0,518	53,501
2043	7,56	0,56	26,01	1338,49	98,42	0,403	157,51	6800,42	95,2	136,31	2687,0	91,6	37,5	0,475	53,976
2044	6,80	0,50	31,61	1345,29	98,92	0,405	151,92	6952,34	95,5	131,93	2819,0	92,2	38,6	0,427	54,403
2045	6,07	0,45	41,24	1351,36	99,36	0,407	145,07	7097,41	95,8	126,36	2945,3	92,7	39,5	0,382	54,785
2046	5,40	0,40	62,52	1356,76	99,76	0,409	137,93	7235,34	96,1	120,48	3065,8	93,1	40,5	0,340	55,125
2047	4,84	0,36	149,43	1361,60	100,12	0,410	132,89	7368,23	96,4	116,41	3182,2	93,6	41,3	0,305	55,430

Таблица 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин по VII объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	14	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2,79	23,13	0,00
2027	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2,75	24,86	0,00
2028	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2,52	24,34	0,00
2029	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2,30	23,87	0,00
2030	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1,98	22,56	0,00
2031	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1,71	21,30	0,00
2032	0	0	0	14	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	1,47	15,87	0,00
2033	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	1,25	15,04	0,00
2034	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	1,07	14,32	0,00
2035	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0,91	13,60	0,00
2036	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0,79	13,09	0,00
2037	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0,68	12,51	0,00
2038	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0,58	11,90	0,00
2039	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0,50	11,36	0,00
2040	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0,42	10,84	0,00
2041	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0,36	10,38	0,00
2042	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0,31	9,90	0,00
2043	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0,26	9,40	0,00
2044	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0,20	7,32	0,00
2045	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0,17	6,88	0,00
2046	0	0	0	14	0	0	0	0	0	1	1	0	2	0	0,16	7,12	0,00
2047	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0,14	6,69	0,00

Таблица 4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VII объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	1,94	2,20	10,03	70,71	80,26	0,328	16,08	184,70	87,9	0	0,0	0,0	0,0	0,171	2,109
2027	1,91	2,17	10,99	72,62	82,43	0,336	17,29	201,99	88,9	0	0,0	0,0	0,0	0,168	2,277
2028	1,75	1,99	11,30	74,37	84,42	0,344	16,93	218,91	89,7	0	0,0	0,0	0,0	0,155	2,432
2029	1,60	1,81	11,64	75,97	86,23	0,352	16,60	235,51	90,4	0	0,0	0,0	0,0	0,142	2,574
2030	1,38	1,57	11,38	77,35	87,80	0,358	15,69	251,20	91,2	0	0,0	0,0	0,0	0,122	2,696
2031	1,19	1,35	11,06	78,54	89,15	0,364	14,81	266,01	92,0	0	0,0	0,0	0,0	0,106	2,802
2032	1,53	1,74	16,00	80,07	90,88	0,371	16,55	282,57	90,8	0	0,0	0,0	0,0	0,136	2,938
2033	1,30	1,48	16,23	81,37	92,36	0,377	15,69	298,25	91,7	0	0,0	0,0	0,0	0,116	3,054
2034	1,12	1,27	16,59	82,49	93,63	0,382	14,94	313,19	92,5	0	0,0	0,0	0,0	0,100	3,154
2035	0,95	1,08	16,99	83,44	94,71	0,386	14,19	327,38	93,3	0	0,0	0,0	0,0	0,085	3,239
2036	0,82	0,94	17,69	84,27	95,65	0,390	13,65	341,04	94,0	0	0,0	0,0	0,0	0,073	3,312
2037	0,71	0,80	18,45	84,97	96,45	0,394	13,05	354,08	94,6	0	0,0	0,0	0,0	0,062	3,374
2038	0,60	0,68	19,30	85,58	97,14	0,396	12,41	366,49	95,1	0	0,0	0,0	0,0	0,053	3,427
2039	0,52	0,59	20,47	86,09	97,72	0,399	11,85	378,35	95,6	0	0,0	0,0	0,0	0,046	3,473
2040	0,44	0,50	22,00	86,53	98,22	0,401	11,30	389,65	96,1	0	0,0	0,0	0,0	0,039	3,512
2041	0,38	0,43	24,15	86,91	98,65	0,403	10,83	400,48	96,5	0	0,0	0,0	0,0	0,034	3,546
2042	0,32	0,37	27,16	87,24	99,02	0,404	10,33	410,81	96,9	0	0,0	0,0	0,0	0,029	3,575
2043	0,27	0,31	31,68	87,51	99,33	0,405	9,80	420,61	97,2	0	0,0	0,0	0,0	0,024	3,599
2044	0,21	0,23	34,72	87,71	99,56	0,406	7,63	428,24	97,3	0	0,0	0,0	0,0	0,018	3,617
2045	0,17	0,20	44,95	87,89	99,76	0,407	7,18	435,42	97,6	0	0,0	0,0	0,0	0,015	3,632
2046	0,11	0,13	53,90	88,00	99,89	0,408	4,95	440,37	97,7	0	0,0	0,0	0,0	0,010	3,642
2047	0,10	0,11	99,19	88,10	100,00	0,408	4,66	445,03	97,9	0	0,0	0,0	0,0	0,008	3,650

Таблица 4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод из бездействия, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	2	2	0	312	2	1	7	3	2	16	9	7	200	20	2,17	16,89	133,80
2027	1	1	0	315	2	0	1	2	1	2	2	0	200	23	2,13	16,64	114,77
2028	1	1	0	319	0	1	3	1	0	1	1	0	204	24	2,17	16,54	111,05
2029	1	1	0	320	0	0	0	0	0	1	1	0	204	24	2,19	16,77	112,64
2030	1	1	0	322	0	0	1	2	0	2	2	0	204	26	2,19	17,85	111,68
2031	0	0	0	325	0	0	3	0	0	0	0	0	207	26	2,14	18,65	119,50
2032	0	0	0	327	0	1	2	0	0	1	1	0	209	26	2,11	19,70	128,53
2033	0	0	0	329	0	0	2	0	0	1	1	0	210	26	2,12	21,20	140,12
2034	0	0	0	329	0	0	0	0	0	2	2	0	208	26	2,14	22,75	149,90
2035	0	0	0	329	0	0	0	0	0	1	1	0	207	26	2,15	24,42	161,15
2036	0	0	0	329	0	0	0	0	0	2	2	0	205	26	2,14	25,90	170,34
2037	0	0	0	329	0	0	0	0	0	1	1	0	204	26	2,11	27,11	178,34
2038	0	0	0	329	0	0	0	0	0	3	3	0	201	26	1,99	27,63	180,15
2039	0	0	0	329	0	0	0	0	0	7	7	0	194	26	1,95	28,83	182,35
2040	0	0	0	329	0	0	0	0	0	4	4	0	190	26	1,87	29,59	184,12
2041	0	0	0	329	0	0	0	0	0	4	4	0	186	26	1,77	30,15	184,58
2042	0	0	0	329	0	0	0	0	0	1	1	0	185	26	1,64	30,17	184,53
2043	0	0	0	329	0	0	0	0	0	3	3	0	182	26	1,54	30,45	183,96
2044	0	0	0	329	0	0	0	0	0	3	3	0	179	26	1,43	30,44	181,58
2045	0	0	0	329	0	0	0	0	0	6	6	0	173	26	1,41	31,62	182,75
2046	0	0	0	329	0	0	0	0	0	5	5	0	168	26	1,32	32,01	180,25
2047	0	0	0	329	0	0	0	0	0	4	4	0	164	26	1,24	32,40	178,71

Таблица 4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	150,76	0,70	5,31	18894,36	87,55	0,404	1171,45	73150,77	87,1	927,9	52699,8	5,071	512,656
2027	147,46	0,68	5,49	19041,82	88,23	0,407	1154,28	74305,05	87,2	915,3	53615,0	5,002	517,658
2028	153,79	0,71	6,05	19195,61	88,94	0,411	1173,13	75478,18	86,9	926,7	54541,7	5,171	522,829
2029	155,21	0,72	6,50	19350,82	89,66	0,414	1186,32	76664,50	86,9	937,4	55479,1	5,236	528,065
2030	155,00	0,72	6,95	19505,82	90,38	0,417	1262,52	77927,03	87,7	1006,8	56485,9	5,319	533,384
2031	153,31	0,71	7,38	19659,14	91,09	0,420	1338,41	79265,43	88,5	1077,4	57563,3	5,239	538,623
2032	153,20	0,71	7,97	19812,33	91,80	0,424	1431,29	80696,72	89,3	1161,9	58725,2	5,225	543,848
2033	154,33	0,72	8,72	19966,66	92,51	0,427	1543,89	82240,62	90,0	1263,2	59988,4	5,250	549,098
2034	154,12	0,71	9,54	20120,79	93,23	0,430	1640,73	83881,35	90,6	1351,5	61339,9	5,203	554,301
2035	154,67	0,72	10,58	20275,46	93,95	0,434	1752,76	85634,10	91,2	1452,8	62792,7	5,203	559,504
2036	152,51	0,71	11,67	20427,96	94,65	0,437	1846,39	87480,49	91,7	1539,9	64332,6	5,117	564,621
2037	149,08	0,69	12,92	20577,04	95,34	0,440	1917,67	89398,16	92,2	1607,8	65940,4	4,963	569,584
2038	138,91	0,64	13,82	20715,95	95,99	0,443	1925,51	91323,67	92,8	1624,2	67564,6	4,621	574,205
2039	131,24	0,61	15,15	20847,19	96,59	0,446	1939,62	93263,29	93,2	1644,0	69208,6	4,357	578,562
2040	123,80	0,57	16,84	20970,98	97,17	0,449	1954,76	95218,05	93,7	1664,5	70873,1	4,114	582,676
2041	114,33	0,53	18,71	21085,32	97,70	0,451	1944,77	97162,83	94,1	1664,0	72537,1	3,797	586,473
2042	105,29	0,49	21,19	21190,60	98,19	0,453	1935,29	99098,11	94,6	1663,6	74200,8	3,492	589,965
2043	97,47	0,45	24,89	21288,07	98,64	0,455	1921,77	101019,88	94,9	1658,5	75859,2	3,241	593,206
2044	88,91	0,41	30,23	21376,98	99,05	0,457	1894,63	102914,51	95,3	1641,6	77500,8	2,948	596,154
2045	84,56	0,39	41,21	21461,55	99,44	0,459	1896,87	104811,38	95,5	1647,6	79148,3	2,809	598,963
2046	77,06	0,36	63,87	21538,60	99,80	0,461	1864,64	106676,02	95,9	1625,1	80773,4	2,553	601,516
2047	70,29	0,33	161,22	21608,89	100,12	0,462	1842,52	108518,54	96,2	1611,1	82384,5	2,325	603,841

Таблица 4.1.17 – Основные характеристики расчетных вариантов разработки

№№ п/п	Параметры	Объекты						
		I	II	III	IV	V	VI	VII
1	Плотность сетки скважин на начало разбуривания, га/скв	20,6	7,1	5,6	6,9	8,2	8,1	40,1
	Плотность сетки скважин на конец разбуривания, га/скв	20,6	7,1	5,4	6,9	6,9	7,5	40,1
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	10/1	4/1	8/1	18/1	-	6/1	-
3	Коэффициент компенсации отборов, %	±10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 4.1						
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	$P_{пл} > P_{нас}$; $P_{заб} \geq P_{нас}$						
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$, где минимальное $P_{заб} \geq P_{нас}$						
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т	35	30	40	50	60	70	95
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т.	±10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1						
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³	±10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1						
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1						

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Любой проект, предлагаемый к реализации в энергетическом секторе экономики, нуждается в тщательной предварительной оценке возможностей его развития, прежде всего с точки зрения инвесторов, то есть компаний (компаний), заинтересованных в участии в проекте и рассчитывающих на прибыльное вложение своих денег в проект.

В настоящем проекте для экономической оценки технологических показателей вариантов разработки месторождения оценены изменение доходов за счет применения технологий разработки и добычи нефти (увеличение добычи нефти).

Анализ финансовой рентабельности проекта основывается на моделировании потоков реальных денег, складывающихся в течение всего срока его реализации.

Система рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, включает в себя:

- Денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами.
- Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) – величина, полученная дисконтированием разницы между всеми годовыми расходами и приходами реальных денег за период реализации отчета, накапливаемыми в течение рентабельности варианта;
- Срок окупаемости – число периодов планирования, в течение которых совокупные прогнозируемые потоки денежных средств покрывают первоначальные инвестиции.

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к 2026г, отражающий ценность будущих поступлений (доходов) с современных позиций.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5. По альтернативным вариантам в табличных приложениях ТП 4.2.1-4.2.10.

Таблица 4.2.1 – Капитальные вложение, 3 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2047
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)												
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	1 944 822	648274	324137	324137	324137	324137	0	0	0	0	0
Итого строительство скважин	тыс.тг.	1 944 822	648274	324137	324137	324137	324137	0	0	0	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО												
Обустройство промысла												
Обустройство скважины	тыс.тг.	450 000	150000	75000	75000	75000	75000	0	0	0	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	48 000	16000	8000	8000	8000	8000	0	0	0	0	0
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	181 818	181818	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Гараж стоянка 15 спецтехники	тыс.тг.	684 000	0	0	0	684000	0	0	0	0	0	0
Строительство факельного хозяйства	тыс.тг.	451 462	0	451462	0	0	0	0	0	0	0	0
Модернизация	тыс.тг.	77 321	77321	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Автодороги	тыс.тг.	1 110 023	0	0	100000	100000	910023	0	0	0	0	0
Резервуары	тыс.тг.	356 804	0	0	356804	0	0	0	0	0	0	0
Закуп ОС	тыс.тг.	2 922 925	550546	567063	584075	601597	619645	0	0	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	6 282 353	975685	1101525	1123878	1468597	1612668	0	0	0	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	8 227 175	1623959	1425662	1448015	1792734	1936805	0	0	0	0	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	8 750 589	1623959	1468432	1534896	1954080	2169221	0	0	0	0	0

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность, 3 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
НДС (с выручки)	тыс.тг.	19 814 865	1 202 864	951 905	941 640	890 284	900 156	912 617	934 724	965 158	987 976	1 016 278	1 027 091	1 029 109
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	11 327 588	345 005	394 183	438 868	460 812	483 852	502 911	520 242	535 686	544 080	555 120	563 746	575 670
Налог на имущество	тыс.тг.	712 123	10 586	28 711	43 550	59 259	76 656	78 987	67 139	57 068	48 508	41 232	35 048	29 791
Прочие налоги	тыс.тг.	79 099	2 509	2 635	2 767	2 905	3 050	3 126	3 205	3 285	3 367	3 451	3 537	3 626
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	61 140 747	1 685 094	2 073 211	2 288 687	2 435 382	2 432 091	2 465 759	2 525 488	2 607 717	2 669 368	2 745 834	3 531 881	3 538 823
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	65 357 997	2 225 356	2 713 346	2 961 787	3 149 953	3 145 697	3 111 456	3 109 099	3 393 031	3 388 536	3 400 588	3 610 866	3 529 720
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	27 099 907	942 214	1 098 515	1 192 391	1 260 184	1 265 937	1 284 382	1 316 549	1 358 234	1 390 266	1 429 432	1 444 120	1 449 827
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	762	29	30	33	35	37	37	38	39	40	41	41	41
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	24 282 592	1 428 328	1 449 007	1 521 046	1 476 251	1 322 072	1 371 858	1 428 618	1 486 191	1 559 106	1 650 510	1 500 963	1 320 679
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	514 701	200 863	114 164	93 235	45 523	0	0	0	0	18 507	42 408	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	170 700 651	5 637 122	6 921 897	7 600 725	8 000 020	7 829 236	7 905 899	8 035 653	8 476 093	8 633 802	8 852 340	9 663 112	9 419 067
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	34 347 807	1 411 450	1 458 533	1 558 389	1 702 429	1 807 669	1 446 246	1 493 206	1 529 063	1 573 584	1 617 900	1 628 923	1 788 015
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	14 532 942	208 586	506 628	616 749	812 145	907 512	533 629	558 482	563 905	585 608	601 623	601 832	758 906
Недисконтированные поступления Государству	тыс.тг.	190 515 515	6 839 985	7 873 803	8 542 365	8 890 304	8 729 393	8 818 516	8 970 377	9 441 251	9 621 778	9 868 617	10 690 203	10 448 177

Продолжение таблицы 4.2.2

Составляющие	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
НДС (с выручки)	982 892	951 806	920 294	871 198	822 310	780 266	729 608	711 248	664 330	621 109
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	581 385	575 166	577 389	579 365	590 656	595 605	505 215	472 197	466 544	463 892
Налог на имущество	25 323	21 524	18 296	15 552	13 219	11 237	9 551	8 119	6 901	5 866
Прочие налоги	3 716	3 809	3 905	4 002	4 102	4 205	4 310	4 418	4 528	4 641
Рентный налог на экспорт нефти	3 379 893	3 272 999	3 164 637	2 995 808	3 231 655	3 066 422	2 867 339	2 795 185	2 773 972	2 593 500
Экспортная таможенная пошлина на нефть	3 288 974	3 329 222	3 140 486	2 900 435	2 848 964	2 637 364	2 556 361	2 431 252	2 345 806	2 139 698
НДПИ на добычу нефти	1 389 029	1 383 374	1 337 573	1 266 215	1 195 161	1 134 053	1 060 427	1 033 742	965 550	902 732
НДПИ на добычу газа	39	38	37	35	33	31	29	28	26	25
Корпоративный подоходный налог	1 190 881	1 057 322	980 725	876 724	586 684	459 438	458 913	539 446	367 409	250 421
Налог на сверхприбыль	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	8 876 348	8 691 648	8 302 754	7 766 938	7 648 164	7 128 088	6 732 536	6 573 137	6 266 406	5 739 665
Поступления Государству НДС от подрядчиков	1 738 076	1 719 145	1 682 892	1 603 280	1 564 689	1 526 055	1 469 287	1 393 748	1 338 484	1 296 744
Возврат НДС Государством	755 185	767 338	762 598	732 082	742 379	745 789	739 679	682 499	674 154	675 635
Недисконтированные поступления Государству	9 859 240	9 643 454	9 223 048	8 638 136	8 470 474	7 908 354	7 462 145	7 284 386	6 930 736	6 360 774

Таблица 4.2.3 - Производственный доход, 3 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	тыс. тонн	1755,466	68,684	83,745	91,413	97,221	97,089	96,033	95,960	96,668	96,539	96,883
на внутренний рынок	тыс. тонн	1089,808	81,028	62,681	61,302	56,906	56,829	56,211	56,168	56,582	56,507	56,708
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	тг/тонн		223037,10	225056,01	227606,63	227727,44	227727,44	233420,63	239256,14	245237,55	251368,48	257652,70
на внутренний рынок	тг/тонн		92782,00	94915,00	96004,00	97780,00	98998,00	101472,95	104009,77	106610,02	109275,27	112007,15
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на экспорт	тыс.тг.	465889010,4	15319039,61	18847373,66	20806248,71	22139838,77	22109920,62	22415988,33	22958983,37	23706515,51	24266981,50	24962130,10
на внутренний рынок	тыс.тг.	123842903,7	7517899,71	5949406,99	5885251,64	5564277,69	5625976,49	5703856,91	5842024,63	6032237,80	6174851,09	6351735,02
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	589 731 914,10	22836939,32	24796780,65	26691500,35	27704116,46	27735897,12	28119845,23	28801008,00	29738753,32	30441832,60	31313865,12

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	95,526	93,4	87,0	82,2	77,5	71,6	65,9	61,1	55,7	53,0	48,3	44,0
на внутренний рынок	55,914	54,7	50,9	48,1	45,4	41,9	38,6	35,7	32,6	31,0	28,3	25,8
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	264094,01	270696,4	277463,8	284400,4	291510,4	298798,1	306268,1	313924,8	321772,9	329817,2	338062,7	346514,2
на внутренний рынок	114807,33	117677,5	120619,5	123634,9	126725,8	129894,0	133141,3	136469,8	139881,6	143378,6	146963,1	150637,2
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на экспорт	25227724,44	25277308,2	24142096,1	23378567,1	22604552,4	21398629,0	20197840,9	19165135,8	17920868,8	17469906,9	16317480,3	15255880,3
на внутренний рынок	6419316,79	6431933,6	6143073,4	5948789,7	5751838,0	5444984,9	5139438,5	4876661,7	4560051,9	4445302,5	4152062,0	3881932,7
Итоговый производственный доход	31647041,23	31709241,8	30285169,5	29327356,8	28356390,4	26843613,8	25337279,4	24041797,5	22480920,7	21915209,4	20469542,3	19137813,0

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 3 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	123 561,30	4 695,08	4 821,67	5 280,18	5 595,44	5 867,27	5 948,49	6 092,58	6 290,96	6 439,69	6 624,16
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	605 857,09	23 021,33	23 642,05	25 890,28	27 436,06	28 768,94	29 167,19	29 873,72	30 846,39	31 575,66	32 480,17
Затраты на материалы	тыс.тг.	7 695 988,73	292 431,81	300 316,56	328 875,14	348 510,63	365 441,66	370 500,48	379 475,32	391 830,83	401 094,44	412 584,13
Ремонт автодорог	тыс.тг.	280 854,80	9 244,04	9 706,24	10 395,39	10 915,16	11 460,92	11 920,19	12 336,25	12 705,16	12 898,76	13 157,66
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	3 091 452,97	101 751,95	106 839,54	114 425,15	120 146,41	126 153,73	131 209,15	135 788,80	139 849,47	141 980,51	144 830,36
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	481 003,46	15 831,73	16 623,31	17 803,57	18 693,75	19 628,43	20 415,01	21 127,57	21 759,37	22 090,94	22 534,36
Ремонт скважин	тыс.тг.	8 100 025,79	266 603,89	279 934,09	299 809,41	314 799,88	330 539,87	343 785,77	355 785,05	366 424,56	372 008,17	379 475,16
НИР	тыс.тг.	2 677 799,38	88 136,97	92 543,82	99 114,43	104 070,15	109 273,66	113 652,64	117 619,50	121 136,83	122 982,73	125 451,25
Геофизические работы	тыс.тг.	899 315,35	29 600,03	31 080,03	33 286,71	34 951,04	36 698,60	38 169,24	39 501,47	40 682,74	41 302,67	42 131,70
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	62 283,61	2 050,00	2 152,50	2 305,33	2 420,59	2 541,62	2 643,48	2 735,74	2 817,55	2 860,49	2 917,90
Транспортные услуги	тыс.тг.	13 531 324,19	450 906,26	473 451,57	497 124,15	521 980,36	548 079,37	561 781,36	575 825,89	590 221,54	604 977,08	620 101,51
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	17 514 550,30	601 912,76	632 008,40	663 608,82	696 789,26	731 628,72	749 919,44	768 667,43	787 884,11	807 581,21	827 770,74
Охрана труда	тыс.тг.	5 407 786,39	177 991,64	186 891,22	200 160,50	210 168,53	220 676,95	229 520,26	237 531,29	244 634,50	248 362,26	253 347,42
Охрана объектов	тыс.тг.	6 140 893,55	204 633,88	214 865,57	225 608,85	236 889,29	248 733,76	254 952,10	261 325,90	267 859,05	274 555,53	281 419,42
Аренда	тыс.тг.	7 598 074,75	250 082,70	262 586,83	281 230,50	295 292,02	310 056,62	322 481,69	333 737,39	343 717,57	348 955,17	355 959,44
Расходы на экологию	тыс.тг.	1 180 174,52	38 844,21	40 786,42	43 682,26	45 866,37	48 159,69	50 089,62	51 837,92	53 388,09	54 201,63	55 289,57
Процессинг	тыс.тг.	5 324 437,65	202 840,00	210 084,00	228 041,10	242 452,98	258 611,11	261 089,53	266 901,62	274 883,13	279 232,83	286 213,65
Командировочные расходы	тыс.тг.	157 262,92	5 176,14	5 434,95	5 820,83	6 111,88	6 417,47	6 674,64	6 907,61	7 114,17	7 222,58	7 367,55
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	354 980,77	11 683,82	12 268,01	13 139,04	13 795,99	14 485,79	15 066,29	15 592,15	16 058,43	16 303,13	16 630,37
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	88 665 716,93	3 040 681,36	3 192 715,43	3 419 398,22	3 590 368,13	3 769 886,54	3 920 959,20	4 057 813,93	4 179 160,05	4 242 842,48	4 328 005,31
Затраты на персонал	тыс.тг.	7 281 785,96	249 719,86	262 205,86	280 822,47	294 863,60	309 606,78	322 013,81	333 253,18	343 218,89	348 448,89	355 443,00
Услуги по хранению	тыс.тг.	8 586,60	282,62	296,75	317,82	333,71	350,40	364,44	377,16	388,44	394,35	402,27
Потери нефти	тыс.тг.	1 488 106,39	53 352,89	55 038,87	58 837,42	62 255,05	66 443,63	67 563,32	69 485,65	70 603,54	71 888,32	73 209,58
Услуги по информатизации	тыс.тг.	691 392,69	22 756,47	23 894,29	25 590,79	26 870,33	28 213,84	29 344,47	30 368,69	31 276,85	31 753,45	32 390,80
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг.	2 314 147,07	47 423,02	49 118,01	52 215,14	55 459,55	62 547,56	68 601,66	75 834,43	84 509,86	92 672,01	102 112,30
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	тыс.тг.	864 772,34	28 463,08	29 886,23	32 008,15	33 608,56	35 288,99	36 703,15	37 984,21	39 120,10	39 716,22	40 513,40
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	893 459,83	216 340,98	0,00	0,00	22 767,43	71 717,40	49 006,89	75 348,10	25 743,93	79 162,59	54 094,44
Ликвидация	тыс.тг.	990 524,31	0,00	0,00	0,00	9 883,11	72 640,84	21 273,39	32 707,84	33 525,53	45 818,23	93 927,37
Вывод из консервации	тыс.тг.	88 505,86	35 499,18	24 849,43	13 045,95	0,00	0,00	0,00	15 111,31	0,00	0,00	0,00
Перфорация	тыс.тг.	130 542,43	5 378,80	11 295,48	17 790,38	15 566,58	6 537,97	3 350,71	3 434,47	14 081,35	14 433,38	14 794,21
РИР	тыс.тг.	20 891,47	20 891,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	184 666 059,39	6 498 227,95	6 555 337,14	6 995 627,98	7 368 861,84	7 846 458,14	8 038 167,59	8 350 382,17	8 541 732,98	8 763 755,38	8 981 179,20
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	11 327 587,69	345 005,21	394 182,62	438 868,41	460 811,83	483 852,42	502 911,25	520 241,75	535 686,13	544 079,70	555 119,92
Налог на имущество	тыс.тг.	712 122,85	10 585,86	28 710,84	43 549,77	59 259,22	76 656,29	78 986,70	67 138,87	57 068,27	48 508,30	41 232,34
Земельный налог	тыс.тг.	34 604,84	1 097,84	1 152,73	1 210,37	1 270,89	1 334,43	1 367,79	1 401,99	1 437,04	1 472,96	1 509,79
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	44 493,95	1 411,57	1 482,15	1 556,26	1 634,07	1 715,77	1 758,67	1 802,63	1 847,70	1 893,89	1 941,24
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	27 099 906,87	942 214,28	1 098 515,44	1 192 391,32	1 260 184,48	1 265 936,84	1 284 382,06	1 316 548,89	1 358 233,56	1 390 265,79	1 429 431,56

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	762,06	29,03	30,07	32,64	34,70	37,01	37,37	38,20	39,34	39,97	40,96
Итого производственных затрат	тыс.тг.	223 885 537,66	7 798 571,75	8 079 410,98	8 673 236,75	9 152 057,03	9 675 990,92	9 907 611,43	10 257 554,50	10 496 045,02	10 750 015,99	11 010 455,01
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	86 383 187,39	2 826 256,29	3 307 689,69	3 570 120,37	3 740 888,30	3 774 504,67	3 826 755,15	3 919 452,78	4 047 068,06	4 142 748,25	4 261 420,84
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	61 140 746,71	1 685 094,36	2 073 211,10	2 288 687,36	2 435 382,26	2 432 091,27	2 465 758,72	2 525 488,17	2 607 716,71	2 669 367,97	2 745 834,31
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	65 357 997,44	2 225 355,71	2 713 346,35	2 961 787,38	3 149 953,18	3 145 696,57	3 111 456,06	3 109 099,12	3 393 031,41	3 388 535,57	3 400 588,38
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	212 881 931,54	6 736 706,36	8 094 247,15	8 820 595,10	9 326 223,75	9 352 292,51	9 403 969,92	9 554 040,08	10 047 816,17	10 200 651,79	10 407 843,54
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг.	17 999 711,59	686 645,48	720 977,75	757 026,64	794 877,97	834 621,87	855 487,42	876 874,60	898 796,47	921 266,38	944 298,04
Другие административные расходы	тыс.тг.	17 999 711,59	686 645,48	720 977,75	757 026,64	794 877,97	834 621,87	855 487,42	876 874,60	898 796,47	921 266,38	944 298,04
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	5 143 699,67	227 156,87	227 598,82	240 120,07	250 610,13	258 032,98	239 586,24	243 639,38	248 204,89	249 972,36	252 983,62
Страхование	тыс.тг.	2 797 830,28	92 087,66	96 692,05	103 557,18	108 735,04	114 171,79	118 747,06	122 891,73	126 566,72	128 495,36	131 074,53
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	87 505,89	16 239,59	14 684,32	15 348,96	19 540,80	21 692,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	2 258 363,50	118 829,61	116 222,46	121 213,92	122 334,29	122 168,98	120 839,18	120 747,65	121 638,17	121 477,00	121 909,08
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	236 025 342,80	7 650 508,70	9 042 823,72	9 817 741,81	10 371 711,85	10 444 947,36	10 499 043,58	10 674 554,06	11 194 817,54	11 371 890,53	11 605 125,20
Итого затраты	тыс.тг.	459 910 880,46	15 449 080,45	17 122 234,71	18 490 978,57	19 523 768,88	20 120 938,28	20 406 655,01	20 932 108,56	21 690 862,56	22 121 906,52	22 615 580,20
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг.	589 731 914,10	22 836 939,32	24 796 780,65	26 691 500,35	27 704 116,46	27 735 897,12	28 119 845,23	28 801 008,00	29 738 753,32	30 441 832,60	31 313 865,12
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	459 910 880,46	15 449 080,45	17 122 234,71	18 490 978,57	19 523 768,88	20 120 938,28	20 406 655,01	20 932 108,56	21 690 862,56	22 121 906,52	22 615 580,20
Операционный доход	тыс.тг.	129 821 033,64	7 387 858,87	7 674 545,95	8 200 521,78	8 180 347,58	7 614 958,84	7 713 190,22	7 868 899,44	8 047 890,76	8 319 926,08	8 698 284,92
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	8 517 738,67	81 378,84	155 460,76	251 051,81	377 000,58	525 457,20	519 696,40	519 268,58	523 070,00	522 355,58	524 195,91
Балансовая прибыль	тыс.тг.	121 303 294,97	7 306 480,03	7 519 085,19	7 949 469,97	7 803 347,00	7 089 501,64	7 193 493,82	7 349 630,85	7 524 820,76	7 797 570,50	8 174 089,01
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	8 408 075,62	246 217,10	429 510,89	595 292,08	799 091,94	1 004 598,94	853 900,90	725 810,53	616 935,83	524 393,80	445 734,10
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	121 412 958,01	7 141 641,77	7 245 035,06	7 605 229,70	7 381 255,64	6 610 359,90	6 859 289,32	7 143 088,90	7 430 954,94	7 795 532,28	8 252 550,81
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	121 412 958,01	7 141 641,77	7 245 035,06	7 605 229,70	7 381 255,64	6 610 359,90	6 859 289,32	7 143 088,90	7 430 954,94	7 795 532,28	8 252 550,81
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	24 282 591,60	1 428 328,35	1 449 007,01	1 521 045,94	1 476 251,13	1 322 071,98	1 371 857,86	1 428 617,78	1 486 190,99	1 559 106,46	1 650 510,16
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	97 020 703,37	5 878 151,67	6 070 078,18	6 428 424,03	6 327 095,87	5 767 429,66	5 821 635,95	5 921 013,07	6 038 629,77	6 238 464,04	6 523 578,84
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	514 701,46	200 863,26	114 164,22	93 235,46	45 522,65	0,00	0,00	0,00	0,00	18 507,41	42 408,45
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	96 506 001,91	5 677 288,42	5 955 913,96	6 335 188,57	6 281 573,22	5 767 429,66	5 821 635,95	5 921 013,07	6 038 629,77	6 219 956,63	6 481 170,39

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	6 694,64	6 707,79	6 406,55	6 203,93	5 998,53	5 678,52	5 359,87	5 085,82	4 755,63	4 635,96	4 330,14	4 048,43
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	32 825,76	32 890,27	31 413,16	30 419,67	29 412,54	27 843,42	26 280,98	24 937,25	23 318,24	22 731,46	21 231,94	19 850,61
Затраты на материалы	тыс.тг.	416 973,98	417 793,52	399 030,28	386 410,36	373 617,14	353 685,15	333 838,04	316 769,08	296 203,33	288 749,65	269 701,88	252 155,33
Ремонт автодорог	тыс.тг.	13 356,30	13 623,43	13 758,66	13 611,49	13 664,11	13 710,86	13 978,07	14 095,18	14 209,42	14 076,45	14 011,36	14 019,70
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	147 016,80	149 957,14	151 445,69	149 825,74	150 404,97	150 919,51	153 860,82	155 149,92	156 407,32	154 943,73	154 227,23	154 319,03
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	22 874,55	23 332,04	23 563,64	23 311,60	23 401,72	23 481,78	23 939,42	24 139,99	24 335,63	24 107,91	23 996,43	24 010,71
Ремонт скважин	тыс.тг.	385 203,96	392 908,03	396 808,22	392 563,76	394 081,40	395 429,57	403 136,20	406 513,83	409 808,38	405 973,58	404 096,24	404 336,78
НИР	тыс.тг.	127 345,14	129 892,04	131 181,41	129 778,23	130 279,95	130 725,64	133 273,39	134 390,00	135 479,15	134 211,40	133 590,77	133 670,29
Геофизические работы	тыс.тг.	42 767,74	43 623,10	44 056,12	43 584,88	43 753,37	43 903,06	44 758,69	45 133,70	45 499,48	45 073,72	44 865,28	44 891,99
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	2 961,95	3 021,19	3 051,18	3 018,54	3 030,21	3 040,58	3 099,84	3 125,81	3 151,14	3 121,66	3 107,22	3 109,07
Транспортные услуги	тыс.тг.	635 604,04	664 524,03	671 120,41	663 941,75	666 508,54	668 788,70	681 822,89	687 535,46	693 107,52	686 621,74	683 446,61	683 853,42
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	848 465,01	887 070,17	895 875,65	886 292,90	889 719,29	892 763,06	910 162,34	917 788,03	925 226,15	733 254,64	729 863,87	730 298,31
Охрана труда	тыс.тг.	257 172,11	262 315,55	264 919,42	262 085,70	263 098,92	263 999,00	269 144,14	271 399,13	273 598,65	271 038,44	269 785,09	269 945,67
Охрана объектов	тыс.тг.	288 454,90	301 579,60	304 573,22	301 315,35	302 480,23	303 515,03	309 430,31	312 022,83	314 551,59	311 608,16	310 167,19	310 351,82
Аренда	тыс.тг.	361 333,23	368 559,89	372 218,39	368 236,95	369 660,54	370 925,17	378 154,23	381 322,54	384 412,93	380 815,77	379 054,78	379 280,40
Расходы на экологию	тыс.тг.	56 124,25	57 246,74	57 815,00	57 196,58	57 417,70	57 614,13	58 736,98	59 229,10	59 709,12	59 150,39	58 876,86	58 911,91
Процессинг	тыс.тг.	288 519,92	286 832,61	273 743,67	264 557,17	256 047,26	242 225,75	228 337,80	217 223,33	202 525,07	197 800,28	184 267,97	172 006,90
Командировочные расходы	тыс.тг.	7 478,78	7 628,35	7 704,08	7 621,67	7 651,13	7 677,31	7 826,93	7 892,51	7 956,48	7 882,02	7 845,57	7 850,24
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	16 881,43	17 219,06	17 389,98	17 203,97	17 270,48	17 329,56	17 667,30	17 815,32	17 959,71	17 791,65	17 709,38	17 719,92
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	4 393 343,55	4 481 210,42	4 525 693,03	4 477 283,87	4 494 592,96	4 509 969,20	4 597 865,10	4 636 387,76	3 896 834,17	3 674 357,77	3 629 049,61	3 607 298,83
Затраты на персонал	тыс.тг.	360 808,99	368 025,17	371 678,36	367 702,69	369 124,22	370 387,02	377 605,58	380 769,30	320 032,52	301 761,35	298 040,36	296 254,05
Услуги по хранению	тыс.тг.	408,34	416,51	420,64	416,15	417,75	419,18	427,35	430,93	434,43	430,36	428,37	428,63
Потери нефти	тыс.тг.	73 432,41	75 150,48	74 437,89	73 648,64	72 935,24	72 326,50	72 570,12	73 017,37	66 194,46	63 072,73	61 685,56	60 956,70
Услуги по информатизации	тыс.тг.	32 879,80	33 537,39	33 870,30	33 508,01	33 637,55	33 752,62	34 410,44	34 698,74	34 979,95	34 652,63	34 492,38	34 512,91
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг.	110 938,63	118 727,61	122 934,85	127 545,13	132 365,56	135 636,39	138 993,88	142 025,12	144 092,31	148 233,55	149 866,25	152 294,26

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	тыс.тг.	41 125,02	41 947,52	42 363,91	41 910,77	42 072,79	42 216,72	43 039,50	43 400,10	43 751,83	43 342,42	43 141,99	43 167,67
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	27 723,40	113 665,94	0,00	59 710,14	30 601,45	0,00	0,00	32 954,41	0,00	34 622,73	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	36 103,33	24 670,61	50 574,75	103 678,24	66 418,87	68 079,34	13 956,27	42 915,52	43 988,40	90 176,23	77 025,53	63 160,93
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перфорация	тыс.тг.	11 373,05	7 771,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 734,46	0,00	0,00
РИР	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	9 046 191,01	9 331 847,79	9 288 048,44	9 292 583,86	9 239 664,42	9 206 042,76	9 281 676,47	9 388 168,10	8 542 522,99	8 158 972,83	8 007 905,86	7 942 704,50
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	563 746,29	575 670,29	581 384,66	575 165,87	577 389,45	579 364,73	590 656,11	595 604,86	505 214,55	472 196,58	466 543,50	463 891,53
Налог на имущество	тыс.тг.	35 047,78	29 790,90	25 322,54	21 524,42	18 296,00	15 551,83	13 219,26	11 236,57	9 551,26	8 118,73	6 901,07	5 866,05
Земельный налог	тыс.тг.	1 547,53	1 586,22	1 625,87	1 666,52	1 708,18	1 750,89	1 794,66	1 839,53	1 885,51	1 932,65	1 980,97	2 030,49
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	1 989,77	2 039,52	2 090,50	2 142,77	2 196,33	2 251,24	2 307,52	2 365,21	2 424,34	2 484,95	2 547,08	2 610,75
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 444 119,92	1 449 826,91	1 389 028,71	1 383 373,58	1 337 573,02	1 266 215,24	1 195 161,33	1 134 053,36	1 060 426,68	1 033 742,04	965 549,82	902 732,05
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	41,29	41,05	39,18	37,86	36,65	34,67	32,68	31,09	28,99	28,31	26,37	24,62
Итого производственных затрат	тыс.тг.	11 092 683,58	11 390 802,67	11 287 539,90	11 276 494,88	11 176 864,05	11 071 211,36	11 084 848,04	11 133 298,71	10 122 054,33	9 677 476,10	9 451 454,67	9 319 859,99
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	4 306 761,90	5 059 298,41	4 832 083,67	4 679 261,98	4 524 341,56	4 282 973,82	4 042 633,94	3 835 936,18	3 586 893,91	3 496 633,08	3 265 972,84	3 053 491,71
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	3 531 881,42	3 538 823,15	3 379 893,45	3 272 999,39	3 164 637,34	2 995 808,06	3 231 654,54	3 066 421,73	2 867 339,01	2 795 185,10	2 773 971,65	2 593 499,65
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	3 610 865,58	3 529 719,56	3 288 974,34	3 329 222,02	3 140 486,40	2 900 434,67	2 848 963,88	2 637 363,75	2 556 361,48	2 431 251,74	2 345 806,34	2 139 697,93
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	11 449 508,90	12 127 841,11	11 500 951,46	11 281 483,39	10 829 465,30	10 179 216,55	10 123 252,36	9 539 721,66	9 010 594,40	8 723 069,92	8 385 750,84	7 786 689,29
Общие и административные расходы													
Административные расходы	тыс.тг.	967 905,49	1 011 945,19	1 021 990,24	1 011 058,50	1 014 967,23	814 751,59	830 630,49	732 891,09	738 830,73	522 797,92	520 380,36	520 690,11
Другие административные расходы	тыс.тг.	967 905,49	1 011 945,19	1 021 990,24	1 011 058,50	1 014 967,23	814 751,59	830 630,49	732 891,09	738 830,73	522 797,92	520 380,36	520 690,11
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	253 254,47	253 214,29	246 547,35	239 032,69	233 692,98	226 700,37	222 230,90	217 234,15	211 632,67	206 878,30	200 314,74	195 061,42
Страхование	тыс.тг.	133 053,32	135 714,38	137 061,55	135 595,47	136 119,68	136 585,35	139 247,29	140 413,96	141 551,93	140 227,35	139 578,90	139 661,98
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	120 201,15	117 499,90	109 485,80	103 437,22	97 573,30	90 115,02	82 983,61	76 820,19	70 080,74	66 650,95	60 735,83	55 399,43
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	12 670 668,86	13 393 000,59	12 769 489,05	12 531 574,58	12 078 125,51	11 220 668,50	11 176 113,74	10 489 846,91	9 961 057,80	9 452 746,14	9 106 445,93	8 502 440,82
Итого затраты	тыс.тг.	23 763 352,44	24 783 803,26	24 057 028,95	23 808 069,45	23 254 989,57	22 291 879,87	22 260 961,79	21 623 145,62	20 083 112,13	19 130 222,25	18 557 900,60	17 822 300,80
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг.	31 647 041,23	31 709 241,83	30 285 169,47	29 327 356,82	28 356 390,39	26 843 613,85	25 337 279,39	24 041 797,54	22 480 920,73	21 915 209,37	20 469 542,29	19 137 813,03
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	23 763 352,44	24 783 803,26	24 057 028,95	23 808 069,45	23 254 989,57	22 291 879,87	22 260 961,79	21 623 145,62	20 083 112,13	19 130 222,25	18 557 900,60	17 822 300,80
Операционный доход	тыс.тг.	7 883 688,79	6 925 438,57	6 228 140,52	5 519 287,36	5 101 400,83	4 551 733,98	3 076 317,60	2 418 651,92	2 397 808,60	2 784 987,12	1 911 641,69	1 315 512,23
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	516 839,33	505 214,91	470 751,88	444 740,48	419 524,21	387 454,59	356 791,07	330 289,76	301 312,54	286 564,43	261 131,98	238 187,82
Балансовая прибыль	тыс.тг.	7 366 849,46	6 420 223,66	5 757 388,63	5 074 546,88	4 681 876,61	4 164 279,39	2 719 526,54	2 088 362,17	2 096 496,06	2 498 422,69	1 650 509,71	1 077 324,41
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	378 874,06	322 043,49	273 737,80	232 678,14	197 777,53	168 112,04	142 896,37	121 463,02	103 244,63	87 758,93	74 596,02	63 407,48
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	7 504 814,73	6 603 395,08	5 954 402,72	5 286 609,22	4 903 623,30	4 383 621,94	2 933 421,23	2 297 188,90	2 294 563,97	2 697 228,19	1 837 045,67	1 252 104,75
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	7 504 814,73	6 603 395,08	5 954 402,72	5 286 609,22	4 903 623,30	4 383 621,94	2 933 421,23	2 297 188,90	2 294 563,97	2 697 228,19	1 837 045,67	1 252 104,75
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 500 962,95	1 320 679,02	1 190 880,54	1 057 321,84	980 724,66	876 724,39	586 684,25	459 437,78	458 912,79	539 445,64	367 409,13	250 420,95
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	5 865 886,51	5 099 544,64	4 566 508,09	4 017 225,04	3 701 151,95	3 287 555,00	2 132 842,29	1 628 924,39	1 637 583,26	1 958 977,05	1 283 100,58	826 903,46
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	5 865 886,51	5 099 544,64	4 566 508,09	4 017 225,04	3 701 151,95	3 287 555,00	2 132 842,29	1 628 924,39	1 637 583,26	1 958 977,05	1 283 100,58	826 903,46

Таблица 4.2.5- Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 3 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	589 731 914	22 836 939	24 796 781	26 691 500	27 704 116	27 735 897	28 119 845	28 801 008	29 738 753	30 441 833	31 313 865	589 731 914	22 836 939
Итого приток средств	тыс.тг.	589 731 914	22 836 939	24 796 781	26 691 500	27 704 116	27 735 897	28 119 845	28 801 008	29 738 753	30 441 833	31 313 865	589 731 914	22 836 939
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	459 910 880	15 449 080	17 122 235	18 490 979	19 523 769	20 120 938	20 406 655	20 932 109	21 690 863	22 121 907	22 615 580	459 910 880	15 449 080
прямые затраты	тыс.тг.	184 666 059	6 498 228	6 555 337	6 995 628	7 368 862	7 846 458	8 038 168	8 350 382	8 541 733	8 763 755	8 981 179	184 666 059	6 498 228
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	39 219 478	1 300 344	1 524 074	1 677 609	1 783 195	1 829 533	1 869 444	1 907 172	1 954 312	1 986 261	2 029 276	39 219 478	1 300 344
расходы периода	тыс.тг.	236 025 343	7 650 509	9 042 824	9 817 742	10 371 712	10 444 947	10 499 044	10 674 554	11 194 818	11 371 891	11 605 125	236 025 343	7 650 509

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	8 750 589	1 623 959	1 468 432	1 534 896	1 954 080	2 169 221	0	0	0	0	0	8 750 589	1 623 959
Бурение	тыс.тг.	2 042 063	648 274	333 861	343 585	353 309	363 033	0	0	0	0	0	2 042 063	648 274
Обустройство	тыс.тг.	6 708 525	975 685	1 134 570	1 191 311	1 600 771	1 806 188	0	0	0	0	0	6 708 525	975 685
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	24 282 592	1 428 328	1 449 007	1 521 046	1 476 251	1 322 072	1 371 858	1 428 618	1 486 191	1 559 106	1 650 510	24 282 592	1 428 328
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	514 701	200 863	114 164	93 235	45 523	0	0	0	0	18 507	42 408	514 701	200 863
Баланс НДС	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	493 458 762	18 702 232	20 153 838	21 640 156	22 999 623	23 612 232	21 778 513	22 360 726	23 177 054	23 699 520	24 308 499	493 458 762	18 702 232
Поток денежной наличности	тыс.тг.	96 273 152	4 134 708	4 642 943	5 051 344	4 704 494	4 123 666	6 341 332	6 440 282	6 561 700	6 742 312	7 005 366	96 273 152	4 134 708
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	45 032 803	4 134 708	4 188 492	4 110 887	3 453 869	2 731 119	3 788 803	3 471 288	3 190 557	2 957 490	2 772 104	45 032 803	4 134 708
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	36 438 522	4 134 708	4 037 342	3 819 542	3 093 281	2 357 719	3 152 763	2 784 311	2 466 786	2 204 074	1 991 362	36 438 522	4 134 708
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	29 441 284	4 134 708	3 869 119	3 507 878	2 722 508	1 988 650	2 548 439	2 156 837	1 831 250	1 568 046	1 357 687	29 441 284	4 134 708
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	96 273 152	4 134 708	8 777 651	13 828 995	18 533 489	22 657 154	28 998 487	35 438 768	42 000 468	48 742 780	55 748 147	96 273 152	4 134 708
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	45 032 803	4 134 708	8 323 200	12 434 087	15 887 955	18 619 075	22 407 878	25 879 166	29 069 723	32 027 213	34 799 317	45 032 803	4 134 708
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	36 438 522	4 134 708	8 172 050	11 991 591	15 084 873	17 442 592	20 595 355	23 379 666	25 846 452	28 050 526	30 041 888	36 438 522	4 134 708
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	29 441 284	4 134 708	8 003 827	11 511 705	14 234 213	16 222 863	18 771 303	20 928 140	22 759 390	24 327 436	25 685 123	29 441 284	4 134 708

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Выручка от реализации (без НДС)	31 647 041	31 709 242	30 285 169	29 327 357	28 356 390	26 843 614	25 337 279	24 041 798	22 480 921	21 915 209
Итого приток средств	31 647 041	31 709 242	30 285 169	29 327 357	28 356 390	26 843 614	25 337 279	24 041 798	22 480 921	21 915 209
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	23 763 352	24 783 803	24 057 029	23 808 069	23 254 990	22 291 880	22 260 962	21 623 146	20 083 112	19 130 222
прямые затраты	9 046 191	9 331 848	9 288 048	9 292 584	9 239 664	9 206 043	9 281 676	9 388 168	8 542 523	8 158 973
налоги и платежи, относимые на вычеты	2 046 493	2 058 955	1 999 491	1 983 911	1 937 200	1 865 169	1 803 172	1 745 131	1 579 531	1 518 503
расходы периода	12 670 669	13 393 001	12 769 489	12 531 575	12 078 126	11 220 669	11 176 114	10 489 847	9 961 058	9 452 746
Капитальные Вложения (без НДС)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	1 500 963	1 320 679	1 190 881	1 057 322	980 725	876 724	586 684	459 438	458 913	539 446
Налог на сверхприбыль	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	25 264 315	26 104 482	25 247 909	24 865 391	24 235 714	23 168 604	22 847 646	22 082 583	20 542 025	19 669 668
Поток денежной наличности	6 382 726	5 604 760	5 037 259,97	4 461 965,52	4 120 676,17	3 675 009,59	2 489 633,36	1 959 214,14	1 938 895,80	2 245 541,48
Чистая приведенная стоимость:										
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	2 278 501	1 804 946	1 463 410	1 169 397	974 246	783 832	479 032	340 075	303 607	317 207
при ставке дисконта в 15%	1 577 712	1 204 705	941 500	725 194	582 370	451 638	266 054	182 062	156 673	157 784
при ставке дисконта в 20%	1 030 846	754 333	564 962	417 033	320 945	238 528	134 659	88 308	72 827	70 287
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	62 130 873	67 735 632	72 772 892	77 234 858	81 355 534	85 030 543	87 520 177	89 479 391	91 418 287	93 663 828
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	37 077 818	38 882 764	40 346 174	41 515 572	42 489 818	43 273 650	43 752 682	44 092 757	44 396 364	44 713 571
при ставке дисконта в 15%	31 619 601	32 824 306	33 765 806	34 491 000	35 073 369	35 525 008	35 791 062	35 973 123	36 129 796	36 287 580
при ставке дисконта в 20%	26 715 969	27 470 302	28 035 265	28 452 297	28 773 242	29 011 771	29 146 430	29 234 738	29 307 565	29 377 852

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Технико-экономический анализ вариантов разработки показал, что наиболее экономически эффективным и рекомендуемым к реализации является 3 вариант, предусматривающий дальнейшую разработку месторождения с бурением 6 добывающих скважин, с дополнительным проведение ГТМ по дополнительным дострелам продуктивных интервалов, переводам скважин между объектами, водоизоляционные работы и вводы скважин из консервации и бездействия. Также была пересмотрена система ППД, где были предусмотрены переводы добывающих и контрольных скважин под закачку воды.

Достигаемые значения КИН за рентабельный период разработки месторождения приведены в таблице 4.3.1 по эксплуатационным объектам и в целом по месторождениям.

Таблица 4.3.1 – Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)

Объект	Утв. КИН, доли ед.	Геол. запасы нефти, тыс.т.	Извл. запасы нефти, тыс.т.	Варианты разработки	Расчетные КИН, доли ед.	Прогноз. извлеч. запасы, тыс.т.
I	0,086	12 507,0	1 078,6	1	0,043	536,6
				2	0,043	536,6
				3	0,087	1 089,0
II	0,617	10 199,8	6 289,2	1	0,553	5 644,8
				2	0,555	5 665,6
				3	0,617	6 297,4
III	0,641	12 722,9	8 159,3	1	0,579	7 363,2
				2	0,579	7 364,3
				3	0,641	8 160,8
IV	0,552	4 007,0	2 213,0	1	0,514	2 058,3
				2	0,514	2 058,3
				3	0,553	2 215,4
V	0,633	3 784,0	2 394,0	1	0,595	2 251,3
				2	0,597	2 257,2
				3	0,633	2 396,7
VI	0,410	3 319,0	1 360,0	1	0,340	1 127,9
				2	0,340	1 127,9
				3	0,410	1 361,6
VII	0,408	215,9	88,1	1	0,319	68,8
				2	0,319	68,8
				3	0,408	88,1
Всего по мест.	0,462	46 755,6	21 582,2	1	0,408	19 058,7
				2	0,408	19 087,5
				3	0,462	21 608,9

По результатам анализа КИН наименее привлекательными выглядит 1 вариант, по которому прогнозный КИН в целом по месторождению составляет 0,087 доли ед. В рамках 1 варианта разработка осуществляется переходящим фондом без внедрения ГТМ, что не позволит достигнуть принятых значений КИН. Недостижение утвержденного КИН во 2 варианте объясняется большими капитальными вложениями на строительство 33

вертикальных скважин, что негативно сказывается на рентабельности разработки, которая продлится до 2028г в отличии от 3 варианта рентабельный период которого продлится до 2047 года.

Как видно из таблицы 4.3.1, наиболее привлекательным по достижению КИН выглядит вариант 3, где вместо бурения предусматривается проведение более 100 геолого-технических мероприятий, что на текущий момент является эффективней бурения новых скважин. Достигаемый КИН по 3 варинату объясняется меньшим капиталным вложением, точечным разбуриванием, отсутствием интерференции переходящих скважин в связи с уплотнением сетки путем бурения новых, а также проведением большего количества ГТМ по дострелам и переводам.

По результатам анализа можно сделать вывод, что 3 вариант разработки обеспечивает достижение утвержденных ГКЗ РК значений коэффициентов извлечения нефти по объектам разработки и по месторождению в целом.

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Экономический анализ проведен по двум вариантам для оценки возможных финансовых и экономических последствий реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов.

Анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Результаты технико-экономических расчетов приведены в таблице 5.1.

Результаты расчетов:

Рентабельный период составил:

1 вариант – 2026 - 2028гг.

2 вариант – 2026 - 2028гг.

3 вариант – 2026-2047гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 2 962,1 млн. тг.

2 вариант – 6 724,0 млн. тг.

3 вариант – 8 750,6 млн. тг.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 42 364,9 млн. тг.

2 вариант – 44 508,0 млн. тг.

3 вариант – 459 910,9 млн. тг.

Поступления Государства за рентабельный период:

1 вариант – 14 854,0 млн. тг.

2 вариант – 16 321,8 млн. тг.

3 вариант – 190 515,5 млн. тг.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85% имеет следующую величину:

1 вариант – 4 388,4 млн. тг.

2 вариант – 2 907,1 млн. тг.

3 вариант – 45 032,8 млн. тг.

Таблица 5.1- Техничко-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом за рентабельный период

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты		
		1	2	3
Рентабельный период	период	2026 - 2028	2026 - 2028	2026 - 2047
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	1 044	1 049	1 955
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	118,1	123,0	155,2
Проектный уровень добычи попутного газа	млн.м3/год	5,1	5,3	5,3
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	841,9	841,9	1 664,5
Темп отбора при проектном уровне	%	0,5	0,6	0,7
Максимальный фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	301	334	329
добывающих	ед.	286	319	303
нагнетательных	ед.	15	15	26
Ввод новых скважин из бурения	ед.	0	33	6
Нефтедобывающих	ед.	0	33	6
Накопленные показатели				
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	316,13	343,91	2 865
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	19 060	19 088	21 609
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	14	15	96
добыча нефтяного (попутного) газа с начала разработки	млн. м3	521	522	604
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	2 952	2 984	36 539
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	74 932	74 963	108 519
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	2 396	2 400	30 613
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	54 168	54 172	82 385
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,408	0,408	0,462
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	89,9%	88,7%	96,2%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	51 694,1	56 354,9	589 731,9
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	2 962,1	6 724,0	8 750,6
в строительство скважин	млн. тг	0,0	2 995,0	2 042,1
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	2 962,1	3 729,0	6 708,5
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	42 364,9	44 508,0	459 910,9
производственные расходы	млн. тг	19 704,2	20 000,6	184 666,1
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	3 495,2	3 778,5	39 219,5
непроизводственные расходы	млн. тг	19 165,5	20 728,9	236 025,3
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	43 140,6	46 339,1	468 319,0
Чистые недисконтированные поступления				
- Поток денежной наличности	млн. тг	4 656,4	3 119,7	96 273,2
- Поступления Государству	млн. тг	14 854,0	16 321,8	190 515,5
Чистые дисконтированные поступления				
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	4 388,4	2 907,1	45 032,8
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	4 302,0	2 838,0	36 438,5
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	4 207,5	2 762,0	29 441,3
Индекс доходности (PI)				
при 0% дисконта	ед.	2,57	1,46	12,00
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	2,65	1,48	7,37
при ставке дисконта в 15%	ед.	2,68	1,48	6,532
при ставке дисконта в 20%	ед.	2,72	1,49	5,834

Таблица 5.2- Техничко-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом за расчетный период

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты		
		1	2	3
Расчетный период	период	2026 - 2047	2026 - 2047	2026 - 2047
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	1 044	1 049	1 955
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	118,1	123,0	155,2
Проектный уровень добычи попутного газа	млн.м3/год	5,1	5,3	5,3
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	841,9	841,9	1 664,5
Темп отбора при проектном уровне	%	0,5	0,6	0,7
Максимальный фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	301	334	329
добывающих	ед.	286	319	303
нагнетательных	ед.	15	15	26
Ввод новых скважин из бурения	ед.	0	33	6
Нефтедобывающих	ед.	0	33	6
Накопленные показатели				
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	998,53	1 487,60	2 865
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	19 742	20 231	21 609
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	43	65	96
добыча нефтяного (попутного) газа с начала разработки	млн. м3	551	573	604
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	13 028	14 787	36 539
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	85 007	86 766	108 519
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	10 936	12 090	30 613
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	62 707	63 862	82 385
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,422	0,433	0,462
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	96,2%	94,0%	96,2%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	190 589,4	296 712,8	589 731,9
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	6 185,6	21 903,1	8 750,6
в строительство скважин	млн. тг	0,0	12 513,3	2 042,1
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	6 185,6	9 389,8	6 708,5
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	240 275,3	312 357,4	459 910,9
производственные расходы	млн. тг	138 061,7	161 001,9	184 666,1
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	18 026,9	25 464,5	39 219,5
непроизводственные расходы	млн. тг	84 186,7	125 891,1	236 025,3
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	246 216,5	332 389,2	468 319,0
Чистые недисконтированные поступления				
- Поток денежной наличности	млн. тг	-57 671,2	-39 826,8	96 273,2
- Поступления Государству	млн. тг	58 981,6	90 318,9	190 515,5
Чистые дисконтированные поступления				
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	-13 151,3	-8 458,3	45 032,8
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	-7 526,8	-4 655,9	36 438,5
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	-3 564,4	-2 037,3	29 441,3
Индекс доходности (PI)				
при 0% дисконта	ед.	-8,32	-0,82	12,00
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	-1,69	0,38	7,37
при ставке дисконта в 15%	ед.	-0,66	0,61	6,532
при ставке дисконта в 20%	ед.	0,14	0,81	5,834

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Выбор рационального способа подъема жидкости из скважины, необходимого оборудования и режима его работы, с целью обеспечения проектной добычи месторождения Камышитовое Юго-Западное исходит из геолого-физической характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы для обеспечения проектной добычи и необходимого контроля за разработкой месторождения Камышитовое Юго-Западное, производился с учетом применяемого оборудования и фактических технологических режимов его работы, предоставленного АО «Эмбаунайгаз».

Учитывая, что на месторождении текущее пластовое давление в зонах отбора снижено от начального (таблица 3.2.1), а обводненность продукции большинства скважин, в среднем, свыше 80%, эксплуатация скважин на месторождении ведется механизированным способом, с использованием штанговых глубинно-насосных установок (УШГН).

С учетом вышеизложенного эксплуатацию новых скважин, вводимых из бурения, рекомендуется также вести с помощью механизированного способа добычи с применением штанговых глубинно-насосных установок (УШГН), как хорошо зарекомендовавший себя в условиях месторождения Камышитовое Юго-Западное.

6.1.1 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования

Эксплуатация скважин штанговыми глубинно-насосными установками (УШГН)

Выбор внутрискважинного и наземного оборудования для добычи нефти на месторождении в целом проведен на основе анализа работы добывающих скважин.

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование действующего добывающего фонда УШГН представлено станками-качалками типа ПНШТ-6, ПШГН-6, ПШГН-8, 6СК-4, 6СК-6, СКДР6, СКД6, СК5, СК6, ЛПШН грузоподъемностью 4, 5, 6 и 8 тонн.

На устьях скважин насосные трубы подвешены при помощи планшайбы, устанавливаемой на колонном фланце. Через отверстие в планшайбе при исследованиях спускают глубинные манометры. Кроме того, через это отверстие отбирается газ. В верхнюю муфту над планшайбой ввинчивается тройник для отвода жидкости в выкидную

линию. Для герметизации полированного штока используется сальниковое устройство. Набивка сальника уплотняется съемной гайкой.

Колонна насосных штанг присоединена к головке балансира СК через полированный шток. Полированные штоки работают внутри тройника-сальника, что обеспечивает хорошую герметизацию устья. С помощью канатной подвески полированный шток присоединен к головке балансира станка-качалки.

Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы не вставного (трубного) исполнения типа НН-2Б-44, НН-2Б-57, НН-2Б-70, НН2БП-57, НН2БП-70, ННБ-44, ННБ-57, ННБГН-57, ННБКУ-57, ННБП-57. Насосы спускаются в скважину (Ø 127, 140, 146, 168 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром Ø 60, 73 и 89 мм.

Применяемая одноступенчатая и двухступенчатая колонна штанг диаметром 19, 22 и 49 мм является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками.

Компоновка труб и штанг по размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добычным возможностям скважин.

Принцип работы глубинных насосов заключается в поступательно-возвратном движении плунжера, в процессе которого производится всасывание и нагнетание жидкости через внутреннюю полость насоса в насосно-компрессорные трубы. Насосно-компрессорные трубы служат для подвешивания насоса на заданной глубине и лифтом для подъема жидкости из скважины на выкидную линию скважины.

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством увеличения\уменьшения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добычных возможностей скважины могут применяться насосы различных диаметров.

В таблице 6.1.1 представлено распределение действующих скважин по дебитам жидкости и диаметрам насосов по состоянию на 01.01.2026г.

Таблица 6.1.1 - Распределение действующих скважин по дебитам жидкости и диаметрам насосов по состоянию на 01.01.2026г

Ø насоса, мм	Диапазон дебитов, м³/сут							Количество скважин
	q≤10	10<q≤20	20<q≤30	30<q≤40	40<q≤50	50<q≤60	60<q≤70	
44	5	3	1	-	-	-	-	9
57	53	41	43	15	13	4	2	171
70	1	1	1	-	2	1	-	6
Всего	59 (32%)	45 (24%)	45 (24%)	15 (8%)	15 (8%)	5 (3%)	2 (1%)	186

Как видно из таблицы 6.1.1, основная часть насосов (около 30% добывающего фонда) работают с наименьшим дебитом по жидкости до 10 м³/сут, из которых 5 насосов диаметром Ø 44 мм, 53 насоса диаметром Ø 57 мм и 1 насос диаметром Ø 70 мм.

В диапазоне дебитов от 10 до 20 м³/сут и от 20 до 30 м³/сут эксплуатируются по 45 скважин или по 25% всего добывающего фонда, большинство которых обслуживаются насосами диаметром Ø 57 мм.

От 30 до 40 м³/сут и от 40 до 50 м³/сут также одинаковое количество по 15 скважин (по 8% фонда), где основная часть скважин обслуживаются насосами диаметром Ø 57 мм и 2 насоса Ø 70 мм.

Наиболее высокодебитные скважины (от 50 до 60 м³/сут и от 60 до 70 м³/сут) составили 2,69 % и 1,08 % соответственно общего фонда скважин. Эксплуатация высокодебитных скважин производится насосами диаметрами Ø 57 мм и одна скважина обслуживается насосом Ø 70мм.

Из приведенных данных можно заключить, что производительности установленных насосов, в целом, соответствуют характерной продуктивности скважин.

Одним из показателей эффективной работы выбранного насоса является фактический коэффициент подачи насоса. Для каждой конкретной скважины величина коэффициента подачи служит показателем правильности выбора оборудования и режима откачки установки.

Ниже, в таблице 6.1.2 приведено распределение действующих скважин по коэффициентам подачи насосов УШГН в зависимости от диаметра насоса.

Таблица 6.1.2 – Распределение действующих скважин по коэффициентам подачи насосов УШГН в зависимости от диаметра насоса по состоянию на 01.01.2026г

Диаметр насоса, (мм)	Количество скважин	Интервал изменения коэффициента подачи			
		0÷0,4	0,4÷0,6	0,6÷0,8	0,8÷1,3
44	9	4	4	-	1
57	171	57	36	41	37
70	6	1	2	1	2
Всего	186	62 (30%)	42 (25%)	42 (25%)	40 (20%)

Из таблицы 6.1.2 и данных технологического режима работы скважин на 01.01.2026г наблюдается, что 62 скважины или 30% добывающего фонда, насосы работают с коэффициентом подачи до 0,4 доли ед. Сниженные подачи могут быть обусловлены утечками в насосе из-за нерационального режима откачки, также загрязнением призабойной зоны скважин в процессе бурения и эксплуатации. При таких значениях коэффициента подачи эксплуатация УШГН существенно осложняется и становится экономически нецелесообразной. Также, кроме чисто технологических особенностей, возможно влияние отложений АСПО, ведущее к сокращению полезного рабочего пространства насоса. Рекомендуется периодическая обработка призабойной зоны скважин.

Из таблицы можно заметить, что 20% скважин работают в оптимальном диапазоне ($0,8 \div 1,3$). С приемлемым коэффициентом $0,6 \div 0,8$ эксплуатируются 25% фонда.

В скважинах с высоким коэффициентом подачи насоса рекомендуется поддерживать этот благоприятный режим с постоянным контролем за параметрами.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

6.2.1 Мероприятия по борьбе с коррозией

Текущая стадия разработки объектов эксплуатации характеризуется устойчиво высоким темпом обводнения продукции скважин повышенно коррозионно-активной пластовой водой. Обводнённость продукции скважин всего действующего фонда в среднем составляет 85,3%.

Пластовые воды месторождения представлены альбскими, апт-неокомскими, юрскими и продуктивными горизонтами пермотриаса. Общая минерализация вод альбского горизонта меняется от 196,3 до 202,7 г/дм³, в среднем составляя 199,3 г/дм³. Воды относятся к хлоркальциевому типу, общая минерализация вод составляет соответственно 257,8 г/л и 290 г/л.

По классификации В. А. Сулина подземные воды апт-неокомского и неокомского горизонта относятся к крепким рассолам хлоркальциевого типа, солёные. Содержание микрокомпонентов в водах меняется в следующих пределах: брома от 50 до 167,8 мг/л; йода – от 0,19 до 2,75 мг/л.

Подземные воды **среднеюрских** отложений по классификации В. А. Сулина основной массив вод хлоркальциевого типа, однако присутствуют 5 проб хлоридно-магниевого типа.

Воды **пермотриасовых** отложений представляют собой крепкие рассолы хлоркальциевого типа, солёные, жесткие, III класса. Микрокомпонентный состав воды представлен содержанием йода до – 2,9 мг/л; брома до – 129,1 мг/л.

Для минерализованной пластовой воды уровень коррозии будет зависеть от состава и содержания коррозионно-активных компонентов, таких как хлорид-ионы, бикарбонат-ионы и pH. Высокая коррозионная активность соответствует значениям хлорид-ионов выше пороговых в 50 мг/л в интервале значений pH 4.5-8.5 [2]. Содержание хлоридов в пластовой воде месторождения Ю.3.Камышитовое превышает пороговое значение в сотни раз. По компонентному составу и степени воздействия воды продуктивных пластов характеризуются как сильноагрессивные среды, вызывающие общую и локальную виды коррозии.

К факторам, отрицательно влияющих на стабильную работу скважин, относится содержание песка в скважинной продукции. Эрозионные (механические) процессы, вызываемые выносом механических примесей (песка), при наличии агрессивной среды рассматриваются как фактор, стимулирующий коррозионный износ (эрозионная коррозия) оборудования скважин и трубопроводных коммуникаций системы сбора продукции.

В настоящее время мероприятия по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования на различных участках системы сбора и подготовки продукции скважин не реализуются.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др. При явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

Специальный метод защиты от коррозии - химическое ингибирование - рекомендуется на стадии обводнения продукции скважин. Применение химического ингибирования коррозии по ряду причин особенно эффективно. Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

6.2.2 Мероприятия по борьбе с АСПО

Содержание в нефти парафиновых и асфальто-смолистых веществ приводит к снижению производительности скважин и осложнениям при эксплуатации за счёт отложений их на забое и при фильтровой зоне, а также на стенках НКТ и трубопроводов системы сбора и транспорта нефти.

Нефть верхне-альбских и средне-альбских горизонтов месторождения Ю.З.Камышитовое тяжелая, малосмолистая, малопарафинистая и малосернистая. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 898,0 кг/м³.

Нефть апт-неокомского, III, IV неокомских горизонтов характеризуется как средняя,

малосмолистая, парафинистая и малосернистая. Плотность дегазированной нефти в среднем по объекту составляет 852 кг/м³.

Нефть I₁, I₂, I₃ среднеюрские горизонтов характеризуется как легкая, малосмолистая, парафинистая и малосернистая. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 837,0 кг/м³

Нефть I₄, I₅ среднеюрские горизонтов характеризуется как особо легкая, малосмолистая, парафинистая и малосернистая.

Нефть II, III среднеюрских горизонтов характеризуется как особо легкая, малосмолистая, парафинистая и малосернистая. Плотность дегазированной нефти в среднем по объекту составляет 816 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 6,4 мм²/с и при 50°C – 3,3 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти составляет 1,5, 1,7 и 0,11%, соответственно.

Нефть РТ-I, РТ-II, РТ-III пермотриасовых горизонтов характеризуется как особо легкая, малосмолистая, парафинистая и малосернистая. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 811,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 6,9 мм²/с и при 50°C – 3,1 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти составляет 1,3, 2,0 и 0,07% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 55,8%.

Смолы легко оседают на различных адсорбентах. Даже незначительное количество парафина (1,77%) и асфальтенов (до 1%) при понижении температуры переходят в дисперсное состояние, что способствует осаждению на них смол.

Для борьбы с отложениями органических веществ на поверхности подземного оборудования на месторождении применяют тепловой метод - промывки скважин горячей нефтью (ОГН). Проведение ОГН также способствует сокращению поступления воды в скважину. Желательно все ремонтные работы с образованием отложений АСПО проводить без остановки скважины

Работы по обработке призабойной зоны горячей нефтью и растворителем МЛ-Супер ведутся ежегодно. Так в 2013 году были проведены 194 скважин-операции на 87 скважинах и средний МОП по месторождению составил 221 МОП. Также были проведены 16 скважин-операций растворителем МЛ-80 супер. На 2014 г. были проведены 57 скважин-операций обработкой горячей нефтью. Средний МОП составил 222. В 2015 году были проведены 219 скважин-операций на 96 скважинах при среднем 222 МОП.

В 2016 году было проведено 187 скважин-операций на 102 скважинах. Средний МОП составил 271 сут. За 2017г. было проведено 40 скважин-операций на 33 скважинах. Средний МОП составил 334 сут. Результаты приводятся ниже.

Таблица 6.2.1 – Результаты проведения обработки призабойной зоны растворителем МЛ-Супер на м/р. Юго-Западное Камышитовое за 2013г.

п/ п	№ № скв.	Наименование мероприятий	Дата пуска	Дебит до мероприятий			Дебит после мероприятий			Первонач. сут.эффект	
				жидк, м³/сут	%	нефть, тн/сут	ж	%	н	ж	н
1	30	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	26.01.2013	20,2	70	5,03	21,1	70	5,3	0,93	0,27
2	235	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	25.01.2013	7,9	85	0,99	9,64	85	1,2	1,74	0,21
3	126	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	27.02.2013	6	80	1,1	8,8	80	1,4	2,8	0,3
4	127	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	28.02.2013	19,5	40	9,01	19,5	60	6,48	0	-2,53
5	81	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	28.03.2013	17,5	85	2,18	18,5	85	2,31	1	0,13
6	68	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	29.03.2013	36,5	96,4	1,09	36,3	90	3,05	-0,2	1,96
7	184	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	25.04.2013	0,6	10	0,45	0,6	10	0,45	0	0
8	178	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	26.04.2013	30,8	85	3,83	31,4	85	3,88	0,6	0,05
9	114	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	23.05.2013	24,4	60	8,1	23,8	60	7,9	-0,6	-0,2
10	250	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	24.05.2013	4,3	10	3,21	5,16	10	3,76	0,86	0,55
11	230	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	27.06.2013	27	80	4,48	22	80	4,11	-5	-0,37
12	214	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	28.06.2013	29,2	97	0,73	30,7	97	0,76	1,5	0,03
13	157	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	29.07.2013	13	97	0,32	24,8	97	0,61	11,8	0,29
14	133	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	30.07.2013	30,1	95	1,25	28,8	97	0,73	-1,3	-0,52
15	235	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	28.08.2013	11,9	90	0,99	12,7	90	1,02	0,8	0,03
16	163	Закачено V-20м³, Рнач. =5атм, Рконец=5атм	28.08.2013	26,1	95	1,09	28,3	95	1,17	2,2	0,08

Таблица 6.2.2 – Результаты проведения обработки призабойной зоны ОГН на м/р. Юго-Западное Камышитовое за 2016г.

п/п	№ скв.	Наименование	Дата пуска	Дебит до мероприятий			Дебит после мероприятий			Первонач. сут. эффект		количество обработок	МОП сут
				жидк, м³/сут	%	нефть, тн/сут	ж	%	н	ж	н		
1	279	ОГН	02.01.2016	заедание			7,0	10	5,2	7,0	5,2	3	122
2	279	ОГН	03.03.2016	заедание			7,2	10	5,4	7,2	5,4		
3	279	ОГН	07.09.2016	4,8	5	3,8	4,1	5	3,2	-0,7	-0,6		
4	127	ОГН	04.01.2016	10	60	3,3	26,0	60	8,6	16,0	5,3	4	92
5	127	ОГН	23.04.2016	заедание			23,0	60	7,6	23,0	7,6		
6	127	ОГН	27.07.2016	16,3	60	5,4	19,9	60	6,6	3,6	1,2		
7	127	ОГН	28.08.2016	10	60	3,3	17,0	60	5,6	7,0	2,3	5	73
8	30	ОГН	04.01.2016	14	60	4,6	27,0	60	9,0	13,0	4,3		
9	30	ОГН	03.03.2016	11,7	60	3,9	22,0	60	7,3	10,3	3,4		
10	30	ОГН	26.08.2016	19	65	5,5	5,0	65	1,5	-14,0	-4,1		
11	30	ОГН	01.10.2016	17	70	4,2	18,0	70	4,5	1,0	0,2		
12	30	ОГН	26.12.2016	14	75	2,9	14,0	75	2,9	0	0,0	8	46
13	306	ОГН	09.01.2016	30	15	21,2	30,0	15	21,2	0,0	0,0		
14	306	ОГН	15.02.2016	23	15	16,2	ПРС						
15	306	ОГН	23.04.2016	заедание			20,0	10	14,9	20,0	14,9		
16	306	ОГН	26.05.2016	13	10	9,7	18,0	10	13,4	5,0	3,7		
17	306	ОГН	10.07.2016	13	15	9,2	29,0	15	20,5	16,0	11,3		
18	306	ОГН	26.08.2016	32	25	19,9	29,0	25	18,1	-3,0	-1,9		
19	306	ОГН	20.10.2016	заедание			27,0	25	16,8	27,0	16,8		
20	306	ОГН	10.12.2016	21	40	10,5	21,0	40	10,5	0	0,0	2	183
21	272	ОГН	18.01.2016	43	85	5,4	45,0	85	5,6	2,0	0,2		
22	272	ОГН	09.04.2016	29	85	3,6	29,0	85	3,6	0,0	0,0	4	92
23	275	ОГН	18.01.2016	12	60	4,0	12,0	60	4,0	0,0	0,0		
24	275	ОГН	01.05.2016	10	70	2,5	16,8	70	4,2	6,8	1,7		
25	275	ОГН	01.06.2016	9	70	2,2	10,0	70	2,5	1,0	0,2		
26	275	ОГН	15.10.2016	12	60	4,0	14,0	60	4,6	2,0	0,7	1	366
27	267	ОГН	18.01.2016	6	10	4,5	8,0	10	6,0	2,0	1,5		
28	305	ОГН	18.01.2016	18	70	4,5	26,0	70	6,5	8,0	2,0	2	183
29	305	ОГН	17.12.2016	14	75	2,9	24,0	75	5,0	10	2,1		
30	244	ОГН	19.01.2016	29	60	9,6	29,5	60	9,8	0,5	0,2	3	122
31	244	ОГН	19.07.2016	26,4	45	12,1	30,0	45	13,7	3,6	1,6		
32	244	ОГН	26.02.2016	50	60	16,6	54,0	60	17,9	4,0	1,3	2	183
33	137	ОГН	22.12.2016	18	55	6,7	0,0	55	0,0				
34	137	ОГН	23.01.2016	28	65	8,1	28,0	65	8,1	0,0	0,0	3	122
35	120	ОГН	23.01.2016	42	60	13,9	59,8	60	19,9	17,8	5,9		
36	120	ОГН	13.12.2016	36	65	10,5	38,0	65	11,0	2	0,6		
37	120	ОГН	01.04.2016	55	75	11,4	56,0	75	11,6	1,0	0,2	1	366
38	150	ОГН	25.01.2016	6,2	10	4,6	6,9	10	5,2	0,7	0,5		
39	225	ОГН	25.01.2016	1,3	90	0,1						1	366
40	242	ОГН	25.01.2016	12,2	85	1,5	19,1	85	2,4	6,9	0,9	2	183
41	242	ОГН	28.07.2016	8,5	85	1,1	12,0	85	1,5	3,5	0,4		
42	66	ОГН	26.01.2016	заедание								1	366
43	276	ОГН	27.01.2016	10	90	0,8	10,0	90	0,8	0,0	0,0	1	366
44	293	ОГН	27.01.2016	11	45	5,0	11,0	45	5,0	0,0	0,0	6	61
45	293	ОГН	03.02.2016	8	45	3,7	8,0	45	3,7	0,0	0,0		
46	293	ОГН	13.03.2016	3	55	1,1	7,7	55	2,9	4,7	1,8		
47	293	ОГН	17.04.2016	5	55	1,9	5,0	55	1,9	0,0	0,0		
48	293	ОГН	10.09.2016	22	80	3,7	22,0	80	3,7	0,0	0,0		
49	293	ОГН	24.10.2016	23	90	1,9	26,0	90	2,2	3,0	0,3	5	73
50	288	ОГН	28.01.16.	16	65	4,6	16,0	65	4,6	0,0	0,0		
51	288	ОГН	30.08.2016	14	70	3,5	14,0	70	3,5	0,0	0,0		
52	288	ОГН	24.03.2016	0	65	0,0	7,0	65	2,0	7,0	2,0		
53	288	ОГН	27.05.2016	6	80	1,0	6,0	80	1,0	0,0	0,0		
54	288	ОГН	26.11.2016	9	80	1,5	11,0	80	1,8	2	0,3	1	366
55	250	ОГН	29.01.2016	заедание			18,0	85	2,2	18,0	2,2		
56	194	ОГН	29.01.2016	30	50	12,5	30,0	50	12,5	0,0	0,0	3	122
57	194	ОГН	21.02.2016	31	40	15,4	32,0	40	15,9	1,0	0,5		
58	194	ОГН	13.04.2016	30	30	17,4	33,4	30	19,4	3,4	2,0		

Продолжение таблицы

59	274	ОГН	01.02.2016	12	80	2,0	ПРС					2	183
60	274	ОГН	03.06.2016	7,1	80	1,2	8,8	80	1,5	1,7	0,3		
61	265	ОГН	01.02.2016	32	55	12,0	33,0	55	12,3	1,0	0,4	4	92
62	265	ОГН	09.04.2016	26	50	10,8	26,0	50	10,8	0,0	0,0		
63	265	ОГН	28.07.2016	27	65	7,8	36,0	65	10,5	9,0	2,6		
64	265	ОГН	20.11.2016	10	70	2,5	24,0	70	6,0	14,0	3,5		
65	100	ОГН	10.02.2016	заседание								1	366
66	273	ОГН	15.02.2016	17	10	12,7	24,0	10	17,9	7,0	5,2	8	46
67	273	ОГН	02.05.2016	заседание			13,0	35	7,0	13,0	7,0		
68	273	ОГН	27.05.2016	15	35	8,1	16,0	35	8,6	1,0	0,5		
69	273	ОГН	28.06.2016	5	35	2,7	5,0	35	2,7	0,0	0,0		
70	273	ОГН	20.08.2016	23	20	15,3	24,0	20	15,9	1,0	0,7		
71	273	ОГН	13.10.2016	21	30	12,2	30,0	30	17,4	9,0	5,2		
72	273	ОГН	21.11.2016	28	30	16,3	33,0	30	19,2	5	2,9		
73	273	ОГН	31.12.2016	27	55	10,1			эфф. не выяснен				
74	269	ОГН	16.02.2016	20	75	4,2	22,0	75	4,6	2,0	0,4	1	366
75	251	ОГН	16.02.2016	23	90	1,9	26,0	90	2,2	3,0	0,2	1	366
76	197	ОГН	19.02.2016	35	80	5,8	43,3	80	7,2	8,3	1,4	2	183
77	197	ОГН	12.12.2016	72	55	26,9	74,0	55	27,6	2	0,7		
78	35	ОГН	19.02.2016	28	55	10,5	39,0	55	14,6	11,0	4,1	2	183
79	35	ОГН	26.06.2016	18	55	6,7	21,0	55	7,8	3,0	1,1		
80	271	ОГН	20.02.2016	27	90	2,2	27,0	90	2,2	0,0	0,0	2	183
81	271	ОГН	05.04.2016	26	97	0,6	27,0	97	0,7	1,0	0,0		
82	262	ОГН	20.02.2016	25	30	14,5	25,0	30	14,5	0,0	0,0	5	73
83	262	ОГН	07.03.2016	11	30	6,4	11,0	30	6,4	0,0	0,0		
84	262	ОГН	03.06.2016	23	45	10,5	25,0	45	11,4	2,0	0,9		
85	262	ОГН	09.09.2016	17	30	9,9	21,0	30	12,2	4,0	2,3		
86	262	ОГН	17.10.2016	17	70	4,2	24,0	70	6,0	7,0	1,7		
87	148	ОГН	20.02.2016	4,4	10	3,3	8,0	10	6,0	3,6	2,7	2	183
88	148	ОГН	29.04.2016	заседание			6,0	15	4,2	6,0	4,2		
89	98	ОГН	21.02.2016	18,7	96	0,6	24,0	96	0,8	5,3	0,2	1	366
90	48	ОГН	26.02.2016	33	95	1,4	37,0	95	1,5	4,0	0,2	1	366
91	164	ОГН	28.02.2016	22	40	11,0	22,0	40	11,0	0,0	0,0	3	122
92	164	ОГН	12.10.2016	8,8	45	4,0	21,0	45	9,6	12,2	5,6		
93	164	ОГН	27.11.2016	16,5	60	5,5	25,2	60	8,4	8,7	2,9		
94	238	ОГН	01.03.2016	21,7	80	4,3	23,0	80	4,6	1,3	0,3	1	366
95	286	ОГН	14.10.2016	заседание			10,0	40	5,0	10,0	5,0	2	183
96	286	ОГН	01.03.2016	11	20	7,3	12,4	20	8,2	1,4	0,9		
97	64	ОГН	02.03.2016	23	85	2,9	24,0	85	3,0	1,0	0,1	1	366
98	114	ОГН	04.03.2016	20	70	5,0	24,0	70	6,0	4,0	1,0	2	183
99	114	ОГН	04.04.2016	11	70	2,7	21,0	70	5,2	10,0	2,5		
100	213	ОГН	04.03.2016	27	85	3,4	27,0	85	3,4	0,0	0,0	1	366
101	280	ОГН	04.03.2016	7	20	4,6	8,0	20	5,3	1,0	0,7	2	183
102	280	ОГН	06.06.2016	10	55	3,7	12,0	55	4,5	2,0	0,7		
103	42	ОГН	06.03.2016	20	60	6,6	24,0	60	8,0	4,0	1,3	3	122
104	42	ОГН	01.06.2016	18	55	6,7	21,0	55	7,8	3,0	1,1		
105	42	ОГН	24.12.2016	15	75	3,1	19,0	75	3,9	4	0,8		
106	82a	ОГН	06.03.2016	11,6	85	1,4	14,0	85	1,7	2,4	0,3	1	366
107	268	ОГН	07.03.2016	15	45	6,8	22,0	45	10,0	7,0	3,2	1	366
108	183	ОГН	11.03.2016	6	40	3,0	12,0	40	6,0	6,0	3,0	1	366
109	294	ОГН	13.03.2016	6	60	2,0	7,3	60	2,4	1,3	0,4	2	183
110	294	ОГН	30.05.2016	0	70	0,0	4,6	70	1,1	4,6	1,1		
111	195	ОГН	14.03.2016	30	85	3,7	32,0	85	4,0	2,0	0,2	1	366
112	228	ОГН	17.03.2016	заседание			18,0	70	4,5	18,0	4,5	1	366
113	2	ОГН	19.03.2016	29	85	3,6	64,0	85	8,0	35,0	4,4	5	73
114	2	ОГН	10.05.2016	73	80	12,1	73,7	80	12,2	0,7	0,1		
115	2	ОГН	14.08.2016	60	75	12,5	73,0	75	15,1	13,0	2,7		
116	2	ОГН	22.11.2016	58,1	90	4,8	74,0	90	6,1	15,9	1,3		
117	2	ОГН	16.12.2016	58	90	4,8	66,0	90	5,5	8	0,7		
118	49	ОГН	22.03.2016	26,5	40	13,2	29,0	40	14,4	2,5	1,2	2	183
119	49	ОГН	25.11.2016	0	80	0	ОПРС						
120	135	ОГН	23.03.2016	21,6	85	2,7	54,0	85	6,7	32,4	4,0	1	366

Продолжение таблицы

121	75	ОГН	24.03.2016	10,6	70	2,6	14,7	70	3,7	4,1	1,0	2	183
122	75	ОГН	07.04.2016	8,3	70	2,1	12,2	70	3,0	3,9	1,0		
123	138	ОГН	26.03.2016	заседание			6,6	10	4,9	6,6	4,9	1	366
124	171	ОГН	03.04.2016	27,4	90	2,3	37,0	90	3,1	9,6	0,8	1	366
125	234	ОГН	03.04.2016	17,2	35	9,3	18,7	35	10,1	1,5	0,8	1	366
126	73	ОГН	04.04.2016	14,7	65	5,1	22,0	65	7,7	7,3	2,6	3	122
127	73	ОГН	11.06.2016	25	90	2,1	28,0	90	2,3	3,0	0,2		
128	73	ОГН	24.10.2016	28	60	9,3	28,0	60	9,3	0,0	0,0		
129	69	ОГН	10.04.2016	23,6	65	6,9	23,6	65	6,9	0,0	0,0	1	366
130	208	ОГН	10.04.2016	33,4	85	4,2	35,0	85	4,4	1,6	0,2	1	366
131	207	ОГН	12.04.2016	0	60	0,0	0,0	60	0,0	0,0	0,0	1	366
132	140	ОГН	12.04.2016	9,2	10	6,9	10,0	10	7,5	0,8	0,6	2	183
133	140	ОГН	06.11.2016	заседание			8,0	35	4,3	8	4,3		
134	253	ОГН	15.04.2016	57	90	4,7	57,0	90	4,7	0,0	0,0	1	366
135	239	ОГН	16.04.2016	21	70	5,2	22,0	70	5,5	1,0	0,2	1	366
136	281	ОГН	17.04.2016	18	50	7,5	18,0	50	7,5	0,0	0,0	1	366
137	96	ОГН	26.04.2016	29,1	60	9,7	34,1	60	11,3	5,0	1,7	2	183
138	96	ОГН	30.12.2016	42	65	12,2	47,0	65	13,7	5	1,5		
139	235	ОГН	29.04.2016	10	85	1,2	23,5	85	2,9	13,5	1,7	1	366
140	295	ОГН	02.05.2016	2	60	0,7	2,0	60	0,7	0,0	0,0	1	366
141	270	ОГН	03.05.2016	7	40	3,5	7,0	40	3,5	0,0	0,0	2	183
142	270	ОГН	09.09.2016	7	25	4,4	9,0	25	5,6	2,0	1,2		
143	156	ОГН	26.05.2016	заседание			4,0	45	1,8	4,0	1,8	2	183
144	156	ОГН	21.12.2016	6	90	0,5	6,0	90	0,5	0	0,0		
145	298	ОГН	14.12.2016	10	60	3,3						2	183
146	298	ОГН	05.06.2016	10	20	6,6	14,0	20	9,3	4,0	2,7		
147	60	ОГН	06.06.2016	4	10	3,0	5,0	10	3,7	1,0	0,7	1	366
148	46	ОГН	11.06.2016	10	85	1,2	14,0	85	1,7	4,0	0,5	1	366
149	249	ОГН	26.06.2016	0	10	0,0	0,0	10	0,0	0,0	0,0	1	366
150	241	ОГН	12.07.2016	7	50	3,5	16,0	50	8,0	9,0	4,5	2	183
151	241	ОГН	30.12.2016	23	50	11,5	23,0	50	11,5	0	0,0		
152	297	ОГН	13.07.2016	9	70	2,2	15,0	70	3,7	6,0	1,5	1	366
153	292	ОГН	16.07.2016	6,6	5	5,2	7,0	5	5,5	0,4	0,3	1	366
154	68	ОГН	20.07.2016	34	90	2,8	57,6	90	4,8	23,6	2,0	1	366
155	151	ОГН	22.07.2016	4,5	15	3,2	5,5	15	3,9	1,0	0,7	1	366
156	296	ОГН	23.07.2016	заседание			14,0	80	2,3	14,0	2,3	1	366
157	34	ОГН	26.07.2016	заседание			заседание					1	366
158	167	ОГН	23.08.2016	9,8	70	2,4	17,0	70	4,2	7,2	1,8	1	366
159	147	ОГН	20.08.2016	11	30	6,4	16,0	30	9,3	5,0	2,9	1	366
160	291	ОГН	06.07.2016	заседание			27,0	10	20,2	27,0	20,2	3	122
161	291	ОГН	04.10.2016	заседание			23,0	10	17,2	23,0	17,2		
162	291	ОГН	01.12.2016	13	5	10,3	13,0	5	10,3	0	0,0		
163	277	ОГН	12.10.2016	7	20	4,6	11,0	20	7,3	4,0	2,7	2	183
164	277	ОГН	04.12.2016				ПРС 06.12.16. -11.12.16.						
165	254	ОГН	14.10.2016	заседание			3,0	50	1,2	3,0	1,2	1	366
166	250	ОГН	15.10.2016	заседание			15,0	30	8,7	15,0	8,7	1	366
167	231	ОГН	20.10.2016	заседание			6,0	85	0,7	6,0	0,7	1	366
168	85	ОГН	25.10.2016	27	90	2,2	30,0	90	2,5	3,0	0,3	2	183
169	85	ОГН	22.12.2016	24	75	5,0	28,0	75	5,8	4	0,8		
170	268	ОГН	31.10.2016	заседание			эфф.не выяснен					1	183
171	287	ОГН	05.11.2016	заседание			5,0	15	3,5	5,0	3,5	1	366
172	285	ОГН	20.12.2016	0	65	0,0	0,0	65	0,0	0	0,0	2	183
173	285	ОГН	14.11.2016	заседание			3,0	60	1,0	3	1,0		
174	18	ОГН	14.11.2016	заседание			14,0	97	0,3	14	0,3	1	366
175	106	ОГН	18.11.2016	17	10	12,7	30,0	10	22,4	13,0	9,7	2	183
176	106	ОГН	18.12.2016	заседание			14,0	10	10,5	14	10,5		
177	260	ОГН	19.11.2016	10	80	1,7	18,0	80	3,0	8,0	1,3	1	366
178	126	ОГН	19.11.2016	11	90	0,9	15,0	90	1,2	4,0	0,3	1	366
179	82a	ОГН	20.11.2016	23	80	4,6	23,0	80	4,6	0,0	0,0	1	366
180	253	ОГН	24.11.2016	заседание			49,5	90	4,1	49,5	4,1	1	366
181	44	ОГН	29.11.2016	заседание			10,8	10	8,1	10,8	8,1	1	366
182	15	ОГН	01.12.2016	заседание			2,0	10	1,5	2	1,5	1	366

Продолжение таблицы

183	251	ОГН	11.12.2016	13,5	85	1,7	17,0	85	2,1	3,5	0,4	1	366
184	248	ОГН	21.12.2016	2	65	0,6	12,0	65	3,5	10	2,9	1	366
185	165	ОГН	24.12.2016	заедание			23,0	80	3,8	23	3,8	1	366
186	159	ОГН	28.12.2016	заедание			4,0	10	3,0	4	3,0	1	366
187	175	ОГН	29.12.2016	16	35	8,6	30,0	35	16,2	14	7,6	1	366

Таблица 6.2.3 – Результаты проведения обработки призабойной зоны ОГН на м/р. Юго-Западное Камышитовое за 2017г.

п/н	№ скв	Наименование мероприятий	Дата пуска	Дебит до мероприятия			Дебит после мероприятия			Первоначальный эффект		количество обработок	МОП, сут
				жидк., м³/сут	обв., %	нефть, тн/сут	ж	%	н	ж	н		
Обработка ПЗС горячей нефтью													
1	273	ОГН	23.01.2017	24	70	6,0	29,0	70	7,2	5,0	1,2	2	122
2	273	ОГН	17.02.2017	18	80	3,0	35,0	80	5,8	17,0	2,8		
3	273	ОГН	03.04.2017	20	75	4,2	28,0	75	5,8	8,0	1,7		
4	234	ОГН	25.01.2017	9	55	3,4	18,0	55	6,7	9,0	3,4	1	366
5	160	ОГН	26.01.2017	18	85	2,2	36,0	85	4,5	18,0	2,2	1	366
6	137	ОГН	30.01.2017	23,3	55	8,7	30,0	55	11,2	6,7	2,5	1	366
7	262	ОГН	01.02.2017	15	75	3,1	32,0	75	6,6	17,0	3,5	2	183
8	262	ОГН	15.09.2017	заедание			25,0	65	7,3	25,0	7,3		
9	293	ОГН	11.02.2017	20	80	3,3	28,0	80	4,6	8,0	1,3	1	366
10	267	ОГН	13.02.2017	2	30	1,2	10,0	30	5,8	8,0	4,6	1	366
11	305	ОГН	07.03.2017	14	85	1,7	22,0	85	2,7	8,0	1,0	1	366
12	175	ОГН	11.03.2017	0	50	0,0	18,6	50	7,7	18,6	7,7	2	183
13	175	ОГН	23.11.2017	15	65	4,4	17,0	65	4,9	2,0	0,6		
14	241	ОГН	17.03.2017	8	70	2,4	20,0	70	6,0	12,0	3,6	1	366
15	279	ОГН	25.03.2017	заедание			6,0	5	4,7	6,0	4,7	3	122
16	279	ОГН	23.05.2017	8,1	15	5,7	11,1	15	7,8	3,0	2,1		
17	279	ОГН	14.09.2017	13,6	20	9,0	17,6	20	11,7	4,0	2,7		
18	250	ОГН	04.04.2017	заедание			15,0	50	6,2	15,0	6,2	1	366
19	286	ОГН	05.04.2017	11	60	3,7	14,0	60	4,6	3,0	1,0	2	183
20	286	ОГН	29.07.2017	заедание			12,0	55	4,5	12,0	4,5		
21	35	ОГН	06.04.2017	19,7	10	14,7	23,0	10	17,2	3,3	2,5	1	366
22	248	ОГН	22.05.2017	6,3	60	2,1	15,6	60	5,2	9,3	3,1	1	366
23	218	ОГН	13.05.2017	заедание			39,0	90	3,2	39,0	3,2	1	366
24	297	ОГН	01.06.2017	23,2	65	6,7	26,5	65	7,7	3,3	1,0	1	366
25	294	ОГН	05.06.2017	заедание			13,0	85	1,6	13,0	1,6	1	366
26	46	ОГН	05.06.2017	заедание			24,0	90	2,0	24,0	2,0	1	366
27	127	ОГН	30.07.2017	заедание			21,0	60	7,0	21,0	7,0	1	366
28	289	ОГН	30.07.2017	заедание			12,0	85	1,5	12,0	1,5	1	366
29	106	ОГН	03.08.2017	заедание			24,0	5	18,9	24,0	18,9	1	366
30	44	ОГН	07.08.2017	заедание			16,0	45	7,3	16,0	7,3	1	366
31	306	ОГН	15.08.2017	18	65	5,2	23,0	65	6,7	16,0	1,5	1	366
32	156	ОГН	29.09.2017	заедание			10,0	70	2,5	10,0	2,5	1	366
33	288	ОГН	25.10.2017	17	75	3,5	19,0	75	3,9	2,0	0,4	1	366
34	167	ОГН	26.10.2017	27	85	3,4	30,0	85	3,7	3,0	0,4	1	366
35	292	ОГН	28.10.2017	3	5	2,4	4,0	5	3,2	1,0	0,8	1	366
36	272	ОГН	06.11.2017	13	90	1,1	13,0	90	1,1	0,0	0,0	1	366
37	82а	ОГН	18.11.2017	18	85	2,2	25,0	85	3,1	7,0	0,9	1	366
38	275	ОГН	20.12.2017	5,3	60	1,8	12,0	60	4,0	6,7	2,2	1	366
39	85	ОГН	12.12.2017	5,2	75	1,1	16,0	75	3,3	10,8	2,2	1	366
40	213	ОГН	11.12.2017	28	75	5,8	30,0	75	6,2	2,0	0,4	1	366

Проведен расчет межочистных периодов по скважинам, обработанных горячей нефтью за период 2016-2017гг. Для проведения расчета скважины были разбиты на группы

по дебитам и обводненности. Результаты расчета представлены в таблице.

Таблица 6.2.4 - Результаты промывок (ОГН) за 2016-2017 гг.

Количество анализируемых скважин	Q _ж , м ³ /сут	Показатели	Интервалы обводненности, %			
			0-30	31-60	61-90	более 90
1	2	3	4	5	6	7
2016 г.						
94	0-20	Кол-во скв.	22	31	40	1
		МОПср.	222	212	284	366
49	20-40	Кол-во скв.	8	15	24	2
		МОПср.	73	123	257	274
9	40-60	Кол-во скв.		2	7	
		МОПср.		122	172	
2	60-90	Кол-во скв.			2	
		МОПср.			128	
33	заедание	Кол-во скв.				
		МОПср.				
Всего 187						
2017 г.						
23	0-10	Кол-во скв.	5	5	13	
		МОПср.	293	293	310	
5	11-30	Кол-во скв.		1	4	
		МОПср.		366	305	
12	заедание	Кол-во скв.				
		МОПср.				
Всего 40						

Как показывают данные, представленные в таблице, всего проанализированы промывки на 187 скважине за 2016г. и 40 скважинах на 2017г. Средний МОП по всем категориям групп меняется от 73 сут. до 293 сут. за исключением высокообводненных скважин, на которых средний МОП составляет 336 сут.

6.2.3 Методы по борьбе с пескопроявлением в ходе эксплуатации скважин

В большинстве случаев вынос песка в скважину объясняется действием сил трения и образующимся при этом градиентом давления при фильтрации жидкости в скважину. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементного материала зерна песчаника отделяются от основной массы и выносятся.

В настоящее время на месторождении, проблему, связанную с песчаными пробками в скважинах решается посредством промывки призабойной зоны скважины. Промывки песчаной пробки (далее ППП) проводились как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах. В нагнетательных скважинах после ППП наблюдается увеличение приемистости в 1,5 – 3 раза.

Таблица 6.2.7 – Результаты проведённых работ по промывке песчаных пробок на м/р Юго-Западное Камышитовое за 2017г.

п/н	№ скв.	Наименование мероприятий	Дата пуска	Дебит до мероприятия			Дебит после мероприятия			Первоначальный эффект	
				жидк. м³/сут	об в., %	нефть, тн/сут	жидк. м³/сут	обв. %	нефть, тн/сут	жидк. м³/сут	нефть, тн/сут
	Промывка песчаных пробок нефтяных скважин										
1	30	Промывка п/п от гл.516м до 526м	13.03.2017	0	85	0,0	19	85	2,4	19	2,4
2	114	Промывка п/п от гл.465м до 497м	13.03.2017	0	70	0,0	25	70	6,2	25	6,2
3	120	Промывка п/п от гл.464м до 482м	23.03.2017	25	70	6,2	53	70	13,2	28	7,0
4	73	Промывка п/п от гл.670м до 713м	28.04.2017	0		0,0	53	85	8,0	53	8,0
	Промывка песчаных пробок нагнетательных скважин										
1	80 нагн	Промывка п/п от гл.517м до 528м	02.03.2017	Qприем. -72м³/сут			Qприем. -96м³/сут				
2	14 нагн	Промывка п/п от гл.287м до 336м. Спуск НКТ с воронкой на гл.-200м.	18.03.2017	Qприем. -24м³/сут			Qприем. -24м³/сут				
3	116 нагн	Промывка п/п от гл.479м до 500м. Спуск НКТ с воронкой на гл.-414м.	01.04.2017	Qприем. -48м³/сут			Qприем. -120 м³/сут				

Согласно анализу промыслового материала, за 2016г, определен фонд скважин, осложненных АСПО и песчаными пробками – 124 скважин. Объем проводимых мероприятий составил 189 скважин-операций, в т.ч.: ОГН-187, ППП– 2 скважин-операций. За 2017г составил 40 скважин в том числе: ОГН 40скв. ППП-7 скв. Объем проведенных работ представлен ниже.

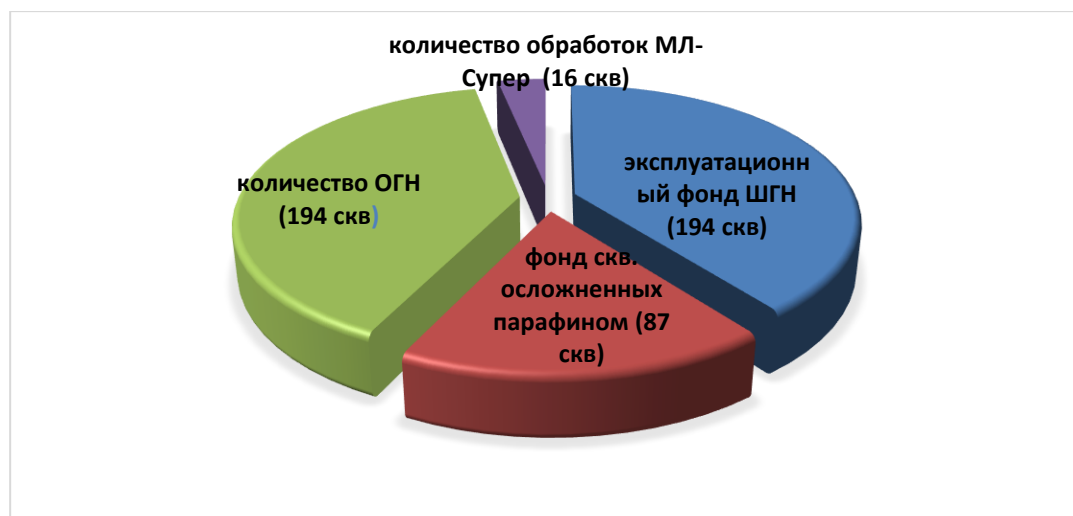


Рисунок 6.2.1 – Объем проведенных работ, направленных на удаление АСПО и обработки с растворителем МЛ-супер за 2013г.

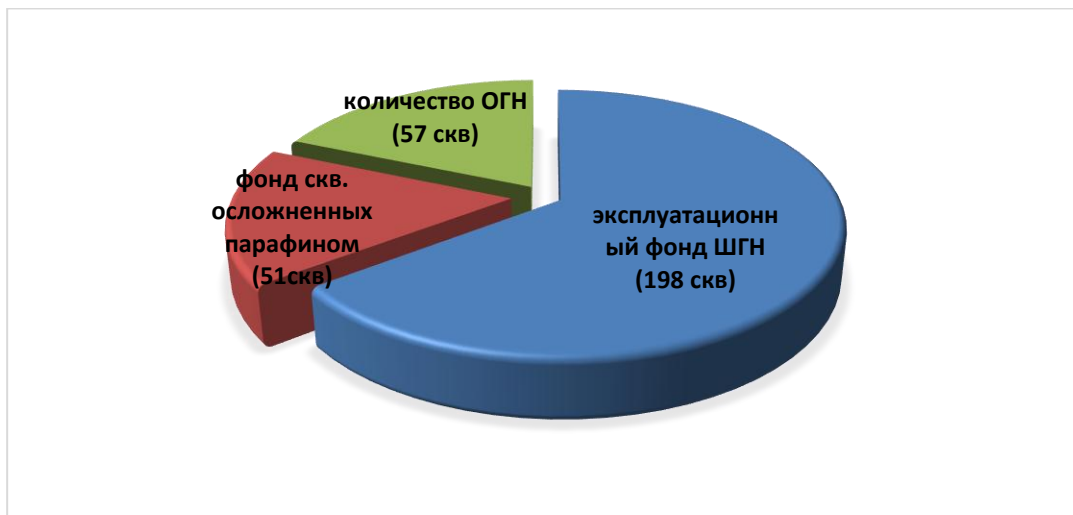


Рисунок 6.2.2 – Объем проведенных работ, направленных на удаление АСПО за 2014г.



Рисунок 6.2.3 – Объем проведенных работ, направленных на удаление АСПО и ППП за 2015г



Рисунок 6.2.4 – Объем проведенных работ, направленных на удаление АСПО и ППП за 2016г.

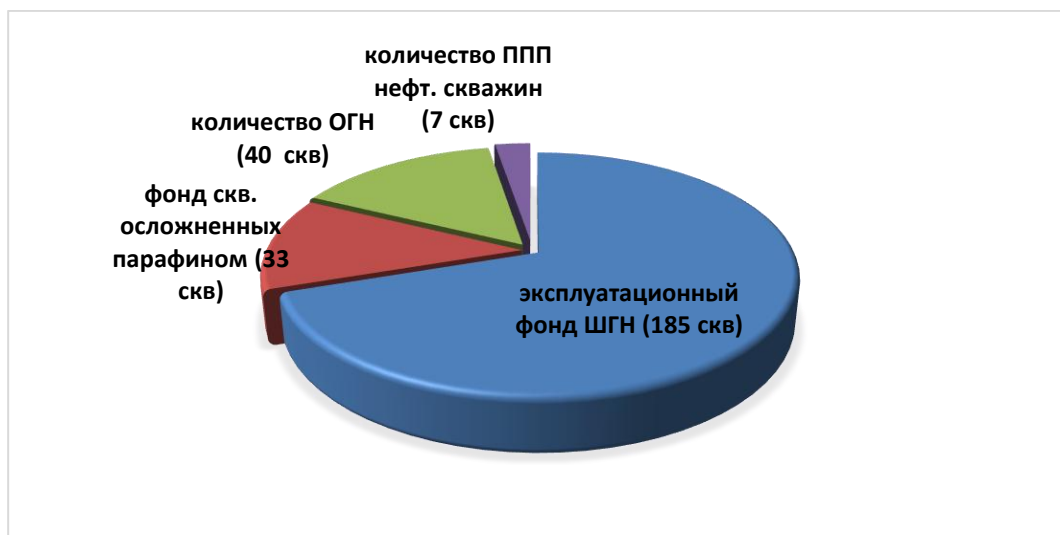


Рисунок 6.2.5 – Объем проведенных работ, направленных на удаление АСПО и ППП за 2017г.

Как следует из представленных данных, фонд скважин, подверженных парафинизацией и промывке песчаных пробок в 2013г. составил около 50% от фонда эксплуатационных скважин, в 2014г. более 20%, в 2015г. около 50 %. В 2016 гг. составил около 70% от фонда эксплуатационных скважин, а в 2017г. более 20 % от действующего фонда, т.е. проблема защиты промыслового оборудования от АСПО продолжает оставаться весьма значительным.

Основные выводы и рекомендации по разделу:

- За 2013 г по месторождению Юго-Западное Камышитовое было проведено 194 скважин-операций на 87 скважинах и обработано растворителем МЛ-Супер 16 скважин. В 2014 г проведено 57 скважин-операций ОГН на 51 скважине. В 2015 г. было проведено 219 скважин-операций ОГН на 96 скважинах и количество операций по промывки песчаной пробки составило 6 скважин. За 2016 г. было проведено 41 скважин-операций ОГН на 31 скважине. Средний МОП по обработанным скважинам составляет 285,5 сут. За 2017г. были проведены 28 скважин-операций ОГН на 23 скважинах, и средний МОП составил 301 сут.
- Мероприятия, проводимые по борьбе с АСПО и по промывке песчаных пробок на месторождении Юго-Западное Камышитовое показывают высокую эффективность.
- В целом обработка горячей нефтью и обработка растворителями позволяют повысить производительность скважин. Промысловый опыт дает основание рекомендовать применение растворителей (газовый бензин, гексановые и этилбензольные фракции), а также использование с растворителем небольшого количества ингибитора отложений, ускоряющим растворение АСПО.

Эффективность того или иного ранее не применявшегося на месторождении реагента должна определяться в лабораторных условиях с последующим проведением опытно-промысловых испытаний.

- Существует много методов борьбы с пескопроявлением: улучшение условий по обеспечению выноса поступающих из пласта частиц на поверхность – применение трубчатых штанг, спуск хвостовиков в пределы продуктивной зоны, подлив жидкости; для борьбы с абразивным износом подземного оборудования созданы всевозможные конструкции якорей, поднасосных фильтров и других защитных устройств; для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин применяются химические, физико – химические и механические методы крепления и комбинации этих методов; наиболее простыми и доступными методами предотвращения поступления песка из пласта являются механические, к ним относятся оборудование скважин противопесочными вставными фильтрами или образование фильтров на забое путем намыва фильтрующих материалов.

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

В данном разделе настоящего проекта, в соответствии с нормативными документами, определены требования к промысловой системе сбора, транспорта и подготовки продукции скважин, и разработаны рекомендации по дальнейшей эксплуатации этих систем, направленные на обеспечение уровней добычи рекомендованного варианта разработки месторождения.

Система промыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции месторождения представляет собой совокупность капиталоемких, металлоемких и трудозатратных эксплуатационных объектов, предназначенных для сбора со скважин, индивидуального замера и промыслового транспорта добываемой продукции на объекты ее товарной подготовки и сдачи потребителю, очистки и утилизации газа и сточных вод.

Действующая система промыслового сбора и транспорта нефти месторождения обеспечивает предъявляемые к ней требования по герметизированному сбору добываемой продукции, её замеру, первой ступени сепарации и дальнейшему раздельному трубопроводному транспорту жидкости и газа на объекты её товарной подготовки. Достигается это за счёт применения довольно сложной технологии и технологического оборудования, так как система промыслового сбора продолжает характеризоваться осложненными условиями эксплуатации в связи со специфическими особенностями нефти и водонефтяной эмульсии:

- высокое содержание парафиноасфальтосмолистых веществ;
- высокая температура застывания высокопарафинистой нефти;
- неуклонный рост обводненности добываемой продукции;
- наличие значительного фонда малодебитных скважин;
- обширная площадь месторождения.

Состояние действующей системы промыслового сбора нефти

По состоянию на 01.01.2026г. на месторождении Юго-Западное Камышитовое система промыслового сбора и транспорта включает 18 ГЗУ к которым подключены 199 добывающих скважин, в т.ч. 179 – действующих скважин, 8 – в простое, 12 – бездействующих.

Продукция скважин сборного пункта месторождения Юго-западное Камышитовое по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти по выкидным линиям поступает на групповые замерные установки, расположенные в местах наибольшей концентрации скважин.

На групповых замерных установках «Спутник» скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита жидкости.

В таблице 6.3.1 представлены характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Камышитовое Юго-Западное.

Таблица 6.3.1 – Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Камышитовое Юго-Западное

№ АГЗУ	№ скважины	Диаметр и толщина трубопровода, мм	Протяженность трубопровода, м	Материал трубопровода
101	208	114х6,0	428	сталь
	150	114х4,5	230	сталь
	222	110х5,0	540	СВТ
	28	110х5,0	400	СВТ
	63	114х6,0	312	сталь
	51	114х4,5	210	сталь
	301	89х5,0	680	сталь
	107	110х5,0	381	СВТ
	342	89х5,0	430	сталь
	324	89х6,5	680	сталь
102	191	114х4,5	450	сталь
	2	73х5,5	200	сталь
	78	89х6,5	230	сталь
	158	114х4,5	535	сталь
	127	114х4,5	367	сталь
	233	114х4,5	605	сталь
	40	114х4,5	430	сталь
	126	73х5,5	350	сталь
201	207	114х4,5	220	сталь
	237	114х4,5	130	сталь
	275	114х6,0	427	сталь
	225	114х4,5	100	сталь
	274	114х6,0	335	сталь
	49	89х5,0	290	сталь
	235	114х6,0	109	сталь
	120	114х7,0	150	сталь
	64	114х6,0	775	сталь
		73х5,5	500	сталь
	236	114х6,0	250	сталь
	89	114х4,5	390	сталь
	248	73х5,5	150	СВТ
	297	114х6,0	155	сталь
	284	114х6,0	335	сталь
202	253	114х6,0	50	сталь
	180	114х4,5	126	сталь
	100	114х6,0	172	сталь
	298	89х6,0	487	сталь
	243	114х7,0	210	сталь
	185	114х6,0	70	сталь
	199	114х6,0	173	сталь
	279	114х6,0	416	сталь
	200	114х6,0	297	сталь
	138	89х5,0	125	сталь
203	325	89х6,5	350	сталь
	254	114х4,5	400	сталь
	56	114х7,0	250	сталь
	217	73х5,5	200	сталь
	117	114х7,0	520	сталь

№ АГЗУ	№ скважины	Диаметр и толщина трубопровода, мм	Протяженность трубопровода, м	Материал трубопровода
	249	110x5,0	364	СВТ
	229	114x4,5	310	сталь
	165	114x4,5	120	сталь
	187	114x4,5	100	сталь
	35	114x4,5	229	сталь
	130	114x6,0	163	сталь
	72	114x4,5	100	сталь
204	33	114x6,0	123	сталь
	260	114x6,0	240	сталь
	15	89x5,0	450	сталь
	224	110x5,0	292	СВТ
	182	114x4,5	173	сталь
	252	114x6,0	140	сталь
	226	110x5	259	сталь
	144	114x6,0	265	сталь
	65	114x4,5	180	сталь
	148	114x7,0	270	сталь
	295	73x5,5	130	сталь
301	43	114x6,0	300	сталь
	114	114x7,0	381	сталь
	25	114x7,0	162	сталь
	220	89x5,0	175	сталь
	153	114x4,5	180	сталь
	250	114x6,0	242	сталь
	139	89x5,0	450	сталь
	101	73x5,5	600	сталь
	239	114x4,5	71	сталь
	213	114x6,0	120	сталь
	261	114x6,0	180	сталь
302	96	114x6,0	557	сталь
	174	89x5,0	270	сталь
	106	89x5,0	315	сталь
	44	114x4,5	130	сталь
	175	73x5,5	40	сталь
	11	114x7,0	210	сталь
	24	114x4,5	685	сталь
	172	110x5,0	595	СВТ
	170	114x6,0	376	сталь
	190	114x4,5	133	сталь
400	267	114x6,0	90	сталь
	268	114x6,0	310	сталь
	264	114x6,0	330	сталь
	271	114x6,0	300	сталь
	280	114x6,0	150	сталь
	18	73x5,5	220	сталь
	88	114x6,0	127	сталь
	262	114x6,0	160	сталь
	272	114x6,0	600	сталь
	221	73x5,5	80	сталь
	265	114x6,0	80	сталь
	269	114x6,0	260	сталь
401	228	89x5,0	210	сталь
	251	114x6,0	450	сталь
	247	110x5,0	131	СВТ
	240	114x4,5	155	сталь
	164	114x4,5	465	сталь
	154	89x5,0	190	сталь

№ АГЗУ	№ скважины	Диаметр и толщина трубопровода, мм	Протяженность трубопровода, м	Материал трубопровода
	197	110х5,0	638	СВТ
	32	114х4,5	810	сталь
		89х5,0	187	сталь
	30	114х4,5	591	сталь
	163	114х6,0	115	сталь
	85	114х4,5	400	сталь
	133	114х4,5	245	сталь
402	47	114х4,5	800	сталь
		89х5,0	400	сталь
	22	114х4,5	260	сталь
	60	114х7,0	300	сталь
	166	89х5,0	660	сталь
	171	114х7,0	830	сталь
	135	73х5,5	300	сталь
	86	114х4,5	265	сталь
	216	114х4,5	125	сталь
	159	114х4,5	200	сталь
	230	114х6,0	375	сталь
	59	89х5,0	70	сталь
403	283	114х6,0	330	сталь
	345	89х5,0	505	сталь
	286	114х6,0	302	сталь
	305	114х6,0	803	сталь
	278	114х6,0	250	сталь
	290	114х6,0	341	сталь
	281	114х6,0	162	сталь
	282	114х6,0	401	сталь
	296	114х6,0	380	сталь
	276	114х6,0	162	сталь
	299	114х6,0	382	сталь
	277	114х6,0	192	сталь
	291	114х6,0	180	сталь
501	98	114х4,5	295	сталь
	195	114х7,0	310	сталь
	194	114х4,5	500	сталь
	111	114х6,0	355	сталь
	77	73х5,5	120	сталь
	214	73х5,5	100	сталь
	29	114х4,5	140	сталь
	167	110х5,0	335	СВТ
	178	114х6,0	80	сталь
	157	114х4,5	322	сталь
601	211	114х6,0	100	сталь
	186	114х4,5	164	сталь
	16а	114х6,0	230	сталь
	189	89х5,0	45	сталь
	152	73х5,5	200	сталь
	57	89х5,0	190	сталь
	151	114х4,5	78	сталь
	160	114х4,5	130	сталь
	244	114х4,5	140	сталь
	119	114х4,5	110	сталь
	42	114х7,0	110	сталь
	68	114х6,0	151	сталь
701	303	89х6,5	600	сталь
	203	73х5,5	200	сталь

№ АГЗУ	№ скважины	Диаметр и толщина трубопровода, мм	Протяженность трубопровода, м	Материал трубопровода
	210	114x4,5	185	сталь
	285	114x6,0	140	сталь
	193	89x6,5	185	сталь
	99	114x4,5	160	сталь
	201	114x6,0	450	сталь
	45	114x4,5	210	сталь
	192	114x6,0	164	сталь
	75	114x6,0	413	сталь
	302	114x7,0	860	сталь
800	287	114x6,0	160	сталь
	Н-1	89x5,0	130	сталь
	12а	73x5,5	250	СВТ
	132	89x5,0	220	сталь
	234	114x7,0	122	сталь
	293	114x6,0	502	сталь
	288	114x6,0	316	сталь
	273	114x6,0	405	сталь
	306	114x6,0	271	сталь
801	156	89x5,0	195	сталь
	46	114x4,5	595	сталь
	218	110x5,0	754	СВТ
	147	114x4,5	240	сталь
	231	114x4,5	135	сталь
	223	114x6,0	310	сталь
	219	114x4,5	355	сталь
	149	114x6,0	393	сталь
	83	114x4,5	680	сталь
	137	114x6,0	101	сталь
	205	114x6,0	77	сталь
	69	114x4,5	50	сталь
802	294	73x5,5	100	сталь
	82а	114x7,0	502	сталь
	241	114x6,0	155	сталь
	73	114x4,5	258	сталь
	70	114x4,5	260	сталь
	238	114x6,0	126	сталь
	300	89x5,0	1760	сталь
	3	73x5,5	640	сталь
	330	89x6,5	200	сталь
	331	89x6,5	300	сталь
	179	89x6,5	205	сталь

Состояние действующей системы промыслового подготовки нефти

Существующая схема подготовки нефти месторождения Юго-западное Камышитовое представлен на рисунке 6.3.1.

Газожидкостная смесь со скважин добывающего фонда месторождения Юго-Западное Камышитовое по выкидным трубопроводам поступает в автоматические групповые замерные установки АГЗУ-18-ед., где производится поскважинный замер продукции скважины.

С автоматических групповых замерных установок скважинная продукция по трем нефтесборным коллекторам поступает на ступень сепарации – отделение газа от жидкости в нефтегазосепараторы НГС №1, №2 объемом V-25 м³.

Давление в нефтегазовых сепараторах поддерживается автоматически регулирующим клапаном, установленным на выходном газопроводе, по которому газ с сепараторов направляется на УПГ С.Балгимбаев.

С НГС №1, №2 нефтяная эмульсия жидкость поступает на печи подогрева ПТ-16/150, в количестве 3-единиц. Подогретая до T=50°C нефтяная жидкость направляется на конечную ступень сепарации (КСУ). После КСУ скважинная продукция поступает в технологический РВС – 2000 №1 на отстой, где происходит предварительное отделение воды от нефти.

Отсепарированный газ с КСУ, поступает на сетчатый газовый сепаратор ГС 1-1,6-800-1 на осушку от водяной взвеси. Осушенный газ после ГС используется на внутренние нужды в подогревателях ПТ 16/150, котельной.

С месторождения Ю.В.Новобогатинское и Новобогат Юго-Восточный ГЖС по нефтесборному коллектору поступает в НГС №4 (НГС-1-1,6-1600). Давление в нефтегазовых сепараторах поддерживается автоматически регулирующим клапаном, установленным на выходном газопроводе, по которому газ с сепараторов направляется на ГПЭС месторождения Камышитовое Юго-Западное, который предназначен для выработки электроэнергии.

Нефтяная эмульсия с НГС №4 через счетчик расхода жидкости марки «OPTIMASS 1400C S50», направляется на отстой в технологический резервуар РВС -2000 №3.

Нефтяная эмульсия месторождения Ю.В.Камышитовое поступает в технологический резервуар РВС – 2000 №1, №2, где при отстое происходит предварительное отделение нефти от воды в товарный резервуар РВС-2000 №4.

По существующей схеме: нефтяная эмульсия из технологических резервуаров РВС-2000 №1 по переточной линии Н=8,5м поступает в РВС-2000 №5, по переточной линии Н=6,8м поступает в РВС-1000 №4, откуда подготовленная нефть месторождений Ю.З.Камышитовое, Ю.В.Камышитовое, Ю.В.Новобогатинское и Новобогат Юго-Восточный из товарных резервуаров №4, №5, №3 откачивается насосами ЦНС 180/128 №2, ЦНС 180/170 №1 через узел учета – счетчик расхода жидкости «OPTIMASS 1400C S50 по межпромысловому нефтепроводу откачивается на ЦПСиПН С. Балгимбаев для подготовки в соответствии с СТ РК 1347-2024 и сдачи в АО «КазТрансОйл».

Пластовая вода с технологических резервуаров сбрасывается водяной резервуар РВС-2000 №6. С водяного резервуара РВС-2000 №6 поступает на прием насосов системы

ППД ЦНС 300/600 №1, №3, ЦНС 180/425 №2. Далее вода, через счетчик воды типа «SITRANS F M MAG 60001/310», направляется на ВРП, где производится распределения воды по нагнетательным скважинам.

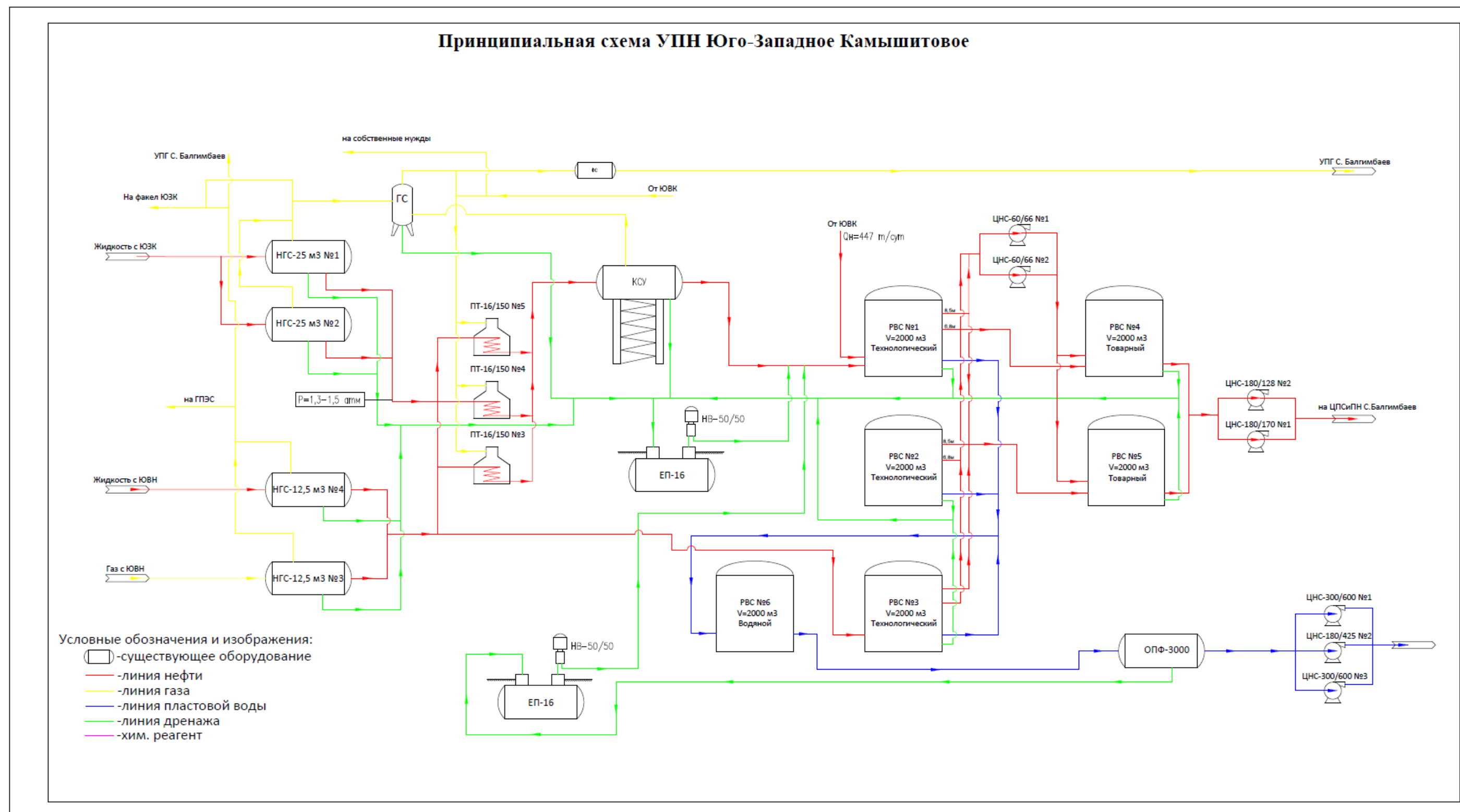


Рисунок 6.3.1 – Существующая принципиальная схема УПН Юго-Западное Камышитовое

Текущая мощность установки подготовки нефти месторождения Камышитовое Юго-Западное составляет – 440 000 т/год

В 2025 году добыча нефти составила 151,4 тыс т.,

Фактическая производительность установки подготовки нефти не превышает проектную производительность.

Технологические потери нефти

Норматив технологических потерь нефти по месторождению Камышитовое Юго-Западное составляет - 0,6998%, по газу – 0,414%, куда входят:

По нефти:

- Технологические потери от испарения нефти;
- Технологические потери от утечек паровой фазы нефти через уплотнения насосов, фланцевые соединения, сальниковые уплотнения ЗРА и предохранительные клапаны;
- Технологические потери нефти от уноса капельной нефти сточными водами;
- Технологические потери от испарения товарной нефти в системах хранения и транспортировки.

По газу:

- Технологические потери от утечек через неплотностей соединений и уплотнений;
- Технологические потери из линейных частей газопроводов;
- Технологические потери при отборе проб.

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РК, директивными указаниями Министерства охраны окружающей среды.

Согласно пункта 3 статьи 147 Кодекса Республики Казахстан от 27.12.2017г № 125-VI «О недрах и недропользовании» Недропользователь должен разрабатывать Программу развития переработки сырого газа, которая подлежит обновлению каждые три года.

В настоящее время утилизация сырого газа на месторождении Камышитовое Юго-Западное ведется в соответствии с «Корректировкой №3 программы развития переработки сырого газа месторождений АО «Эмбаунайгаз» на период с 01.01.2025 по 31.12.2027 гг» (далее – Корректировка ПРПСГ), утвержденной Министерством энергетики РК

Согласно указанной Корректировке ПРПСГ технологически неизбежное сжигание сырого газа месторождения Камышитовое Юго-Западное на период с 01.01.2026г – 31.12.2026г. должно производиться в объеме 0,134062 млн. м³, в том числе по категориям:

- $V_6 = 0$ млн. м³,
- $V_7 = 0,005712$ млн. м³,
- $V_8 = 0,128350$ млн. м³,
- $V_9 = 0$.

Отделившийся газ поступает на ГС на осушку от водяной взвеси. Осушенный газ используется на собственные нужды месторождения.

Расчет объема сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования (V7)

Объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования на месторождении складывается из следующих объемов:

- Объемы затворного газа в факельный коллектор с целью предотвращения образования взрывоопасных смесей вследствие подсоса воздуха в факельную систему.
- Расход на дежурные горелки, которые в соответствии с ВНТП 3-85 «Ведомственные нормы технологического проектирования», для обеспечения надежности производства, обязательно предусматриваются на факельных установках.

Во избежание образования взрывоопасной смеси в факельных коллекторах и трубопроводах, необходимо предусматривать непрерывную подачу продувочного газа в начало факельного коллектора.

1. Расход продувочного газа на факельный коллектор месторождения Юго-Западное Камышитовое ($Q_{\text{прод}}$):

$$Q_{\text{прод}} = 12 \text{ м}^3/\text{час}$$

Расход газа на продувку факельного коллектора в год в 2026, 2027 гг (336 часов) составит: $Q_{\text{прод}} = 12 * 336 = 4\,032 \text{ м}^3/\text{год}$;

Работа факелов месторождения ЮЗК будет во время проведения ТОиТР УПГ С.Балгимбаев и составит 336 часов.

2. Потребление газа дежурными горелками, исходя из паспортных данных ($Q_{\text{дг}}$) составит на месторождении Юго-Западное Камышитовое:

на 1 горелку 5 м³/ч;

Потребление газа в 2026, 2027 гг (336 часов) составит:

$$Q_{\text{дг}} = 5 * 336 = 1\,680 \text{ м}^3/\text{год};$$

3. Общий объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования, составит:

в 2026, 2027 гг (336 часов)

$$V_7 = Q_{\text{прод}} + Q_{\text{д.г}} = 4\,302 + 1\,680 = 5\,982 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Расчет объема сжигаемого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V₈)

На УПН Камышитовое Юго-Западное объем сжигаемого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V₈) будет состояться из газа, сжигаемого при проведении текущего и капитального ремонтов, проводимых на УПГ С. Балгимбаев. Результаты расчетов приведены в таблице 6.4.1.

Расчет объема технологически неизбежного сжигания газа (V_v)

Согласно пункта 7 Методики объем технологически неизбежного сжигания определяется по следующей формуле:

$$V_v = V_6 + V_7 + V_8 + V_9,$$

где: V_v – объем технологически неизбежного сжигания, м³;

V₆ - объем сжигаемого газа при пуско-наладке технологического оборудования (определяется паспортными, техническими характеристиками оборудования и планом пуско-наладочных работ), м³;

V₇ – объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования (определяется техническими документациями по режиму эксплуатации, паспортными характеристиками оборудования), м³;

V₈ - объем сжигаемого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (определяется техническими документациями при эксплуатации оборудования и графиками текущего, капитального ремонтов), м³;

V₉ – объем сжигаемого газа при технологических сбоях, м³.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.4.1.

Расчет использования газа месторождения на собственные нужды

В таблице 6.4.1 приведен расчет объема использования газа месторождения Камышитовое Юго-Западное на собственные нужды.

Баланс газа

В таблице 6.4.1 приведены данные по добыче и утилизации газа месторождения Камышитовое Юго-Западное.

Исходя из паспортных данных имеющегося технологического оборудования, попутный газ, добываемый на месторождении Юго-Западное Камышитовое используется на собственные нужды, поставляется на УПГ и на факел месторождения Юго-Западное Камышитовое направляется только объем технологически неизбежного сжигания при эксплуатации технологического оборудования и на время ППР УПГ (14 дней).

Таблица 6.4.1 – Баланс газа месторождения Юго-Западное Камышитовое, млн. м³, 3-вариант (рекомендуемый)

№	Добыча газа и его использование	Кол-во		Кол-во часов эксплуатации в сутки	Кол-во суток эксплуатации	Расход газа, (не более), м³/ч	Годы										
		Всего	В работе				2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	Добыча газа						5,071	5,002	5,171	5,236	5,319	5,239	5,225	5,250	5,203	5,203	5,117
2	Потери						0,021	0,021	0,021	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,021
3	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)						3,010516	2,977159	3,058858	3,090280	3,130405	3,091731	3,084963	3,097048	3,074327	3,074327	3,032753
3.1	ПТ-16/150 №0122	1	1	24	365	132,07694	0,817147	0,806028	0,833261	0,843735	0,857110	0,844219	0,841963	0,845991	0,838418	0,838418	0,824560
3.2	ПТ-16/150 №0123	1	1	24	365	132,07694	0,817147	0,806028	0,833261	0,843735	0,857110	0,844219	0,841963	0,845991	0,838418	0,838418	0,824560
3.3	ПТ-16/150 №0316	1	1	24	365	132,07694	0,817147	0,806028	0,833261	0,843735	0,857110	0,844219	0,841963	0,845991	0,838418	0,838418	0,824560
3.4	КДВ-2035 котельная	2	1	24	365	26	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760
3.5	Buran Boiler БМК-2,6 мВт (2600 кВт) котел	2	1	24	182	72	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496
3.6	ВВ 300 Га Ква 35 котел	1	1	24	182	3,8503	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818
4	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _v), в т.ч.:						0,084982	0,101917	0,100728	0,103221	0,106405	0,103336	0,102799	0,103758	0,101955	0,101955	0,098657
5	Объема сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V ₇)						0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712
5.1	Дежурная горелка	1	1	24	14	5	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680
	УФА-I-100-12-ФОК-200																
5.2	продув газ УПН	1	1	24	14	12	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032
6	Объем сжигания сырого газа при ТО и ТР технологического оборудования (V ₈)						0,079270	0,096205	0,095016	0,097509	0,100693	0,097624	0,097087	0,098046	0,096243	0,096243	0,092945
6.1	При опорожнении оборудования						0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457
6.2	При проведении ремонтных работ			24	14		0,078813	0,095748	0,094559	0,097052	0,100236	0,097167	0,096630	0,097589	0,095786	0,095786	0,092488
7	Транспортировка газа на УПГ						1,954508	1,902215	1,990006	2,020821	2,060170	2,022244	2,015607	2,027459	2,005177	2,005177	1,964406

Продолжение таблицы 6.4.1

№	Добыча газа и его использование	Кол-во		Кол-во часов эксплуатации в сутки	Кол-во суток эксплуатации	Расход газа, (не более), м³/ч	Годы										
		Всего	В работе				2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	Добыча газа						4,963	4,621	4,357	4,114	3,797	3,492	3,241	2,948	2,809	2,553	2,325
2	Потери						0,021	0,019	0,018	0,017	0,016	0,014	0,013	0,012	0,012	0,011	0,010
3	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)						2,958306	2,792975	2,665351	2,547879	2,394634	2,247189	2,125850	1,984207	1,917011	1,793255	1,683034
3.1	ПТ-16/150 №0122	1	1	24	365	132,07694	0,799744	0,744634	0,702092	0,662935	0,611853	0,562705	0,522259	0,475044	0,452646	0,411394	0,374653
3.2	ПТ-16/150 №0123	1	1	24	365	132,07694	0,799744	0,744634	0,702092	0,662935	0,611853	0,562705	0,522259	0,475044	0,452646	0,411394	0,374653
3.3	ПТ-16/150 №0316	1	1	24	365	132,07694	0,799744	0,744634	0,702092	0,662935	0,611853	0,562705	0,522259	0,475044	0,452646	0,411394	0,374653
3.4	КДВ-2035 котельная	2	1	24	365	26	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760	0,227760
3.5	Buran Boiler БМК-2,6 мВт (2600 кВт) котел	2	1	24	182	72	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496	0,314496
3.6	ВВ 300 Га Ква 35 котел	1	1	24	182	3,8503	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818	0,016818
4	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _v), в т.ч.:						0,092750	0,079632	0,077177	0,067857	0,055698	0,043999	0,034372	0,038476	0,033144	0,023325	0,014580
5	Объема сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V ₇)						0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712	0,005712
5.1	Дежурная горелка	1	1	24	14	5	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680	0,001680
	УФА-I-100-12-ФОК-200																
5.2	продув газ УПН	1	1	24	14	12	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032	0,004032
6	Объем сжигания сырого газа при ТО и ТР технологического оборудования (V ₈)						0,087038	0,073920	0,071465	0,062145	0,049986	0,038287	0,028660	0,032764	0,027432	0,017613	0,008868
6.1	При опорожнении оборудования						0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457	0,000457
6.2	При проведении ремонтных работ			24	14		0,086581	0,073463	0,071008	0,061688	0,049529	0,037830	0,028203	0,032307	0,026975	0,017156	0,008411
7	Транспортировка газа на УПГ						1,891398	1,729262	1,596434	1,481232	1,330949	1,186354	1,067360	0,913112	0,847215	0,725851	0,617760

Выводы и рекомендации по утилизации газа

- На месторождении должно осуществляться только технологически неизбежное сжигание газа.

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения

Требования к качеству воды для заводнения нефтяных пластов

Вода, используемая для заводнения нефтяных пластов, должна соответствовать требованиям к качеству воды по СТ РК 1662 – 2007.

Показатели и нормы качества воды

Водородный показатель pH в пределах от 4,5 до 8,5.

Размер частиц механических примесей при закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм частиц должно быть не крупнее 5 мкм, коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм.

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по данным в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 - Допустимые содержание механических примесей и нефти

№ п/п	Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
			механических примесей	нефти
1	до 0,1 вкл. свыше 0,1		до 3 до 5	до 5 до 10
2	до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
3	до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

В воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды, которые не содержат сероводорода или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Не допускается присутствие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

Набухаемость глин коллектора в закачиваемой воде не должно превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мг/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопровода и оборудования по ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения»;

При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики.

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.

Контроль за качеством подготовки воды и периодичность отбора проб

Технологические приемы очистки и подготовки воды выбирают в соответствии с таблицей 6.5.2.

Таблица 6.5.2 - Технологические приемы обработки воды

Показатели качества воды	Технологические приемы обработки воды
Фильтрационная характеристика	Отстаивание, коалесценция, флотация, фильтрование через различные материалы, гидравлическая сортировка, коагулирование с последующим фильтрованием, применение ингибиторов солеотложения и коррозии.
Стабильность	Ингибирование отложения солей.
Совместимость	Ингибирование отложения карбонатов и сульфатов.
Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти	Отстаивание, коалесценция на твердых и жидких средах, фильтрование через различные зернистые материалы, гидравлическая сортировка, флотация, коагулирование с последующим фильтрованием, диспергирование.
Содержание эмульгированной нефти и механических примесей	Отстаивание, коалесценция на твердых и жидких средах, фильтрация через различные зернистые материалы, отделение в гидроциклонах и мультигидроциклонах, флотация, коагулирование с последующей фильтрацией.
Содержание растворенного кислорода	Десорбция нефтяным газом, «холодная» вакуумная деаэрация, связывание реагентами восстановителями.
Коррозионная активность	Применения ингибиторов коррозии.
Содержание сероводорода, углеродных газов	Деаэрирование, связывание химическими реагентами, ингибирование.
Наличие СВБ	Обработка бактерицидами, бактерицидными лучами, хлором.
Содержание иона железа	Обработка и закачка воды по закрытой (без доступа воздуха) схеме, окисление, подщелачивание или смешение железо – и сероводородсодержащих промысловых сточных вод с последующим отстаиванием и фильтрованием.

Контроль за качеством подготовленной для заводнения воды осуществлять: на выходе из водоочистной установки и на устье наиболее удаленной нагнетательной скважины.

Периодичность контроля качества воды устанавливается по согласованию технологической и геологической службами производственных объединений в зависимости от свойств закачиваемой воды и характеристики продуктивных коллекторов.

На дату отчета на месторождении Камышитовое Юго-Западное поддержание пластового давления (ППД) осуществляется 19 действующими нагнетательными скважинами.

В таблице 6.5.3 приведены данные по действующим нагнетательным скважинам по состоянию на 01.01.2026 года.

По существующей схеме пластовая вода с водяного резервуара РВС-2000 №6, сразу поступает на прием насосов системы ППД: ЦНС 300/600 №1, №3. Далее вода, через счетчик воды – «SITRANS F M MAG 60001/310», направляется на ВРП, для распределения по нагнетательным линиям.

Рабочее давление на выходе насосов ЦНС 300/600 №1, №3 составляет 40 кгс/см².

Производительность нагнетательных насосов составляет и 300 м³/ч. Создаваемое среднее давление нагнетания 4,0 МПа. При существующей средней суточной добыче воды по месторождению 2550-2650 т/сут мощности нагнетательных агрегатов вполне достаточны для обеспечения закачки.

Таблица 6.5.3 – Характеристика действующих нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2026

№ ВРП	№ скважин	Диаметр нагнетательной линии от скважин до ВРП, мм	Материал трубопровода	Протяженность нагнетательной линии от скважин до ВРП, м
№1	76	114x7	сталь	500
	91	73x5,5	сталь	430
	3	89x5,0	сталь	630
	169	114x7	сталь	305
	103	114x7	сталь	643
№2	110	114x7	сталь	302
	196	73x5,5	сталь	300
	212	114x7	сталь	185
№3	183	114x7	сталь	185
№4	87	114x7	сталь	184
	289	89x5,0	сталь	468
	95	114x7	сталь	389
№5	155	114x7	сталь	185
№7	1	114x7	сталь	730
	181	89x6,5	сталь	1700
	4	114x7	сталь	218
	80	114x7	сталь	175
	292	89x5,0	сталь	300
	126	89x6,5	сталь	230

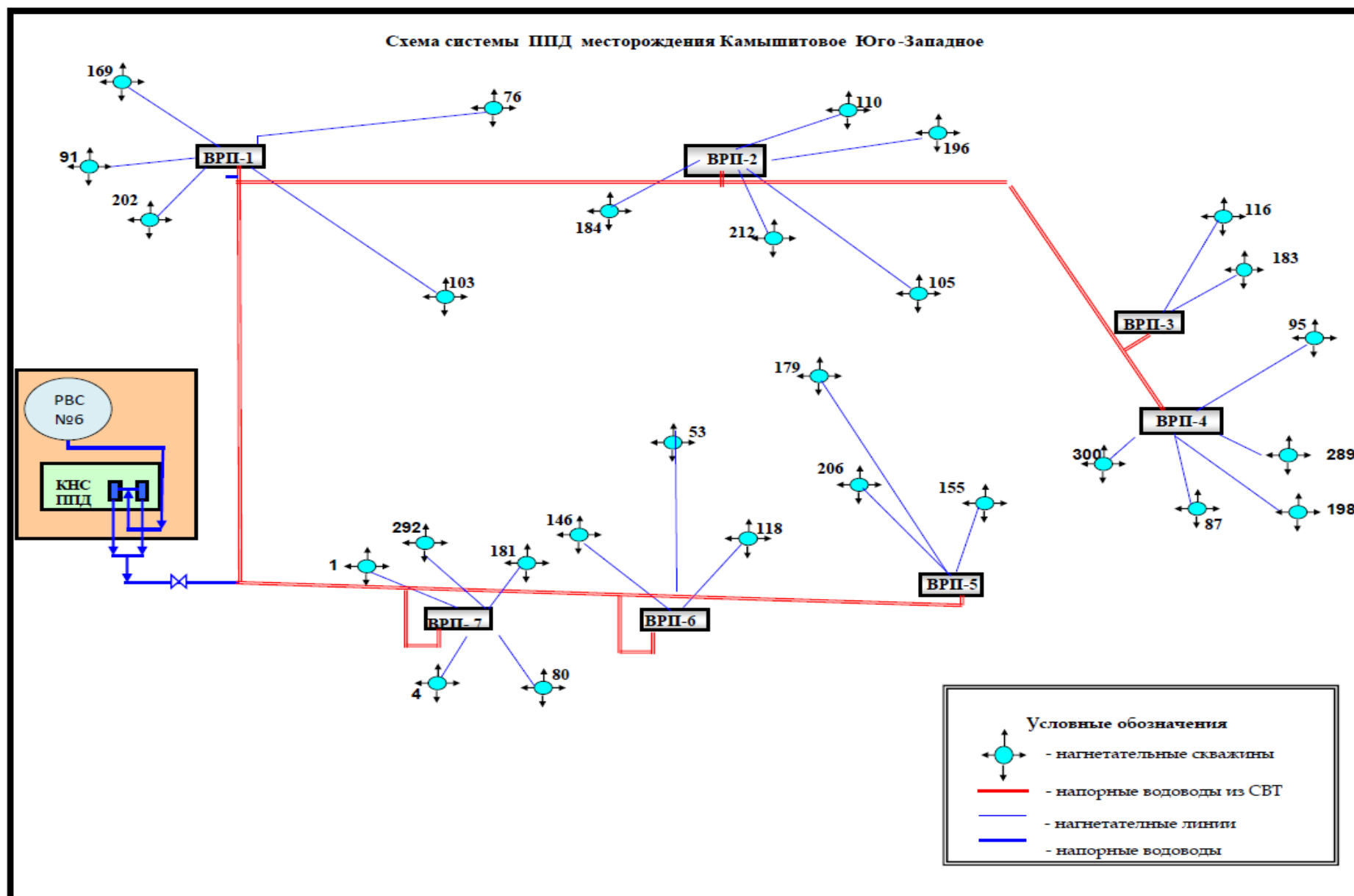


Рисунок 6.5.1 – Существующая схема системы ППД месторождения Камышитовое Юго-Западное

В качестве агента для закачки используется пластовая вода. Закачка пластовой воды осуществляется посредством БКНС оборудованной насосами ЦНС-300/600 №1, №3

Таблица 6.5.4 - Техническая характеристика центробежного секционного насоса ЦНС 300/600

Подача (м³/час)	Напор, м	Частота вращения (об/мин)	КПД %	Число ступней	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
					длина	ширина	высота	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
300	600	1500	76	10	2325	865	830	2675

Текущие параметры работы БКНС по закачке пластовой воды приведена в таблице 6.5.5.

Таблица 6.5.5 – Параметры работы БКНС с ЦНС-300/600

Номер насоса	Тип марка	Производитель ность, м³/час	Давление, кгс/см²	Закачка, м³/сут		Статус насоса
			на входе насоса	тех. режим	максимальная	
1	2	3	4	5	6	7
1	ЦНС-300/600	300	Не менее 1	3319	7200	в резерве
3	ЦНС-300/600	300	Не менее 1	3319	7200	в работе

Как следует из данных, представленных в таблице, максимальная производительность насосов ЦНС-300/600 составляет 7200 м³/сут. Технические характеристики ЦНС позволяют нагнетать воду в продуктивные пласты под давлением 23 МПа. В настоящее время из 2 имеющихся насосов, в эксплуатации находится 1 агрегат ЦНС-300/600, при этом 1 – в резерве. Резервный насос используется в случае аварийных и плановых работ.

Общий суточный объем закачки пластовой воды по БКНС составляет 2565 м³/сут.

Расход закачиваемой жидкости фиксируется посредством установленных счетчиков на линии нагнетания.

Закачка воды осуществляется по герметизированной системе, что исключает возможность попадания агрессивных компонентов, сероводорода, механических примесей в закачиваемую воду.

Система подготовки воды

Предварительная подготовка пластовой воды производится на УПН, собранная в сборном водяном резервуаре №6 V=2000м³. Затем пластовая вода поступает на прием насоса ЦНС 300/600 №1, №2 (1 рабочий, с-резерв) и подается ВРП в кол-ве 7-единиц.

В ВРП размещены отключающие задвижки и диафрагмы с дифманометрами для замера расхода воды, закачиваемой через входные отсекающие задвижки в последовательности:

- ВРП №7, ВРП №6, ВРП №5, ВРП №1, ВРП №2, ВРП №3, ВРП №4

Рекомендации и выводы

- Настоящим проектом предусматривается пробурить дополнительно 6 скважин. Количество свободных отводов на АГЗУ достаточно. Отсутствует необходимость в новых АГЗУ.
- Существующая система сбора обеспечивает основные требования герметизированного сбора и учета скважинной продукции.
- Проектная мощность участка подготовки нефти Юго-Западное Камышитовое составляет по нефти 440 тыс.т, по жидкости 2000 тыс.т. и достаточна для обработки продукции скважин, так как согласно прогнозным данным настоящего проекта максимальная добыча нефти в период с 2026г. до конца разработки составит 155,2 тыс.т в 2029г, по жидкости 1954,8 тыс.т. в 2040 году.
- В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки на месторождении Юго-Западное Камышитовое планируется ввод 11 дополнительных нагнетательных скважин. Так как максимальный годовой объем закачки в период с 2026г. до конца разработки составит 1664,5 тыс. м3 в 2040 году, то действующая система ППД обеспечивает максимальный прогнозный объем закачки и бесперебойную работу БКНС

6.6 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфат восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Требования к качеству закачиваемого агента

Вода используемая для заводнения нефтяных пластов должна соответствовать нормативной документации СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007 г.

7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.

Приведенная в данном разделе конструкция скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Настоящим проектом разработки предусматривается бурение новых вертикальных добывающих 6 скважин на месторождении Юго-Западная Камышитовое.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза и опыт проходки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

С учетом вышеизложенного, рекомендуются следующие конструкции вертикальных эксплуатационных скважин на месторождении Камышитовое Юго-Западное:

Скважины, предназначенные для эксплуатации 3-х объектов:

- 1) Скважины №№ 375; 376 (BC) - III объект;
- 2) Скважины № 379; 380; 377 (BC) - V объект;
- 3) Скважина № 378 (BC) - VI объект;

Рекомендуемая конструкция для вертикальных скважин № 375; 376

Направление Ø323,9мм, спускается на глубину 30 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

Кондуктор Ø244,5мм, спускается на глубину от 200 м, цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений. Установка ПВО перед вскрытием продуктивного горизонта.

Эксплуатационная колонна Ø168,3мм, спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья прямым способом с установкой башмака на глубине 600 м для вскрытия продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 - Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин №№ 375; 376 на III объект глубиной 600м по вертикали.

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	393,7	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	200	до устья	ПЦТ-1-50
Экспл. колонна	215,9	168,3	600	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

Рекомендуемая конструкция для вертикальных скважин № 379; 380; 377; 378

Направление Ø323,9мм, спускается на глубину 30 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

Кондуктор Ø244,5мм, спускается на глубину от 200 м, цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений. Установка ПВО перед вскрытием продуктивного горизонта.

Эксплуатационная колонна Ø168,3мм, спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья прямым способом с установкой башмака на глубине 720 м для вскрытия продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.2

Таблица 7.1.2 - Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин №№ 379; 380; 377; 378 на V и VI объекты глубиной 700м по вертикали.

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	393,7	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	200	до устья	ПЦТ-1-50
Экспл. колонна	215,9	168,3	720	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

Выбор буровой установки

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 720м и желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождения Камышитовое Юго-Западное более полно отвечает буровая установка ZJ-20 или аналог. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена в групповом техническом проекте на строительство эксплуатационных скважин.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плащечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами. Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 7.1.3 – 7.1.4.

Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР.

Таблица 7.1.3 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №№ 375; 376 на III объект глубиной 600м по вертикали.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	16,5
Испытание	4,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	27,5

Таблица 7.1.4 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №№ 379; 380; 377; 378 на V и VI объекты глубиной 720м по вертикали.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	18,7
Испытание	4,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	29,7

Рекомендации к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. Они встречаются при бурении неогеновых, альб-сеноманских, аптских, неокомских и юрских горизонтов. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией. С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение четырехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, центрифуг, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;

2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;

3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Основные параметры бурового раствора приведены в таблице 7.1.5.

Таблица 7.1.5 – Рекомендуемые параметры бурового раствора месторождения Юго-Западная Камышитовое.

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), (м)		Плотность, (г/см ³)	Условная вязкость, (сек)	Водоотдача, (см ³ /30 мин.)	Корка, (мм)
	От (верх)	До (низ)				
Бентонитовый	0	30	1,08-1,10	30-35	-	-
Ингибирующий полимеркалиевый	30	200	1,13-1,15	40-45	6-8	<1
Ингибирующий полимеркалиевый	200	720	1,19-1,21	40-55	4-5	<1

Цементирование обсадных колонн

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождения Камышитовое Юго-Западное, использовались различные типы цемента: портландцементы типа ПТЦ-Д0-50, облегченный цемент типа ОЦГ, цементно-бентонитовые смеси и другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобщение пластов невозможно, поскольку качество и надежность крепления можно оценить только косвенным способом - по наличию или отсутствию межколонных перетоков и т.д. Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при низких градиентах гидроразрыва пласта вынуждает применить прямой способ цементирования скважин с использованием двух типов цементных растворов – с облегченной и нормальной плотностью. Но точное место подъема цемента с нормальной плотностью определяется по результатам геофизических исследований. В качестве буферной жидкости для разобщения бурового и цементного раствора применяется техническая вода в объеме 3-5 м³, обработанная ПБК-extra и солью хлористого кальция в концентрации 1,0-1,5% к объему воды.

Эксплуатационная колонна цементируется – первая порция (в интервале 0-350 м) облегченным тампонажным раствором плотностью 1,50-1,55 г/см³. Требования к качеству тампонажного раствора должны быть особенно высокими. Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-

1-G-CC-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-III-об.5-50 (ГОСТ 1581-96) [17]. Вторая порция (в интервале 350-700 м) – представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности (1,83-1,85 г/см³) на основе цемента марки ПЦТ-I- G-CC-I с вводом в состав тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 25% от общего количества, для седиментационной устойчивости вводится структурообразователь типа Креп-1 до 2% от массы цемента. Для обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа УО-20, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 3 часов, а в качестве ускорителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать хлористый кальций (CaCl₂) в количестве до 3,5-4,0% от массы сухого цемента. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока, строго в соответствии с нормами и требованиями технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном глинистом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% от пластового давления. С этой целью, вскрытие продуктивного горизонта следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов следующие:

- создание противодействия на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;

- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом кумулятивной перфорации корпусными перфораторами типа ПКО-89 и другие. В отличие от других типов кумулятивных перфораторов, их кумулятивные заряды, детонирующий шнур и взрывной патрон заключены в стальной герметичный толстостенный корпус. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,4 м) и диаметра (12-14 мм).

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 п. метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей ПОПБ. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Рекомендуется придерживаться следующих условий вскрытия продуктивных горизонтов:

- в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от кровли;
- в газонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать также не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от подошвы.

При слабом притоке жидкости следует произвести плавный перевод скважины на ШГН. При отсутствии притока произвести плавное снижение уровня компрессором. Все работы должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по ТБ.

Вышеизложенные конструкции скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, попутного газа, динамика фонда и средних дебитов скважин, а также другие показатели разработки по эксплуатационным объектам и месторождению в целом по рекомендуемому 3 варианту разработки приведены в таблицах 8.1-8.8.

Таблица 8.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. I объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	Добыча нефти всего, тыс.т	31,96	33,75	33,58	33,87	31,40	33,73	31,51	32,63	33,31	31,55	29,45	30,41	28,30	26,39	24,49	22,57	20,89	19,28	17,72
2	В том числе из: переходящих скважин	19,75	30,04	32,00	32,35	31,40	29,08	31,38	29,14	30,37	31,10	29,45	27,26	28,30	26,22	24,49	22,57	20,89	19,28	17,72
3	новых скважин	12,20	3,7	1,6	1,5	0,0	4,6	0,1	3,5	2,9	0,4	0,0	3,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	13	1	1	0	0	3	1	1	2	1	0	2	0	1	0	0	0	0	0
5	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	ввод из консервации	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из прочих категорий	7	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	5	0	0	0	0	2	1	1	2	1	0	2	0	1	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	2,7	10,7	5,7	0,0	0,0	4,5	0,4	10,1	4,2	1,3	0,0	4,5	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	365	365	290	365	0	365	366	365	365	365	0	365	0	365	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
13	В т.ч.- добывающие скважины	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	1040,25	4507,75	346,75	346,75	0	0	1040,25	346,75	346,75	693,5	346,75	0	693,5	0	346,75	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	12,2	3,71	1,99	0	0	4,65	0,14	3,49	2,94	0,45	0	3,15	0	0,17	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	11,76	19,75	30,04	32,00	32,35	31,40	29,08	31,38	29,14	30,37	31,10	29,45	27,26	28,30	26,22	24,49	22,57	20,89	19,28
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11,76	31,95	33,75	33,99	32,35	31,4	33,73	31,52	32,63	33,31	31,55	29,45	30,41	28,3	26,39	24,49	22,57	20,89	19,28
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,68	0,94	0,95	0,95	0,97	0,93	0,93	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,92	0,93	0,92	0,92
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	19,8	30,0	32,0	32,3	31,4	29,1	31,4	29,1	30,4	31,1	29,5	27,3	28,3	26,2	24,5	22,6	20,9	19,3	17,7
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	8,0	-1,9	-1,8	-1,6	-1,0	-2,3	-2,4	-2,4	-2,3	-2,2	-2,1	-2,2	-2,1	-2,1	-1,9	-1,9	-1,7	-1,6	-1,6
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	68,0	-6,0	-5,2	-4,8	-2,9	-7,4	-7,0	-7,6	-6,9	-6,6	-6,7	-7,4	-6,9	-7,4	-7,2	-7,8	-7,4	-7,7	-8,1
22	Мощность новых скважин, тыс.т	12,8	3,9	2,1	0,0	0,0	4,9	0,1	3,7	3,1	0,5	0,0	3,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	4	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0	1	0	2	0	0	0	1	2
24	В т.ч. под закачку	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	43	43	43	43	42	45	45	46	48	49	49	50	50	49	49	49	49	48	46
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	43	43	43	43	42	45	45	46	48	49	49	50	50	49	49	49	49	48	46
27	Ввод скважин под нагнетание.	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
30	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	9,4	10,5	11,1	12,1	12,5	14,7	15,2	17,2	18,6	19,0	19,5	21,1	21,6	22,1	22,4	22,5	22,9	23,6	24,7
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	9,4	10,5	11,1	12,1	12,5	14,7	15,2	17,2	18,6	19,0	19,5	21,1	21,6	22,1	22,4	22,5	22,9	23,6	24,7
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	77,3	78,4	79,8	81,2	82,7	85,3	86,7	88,1	89,3	90,2	91,1	91,7	92,4	93,0	93,6	94,1	94,6	95,1	95,5
35	переходящих	80,3	79,2	80,2	81,5	82,7	84,2	86,7	87,9	89,2	90,2	91,1	91,9	92,4	93,0	93,6	94,1	94,6	95,1	95,5
36	новых	70	70	70	70	0	90	90	90	90	90	0	90	0	90	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,1	2,3	2,2	2,3	2,2	2,2	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
38	переходящих	2,1	2,3	2,2	2,3	2,2	2,2	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	143,0	107,3	86,9	95,9	78,9	103,0	107,5	127,2	145,1	153,1	158,5	176,2	181,7	183,6	186,5	189,5	193,7	196,1	197,3
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	141,0	156,6	166,6	180,2	181,9	230,2	237,1	275,3	310,0	323,5	332,5	366,5	374,9	376,6	381,2	384,0	390,2	393,3	395,0
41	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	100,4	144,2	161,3	175,1	181,9	183,7	235,7	240,4	280,6	319,0	332,5	335,0	374,9	374,9	381,2	384,0	390,2	393,3	395,0
42	из новых скважин	40,7	12,4	5,3	5,1	0,0	46,5	1,4	34,9	29,4	4,5	0,0	31,5	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	2036,0	2192,5	2359,1	2539,3	2721,2	2951,4	3188,4	3463,7	3773,7	4097,1	4429,7	4796,2	5171,1	5547,6	5928,8	6312,8	6703,0	7096,3	7491,3
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	529,7	563,4	597,0	630,9	662,3	696,0	727,5	760,1	793,4	825,0	854,4	884,9	913,2	939,6	964,0	986,6	1007,5	1026,8	1044,5
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,042	0,045	0,048	0,050	0,053	0,056	0,058	0,061	0,063	0,066	0,068	0,071	0,073	0,075	0,077	0,079	0,081	0,082	0,084
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	49,1	52,2	55,3	58,5	61,4	64,5	67,4	70,5	73,6	76,5	79,2	82,0	84,7	87,1	89,4	91,5	93,4	95,2	96,8
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,0	3,1	3,1	3,1	2,9	3,1	2,9	3,0	3,1	2,9	2,7	2,8	2,6	2,4	2,3	2,1	1,9	1,8	1,6
48	Темп отбора от текущих, %	5,5	6,1	6,5	7,0	7,0	8,1	8,2	9,3	10,5	11,1	11,6	13,6	14,6	16,0	17,6	19,7	22,7	27,1	34,2
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	99,2	111,6	120,9	133,0	136,8	178,7	186,9	220,6	251,5	265,4	275,5	305,5	315,1	318,3	324,3	328,6	335,8	340,0	343,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	966,0	1077,7	1198,6	1331,6	1468,4	1647,0	1833,9	2054,5	2306,0	2571,4									

Продолжение таблицы 8.1

№ п/п	Показатели	Годы															
		2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	Добыча нефти всего, тыс.т	16,17	14,80	13,54	9,19	6,25	4,22	2,84	1,73	1,06	0,57	0,16	0,11	0,10	0,09	0,08	0,04
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	16,17	14,80	13,54	9,19	6,25	4,22	2,84	1,73	1,06	0,57	0,16	0,11	0,10	0,09	0,08	0,04
3	<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	17,72	16,17	14,80	13,54	9,19	6,25	4,22	2,84	1,73	1,06	0,57	0,16	0,11	0,10	0,09	0,08
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	17,72	16,17	14,8	13,54	9,19	6,25	4,22	2,84	1,73	1,06	0,57	0,16	0,11	0,1	0,09	0,08
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,91	0,92	0,91	0,68	0,68	0,67	0,67	0,61	0,61	0,54	0,28	0,68	0,89	0,87	0,87	0,47
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	16,2	14,8	13,5	9,2	6,3	4,2	2,8	1,7	1,1	0,6	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-1,6	-1,4	-1,3	-4,4	-2,9	-2,0	-1,4	-1,1	-0,7	-0,5	-0,4	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-8,8	-8,5	-8,5	-32,1	-32,0	-32,5	-32,6	-39,0	-38,7	-46,3	-72,4	-31,9	-11,5	-12,8	-13,2	-52,6
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	3	1	2	3	2	3	0	8	6	7	9	1	0	0	0	0
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	43	42	40	37	35	32	32	24	18	11	2	1	1	1	1	1
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	43	42	40	37	35	32	32	24	18	11	2	1	1	1	1	1
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0
30	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	26,3	27,0	28,4	22,7	17,8	14,2	10,3	8,7	7,4	6,6	8,1	11,0	10,9	10,8	10,7	5,5
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	26,3	27,0	28,4	22,7	17,8	14,2	10,3	8,7	7,4	6,6	8,1	11,0	10,9	10,8	10,7	5,5
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,9	96,2	96,6	96,8	97,1	97,3	97,5	97,6	97,7	97,8	97,2	97,2	97,4	97,7	97,9	98,0
35	<i>переходящих</i>	95,9	96,2	96,6	96,8	97,1	97,3	97,5	97,6	97,7	97,8	97,2	97,2	97,4	97,7	97,9	98,0
36	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,1	1,0	1,0	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1
38	<i>переходящих</i>	1,1	1,0	1,0	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	197,8	198,9	200,0	147,6	110,1	80,4	58,4	37,1	23,8	13,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	393,4	394,0	395,0	291,4	216,2	157,5	114,2	72,7	46,5	25,4	5,6	3,8	3,8	3,7	3,7	1,9
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	393,4	394,0	395,0	291,4	216,2	157,5	114,2	72,7	46,5	25,4	5,6	3,8	3,8	3,7	3,7	1,9
42	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	7884,7	8278,7	8673,7	8965,1	9181,3	9338,8	9453,0	9525,7	9572,2	9597,6	9603,3	9607,1	9610,9	9614,6	9618,3	9620,2
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1060,7	1075,5	1089,0	1098,2	1104,5	1108,7	1111,5	1113,2	1114,3	1114,9	1115,0	1115,1	1115,2	1115,3	1115,4	1115,4
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,085	0,086	0,087	0,088	0,088	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,3	99,7	101,0	101,8	102,4	102,8	103,1	103,2	103,3	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,5	1,4	1,3	0,9	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Темп отбора от текущих, %	47,4	82,6	433,6	-88,2	-31,9	-16,3	-9,5	-5,3	-3,1	-1,6	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	342,9	344,8	346,8	256,6	190,9	139,3	101,3	64,5	41,3	22,6	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	5800,3	6145,1	6491,9	6748,5	6939,3	7078,6	7179,9	7244,4	7285,7	7308,3	7313,3	7313,3	7313,3	7313,3	7313,3	7313,3
51	Компенсация отбора: текущая, %	94,6	95,1	95,5	95,9	96,2	96,5	96,7	96,9	97,0	97,1	96,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	<i>с начала разработки, %</i>	77,5	78,4	79,1	79,6	80,0	80,3	80,5	80,6	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,6	80,6	80,6
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,382	0,350	0,320	0,218	0,148	0,101	0,070	0,043	0,027	0,015	0,004	0,003	0,003	0,002	0,002	0,001
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	24,400	24,750	25,070	25,288	25,436	25,537	25,607	25,650	25,677	25,692	25,696	25,699	25,702	25,704	25,706	25,707
55	Газовый фактор, м³/т	23,6	23,7	23,6	23,7	23,7	24,0	24,6	24,8	25,5	26,3	25,5	27,5	30,8	22,9	25,6	26,4

Таблица 8.2 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. II объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	Добыча нефти всего, тыс.т	40,91	39,21	43,71	40,61	41,05	38,68	42,43	40,66	40,18	39,62	40,63	39,78	37,00	36,25	33,59	31,05	28,55	25,99
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	40,91	37,28	35,88	40,61	37,48	38,68	36,14	39,59	38,09	37,56	37,05	37,77	37,00	34,24	33,59	31,05	28,55	25,99
3	<i>новых скважин</i>	0,00	1,92	7,83	0,00	3,58	0,00	6,28	1,07	2,09	2,06	3,58	2,01	0,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	1	0	2	0	3	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	1	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	2	0	1	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	23,5	0,0	5,9	0,0	6,0	0,0	0,0	5,9	10,3	5,8	0,0	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	365	351	0	320	0	366	365	365	365	366	365	0	365	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	346,75	0	0	346,75	0	693,5	0	1040,25	0	0	346,75	346,75	346,75	0	346,75	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	8,14	0	4,08	0	6,26	0	0	2,06	3,57	2,01	0	2	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	39,02	40,91	37,28	35,88	40,61	37,48	38,68	36,14	39,59	38,09	37,56	37,05	37,77	37,00	34,24	33,59	31,05	28,55
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	39,02	40,91	37,28	44,02	40,61	41,56	38,68	42,4	39,59	38,09	39,62	40,62	39,78	37	36,24	33,59	31,05	28,55
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,05	0,91	0,96	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,96	0,99	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,92	0,92	0,91
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	40,9	37,3	35,9	40,6	37,5	38,7	36,1	39,6	38,1	37,6	37,0	37,8	37,0	34,2	33,6	31,0	28,5	26,0
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	1,9	-3,6	-1,4	-3,4	-3,1	-2,9	-2,5	-2,8	-1,5	-0,5	-2,6	-2,9	-2,8	-2,8	-2,7	-2,5	-2,5	-2,6
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	4,9	-8,9	-3,8	-7,8	-7,7	-6,9	-6,6	-6,6	-3,8	-1,4	-6,5	-7,0	-7,0	-7,5	-7,3	-7,6	-8,1	-9,0
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	8,6	0,0	4,3	0,0	6,6	0,0	0,0	2,2	3,8	2,1	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	8	6	0	0	3	0	0	0	1	0	1	0	2	2	0	0	0	2
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	51	45	46	46	45	45	48	48	47	48	48	49	47	46	46	46	46	44
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	51	45	46	46	45	45	48	48	47	48	48	49	47	46	46	46	46	44
27	Ввод скважин под нагнетание.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
30	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	23,6	25,7	25,3	24,2	25,7	25,2	26,8	27,0	28,5	28,8	30,8	31,2	32,1	33,6	33,2	33,0	32,6	33,2
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	23,6	25,7	25,3	24,2	25,7	25,2	26,8	27,0	28,5	28,8	30,8	31,2	32,1	33,6	33,2	33,0	32,6	33,2
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	90,2	90,2	89,2	89,5	89,8	90,2	90,5	91,0	91,4	91,8	92,1	92,5	92,9	93,3	93,7	94,1	94,5	94,9
35	<i>переходящих</i>	90,2	90,6	90,5	89,5	89,8	90,2	90,6	91,0	91,4	91,8	92,2	92,6	92,9	93,4	93,7	94,1	94,5	94,9
36	<i>новых</i>	0	70	70	0	90	0	90	90	90	90	90	90	0	90	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,3	2,5	2,7	2,5	2,6	2,5	2,5	2,4	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,1	1,9	1,8	1,7
38	<i>переходящих</i>	2,3	2,5	2,7	2,5	2,6	2,5	2,5	2,4	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,1	1,9	1,8	1,7
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	125,9	105,5	104,8	101,9	111,5	109,7	120,8	121,8	125,2	129,0	136,0	140,7	139,4	142,4	141,1	140,0	139,0	139,0
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	419,2	401,8	405,3	387,7	401,6	394,6	448,1	450,7	465,1	480,5	513,7	530,8	524,5	537,5	531,6	527,4	520,7	507,3
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	419,2	395,4	379,2	387,7	365,9	394,6	385,3	440,1	444,1	460,0	477,9	510,6	524,5	517,5	531,6	527,4	520,7	507,3
42	<i>из новых скважин</i>	0,0	6,4	26,1	0,0	35,8	0,0	62,8	10,7	20,9	20,6	35,8	20,1	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	22728,2	23130,0	23535,2	23923,0	24324,6	24719,2	25167,3	25618,0	26083,1	26563,6	27077,3	27608,1	28132,6	28670,1	29201,8	29729,2	30249,9	30757,1
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	5577,1	5616,3	5660,0	5700,6	5741,7	5780,4	5822,8	5863,5	5903,6	5943,2	5983,9	6023,7	6060,7	6096,9	6130,5	6161,5	6190,1	6216,1
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,547	0,551	0,555	0,559	0,563	0,567	0,571	0,575	0,579	0,583	0,587	0,591	0,594	0,598	0,601	0,604	0,607	0,609
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	88,7	89,3	90,0	90,6	91,3	91,9	92,6	93,2	93,9	94,5	95,1	95,8	96,4	96,9	97,5	98,0	98,4	98,8
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,7	0,6	0,7	0,6	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4
48	Темп отбора от текущих, %	5,4	5,5	6,5	6,5	7,0	7,1	8,3	8,7	9,4	10,3	11,7	13,0	13,9	15,9	17,5	19,6	22,4	26,2
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1
51	Компенсация отбора: текущая, %	119,3	104,3	102,4	103,9	110,0	110,4	107,5	107,8	107,5	107,5	106,5	106,6	107,1	107,0	107,7	107,7	108,6	111,7
52	<i>с начала разработки, %</i>	85,2	85,5	85,8	86,1	86,5	86,8	87,2	87,5	87,8	88,2	88,5	88,8	89,1	89,4	89,7	90,0	90,3	90,6
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	1,041	0,999	1,120	1,041	1,055	0,996	1,095	1,051	1,039	1,027	1,054	1,034	0,961	0,943	0,874	0,808	0,742	0,676
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	145,532	146,531	147,651	148,692	149,747	150,743	151,838	152,889	153,928	154,955	156,009	157,043	158,004	158,947	159,821	160,629	161,371	162,047
55	Газовый фактор, м³/т	25,4	25,5	25,6	25,6	25,7	25,7	25,8	25,9	25,9	25,9	25,9	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0

Продолжение таблицы 8.2

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
1	Добыча нефти всего, тыс.т	23,65	21,26	19,17	17,21	12,51	9,24	6,94	5,35	4,22	3,23	2,44	1,80	1,45	1,19	1,00	0,90	0,74	0,63
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	23,65	21,26	19,17	17,21	12,51	9,24	6,94	5,35	4,22	3,23	2,44	1,80	1,45	1,19	1,00	0,90	0,74	0,63
3	<i>новых скважин</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	25,99	23,65	21,26	19,17	17,21	12,51	9,24	6,94	5,35	4,22	3,23	2,44	1,80	1,45	1,19	1,00	0,90	0,74
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	25,99	23,65	21,26	19,17	17,21	12,51	9,24	6,94	5,35	4,22	3,23	2,44	1,8	1,45	1,19	1	0,9	0,74
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,91	0,90	0,90	0,90	0,73	0,74	0,75	0,77	0,79	0,77	0,76	0,74	0,80	0,82	0,84	0,90	0,83	0,85
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	23,6	21,3	19,2	17,2	12,5	9,2	6,9	5,3	4,2	3,2	2,4	1,8	1,4	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-2,3	-2,4	-2,1	-2,0	-4,7	-3,3	-2,3	-1,6	-1,1	-1,0	-0,8	-0,6	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-9,0	-10,1	-9,8	-10,2	-27,3	-26,1	-24,9	-23,0	-21,1	-23,5	-24,5	-26,4	-19,5	-17,6	-15,7	-10,1	-17,5	-14,6
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	2	1	1	3	1	2	1	1	3	4	7	4	2	2	0	1	0
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	44	42	41	40	37	36	34	33	32	29	25	18	14	12	10	10	9	9
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	44	42	41	40	37	36	34	33	32	29	25	18	14	12	10	10	9	9
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
30	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	32,5	32,9	32,6	32,4	27,0	21,8	18,2	15,2	12,9	11,1	9,6	9,4	9,7	9,5	9,7	9,2	8,6	7,5
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	32,5	32,9	32,6	32,4	27,0	21,8	18,2	15,2	12,9	11,1	9,6	9,4	9,7	9,5	9,7	9,2	8,6	7,5
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,2	95,6	95,9	96,2	96,4	96,6	96,8	96,9	97,1	97,1	97,1	97,0	96,9	97,0	97,0	97,2	97,2	97,3
35	<i>переходящих</i>	95,2	95,6	95,9	96,2	96,4	96,6	96,8	96,9	97,1	97,1	97,1	97,0	96,9	97,0	97,0	97,2	97,2	97,3
36	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,5	1,5	1,3	1,2	1,0	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
38	<i>переходящих</i>	1,5	1,5	1,3	1,2	1,0	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	135,4	131,9	128,6	125,4	96,1	74,3	58,4	46,9	37,9	29,5	21,8	15,2	12,3	10,5	9,1	8,6	6,6	5,5
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	496,7	479,7	465,3	450,7	347,7	272,7	215,2	173,8	143,4	111,5	83,6	59,0	47,4	39,5	33,8	31,9	26,8	23,5
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	496,7	479,7	465,3	450,7	347,7	272,7	215,2	173,8	143,4	111,5	83,6	59,0	47,4	39,5	33,8	31,9	26,8	23,5
42	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	31253,8	31733,5	32198,8	32649,6	32997,3	33270,0	33485,2	33659,0	33802,4	33913,9	33997,5	34056,5	34104,0	34143,5	34177,3	34209,1	34235,9	34259,4
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	6239,7	6261,0	6280,1	6297,4	6309,9	6319,1	6326,0	6331,4	6335,6	6338,8	6341,3	6343,1	6344,5	6345,7	6346,7	6347,6	6348,4	6349,0
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,612	0,614	0,616	0,617	0,619	0,620	0,620	0,621	0,621	0,621	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,2	99,6	99,9	100,1	100,3	100,5	100,6	100,7	100,7	100,8	100,8	100,9	100,9	100,9	100,9	100,9	100,9	101,0
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Темп отбора от текущих, %	32,3	43,0	67,9	190,1	-153,3	-44,7	-23,2	-14,5	-10,0	-7,0	-4,9	-3,4	-2,7	-2,2	-1,8	-1,6	-1,3	-1,1
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1
51	Компенсация отбора: текущая, %	111,6	112,5	113,3	114,2	114,0	112,1	111,8	111,2	109,3	109,1	107,4	106,0	106,9	109,0	111,1	111,9	102,5	95,8
52	<i>с начала разработки, %</i>	91,0	91,3	91,5	91,8	92,0	92,2	92,3	92,4	92,5	92,5	92,6	92,6	92,6	92,6	92,6	92,6	92,7	92,7
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,615	0,553	0,498	0,448	0,325	0,240	0,179	0,138	0,108	0,083	0,062	0,047	0,036	0,030	0,025	0,023	0,019	0,016
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	162,662	163,215	163,713	164,161	164,486	164,726	164,905	165,043	165,151	165,234	165,296	165,343	165,379	165,409	165,434	165,457	165,476	165,492
55	Газовый фактор, м³/т	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	25,8	25,8	25,6	25,7	25,4	26,2	24,9	25,1	24,9	25,6	25,6	25,3

Продолжение таблицы 8.2

№ п/п	Показатели	Годы								
		2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,53	0,48	0,40	0,29	0,20	0,18	0,13	0,11	0,04
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	0,53	0,48	0,40	0,29	0,20	0,18	0,13	0,11	0,04
3	<i>новых скважин</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,63	0,53	0,48	0,40	0,29	0,20	0,18	0,13	0,11
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,63	0,53	0,48	0,4	0,29	0,2	0,18	0,13	0,11
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,85	0,90	0,83	0,73	0,68	0,88	0,71	0,88	0,35
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,1
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-15,2	-9,7	-17,3	-27,3	-32,3	-12,0	-28,8	-11,9	-65,3
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	1	2	2	0	1	0	1
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	8	8	7	5	3	3	2	2	1
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	8	8	7	5	3	3	2	2	1
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	11	11	11	11	11	11	11	11	11
30	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	11	11	11	11	11	11	11	11	11
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	7,4	7,0	6,9	7,1	8,0	7,6	8,5	8,1	5,5
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	7,4	7,0	6,9	7,1	8,0	7,6	8,5	8,1	5,5
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	97,4	97,5	97,6	97,7	97,6	97,8	97,8	98,0	98,0
35	<i>переходящих</i>	97,4	97,5	97,6	97,7	97,6	97,8	97,8	98,0	98,0
36	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
38	<i>переходящих</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	4,8	4,5	3,9	2,9	1,9	1,8	1,4	1,3	0,4
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	20,5	19,4	16,7	12,4	8,3	7,9	5,9	5,6	1,9
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	20,5	19,4	16,7	12,4	8,3	7,9	5,9	5,6	1,9
42	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	34280,0	34299,4	34316,1	34328,5	34336,8	34344,7	34350,6	34356,2	34358,1
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	6349,5	6350,0	6350,4	6350,7	6350,9	6351,1	6351,2	6351,3	6351,4
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Темп отбора от текущих, %	-0,9	-0,8	-0,7	-0,5	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1	19628,1
51	Компенсация отбора: текущая, %	96,0	96,2	96,3	96,3	96,3	96,5	96,7	96,7	96,8
52	<i>с начала разработки, %</i>	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,014	0,012	0,010	0,007	0,005	0,004	0,003	0,003	0,001
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	165,506	165,518	165,528	165,535	165,540	165,544	165,547	165,550	165,551
55	Газовый фактор, м³/т	26,2	25,1	25,2	24,1	25,4	22,7	23,4	26,2	26,2

Таблица 8.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. III объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	Добыча нефти всего, тыс.т	41,28	38,77	40,67	44,95	43,36	44,30	43,39	45,89	47,91	52,93	51,89	48,51	45,32	42,21	41,20	38,23	35,07	32,25
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	37,41	37,15	34,96	36,76	41,28	40,21	41,52	40,34	42,86	44,72	49,99	48,51	45,32	42,21	39,29	38,23	35,07	32,25
3	<i>новых скважин</i>	3,87	1,62	5,71	8,19	2,08	4,09	1,86	5,55	5,05	8,21	1,91	0,00	0,00	0,00	1,91	0,00	0,00	0,00
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	13	1	1	0	0	3	1	1	2	1	0	2	0	1	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	7	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	5	0	0	0	0	2	1	1	2	1	0	2	0	1	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,9	4,7	16,4	0,0	0,0	3,9	5,4	16,0	7,3	23,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	0	0	0	366	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
13	<i>В т.ч. - добывающие скважины</i>	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	1040,25	4507,75	346,75	346,75	0	0	1040,25	346,75	346,75	693,5	346,75	0	693,5	0	346,75	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	3,87	1,62	5,7	0	0	4,09	1,86	5,55	5,05	8,21	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	47,79	37,41	37,15	34,96	36,76	41,28	40,21	41,52	40,34	42,86	44,72	49,99	48,51	45,32	42,21	39,29	38,23	35,07
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	47,79	41,28	38,77	40,66	36,76	41,28	44,3	43,38	45,89	47,91	52,93	49,99	48,51	45,32	42,21	39,29	38,23	35,07
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,78	0,90	0,90	0,90	1,12	0,97	0,94	0,93	0,93	0,93	0,94	0,97	0,93	0,93	0,93	0,97	0,92	0,92
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	37,4	37,1	35,0	36,8	41,3	40,2	41,5	40,3	42,9	44,7	50,0	48,5	45,3	42,2	39,3	38,2	35,1	32,2
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-10,4	-4,1	-3,8	-3,9	4,5	-1,1	-2,8	-3,0	-3,0	-3,2	-2,9	-1,5	-3,2	-3,1	-2,9	-1,1	-3,2	-2,8
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-21,7	-10,0	-9,8	-9,6	12,3	-2,6	-6,3	-7,0	-6,6	-6,6	-5,6	-3,0	-6,6	-6,9	-6,9	-2,7	-8,3	-8,0
22	Мощность новых скважин, тыс.т	4,1	1,7	6,0	0,0	0,0	4,3	2,0	5,8	5,3	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	4	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0	1	0	2	0	0	0	1
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	43	43	43	43	42	45	45	46	48	49	49	50	50	49	49	49	49	48
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	43	43	43	43	42	45	45	46	48	49	49	50	50	49	49	49	49	48
27	Ввод скважин под нагнетание.	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
30	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	9,4	10,5	11,1	12,1	12,5	14,7	15,2	17,2	18,6	19,0	19,5	21,1	21,6	22,1	22,4	22,5	22,9	23,6
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	9,4	10,5	11,1	12,1	12,5	14,7	15,2	17,2	18,6	19,0	19,5	21,1	21,6	22,1	22,4	22,5	22,9	23,6
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	77,3	78,4	79,8	81,2	82,7	85,3	86,7	88,1	89,3	90,2	91,1	91,7	92,4	93,0	93,6	94,1	94,6	95,1
35	<i>переходящих</i>	70,8	75,4	76,3	76,0	74,4	78,8	81,0	81,6	83,5	81,5	84,1	86,8	87,9	88,8	89,1	90,0	91,0	91,8
36	<i>новых</i>	70	70	70	70	90	90	90	90	90	90	90	0	0	0	90	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,1	2,3	2,2	2,3	2,2	2,2	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
38	<i>переходящих</i>	2,1	2,3	2,2	2,3	2,2	2,2	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	143,0	107,3	86,9	95,9	78,9	103,0	107,5	127,2	145,1	153,1	158,5	176,2	181,7	183,6	186,5	189,5	193,7	196,1
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	141,0	156,6	166,6	180,2	181,9	230,2	237,1	275,3	310,0	323,5	332,5	366,5	374,9	376,6	381,2	384,0	390,2	393,3
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	128,1	151,1	147,5	152,9	161,1	189,4	218,4	219,7	259,5	241,4	313,5	366,5	374,9	376,6	362,1	384,0	390,2	393,3
42	<i>из новых скважин</i>	12,9	5,4	19,0	27,3	20,8	40,9	18,6	55,5	50,5	82,1	19,1	0,0	0,0	0,0	19,1	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	2036,0	2192,5	2359,1	2539,3	2721,2	2951,4	3188,4	3463,7	3773,7	4097,1	4429,7	4796,2	5171,1	5547,6	5928,8	6312,8	6703,0	7096,3
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	539,0	577,8	618,4	663,4	706,8	751,0	794,4	840,3	888,2	941,2	993,1	1041,6	1086,9	1129,1	1170,3	1208,5	1243,6	1275,8
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,042	0,045	0,048	0,050	0,053	0,056	0,058	0,061	0,063	0,066	0,068	0,071	0,073	0,075	0,077	0,079	0,081	0,082
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	49,1	52,2	55,3	58,5	61,4	64,5	67,4	70,5	73,6	76,5	79,2	82,0	84,7	87,1	89,4	91,5	93,4	95,2
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,0	3,1	3,1	3,1	2,9	3,1	2,9	3,0	3,1	2,9	2,7	2,8	2,6	2,4	2,3	2,1	1,9	1,8
48	Темп отбора от текущих, %	5,5	6,1	6,5	7,0	7,0	8,1	8,2	9,3	10,5	11,1	11,6	13,6	14,6	16,0	17,6	19,7	22,7	27,1
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	99,2	111,6	120,9	133,0	136,8	178,7	186,9	220,6	251,5	265,4	275,5	305,5	315,1	318,3	324,3	328,6	335,8	340,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	966,0	1077,7	1198,6	1331,6	1468,4	1647,0	1833,9	2054,5	2306,0	2571,4	2846,9	3152,4	3467,5	3785,8	4110,1	4438,7	4774,4	5114,4
51	Компенсация отбора: текущая, %	72,1	73,3	74,9	76,5	78,4	81,5	83,1	84,9	86,3	87,5	88,6	89,3	90,2	90,9	91,7	92,4	93,0	93,6
52	<i>с начала разработки, %</i>	48,1	49,9	51,7	53,4	55,0	57,0	58,9	60,9	62,9	64,8	66,5	68,2	69,8	71,2	72,4	73,6	74,7	75,7
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,796	0,829	0,821	0,804	0,745	0,805	0,751	0,790	0,806	0,757	0,706	0,720	0,670	0,625	0,579	0,534	0,494	0,456
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	11,708	12,537	13,358	14,162	14,907	15,712	16,463	17,253	18,059	18,816	19,522	20,242	20,912	21,537	22,116	22,650	23,144	23,600
55	Газовый фактор, м³/т	19,3	21,4	20,2	17,9	17,2	18,2	17,3	17,2	16,8	14,3	13,6	14,8	14,8	14,8	14,1	14,0	14,1	14,1

Продолжение таблицы 8.3

№ п/п	Показатели	Годы																
		2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	Добыча нефти всего, тыс.т	29,70	31,16	28,79	26,67	20,76	15,68	12,25	8,97	6,25	4,37	2,84	1,86	1,17	0,77	0,48	0,35	0,18
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	29,70	27,21	28,79	26,67	20,76	15,68	12,25	8,97	6,25	4,37	2,84	1,86	1,17	0,77	0,48	0,35	0,18
3	<i>новых скважин</i>	0,00	3,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	365	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	32,25	29,70	27,21	28,79	26,67	20,76	15,68	12,25	8,97	6,25	4,37	2,84	1,86	1,17	0,77	0,48	0,35
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	32,25	29,7	27,21	28,79	26,67	20,76	15,68	12,25	8,97	6,25	4,37	2,84	1,86	1,17	0,77	0,48	0,35
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,92	0,92	1,06	0,93	0,78	0,76	0,78	0,73	0,70	0,70	0,65	0,65	0,63	0,66	0,62	0,74	0,51
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	29,7	27,2	28,8	26,7	20,8	15,7	12,3	9,0	6,2	4,4	2,8	1,9	1,2	0,8	0,5	0,4	0,2
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-2,6	-2,5	1,6	-2,1	-5,9	-5,1	-3,4	-3,3	-2,7	-1,9	-1,5	-1,0	-0,7	-0,4	-0,3	-0,1	-0,2
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-7,9	-8,4	5,8	-7,4	-22,2	-24,5	-21,9	-26,8	-30,4	-30,2	-35,0	-34,7	-37,2	-34,3	-38,1	-26,3	-49,0
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	3	1	2	3	2	3	0	8	6	7	9	1	0	0	0	0
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	46	43	42	40	37	35	32	32	24	18	11	2	1	1	1	1	1
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	46	43	42	40	37	35	32	32	24	18	11	2	1	1	1	1	1
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0
30	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	24,7	26,3	27,0	28,4	22,7	17,8	14,2	10,3	8,7	7,4	6,6	8,1	11,0	10,9	10,8	10,7	5,5
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	24,7	26,3	27,0	28,4	22,7	17,8	14,2	10,3	8,7	7,4	6,6	8,1	11,0	10,9	10,8	10,7	5,5
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,5	95,9	96,2	96,6	96,8	97,1	97,3	97,5	97,6	97,7	97,8	97,2	97,2	97,4	97,7	97,9	98,0
35	<i>переходящих</i>	92,5	92,3	92,7	93,2	92,9	92,7	92,2	92,1	91,4	90,6	88,8	67,1	69,5	79,7	87,3	90,5	90,6
36	<i>новых</i>	0	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,1	1,1	1,0	1,0	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1
38	<i>переходящих</i>	1,1	1,1	1,0	1,0	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	197,3	197,8	198,9	200,0	147,6	110,1	80,4	58,4	37,1	23,8	13,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	395,0	393,4	394,0	395,0	291,4	216,2	157,5	114,2	72,7	46,5	25,4	5,6	3,8	3,8	3,7	3,7	1,9
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	395,0	353,8	394,0	395,0	291,4	216,2	157,5	114,2	72,7	46,5	25,4	5,6	3,8	3,8	3,7	3,7	1,9
42	<i>из новых скважин</i>	0,0	39,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	7491,3	7884,7	8278,7	8673,7	8965,1	9181,3	9338,8	9453,0	9525,7	9572,2	9597,6	9603,3	9607,1	9610,9	9614,6	9618,3	9620,2
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1305,5	1336,7	1365,5	1392,2	1412,9	1428,6	1440,9	1449,8	1456,1	1460,4	1463,3	1465,1	1466,3	1467,1	1467,5	1467,9	1468,1
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,084	0,085	0,086	0,087	0,088	0,088	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	96,8	98,3	99,7	101,0	101,8	102,4	102,8	103,1	103,2	103,3	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,6	1,5	1,4	1,3	0,9	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Темп отбора от текущих, %	34,2	47,4	82,6	433,6	-88,2	-31,9	-16,3	-9,5	-5,3	-3,1	-1,6	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	343,0	342,9	344,8	346,8	256,6	190,9	139,3	101,3	64,5	41,3	22,6	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	5457,4	5800,3	6145,1	6491,9	6748,5	6939,3	7078,6	7179,9	7244,4	7285,7	7308,3	7313,3	7313,3	7313,3	7313,3	7313,3	7313,3
51	Компенсация отбора: текущая, %	94,1	94,6	95,1	95,5	95,9	96,2	96,5	96,7	96,9	97,0	97,1	96,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	<i>с начала разработки, %</i>	76,7	77,5	78,4	79,1	79,6	80,0	80,3	80,5	80,6	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,6	80,6	80,6
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,418	0,382	0,350	0,320	0,218	0,148	0,101	0,070	0,043	0,027	0,015	0,004	0,003	0,003	0,002	0,002	0,001
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	24,018	24,400	24,750	25,070	25,288	25,436	25,537	25,607	25,650	25,677	25,692	25,696	25,699	25,702	25,704	25,706	25,707
55	Газовый фактор, м³/т	14,1	12,3	12,2	12,0	10,5	9,4	8,2	7,8	6,9	6,2	5,3	2,2	2,6	3,9	4,2	5,7	5,6

Таблица 8.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. IV объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	Добыча нефти всего, тыс.т	10,18	8,28	8,98	7,81	6,91	6,13	7,13	8,64	8,08	7,67	9,24	10,74	10,14	9,55	8,92	8,28	7,77	6,84
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	7,44	8,28	6,91	7,81	6,91	6,13	5,56	6,57	8,08	7,67	7,16	8,67	10,14	9,55	8,92	8,28	7,77	6,84
3	<i>новых скважин</i>	2,74	0,00	2,07	0,00	0,00	0,00	1,57	2,07	0,00	0,00	2,08	2,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	2	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	4,0	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	4,5	6,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	365	0	366	0	0	0	366	365	0	0	366	365	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
13	<i>В т.ч. - добывающие скважины</i>	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	693,5	693,5	0	346,75	0	0	0	346,75	346,75	0	0	0	346,75	0	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	2,74	0	2,06	0	0	0	1,57	2,07	0	0	0	2,07	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	16,54	7,44	8,28	6,91	7,81	6,91	6,13	5,56	6,57	8,08	7,67	7,16	8,67	10,14	9,55	8,92	8,28	7,77
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	16,54	10,18	8,28	8,97	7,81	6,91	6,13	7,13	8,64	8,08	7,67	7,16	10,74	10,14	9,55	8,92	8,28	7,77
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,45	0,81	0,83	0,87	0,88	0,89	0,91	0,92	0,93	0,95	0,93	1,21	0,94	0,94	0,93	0,93	0,94	0,88
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	7,4	8,3	6,9	7,8	6,9	6,1	5,6	6,6	8,1	7,7	7,2	8,7	10,1	9,6	8,9	8,3	7,8	6,8
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-9,1	-1,9	-1,4	-1,2	-0,9	-0,8	-0,6	-0,6	-0,6	-0,4	-0,5	1,5	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5	-0,9
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-55,0	-18,7	-16,5	-12,9	-11,5	-11,3	-9,2	-7,9	-6,5	-5,1	-6,7	21,1	-5,6	-5,8	-6,6	-7,1	-6,1	-11,9
22	Мощность новых скважин, тыс.т	2,9	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	1,6	2,2	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	8	9	0	1	1	3	0	0	3	0	0	1	0	1	1	1	0	0
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	26	17	18	17	16	13	14	15	12	12	12	12	12	11	10	9	9	9
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	26	17	18	17	16	13	14	15	12	12	12	12	12	11	10	9	9	9
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	8,5	11,5	11,0	10,6	10,6	11,8	14,1	16,9	20,3	20,9	26,3	31,6	32,4	35,8	39,6	44,0	44,9	42,9
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	8,5	11,5	11,0	10,6	10,6	11,8	14,1	16,9	20,3	20,9	26,3	31,6	32,4	35,8	39,6	44,0	44,9	42,9
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	86,8	87,8	86,9	87,6	88,2	88,5	89,6	90,2	90,5	91,2	91,6	91,8	92,5	93,0	93,5	94,0	94,5	94,9
35	<i>переходящих</i>	89,1	87,8	88,8	87,6	88,2	88,5	89,5	90,2	90,5	91,2	92,0	92,2	92,5	93,0	93,5	94,0	94,5	94,9
36	<i>новых</i>	70	0	70	0	0	0	90	90	0	0	90	90	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,1	1,4	1,4	1,3	1,2	1,4	1,5	1,7	1,9	1,8	2,2	2,6	2,4	2,5	2,6	2,6	2,5	2,2
38	<i>переходящих</i>	1,1	1,4	1,4	1,3	1,2	1,4	1,5	1,7	1,9	1,8	2,2	2,6	2,4	2,5	2,6	2,6	2,5	2,2
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	156,7	156,1	144,4	136,0	124,1	160,4	207,8	200,8	208,7	263,1	317,1	327,7	334,3	336,9	339,7	348,4	334,2
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	77,3	68,0	68,7	62,9	58,8	53,5	68,5	87,9	84,7	87,3	109,9	131,7	135,1	137,1	137,8	137,8	140,6	134,3
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	68,1	68,0	61,8	62,9	58,8	53,5	52,8	67,2	84,7	87,3	89,1	111,0	135,1	137,1	137,8	137,8	140,6	134,3
42	<i>из новых скважин</i>	9,1	0,0	6,9	0,0	0,0	0,0	15,7	20,7	0,0	0,0	20,8	20,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	8254,2	8322,2	8390,9	8453,8	8512,6	8566,1	8634,5	8722,5	8807,1	8894,4	9004,3	9136,0	9271,1	9408,2	9545,9	9683,8	9824,4	9958,8
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	2053,9	2062,1	2071,1	2078,9	2085,8	2092,0	2099,1	2107,7	2115,8	2123,5	2132,7	2143,5	2153,6	2163,2	2172,1	2180,4	2188,1	2195,0
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,513	0,515	0,517	0,519	0,521	0,522	0,524	0,526	0,528	0,530	0,532	0,535	0,537	0,540	0,542	0,544	0,546	0,548
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	92,8	93,2	93,6	93,9	94,3	94,5	94,9	95,2	95,6	96,0	96,4	96,9	97,3	97,7	98,2	98,5	98,9	99,2
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
48	Темп отбора от текущих, %	6,0	5,2	6,0	5,5	5,2	4,8	5,9	7,6	7,7	7,9	10,3	13,4	14,6	16,1	17,9	20,2	23,8	27,5
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3
51	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	82,4	81,1	82,0	82,9	83,3	84,8	85,6	86,0	87,0	87,6	87,9	88,9	89,6	90,3	91,0	91,7	92,3
52	<i>с начала разработки, %</i>	13,4	13,9	14,5	14,9	15,4	15,8	16,3	16,9	17,6	18,2	19,0	19,9	20,8	21,7	22,7	23,6	24,4	25,3
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,390	0,318	0,349	0,304	0,270	0,241	0,281	0,343	0,321	0,305	0,368	0,429	0,404	0,381	0,356	0,332	0,311	0,274
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	62,643	62,961	63,310	63,614	63,884	64,125	64,406	64,749	65,070	65,375	65,743	66,172	66,576	66,957	67,313	67,645	67,956	68,230
55	Газовый фактор, м³/т	38,3	38,4	38,9	38,9	39,1	39,3	39,4	39,7	39,7	39,8	39,8	39,9	39,9	39,9	39,9	40,1	40,0	40,0

Продолжение таблицы 8.4

№ п/п	Показатели	Годы											
		2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
1	2	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
1	Добыча нефти всего, тыс.т	6,05	5,36	4,74	4,22	2,86	1,92	1,30	0,88	0,54	0,33	0,16	0,05
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	6,05	5,36	4,74	4,22	2,86	1,92	1,30	0,88	0,54	0,33	0,16	0,05
3	<i>новых скважин</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	6,84	6,05	5,36	4,74	4,22	2,86	1,92	1,30	0,88	0,54	0,33	0,16
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	6,84	6,05	5,36	4,74	4,22	2,86	1,92	1,3	0,88	0,54	0,33	0,16
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,89	0,89	0,88	0,89	0,68	0,67	0,68	0,68	0,62	0,62	0,48	0,28
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	6,1	5,4	4,7	4,2	2,9	1,9	1,3	0,9	0,5	0,3	0,2	0,0
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,8	-0,7	-0,6	-0,5	-1,4	-0,9	-0,6	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-11,5	-11,3	-11,6	-11,0	-32,3	-32,7	-32,0	-32,2	-38,4	-38,4	-51,7	-71,8
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	2	1	2	2
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	8	8	8	8	8	8	8	8	6	5	3	1
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	8	8	8	8	8	8	8	8	6	5	3	1
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	46,4	45,1	43,3	42,2	31,2	23,0	17,1	12,7	11,1	8,8	7,4	6,5
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	46,4	45,1	43,3	42,2	31,2	23,0	17,1	12,7	11,1	8,8	7,4	6,5
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,3	95,7	96,1	96,4	96,7	97,0	97,3	97,5	97,7	97,8	97,9	98,0
35	<i>переходящих</i>	95,3	95,7	96,1	96,4	96,7	97,0	97,3	97,5	97,7	97,8	97,9	98,0
36	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,2	1,9	1,7	1,5	1,0	0,7	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
38	<i>переходящих</i>	2,2	1,9	1,7	1,5	1,0	0,7	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	321,9	314,5	303,3	296,5	219,6	162,9	121,4	90,1	59,2	39,2	19,8	5,8
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	129,2	125,3	120,4	117,3	86,9	64,1	47,6	35,2	23,2	15,3	7,7	2,3
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	129,2	125,3	120,4	117,3	86,9	64,1	47,6	35,2	23,2	15,3	7,7	2,3
42	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	10087,9	10213,3	10333,7	10451,0	10537,9	10601,9	10649,6	10684,8	10708,0	10723,3	10731,0	10733,2
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	2201,0	2206,4	2211,1	2215,4	2218,2	2220,1	2221,4	2222,3	2222,9	2223,2	2223,4	2223,4
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,549	0,551	0,552	0,553	0,554	0,554	0,554	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,5	99,7	99,9	100,1	100,2	100,3	100,4	100,4	100,4	100,5	100,5	100,5
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Темп отбора от текущих, %	33,6	44,8	71,8	226,4	-121,2	-36,9	-18,3	-10,4	-5,8	-3,4	-1,6	-0,4
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3	1143,3
51	Компенсация отбора: текущая, %	92,9	93,5	94,0	94,5	95,0	95,4	95,8	96,2	96,4	96,7	96,8	97,0
52	<i>с начала разработки, %</i>	26,1	26,8	27,6	28,2	28,7	29,1	29,4	29,6	29,7	29,8	29,8	29,9
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,242	0,215	0,190	0,168	0,114	0,077	0,052	0,035	0,022	0,013	0,006	0,002
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	68,472	68,687	68,877	69,045	69,159	69,236	69,288	69,323	69,345	69,358	69,364	69,366
55	Газовый фактор, м³/т	40,0	40,1	40,1	39,8	39,9	40,0	39,9	39,7	40,6	39,1	37,6	44,4

Таблица 8.5 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. V объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	Добыча нефти всего, тыс.т	13,30	11,25	11,44	11,42	13,40	11,84	10,56	9,50	8,64	7,93	7,33	6,70	6,14	5,66	5,26	4,81	4,44	5,27
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	11,37	11,25	9,60	10,03	9,96	11,84	10,56	9,50	8,64	7,93	7,33	6,70	6,14	5,66	5,26	4,81	4,44	4,09
3	<i>новых скважин</i>	1,92	0,00	1,83	1,39	3,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,18
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	5,5	0,0	0,0	4,0	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	365	0	366	365	365	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365
11	Средняя глубина новой скважины, м	642,2	0	0	642,2	642,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	29,5	29,5	29,5	30,2	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	29,5	29,5	29,5	30,2	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	346,75	346,75	0	0	346,75	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	1,92	0	0	1,39	3,44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	22,28	11,37	11,25	9,60	10,03	9,96	11,84	10,56	9,50	8,64	7,93	7,33	6,70	6,14	5,66	5,26	4,81	4,44
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	22,28	13,29	11,25	9,6	11,42	13,4	11,84	10,56	9,5	8,64	7,93	7,33	6,7	6,14	5,66	5,26	4,81	4,44
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,51	0,85	0,85	1,05	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,92	0,91	0,92	0,92	0,93	0,91	0,92	0,92
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11,4	11,2	9,6	10,0	10,0	11,8	10,6	9,5	8,6	7,9	7,3	6,7	6,1	5,7	5,3	4,8	4,4	4,1
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-10,9	-2,0	-1,6	0,4	-1,5	-1,6	-1,3	-1,1	-0,9	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-49,0	-15,4	-14,6	4,5	-12,8	-11,6	-10,8	-10,0	-9,0	-8,2	-7,6	-8,6	-8,4	-7,8	-7,1	-8,5	-7,8	-7,8
22	Мощность новых скважин, тыс.т	2,0	0,0	0,0	1,5	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	5	1	1	0	1	0	2	0	0	0	1	0	1	1	1	3	0	0
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	21	20	19	19	18	18	16	16	16	16	15	15	14	13	12	9	9	10
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	21	20	19	19	18	18	16	16	16	16	15	15	14	13	12	9	9	10
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	11,3	10,9	11,4	11,6	17,0	16,4	17,6	17,3	17,1	17,0	18,0	17,9	18,8	20,0	21,6	27,2	27,4	28,1
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	10,9	10,9	11,4	11,5	12,2	16,4	17,6	17,3	17,1	17,0	18,0	17,9	18,8	20,0	21,6	27,2	27,4	28,1
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	18,5	0,0	0,0	13,3	99,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	83,8	85,2	84,9	85,1	87,4	88,5	89,2	90,1	90,9	91,6	92,2	92,8	93,3	93,7	94,2	94,4	94,8	94,6
35	<i>переходящих</i>	85,0	85,2	86,2	86,1	86,1	88,5	89,2	90,1	90,9	91,6	92,2	92,8	93,3	93,7	94,2	94,4	94,8	95,2
36	<i>новых</i>	70	0	70	70	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,8	1,6	1,7	1,7	2,1	1,9	1,9	1,7	1,6	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,5	1,4	1,5
38	<i>переходящих</i>	1,6	1,6	1,7	1,6	1,7	1,9	1,9	1,7	1,6	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,5	1,4	1,5
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	82,0	75,9	75,6	76,7	106,2	102,7	98,0	96,1	95,1	94,8	93,6	93,5	91,6	90,5	89,9	85,2	85,6	97,7
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	75,6	75,9	69,5	72,1	71,8	102,7	98,0	96,1	95,1	94,8	93,6	93,5	91,6	90,5	89,9	85,2	85,6	85,9
42	<i>из новых скважин</i>	6,4	0,0	6,1	4,6	34,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,8
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	8047,1	8123,0	8198,7	8275,3	8381,6	8484,3	8582,3	8678,4	8773,5	8868,3	8961,9	9055,4	9147,1	9237,6	9327,5	9412,8	9498,4	9596,1
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	2238,2	2249,5	2260,9	2272,3	2285,7	2297,6	2308,1	2317,6	2326,3	2334,2	2341,5	2348,2	2354,4	2360,0	2365,3	2370,1	2374,5	2379,8
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,591	0,594	0,597	0,601	0,604	0,607	0,610	0,612	0,615	0,617	0,619	0,621	0,622	0,624	0,625	0,626	0,628	0,629
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	93,5	94,0	94,4	94,9	95,5	96,0	96,4	96,8	97,2	97,5	97,8	98,1	98,3	98,6	98,8	99,0	99,2	99,4
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
48	Темп отбора от текущих, %	7,9	7,2	7,9	8,6	11,0	10,9	11,0	11,1	11,3	11,7	12,2	12,8	13,4	14,3	15,5	16,7	18,5	27,1
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1
51	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	<i>с начала разработки, %</i>	38,5	38,2	37,9	37,5	37,1	36,7	36,3	36,0	35,6	35,3	35,0	34,6	34,3	34,0	33,7	33,5	33,2	32,9
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,553	0,468	0,478	0,465	0,540	0,480	0,429	0,389	0,355	0,326	0,302	0,278	0,254	0,235	0,220	0,201	0,185	0,221
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	63,248	63,716	64,194	64,659	65,199	65,679	66,108	66,497	66,852	67,178	67,480	67,758	68,012	68,247	68,467	68,668	68,853	69,074
55	Газовый фактор, м³/т	41,6	41,6	41,8	40,7	40,3	40,5	40,6	41,0	41,1	41,1	41,2	41,5	41,4	41,5	41,8	41,8	41,7	41,9

Продолжение таблицы 8.5

№ п/п	Показатели	Годы															
		2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059
1	Добыча нефти всего, тыс.т	4,79	4,37	4,04	3,70	2,55	1,69	1,17	0,81	0,54	0,38	0,24	0,14	0,05	0,04	0,04	0,03
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	4,79	4,37	4,04	3,70	2,55	1,69	1,17	0,81	0,54	0,38	0,24	0,14	0,05	0,04	0,04	0,03
3	<i>новых скважин</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	1,18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	4,09	4,79	4,37	4,04	3,70	2,55	1,69	1,17	0,81	0,54	0,38	0,24	0,14	0,05	0,04	0,04
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,27	4,79	4,37	4,04	3,7	2,55	1,69	1,17	0,81	0,54	0,38	0,24	0,14	0,05	0,04	0,04
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,91	0,91	0,92	0,92	0,69	0,66	0,69	0,70	0,67	0,70	0,62	0,59	0,33	0,84	0,94	0,84
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,8	4,4	4,0	3,7	2,5	1,7	1,2	0,8	0,5	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,5	-0,4	-0,3	-0,3	-1,2	-0,9	-0,5	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-9,1	-8,7	-7,6	-8,4	-31,2	-33,6	-30,7	-30,4	-33,1	-30,2	-38,1	-40,7	-66,5	-16,2	-6,2	-16,0
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	0	1	0	2	0	0	1	0	1	1	2	0	0	0
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	9	9	8	8	6	6	6	5	5	4	3	1	1	1	1
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	9	9	8	8	6	6	6	5	5	4	3	1	1	1	1
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действ., фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	27,0	29,5	29,6	33,0	25,1	24,0	18,3	14,0	12,0	9,1	7,5	6,3	5,7	5,4	5,1	4,8
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	27,0	29,5	29,6	33,0	25,1	24,0	18,3	14,0	12,0	9,1	7,5	6,3	5,7	5,4	5,1	4,8
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	94,9	95,3	95,6	96,0	96,4	96,6	96,9	97,2	97,4	97,6	97,7	97,8	97,6	97,8	97,9	98,0
35	<i>переходящих</i>	94,9	95,3	95,6	96,0	96,4	96,6	96,9	97,2	97,4	97,6	97,7	97,8	97,6	97,8	97,9	98,0
36	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,4	1,4	1,3	1,3	0,9	0,8	0,6	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
38	<i>переходящих</i>	1,4	1,4	1,3	1,3	0,9	0,8	0,6	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	94,0	92,3	92,8	91,7	69,9	50,0	38,1	29,1	20,8	15,8	10,4	6,6	2,0	1,9	1,8	1,7
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	94,0	92,3	92,8	91,7	69,9	50,0	38,1	29,1	20,8	15,8	10,4	6,6	2,0	1,9	1,8	1,7
42	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	9690,1	9782,3	9875,1	9966,9	10036,8	10086,8	10124,8	10154,0	10174,8	10190,6	10201,0	10207,6	10209,5	10211,4	10213,2	10214,9
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	2384,6	2389,0	2393,0	2396,7	2399,2	2400,9	2402,1	2402,9	2403,5	2403,8	2404,1	2404,2	2404,3	2404,3	2404,3	2404,4
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,630	0,631	0,632	0,633	0,634	0,634	0,635	0,635	0,635	0,635	0,635	0,635	0,635	0,635	0,635	0,635
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,6	99,8	100,0	100,1	100,2	100,3	100,3	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Темп отбора от текущих, %	33,7	46,4	80,0	366,8	-94,6	-32,3	-16,9	-10,1	-6,1	-4,0	-2,4	-1,4	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1	3386,1
51	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	<i>с начала разработки, %</i>	32,6	32,4	32,1	31,8	31,6	31,5	31,4	31,3	31,3	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,201	0,185	0,170	0,155	0,107	0,071	0,050	0,034	0,023	0,016	0,009	0,006	0,002	0,002	0,002	0,001
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	69,275	69,460	69,630	69,785	69,892	69,963	70,013	70,047	70,070	70,086	70,095	70,101	70,103	70,105	70,107	70,108
55	Газовый фактор, м³/т	42,0	42,3	42,1	41,9	42,0	41,9	42,7	41,7	42,4	42,4	38,3	42,2	42,7	47,8	53,3	29,8

Таблица 8.6 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. VI объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	Добыча нефти всего, тыс.т	11,20	14,30	13,66	14,95	17,50	17,44	16,65	15,71	14,89	14,02	13,15	12,22	11,40	10,66	9,90	9,02	8,25	7,56
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	9,24	14,30	13,66	13,00	14,33	16,65	16,65	15,71	14,89	14,02	13,15	12,22	11,40	10,66	9,90	9,02	8,25	7,56
3	<i>новых скважин</i>	1,95	0,00	0,00	1,95	3,17	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	5,6	0,0	0,0	0,0	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	365	0	0	365	365	365	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	713,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	346,75	0	0	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	1,95	0	0	0	3,17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	13,99	9,24	14,30	13,66	13,00	14,33	16,65	16,65	15,71	14,89	14,02	13,15	12,22	11,40	10,66	9,90	9,02	8,25
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	13,99	11,19	14,3	13,66	13	17,5	16,65	16,65	15,71	14,89	14,02	13,15	12,22	11,4	10,66	9,9	9,02	8,25
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,66	1,28	0,96	0,95	1,10	0,95	1,00	0,94	0,95	0,94	0,94	0,93	0,93	0,94	0,93	0,91	0,91	0,92
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,2	14,3	13,7	13,0	14,3	16,7	16,6	15,7	14,9	14,0	13,1	12,2	11,4	10,7	9,9	9,0	8,2	7,6
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-4,7	3,1	-0,6	-0,7	1,3	-0,8	0,0	-0,9	-0,8	-0,9	-0,9	-0,9	-0,8	-0,7	-0,8	-0,9	-0,8	-0,7
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-33,9	27,8	-4,5	-4,8	10,2	-4,8	0,0	-5,7	-5,2	-5,9	-6,2	-7,1	-6,7	-6,5	-7,1	-8,9	-8,5	-8,3
22	Мощность новых скважин, тыс.т	2,1	0,0	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	17	17	17	17	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	17	17	17	17	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
27	Ввод скважин под нагнетание.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
30	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19,9	21,3	21,0	21,8	25,5	26,9	28,5	28,6	28,8	29,0	29,1	28,8	28,7	28,7	28,5	27,8	27,2	26,6
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	20,0	21,3	21,0	21,8	25,5	26,9	28,5	28,6	28,8	29,0	29,1	28,8	28,7	28,7	28,5	27,8	27,2	26,6
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	18,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	90,5	88,7	89,0	88,4	89,1	89,6	90,1	90,7	91,3	91,8	92,3	92,8	93,3	93,7	94,1	94,5	94,9	95,2
35	<i>переходящих</i>	91,7	88,7	89,0	89,4	88,8	89,6	90,1	90,7	91,3	91,8	92,3	92,8	93,3	93,7	94,1	94,5	94,9	95,2
36	<i>новых</i>	70	0	0	70	90	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,9	2,4	2,3	2,5	2,8	2,8	2,8	2,7	2,5	2,4	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3
38	<i>переходящих</i>	1,7	2,4	2,3	2,5	2,8	2,8	2,8	2,7	2,5	2,4	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	139,2	146,6	144,7	149,2	186,7	197,6	198,1	200,8	203,9	206,4	207,3	207,3	207,5	208,0	207,5	203,2	199,7	196,6
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	117,4	126,2	124,3	128,8	159,9	168,1	168,2	168,9	170,4	171,5	171,7	170,3	169,7	169,4	168,6	164,0	160,6	157,5
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	110,9	126,2	124,3	122,3	128,2	160,3	168,2	168,9	170,4	171,5	171,7	170,3	169,7	169,4	168,6	164,0	160,6	157,5
42	<i>из новых скважин</i>	6,5	0,0	0,0	6,5	31,7	7,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	4082,3	4208,5	4332,8	4461,6	4621,5	4789,7	4957,8	5126,7	5297,1	5468,6	5640,3	5810,6	5980,3	6149,7	6318,3	6482,3	6642,9	6800,4
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1117,2	1131,5	1145,2	1160,1	1177,6	1195,1	1211,7	1227,4	1242,3	1256,3	1269,5	1281,7	1293,1	1303,8	1313,7	1322,7	1330,9	1338,5
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,337	0,341	0,345	0,350	0,355	0,360	0,365	0,370	0,374	0,379	0,382	0,386	0,390	0,393	0,396	0,399	0,401	0,403
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	82,1	83,2	84,2	85,3	86,6	87,9	89,1	90,3	91,3	92,4	93,3	94,2	95,1	95,9	96,6	97,3	97,9	98,4
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,8	1,1	1,0	1,1	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6
48	Темп отбора от текущих, %	4,4	5,9	6,0	7,0	8,8	9,6	10,1	10,6	11,2	11,9	12,7	13,5	14,6	15,9	17,6	19,5	22,1	26,0
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7
51	Компенсация отбора: текущая, %	84,0	81,2	81,7	80,8	81,8	82,7	83,4	84,3	85,2	86,1	86,9	87,7	88,5	89,2	89,9	90,5	91,1	91,6
52	<i>с начала разработки, %</i>	9,2	11,1	13,0	14,7	16,8	18,9	20,9	22,8	24,6	26,3	28,0	29,5	31,0	32,5	33,8	35,1	36,3	37,5
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,703	0,889	0,850	0,933	1,093	1,088	1,039	0,980	0,930	0,876	0,822	0,765	0,714	0,669	0,622	0,566	0,518	0,475
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	40,147	41,036	41,886	42,819	43,912	45,000	46,039	47,019	47,949	48,825	49,647	50,412	51,126	51,795	52,417	52,983	53,501	53,976
55	Газовый фактор, м³/т	62,8	62,2	62,2	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,5	62,5	62,5	62,6	62,6	62,7	62,8	62,8	62,8	62,8

Продолжение таблицы 8.6

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
1	Добыча нефти всего, тыс.т	6,80	6,07	5,40	4,84	3,68	2,82	2,21	1,79	1,33	1,03	0,86	0,68	0,58	0,52	0,46	0,42	0,37	0,33
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	6,80	6,07	5,40	4,84	3,68	2,82	2,21	1,79	1,33	1,03	0,86	0,68	0,58	0,52	0,46	0,42	0,37	0,33
3	<i>новых скважин</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	7,56	6,80	6,07	5,40	4,84	3,68	2,82	2,21	1,79	1,33	1,03	0,86	0,68	0,58	0,52	0,46	0,42	0,37
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	7,56	6,8	6,07	5,4	4,84	3,68	2,82	2,21	1,79	1,33	1,03	0,86	0,68	0,58	0,52	0,46	0,42	0,37
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,90	0,89	0,89	0,90	0,76	0,77	0,79	0,81	0,74	0,77	0,83	0,80	0,85	0,89	0,89	0,90	0,89	0,90
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	6,8	6,1	5,4	4,8	3,7	2,8	2,2	1,8	1,3	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,8	-0,7	-0,7	-0,6	-1,2	-0,9	-0,6	-0,4	-0,5	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,0	-10,8	-11,0	-10,3	-24,0	-23,4	-21,5	-19,1	-25,9	-22,6	-16,8	-20,4	-14,7	-10,7	-10,8	-9,6	-11,1	-9,8
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	0	0	1	1	0	0	3	2	1	2	1	0	0	0	0	0
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	17	16	16	16	15	14	14	14	11	9	8	6	5	5	5	5	5	5
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	17	16	16	16	15	14	14	14	11	9	8	6	5	5	5	5	5	5
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
30	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	25,7	26,1	24,8	23,9	20,4	17,4	14,2	11,9	10,8	10,0	9,4	9,7	9,9	9,2	8,7	8,1	7,6	7,2
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	25,7	26,1	24,8	23,9	20,4	17,4	14,2	11,9	10,8	10,0	9,4	9,7	9,9	9,2	8,7	8,1	7,6	7,2
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,5	95,8	96,1	96,4	96,5	96,7	96,8	96,9	96,8	96,7	96,7	96,6	96,6	96,8	96,9	97,1	97,2	97,3
35	<i>переходящих</i>	95,5	95,8	96,1	96,4	96,5	96,7	96,8	96,9	96,8	96,7	96,7	96,6	96,6	96,8	96,9	97,1	97,2	97,3
36	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,2	1,1	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
38	<i>переходящих</i>	1,2	1,1	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	189,7	182,2	173,7	167,9	134,1	107,5	87,7	73,5	52,3	39,7	33,3	25,6	21,7	20,4	19,1	18,0	16,9	15,9
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	151,9	145,1	137,9	132,9	106,3	84,8	69,1	57,9	41,4	31,3	26,3	20,2	17,2	16,1	15,1	14,1	13,3	12,4
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	151,9	145,1	137,9	132,9	106,3	84,8	69,1	57,9	41,4	31,3	26,3	20,2	17,2	16,1	15,1	14,1	13,3	12,4
42	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	6952,3	7097,4	7235,3	7368,2	7474,5	7559,3	7628,4	7686,3	7727,6	7759,0	7785,2	7805,4	7822,6	7838,7	7853,8	7867,9	7881,2	7893,6
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1345,3	1351,4	1356,8	1361,6	1365,3	1368,1	1370,3	1372,1	1373,4	1374,5	1375,3	1376,0	1376,6	1377,1	1377,6	1378,0	1378,3	1378,7
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,405	0,407	0,409	0,410	0,411	0,412	0,413	0,413	0,414	0,414	0,414	0,415	0,415	0,415	0,415	0,415	0,415	0,415
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,9	99,4	99,8	100,1	100,4	100,6	100,8	100,9	101,0	101,1	101,1	101,2	101,2	101,3	101,3	101,3	101,3	101,4
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Темп отбора от текущих, %	31,6	41,2	62,5	149,4	-229,7	-53,4	-27,3	-17,3	-11,0	-7,7	-5,9	-4,5	-3,6	-3,1	-2,7	-2,4	-2,1	-1,8
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7	320,7
51	Компенсация отбора: текущая, %	92,2	92,7	93,1	93,6	93,9	94,1	94,4	94,5	94,3	94,2	94,2	94,0	94,1	94,3	94,5	94,8	95,1	95,3
52	<i>с начала разработки, %</i>	38,6	39,5	40,5	41,3	42,0	42,5	42,9	43,3	43,5	43,7	43,9	44,0	44,1	44,2	44,3	44,3	44,4	44,5
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,427	0,382	0,340	0,305	0,232	0,178	0,139	0,113	0,084	0,066	0,055	0,044	0,037	0,033	0,030	0,027	0,024	0,021
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	54,403	54,785	55,125	55,430	55,662	55,840	55,979	56,092	56,176	56,242	56,297	56,341	56,378	56,411	56,441	56,468	56,492	56,513
55	Газовый фактор, м³/т	62,8	63,0	62,9	63,0	63,1	63,2	62,8	63,2	63,4	64,1	64,2	64,3	63,8	63,7	64,7	65,0	64,3	62,9

Таблица 8.7 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. VII объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	Добыча нефти всего, тыс.т	1,94	1,91	1,75	1,60	1,38	1,19	1,53	1,30	1,12	0,95	0,82	0,71	0,60	0,52	0,44	0,38	0,32	0,27
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	1,12	1,91	1,75	1,60	1,38	1,19	1,03	1,30	1,12	0,95	0,82	0,71	0,60	0,52	0,44	0,38	0,32	0,27
3	<i>новых скважин</i>	0,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	13	1	1	0	0	3	1	1	2	1	0	2	0	1	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	7	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	5	0	0	0	0	2	1	1	2	1	0	2	0	1	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	365	0	0	0	0	0	366	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	1040,25	4507,75	346,75	346,75	0	0	1040,25	346,75	346,75	693,5	346,75	0	693,5	0	346,75	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0,82	0	0	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,05	1,12	1,91	1,75	1,60	1,38	1,19	1,03	1,30	1,12	0,95	0,82	0,71	0,60	0,52	0,44	0,38	0,32
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,05	1,94	1,91	1,75	1,6	1,38	1,19	1,53	1,3	1,12	0,95	0,82	0,71	0,6	0,52	0,44	0,38	0,32
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	22,32	0,98	0,92	0,91	0,86	0,86	0,86	0,85	0,86	0,85	0,87	0,86	0,85	0,86	0,85	0,86	0,85	0,86
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,1	1,9	1,7	1,6	1,4	1,2	1,0	1,3	1,1	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	1,1	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	2131,6	-1,5	-8,4	-8,7	-13,7	-13,8	-13,6	-14,8	-14,1	-14,9	-13,3	-13,7	-15,0	-13,9	-15,1	-14,1	-15,1	-14,4
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	4	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0	1	0	2	0	0	0	1
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	43	43	43	43	42	45	45	46	48	49	49	50	50	49	49	49	49	48
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	43	43	43	43	42	45	45	46	48	49	49	50	50	49	49	49	49	48
27	Ввод скважин под нагнетание.	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
30	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	9,4	10,5	11,1	12,1	12,5	14,7	15,2	17,2	18,6	19,0	19,5	21,1	21,6	22,1	22,4	22,5	22,9	23,6
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	9,4	10,5	11,1	12,1	12,5	14,7	15,2	17,2	18,6	19,0	19,5	21,1	21,6	22,1	22,4	22,5	22,9	23,6
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	77,3	78,4	79,8	81,2	82,7	85,3	86,7	88,1	89,3	90,2	91,1	91,7	92,4	93,0	93,6	94,1	94,6	95,1
35	<i>переходящих</i>	99,2	98,8	98,9	99,1	99,2	99,5	99,6	99,5	99,6	99,7	99,8	99,8	99,8	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9
36	<i>новых</i>	80	0	0	0	0	0	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,1	2,3	2,2	2,3	2,2	2,2	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
38	<i>переходящих</i>	2,1	2,3	2,2	2,3	2,2	2,2	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	143,0	107,3	86,9	95,9	78,9	103,0	107,5	127,2	145,1	153,1	158,5	176,2	181,7	183,6	186,5	189,5	193,7	196,1
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	141,0	156,6	166,6	180,2	181,9	230,2	237,1	275,3	310,0	323,5	332,5	366,5	374,9	376,6	381,2	384,0	390,2	393,3
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	136,9	156,6	166,6	180,2	181,9	230,2	234,5	275,3	310,0	323,5	332,5	366,5	374,9	376,6	381,2	384,0	390,2	393,3
42	<i>из новых скважин</i>	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	2036,0	2192,5	2359,1	2539,3	2721,2	2951,4	3188,4	3463,7	3773,7	4097,1	4429,7	4796,2	5171,1	5547,6	5928,8	6312,8	6703,0	7096,3
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	499,7	501,6	503,3	504,9	506,3	507,5	509,0	510,3	511,4	512,4	513,2	513,9	514,5	515,0	515,5	515,9	516,2	516,5
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,042	0,045	0,048	0,050	0,053	0,056	0,058	0,061	0,063	0,066	0,068	0,071	0,073	0,075	0,077	0,079	0,081	0,082
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	49,1	52,2	55,3	58,5	61,4	64,5	67,4	70,5	73,6	76,5	79,2	82,0	84,7	87,1	89,4	91,5	93,4	95,2
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,0	3,1	3,1	3,1	2,9	3,1	2,9	3,0	3,1	2,9	2,7	2,8	2,6	2,4	2,3	2,1	1,9	1,8
48	Темп отбора от текущих, %	5,5	6,1	6,5	7,0	7,0	8,1	8,2	9,3	10,5	11,1	11,6	13,6	14,6	16,0	17,6	19,7	22,7	27,1
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	99,2	111,6	120,9	133,0	136,8	178,7	186,9	220,6	251,5	265,4	275,5	305,5	315,1	318,3	324,3	328,6	335,8	340,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	966,0	1077,7	1198,6	1331,6	1468,4	1647,0	1833,9	2054,5	2306,0	2571,4	2846,9	3152,4	3467,5	3785,8	4110,1	4438,7	4774,4	5114,4
51	Компенсация отбора: текущая, %	72,1	73,3	74,9	76,5	78,4	81,5	83,1	84,9	86,3	87,5	88,6	89,3	90,2	90,9	91,7	92,4	93,0	93,6
52	<i>с начала разработки, %</i>	48,1	49,9	51,7	53,4	55,0	57,0	58,9	60,9	62,9	64,8	66,5	68,2	69,8	71,2	72,4	73,6	74,7	75,7
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,796	0,829	0,821	0,804	0,745	0,805	0,751	0,790	0,806	0,757	0,706	0,720	0,670	0,625	0,579	0,534	0,494	0,456
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	11,708	12,537	13,358	14,162	14,907	15,712	16,463	17,253	18,059	18,816	19,522	20,242	20,912	21,537	22,116	22,650	23,144	23,600
55	Газовый фактор, м³/т	410,7	433,9	469,4	503,0	539,8	676,8	490,9	605,9	721,9	793,9	856,7	1017,9	1110,5	1209,7	1311,2	1412,9	1531,9	1664,6

Продолжение таблицы 8.7

№ п/п	Показатели	Годы																
		2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,21	0,17	0,11	0,10	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	0,21	0,17	0,11	0,10	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	<i>новых скважин</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,27	0,21	0,17	0,11	0,10	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,27	0,21	0,17	0,11	0,1	0,04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,76	0,83	0,67	0,88	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-24,0	-17,4	-32,7	-11,7	-61,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	3	1	2	3	2	3	0	8	6	7	9	1	0	0	0	0
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	46	43	42	40	37	35	32	32	24	18	11	2	1	1	1	1	1
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	46	43	42	40	37	35	32	32	24	18	11	2	1	1	1	1	1
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0
30	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	24,7	26,3	27,0	28,4	22,7	17,8	14,2	10,3	8,7	7,4	6,6	8,1	11,0	10,9	10,8	10,7	5,5
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	24,7	26,3	27,0	28,4	22,7	17,8	14,2	10,3	8,7	7,4	6,6	8,1	11,0	10,9	10,8	10,7	5,5
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,5	95,9	96,2	96,6	96,8	97,1	97,3	97,5	97,6	97,7	97,8	97,2	97,2	97,4	97,7	97,9	98,0
35	<i>переходящих</i>	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
36	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,1	1,1	1,0	1,0	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1
38	<i>переходящих</i>	1,1	1,1	1,0	1,0	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	197,3	197,8	198,9	200,0	147,6	110,1	80,4	58,4	37,1	23,8	13,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	395,0	393,4	394,0	395,0	291,4	216,2	157,5	114,2	72,7	46,5	25,4	5,6	3,8	3,8	3,7	3,7	1,9
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	395,0	393,4	394,0	395,0	291,4	216,2	157,5	114,2	72,7	46,5	25,4	5,6	3,8	3,8	3,7	3,7	1,9
42	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	7491,3	7884,7	8278,7	8673,7	8965,1	9181,3	9338,8	9453,0	9525,7	9572,2	9597,6	9603,3	9607,1	9610,9	9614,6	9618,3	9620,2
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	516,7	516,8	516,9	517,0	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,084	0,085	0,086	0,087	0,088	0,088	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	96,8	98,3	99,7	101,0	101,8	102,4	102,8	103,1	103,2	103,3	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,6	1,5	1,4	1,3	0,9	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Темп отбора от текущих, %	34,2	47,4	82,6	433,6	-88,2	-31,9	-16,3	-9,5	-5,3	-3,1	-1,6	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1
49	Закачка рабочего агента, тыс. м³	343,0	342,9	344,8	346,8	256,6	190,9	139,3	101,3	64,5	41,3	22,6	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	5457,4	5800,3	6145,1	6491,9	6748,5	6939,3	7078,6	7179,9	7244,4	7285,7	7308,3	7313,3	7313,3	7313,3	7313,3	7313,3	7313,3
51	Компенсация отбора: текущая, %	94,1	94,6	95,1	95,5	95,9	96,2	96,5	96,7	96,9	97,0	97,1	96,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	<i>с начала разработки, %</i>	76,7	77,5	78,4	79,1	79,6	80,0	80,3	80,5	80,6	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,6	80,6	80,6
53	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,418	0,382	0,350	0,320	0,218	0,148	0,101	0,070	0,043	0,027	0,015	0,004	0,003	0,003	0,002	0,002	0,001
54	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	24,018	24,400	24,750	25,070	25,288	25,436	25,537	25,607	25,650	25,677	25,692	25,696	25,699	25,702	25,704	25,706	25,707
55	Газовый фактор, м³/т	2037,6	2203,3	3058,7	3295,9	5699,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 8.8 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. Месторождения. Вариант 3 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	Добыча нефти всего, тыс.т	150,76	147,46	153,79	155,21	155,00	153,31	153,20	154,33	154,12	154,67	152,51	149,08	138,91	131,24	123,80	114,33	105,29	97,47
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	138,70	144,65	144,94	153,82	151,66	147,16	147,45	150,22	154,12	154,67	152,51	149,08	138,91	131,24	123,80	114,33	105,29	97,47
3	<i>новых скважин</i>	12,1	2,8	8,8	1,4	3,3	6,2	5,8	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	3	1	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>вывод из консервации</i>	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	11,6	8,1	13,9	4,0	9,6	0,0	16,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Среднее число дней работы новой скважины, дни	365	365	335,6	365	365	365	366	365	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	643,9643	2130,036	148,6071	247,6786	49,53571	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	693,5	1040,25	346,75	693,5	346,75	346,75	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	12,06	2,81	9,62	1,39	3,34	0	5,74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	151,42	138,70	144,65	144,94	153,82	151,66	147,16	147,45	150,22	154,12	154,67	152,51	149,08	138,91	131,24	123,80	114,33	105,29
13	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	151,42	150,76	147,46	154,56	155,21	155	147,16	153,19	150,22	154,12	154,67	152,51	149,08	138,91	131,24	123,8	114,33	105,29
14	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,92	0,96	0,98	1,00	0,98	0,95	1,00	0,98	1,03	1,00	0,99	0,98	0,93	0,94	0,94	0,92	0,92	0,93
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	138,7	144,7	144,9	153,8	151,7	147,2	147,4	150,2	154,1	154,7	152,5	149,1	138,9	131,2	123,8	114,3	105,3	97,5
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-12,7	-6,1	-2,5	-0,7	-3,5	-7,8	0,3	-3,0	3,9	0,6	-2,2	-3,4	-10,2	-7,7	-7,4	-9,5	-9,0	-7,8
17	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-8,4	-4,1	-1,7	-0,5	-2,3	-5,1	0,2	-1,9	2,6	0,4	-1,4	-2,3	-6,8	-5,5	-5,7	-7,6	-7,9	-7,4
18	Мощность новых скважин, тыс.т	12,7	3,0	10,1	1,5	3,5	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	9	2	1	1	2	0	1	1	2	1	2	1	3	7	4	4	1	3
20	<i>В т.ч. под закачку</i>	3	2	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	200	200	204	204	204	207	209	210	208	207	205	204	201	194	190	186	185	182
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	200	200	204	204	204	207	209	210	208	207	205	204	201	194	190	186	185	182
23	Ввод скважин под нагнетание.	5	3	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	20	23	24	24	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
26	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	20	23	24	24	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
27	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	16,9	16,6	16,5	16,8	17,8	18,6	19,7	21,2	22,7	24,4	25,9	27,1	27,6	28,8	29,6	30,2	30,2	30,5
28	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	16,5	16,6	16,2	16,8	17,5	18,6	19,7	21,2	22,7	24,4	25,9	27,1	27,6	28,8	29,6	30,2	30,2	30,5
29	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	39,5	27,0	46,2	13,3	96,4	0,0	144,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	87,1	87,2	86,9	86,9	87,7	88,5	89,3	90,0	90,6	91,2	91,7	92,2	92,8	93,2	93,7	94,1	94,6	94,9
31	<i>переходящих</i>	87,7	87,4	87,3	87,0	87,7	88,5	89,3	90,0	90,6	91,2	91,7	92,2	92,8	93,2	93,7	94,1	94,6	94,9
32	<i>новых</i>	70,64516	70	70	70	90	90	88,57143	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,6	1,5
34	<i>переходящих</i>	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,6	1,5
35	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	133,8	114,8	111,0	112,6	111,7	119,5	128,5	140,1	149,9	161,1	170,3	178,3	180,2	182,4	184,1	184,6	184,5	184,0
36	Добыча жидкости, всего, тыс.т	1171,4	1154,3	1173,1	1186,3	1262,5	1338,4	1431,3	1543,9	1640,7	1752,8	1846,4	1917,7	1925,5	1939,6	1954,8	1944,8	1935,3	1921,8
37	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	1130,3	1144,9	1143,6	1181,7	1229,1	1276,9	1381,0	1502,8	1640,7	1752,8	1846,4	1917,7	1925,5	1939,6	1954,8	1944,8	1935,3	1921,8
38	<i>из новых скважин</i>	41,1	9,4	29,5	4,6	33,4	61,5	50,3	41,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	73150,8	74305,1	75478,2	76664,5	77927,0	79265,4	80696,7	82240,6	83881,3	85634,1	87480,5	89398,2	91323,7	93263,3	95218,1	97162,8	99098,1	101019,9
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	18894,4	19041,8	19195,6	19350,8	19505,8	19659,1	19812,3	19966,7	20120,8	20275,5	20428,0	20577,0	20716,0	20847,2	20971,0	21085,3	21190,6	21288,1
41	Коэффициент нефтенизвлечения, доли ед.	0,404	0,407	0,411	0,414	0,417	0,420	0,424	0,427	0,430	0,434	0,437	0,440	0,443	0,446	0,449	0,451	0,453	0,455
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	87,5	88,2	88,9	89,7	90,4	91,1	91,8	92,5	93,2	93,9	94,7	95,3	96,0	96,6	97,2	97,7	98,2	98,6
43	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
44	Темп отбора от текущих, %	5,3	5,5	6,1	6,5	6,9	7,4	8,0	8,7	9,5	10,6	11,7	12,9	13,8	15,1	16,8	18,7	21,2	24,9
45	Закачка рабочего агента, тыс. м³	927,9	915,3	926,7	937,4	1006,8	1077,4	1161,9	1263,2	1351,5	1452,8	1539,9	1607,8	1624,2	1644,0	1664,5	1664,0	1663,6	1658,5
46	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	52699,8	53615,0	54541,7	55479,1	56485,9	57563,3	58725,2	59988,4	61339,9	62792,7	64332,6	65940,4	67564,6	69208,6	70873,1	72537,1	74200,8	75859,2
47	Добыча растворенного газа, млн.м³	5,071	5,002	5,171	5,236	5,319	5,239	5,225	5,250	5,203	5,203	5,117	4,963	4,621	4,357	4,114	3,797	3,492	3,241
48	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	512,656	517,658	522,829	528,065	533,384	538,623	543,848	549,098	554,301	559,504	564,621	569,584	574,205	578,562	582,676	586,473	589,965	593,206
49	Газовый фактор, м³/т	33,6	33,9	33,6	33,7	34,3	34,2	34,1	34,0	33,8	33,6	33,6	33,3	33,3	33,2	33,2	33,2	33,2	33,3

Продолжение таблицы 8.8

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
1	Добыча нефти всего, тыс.т	88,91	84,56	77,06	70,29	51,57	37,60	28,10	20,64	14,61	10,39	7,10	4,68	3,35	2,62	2,07	1,78	1,33	1,05
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	88,91	84,56	77,06	70,29	51,57	37,60	28,10	20,64	14,61	10,39	7,10	4,68	3,35	2,62	2,07	1,78	1,33	1,05
3	<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>вывод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	97,47	88,91	84,56	77,06	70,29	51,57	37,60	28,10	20,64	14,61	10,39	7,10	4,68	3,35	2,62	2,07	1,78	1,33
13	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	97,47	88,91	84,56	77,06	70,29	51,57	37,6	28,1	20,64	14,61	10,39	7,1	4,68	3,35	2,62	2,07	1,78	1,33
14	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,91	0,95	0,91	0,91	0,73	0,73	0,75	0,73	0,71	0,71	0,68	0,66	0,72	0,78	0,79	0,86	0,75	0,79
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	88,9	84,6	77,1	70,3	51,6	37,6	28,1	20,6	14,6	10,4	7,1	4,7	3,4	2,6	2,1	1,8	1,3	1,1
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-8,6	-4,3	-7,5	-6,8	-18,7	-14,0	-9,5	-7,5	-6,0	-4,2	-3,3	-2,4	-1,3	-0,7	-0,6	-0,3	-0,4	-0,3
17	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-8,8	-4,9	-8,9	-8,8	-26,6	-27,1	-25,3	-26,5	-29,2	-28,9	-31,6	-34,1	-28,4	-21,8	-21,1	-14,0	-25,1	-20,9
18	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	3	6	5	4	10	10	7	4	17	13	23	28	15	5	5	1	7	2
20	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	179	173	168	164	154	144	137	133	116	103	80	52	37	32	27	26	19	17
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	179	173	168	164	154	144	137	133	116	103	80	52	37	32	27	26	19	17
23	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	20	20	20	20	20	20
26	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	20	20	20	20	20	20
27	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	30,4	31,6	32,0	32,4	26,8	22,3	18,6	14,8	12,6	10,5	9,3	9,2	9,1	8,4	8,0	7,5	7,6	6,8
28	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	30,4	31,6	32,0	32,4	26,8	22,3	18,6	14,8	12,6	10,5	9,3	9,2	9,1	8,4	8,0	7,5	7,6	6,8
29	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,3	95,5	95,9	96,2	96,4	96,6	96,8	97,0	97,1	97,2	97,3	97,2	97,1	97,2	97,2	97,4	97,3	97,4
31	<i>переходящих</i>	95,3	95,5	95,9	96,2	96,4	96,6	96,8	97,0	97,1	97,2	97,3	97,2	97,1	97,2	97,2	97,4	97,3	97,4
32	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,4	1,4	1,3	1,2	1,0	0,8	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
34	<i>переходящих</i>	1,4	1,4	1,3	1,2	1,0	0,8	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
35	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	181,6	182,7	180,3	178,7	139,2	108,6	86,1	66,8	49,6	36,9	25,4	16,2	14,9	11,9	9,5	8,6	6,4	5,1
36	Добыча жидкости, всего, тыс.т	1894,6	1896,9	1864,6	1842,5	1436,1	1114,8	881,9	683,6	507,5	376,2	259,0	165,6	116,9	93,1	74,6	67,4	50,1	39,9
37	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	1894,6	1896,9	1864,6	1842,5	1436,1	1114,8	881,9	683,6	507,5	376,2	259,0	165,6	116,9	93,1	74,6	67,4	50,1	39,9
38	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	102914,5	104811,4	106676,0	108518,5	109954,6	111069,4	111951,4	112634,9	113142,4	113518,7	113777,7	113943,3	114060,3	114153,4	114228,0	114295,4	114345,5	114385,3
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	21377,0	21461,5	21538,6	21608,9	21660,5	21698,1	21726,2	21746,8	21761,4	21771,8	21778,9	21783,6	21786,9	21789,6	21791,6	21793,4	21794,7	21795,8
41	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,457	0,459	0,461	0,462	0,463	0,464	0,465	0,465	0,465	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,0	99,4	99,8	100,1	100,4	100,5	100,7	100,8	100,8	100,9	100,9	100,9	100,9	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0
43	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Темп отбора от текущих, %	30,2	41,2	63,9	161,2	-193,2	-48,0	-24,3	-14,3	-8,9	-5,8	-3,7	-2,4	-1,7	-1,3	-1,0	-0,8	-0,6	-0,5
45	Закачка рабочего агента, тыс. м³	1641,6	1647,6	1625,1	1611,1	1258,6	979,3	776,2	602,7	448,1	332,6	229,0	146,3	103,3	82,3	65,9	59,6	44,4	35,3
46	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	77500,8	79148,3	80773,4	82384,5	83643,2	84622,5	85398,7	86001,3	86449,4	86782,0	87011,0	87157,3	87260,6	87342,9	87408,8	87468,5	87512,8	87548,1
47	Добыча растворенного газа, млн.м³	2,948	2,809	2,553	2,325	1,716	1,254	0,942	0,698	0,495	0,355	0,245	0,166	0,118	0,094	0,075	0,065	0,050	0,040
48	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	596,154	598,963	601,516	603,841	605,557	606,811	607,753	608,451	608,946	609,301	609,546	609,712	609,830	609,924	609,999	610,064	610,114	610,154
49	Газовый фактор, м³/т	33,2	33,2	33,1	33,1	33,3	33,3	33,5	33,8	33,9	34,2	34,5	35,5	35,2	35,9	36,3	36,5	37,5	38,0

Продолжение таблицы 8.8

№ п/п	Показатели	Годы													
		2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,88	0,73	0,59	0,40	0,29	0,26	0,20	0,18	0,10	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	0,88	0,73	0,59	0,40	0,29	0,26	0,20	0,18	0,10	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04
3	<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>вывод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1,05	0,88	0,73	0,59	0,40	0,29	0,26	0,20	0,18	0,10	0,05	0,05	0,04	0,04
13	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,05	0,88	0,73	0,59	0,4	0,29	0,26	0,2	0,18	0,1	0,05	0,05	0,04	0,04
14	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,84	0,83	0,80	0,67	0,73	0,90	0,79	0,91	0,55	0,55	0,99	0,88	0,99	0,88
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,9	0,7	0,6	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-16,4	-17,4	-19,7	-32,8	-27,1	-10,0	-21,3	-8,6	-44,8	-45,2	-1,5	-12,0	-1,4	-11,7
18	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	2	2	4	2	0	1	0	2	1	0	0	0	0
20	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	15	13	11	7	5	5	4	4	2	1	1	1	1	1
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	15	13	11	7	5	5	4	4	2	1	1	1	1	1
23	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	8	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	20	20	20	12	12	12	12	12	12	1	1	1	1	1
26	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	20	20	20	12	12	12	12	12	12	1	1	1	1	1
27	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	6,6	6,5	6,3	6,6	6,7	6,3	6,3	6,0	6,4	6,7	6,3	5,9	5,5	5,1
28	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	6,6	6,5	6,3	6,6	6,7	6,3	6,3	6,0	6,4	6,7	6,3	5,9	5,5	5,1
29	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	97,4	97,5	97,6	97,5	97,5	97,6	97,7	97,8	97,7	97,6	97,7	97,8	97,9	98,0
31	<i>переходящих</i>	97,4	97,5	97,6	97,5	97,5	97,6	97,7	97,8	97,7	97,6	97,7	97,8	97,9	98,0
32	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
34	<i>переходящих</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
35	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	4,4	3,7	3,1	3,4	2,5	2,3	1,9	1,8	0,9	6,0	5,6	5,2	4,9	4,5
36	Добыча жидкости, всего, тыс.т	34,2	29,1	24,0	15,9	11,6	11,0	8,8	8,3	4,4	2,3	2,2	2,0	1,9	1,8
37	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	34,2	29,1	24,0	15,9	11,6	11,0	8,8	8,3	4,4	2,3	2,2	2,0	1,9	1,8
38	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	114419,5	114448,6	114472,6	114488,6	114500,2	114511,2	114520,0	114528,3	114532,7	114535,0	114537,2	114539,2	114541,1	114542,9
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	21796,7	21797,4	21798,0	21798,4	21798,7	21798,9	21799,1	21799,3	21799,4	21799,5	21799,5	21799,6	21799,6	21799,6
41	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0
43	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Темп отбора от текущих, %	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Закачка рабочего агента, тыс. м³	30,3	25,8	21,3	14,1	10,3	9,7	7,8	7,4	3,9	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6
46	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	87578,3	87604,1	87625,5	87639,6	87649,9	87659,6	87667,5	87674,8	87678,8	87680,8	87682,8	87684,6	87686,3	87687,8
47	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,034	0,026	0,021	0,014	0,011	0,009	0,008	0,007	0,005	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002
48	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м⁴	610,188	610,214	610,235	610,249	610,260	610,269	610,277	610,284	610,289	610,292	610,295	610,298	610,301	610,303
49	Газовый фактор, м³/т	38,7	35,8	35,8	35,3	37,7	34,5	39,1	38,3	50,3	54,7	60,9	68,2	76,1	56,6

9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплению геолого-промысловых данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой воды.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г. (Таблица 9.1).

При этом предусмотрено проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Ниже приводится анализ отдельных проведенных исследований контроля разработки и рекомендации по их совершенствованию.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В принципе информация о дебитах должна поступать непрерывно, так как она является одним из главных элементов аварийной сигнализации нефтедобывающего предприятия. Практически в комплексе должна задаваться максимальная частота измерений, обеспечиваемая применяемыми системами контроля продукции и закачки по скважинам (с погрешностью, не превышающей паспортную). Установление периодичности

замеров дебитов (приемистости) следует производить дифференцированно по всему фонду добывающих и нагнетательных скважин.

Измерение изменения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

В результате проведенного анализа эффективности применяемых методов контроля процесса разработки месторождения и эксплуатации скважин отмечается, что на месторождении замеры дебита нефти и жидкости по добывающим скважинам проводятся ежедневно, согласно комплексу исследовательских работ, рекомендованных по проекту.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции. Периодичность замеров обводненности по скважинам - еженедельно.

Определение пластового давления и температуры

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ следует осуществлять определение пластового давления и температуры в виде разовых исследований с целью оценки начальных термобарических характеристик пласта.

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных с автономной регистрацией) в фонтанных и насосных скважинах (через затрубное пространство). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня и последующего пересчета.

Замер пластового давления на поздней стадии разработки должен осуществляется каждые полгода.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

9.1 Гидродинамические исследования скважин

В целях контроля за разработкой в скважинах месторождения проводятся следующие виды гидродинамических исследований (ГДИС):

- Замеры пластовых и забойных давлений с помощью глубинного манометра;
- Замеры статических и динамических уровней жидкости в затрубном пространстве;
- Исследования методами КВД, КПД, КВУ, КПУ;
- Исследования МУО.

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, КПД (или КВУ), а также МУО выполняются по каждой скважине после ввода её в эксплуатацию и в последующем по мере необходимости.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

Исследования методом установившихся отборов

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Рекомендуется проводить замеры пластового давления не менее чем в 30% скважин действующего фонда с периодичностью не реже 1 раза в полугодие, учитывая так же охват по площади залежей. Время закрытия скважин необходимо выбирать с учетом результатов сложных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации.

9.2 Промыслово-геофизические исследования скважин

Комплексный метод (PLT)

Дебитометрия является широко распространенным методом получения профилей вертикальной фильтрации и распределения притока в скважине из коллектора. В состав PLT входят гамма-каротаж, локатор муфт обсадной колонны, одновременный замер давления, температуры, плотности флюида и расхода. Замеры выполняются при различных скоростях каротажа. Проведение замеров в скважинах следует проводить в эксплуатационных скважинах после достижения стабильного дебита или при стабильной приемистости в нагнетательных. Такой подход позволит достоверно замерить распределение фильтрации и притока по перфорированному интервалу. Полученные результаты могут помочь при планировании мероприятий по повышению продуктивности скважин или приемистости (мероприятия по интенсификации притока). В комплекс исследований входят следующие методы: термоэлектрическая (СТД) и гидродинамическая (РГТ) дебитометрия и расходомерия, термометрия (СТЭГ-36, ТДА, ЛГТ, КСАТ-7), плотнометрия (ГПП-30), влагометрия (ВГД-2, КСАТ-7), резистивиметрия (РИС-42), шумометрия (КСАТ-7), локация муфтовых соединений (МЛМ), радиоактивные методы: гамма-метод-ГМ.

Последующие замеры в интервале каротажа на кабеле в добывающих и нагнетательных скважинах должны проводиться согласно инструкциям нормативного документа «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г.

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при исследовании эксплуатационных характеристик пласта.

Термометрия

применяется для:

- выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов;
- выявления заколонных перетоков снизу и сверху;
- выявления внутриколонных перетоков между пластами;
- определения мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины;
- определения нефте-газо-водопритоков;
- выявления обводненных пластов;
- определения динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве;
- контроля за перфорацией колонны.

Круг потенциально решаемых задач и объемы исследований для термометрии наибольший. Это позволяет считать термометрию одним из основных методов в комплексе

геофизических методов, что обусловлено его высокой информативностью. Высокая информативность, в свою очередь, связана с высокой чувствительностью термометров к различного рода изменениям состояния скважины и пласта. Термометр сопротивления используют в комплексе с приборами остальных методов ГИС. Он является частью технологического блока в сборках модулей.

Метод механической расходомерии

Измерения механическими расходомерами производят для следующих целей:

- выделение интервалов притока или приемистости в действующих скважинах;
- выявление перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки;
- распределение общего (суммарного) дебита или расхода по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интервалами;
- получение профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам.

Метод влагомерии

применяют:

- для определения состава флюидов в стволе скважины;
- выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей;
- установления мест негерметичности обсадной колонны;
- при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной и газовой скважинах.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные – для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры – беспакерные.

Комплексируется с другими методами в рамках комплекса для оценки «притока-состава».

Метод термокондуктивной дебитометрии

применяют:

- для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Сущность метода заключается в измерении температуры перегретого относительно окружающей среды датчика. При изменении относительной скорости датчика и потока

жидкости увеличивается теплоотдача от датчика в окружающую среду и соответственно уменьшается температура регистрации.

Метод барометрии

применяют:

- для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты;
- определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления;
- оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси.

Метод акустической шумометрии

применяют:

- для выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами;
- интервалов заколонных перетоков газа;
- выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

Метод гамма-гамма цементометрии

Гамма-гамма-метод позволяет:

- установить высоту подъема цемента;
- определить наличие цемента и характер его распределения в интервале цементации;
- фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гель-цемент);
- выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы;
- определить эксцентриситет колонны.

Этот метод контроля за качеством цементирования обсадных колонн основан на регистрации рассеянного гамма-излучения при прохождении гамма-квантов через изучаемые среды различной плотности. Поскольку цементный камень и промывочная жидкость значительно различаются по плотности, а интенсивность вторичного гамма-излучения находится в обратной зависимости от плотности, то на регистрируемой кривой ГГМ достаточно четко выделяются участки с цементом и без него.

Импульсный нейтронный каротаж

применяют в обсаженных скважинах для:

- литологического расчленения разрезов и выделения коллекторов;
- выявления водо- и нефтегазонасыщенных пластов;
- определения положений водонефтяного контакта на месторождениях нефти с минерализованными (более 20 г/л) пластовыми водами;
- определения газожидкостных контактов;
- оценки пористости пород;
- количественной оценки начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- контроля за процессом испытания и освоения скважин.

Наиболее эффективный способ применения ИНК – выполнение повторных измерений во времени в процессе изменения насыщенности коллекторов. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтронно-поглощающими свойствами.

- с целью получения полной информации о состоянии выработки запасов нефти рекомендуется ежегодно исследовать не менее 50% от действующего фонда нагнетательных скважин. При переводе скважины в закачку исследования должны выполняться не реже 1 раза в год в течение первых двух лет работы. Затем измерения должны проводиться не реже 1 раза в два-три года.

- недовыполнение запроектированных объемов ГИС по контролю за разработкой для объектов на протяжении всего периода эксплуатации месторождения затрудняет и даже делает невозможным осуществление объективного контроля за процессом выработки этих пластов.

9.3 Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа

Отбор проб пластовой нефти производится с целью получения информации о физико-химических и термодинамических свойствах, используемых для определения подсчетных параметров, проектирования, обустройства и эксплуатации месторождений. Глубинные пробы отбирают при условиях, обеспечивающих однофазное состояние флюида на забое скважины, т.е. если давление насыщения пластового флюида не ниже забойного давления для получения представительных проб.

PVT исследования позволяют определить:

- физические параметры нефти в пластовых условиях: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадку нефти;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, содержание углеводородных и не углеводородных компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;
- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;
- физико-химическая характеристика дегазированной нефти: плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены в лаборатории исследования пластовых флюидов при пластовых и поверхностных условиях в соответствии с существующими ГОСТами и ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием для отбора качественных глубинных проб согласно регламентам ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти» является наличие однофазного притока пластовой нефти на забое скважины при $R_{\text{заб}} > R_{\text{нас}}$ и необходимость после остановки скважины на восстановление пластового давления и его замера перед отбором глубинных проб отработать скважину на минимальном режиме не менее трех дней для предотвращения двухфазового потока на забое скважины.

9.4 Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время эксплуатации изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают отбор проб и определение физико-химического состава, состава водорастворённой органики, газового состава, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должны осуществляться по выбранным добывающим скважинам с повышенной обводненностью не реже одного раза в квартал.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;

2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);

3. Состав водорастворенного нефтяного газа (нейтральные и кислые газы – азот, гелий, углекислый газ, сероводород; углеводородные компоненты – метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны);

4. Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также требований, предъявляемых к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Пробы для анализа следует отбирать из закачиваемой воды. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ). Определение химического состава воды производится с периодичностью 1 раз в 3 месяца.

Таблица 9.1 – Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки

№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин	
		Добывающие	Нагнетательные
1	Замер дебитов жидкости, количества песка, приемистости, буферного и затрубного давления	во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: Еженедельно	Еженедельно
2	Определение обводненности продукции по действующим скважинам:	во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ разовые исследования Еженедельно	-
3	Определение пластового давления и температуры по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в пол года	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
4	Определение забойного давления по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ Не реже 1 раза в квартал	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ Не реже 1 раза в квартал
5	Исследование методом установившихся отборов по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости
6	Исследование методом восстановления давления по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости
7	Геофизические исследования скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
8	Исследования профиля притока	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ

№ п/п	Виды исследований		Категории и виды скважин	
			Добывающие	Нагнетательные
9	Определение профиля поглощения		-	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по мере необходимости
10	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)	-
11	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах по мере необходимости	-
12	Замеры газового фактора в условиях	$R_{заб} > R_{нас}$	1 раз в год	-
		$R_{пл} > R_{нас}$ и $R_{заб} < R_{нас}$	Ежеквартально	
		$R_{пл} \leq R_{нас}$	Ежемесячно	

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и окружающей среды» к проекту «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Камышитовое Юго-Западное» выполнен Департаментом экологии ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», имеющим Государственную лицензию №01155Р от 22 декабря 2007 года на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №212 от 09.01.2007г [3];
- Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации. Приказ Министра охраны окружающей среды РК № 204-п от 28.06.2007г [8];

10.1 Климатические условия расположения месторождения

Климат района резко континентальный с высокой температурой летом до +40°C и низкой зимой до -35°C. Преобладающее направление ветра северо-восточное, в летнее время часто наблюдаются юго-восточные ветры, переходящие в пыльные бури. Атмосферные осадки выпадают, в основном, осенью и весной, среднегодовое количество осадков 80-160мм. В зимнее время снежный покров не более 10-15см, в отдельные годы совсем отсутствует.

В орографическом отношении площадь представляет собой равнину с небольшим уклоном к югу в сторону Каспийского моря. Равнина покрыта мягким грунтом и песчаными массивами. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах минус 23 - минус 27 м. Растительность скудная, типичная для сухих полупустынь.

Ближайшим населенным пунктом является село имени Чапаева, расположенное в 40км на северо-запад от месторождения, в 60км на север находится поселок Новобогатинск, в 75км на восток – областной центр город Атырау. Железнодорожная линия Астрахань – Атырау и ближайшая железнодорожная станция Аккистау находятся в 17 км от месторождения.

Метеорологическая информация по данным АМС Исатай Исатайского района Атырауской области за 2016 год представлены в таблицах 10.1 – 10.4.

Таблица 10.1. Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца	9,2 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца	32,0 градуса тепла
Среднее число дней с пыльными бурями	3
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	10-11 м/с

Таблица 10.2 Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-5,8	-0,8	4,4	12,8	19,5	24,2	27,0	29,0	17,2	7,2	-1,0	-5,9	10,8

Таблица 10.3 Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
5,5	4,5	5,4	5,4	3,9	3,7	3,5	3,6	4,8	4,1	3,9	4,6	4,4

Таблица 10.4 Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
12	9	15	14	10	13	13	11	0

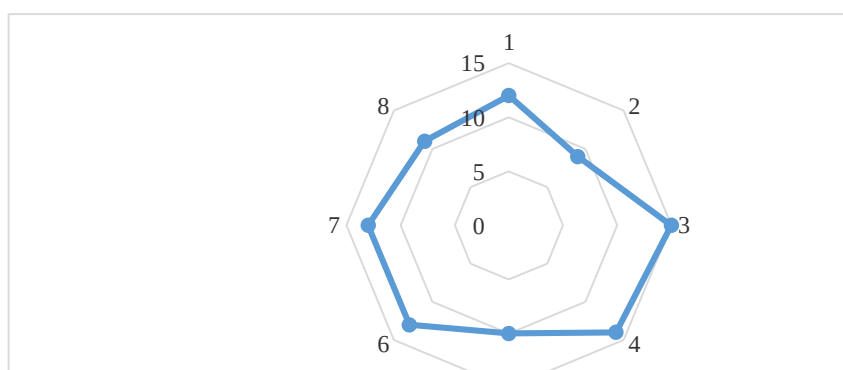


Рис. 10.1 - Роза ветров

10.2 Организация контроля над выбросами

Мониторинговые наблюдения за состоянием окружающей среды на месторождении Юго-Западное Камышитовое компании АО «Эмбаунайгаз» проводил ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» согласно программе «Производственного экологического контроля» на объектах НГДУ «Жайыкмунайгаз».

Контроль осуществляется за следующими компонентами окружающей среды:

- атмосферный воздух;
- подземные и поверхностные воды;
- почвенный покров;
- радиационный мониторинг промышленного объекта.

Наблюдения за качеством атмосферного воздуха проводились в фиксированных точках зоны влияния предприятия по следующим загрязняющим веществам: диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы, метан, сажа.

Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны месторождения Юго-Западное Камышитовое в 2017г, представлены в таблице 10.5.

Таблица 10.5 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2017г.

защитной зоны за 2017 г.

№ п/п	Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р., мг/м³	Фактическая концентрация, мг/м³	Наличие превышения ПДК, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
1	2	3	4	5	6	7
I квартал						
1.	граница СЗЗ Ж-1-01	Диоксид азота	<0,02	0,2	Отсутствуют	Не требуется
		Оксид азота	<0,03	0,4		
		Диоксид серы	<0,025	0,5		
		Сероводород	<0,004	0,008		
		Оксид углерода	<1,5	5,0		
		Углеводороды	<0,75	50,0		
		Пыль (взв.в-ва)	<0,075	0,3		
2.	граница СЗЗ Ж-1-02	Диоксид азота	<0,02	0,2	Отсутствуют	Не требуется
		Оксид азота	<0,03	0,4		
		Диоксид серы	<0,025	0,5		
		Сероводород	<0,004	0,008		
		Оксид углерода	<1,5	5,0		
		Углеводороды	<0,75	50,0		
		Пыль (взв.в-ва)	<0,075	0,3		
II квартал						
1.	граница СЗЗ Ж-1-01	Диоксид азота	<0,02	0,2	Отсутствуют	Не требуется
		Оксид азота	<0,03	0,4		
		Диоксид серы	<0,025	0,5		
		Сероводород	<0,004	0,008		
		Оксид углерода	<1,5	5,0		
		Углеводороды	<0,75	50,0		
		Пыль (взв.в-ва)	<0,075	0,3		
2.	граница СЗЗ Ж-1-02	Диоксид азота	<0,02	0,2	Отсутствуют	Не требуется
		Оксид азота	<0,03	0,4		
		Диоксид серы	<0,025	0,5		
		Сероводород	<0,004	0,008		
		Оксид углерода	<1,5	5,0		
		Углеводороды	<0,75	50,0		
		Пыль (взв.в-ва)	<0,075	0,3		
III квартал						
1.	граница СЗЗ Ж-1-01	Диоксид азота	<0,02	0,2	Отсутствуют	Не требуется
		Оксид азота	<0,03	0,4		
		Диоксид серы	<0,025	0,5		
		Сероводород	<0,004	0,008		
		Оксид углерода	<1,5	5,0		
		Углеводороды	<0,75	50,0		
		Пыль (взв.в-ва)	<0,075	0,3		
2.	граница СЗЗ Ж-1-02	Диоксид азота	<0,02	0,2	Отсутствуют	Не требуется
		Оксид азота	<0,03	0,4		
		Диоксид серы	<0,025	0,5		
		Сероводород	<0,004	0,008		
		Оксид углерода	<1,5	5,0		

		Углеводороды	<0,75	50,0		
		Пыль (взв.в-ва)	<0,075	0,3		
IV квартал						
1.	граница СЗЗ Ж-1-01	Диоксид азота	<0,02	0,2	Отсутствуют	Не требуется
		Оксид азота	<0,03	0,4		
		Диоксид серы	<0,025	0,5		
		Сероводород	<0,004	0,008		
		Оксид углерода	<1,5	5,0		
		Углеводороды	<0,75	50,0		
		Пыль (взв.в-ва)	<0,075	0,3		
2.	граница СЗЗ Ж-1-02	Диоксид азота	<0,02	0,2	Отсутствуют	Не требуется
		Оксид азота	<0,03	0,4		
		Диоксид серы	<0,025	0,5		
		Сероводород	<0,004	0,008		
		Оксид углерода	<1,5	5,0		
		Углеводороды	<0,75	50,0		
		Пыль (взв.в-ва)	<0,075	0,3		

Вывод: санитарно-гигиеническая оценка уровня загрязнения воздуха по максимально-разовым концентрациям показывает, что в атмосферном воздухе санитарно-защитной зоны предприятия максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ не превышают предельно-допустимых концентраций.

Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь.

В технологии добычи ими будут:

- Герметизация напорной системы сбора нефти;
- Подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Мероприятия по охране атмосферного воздуха при аварийных ситуациях:

- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- установка перепускных газовых клапанов в устьевой арматуре скважин;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийные ситуации;

- аварийное сжигание газа на площадках скважин при испытаниях с применением специальных устройств, обеспечивающих более полное и бездымное сгорание;
- оборудование факельного стояка устройствами против затухания пламени.

Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ (Приказ Министра охраны окружающей среды № 298 от 29 ноября 2010г) разрабатывается в трех режимах:

- по первому режиму работы обеспечивают сокращение концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы на 15-20%:

- усилить контроль точности соблюдением технологического регламента производства;
- запретить работу оборудования на форсированном режиме;
- усилить контроль работы контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- обеспечить усиленный контроль технического состояния и эксплуатации всех газоочистных установок и др.;

- по второму режиму обеспечивают сокращение концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы на 20-40%, включают в себя все мероприятия, разработанные для первого режима, а также дополнительные мероприятия:

- снизить производительность отдельных аппаратов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ;
- частично разгрузить технологические процессы, связанные с повышенными выбросами вредных веществ в атмосферу на тех предприятиях, где за счет интенсификации и использования более качественного сырья возможна компенсация отставания в периоды НМУ;
- сократить время движения автомобилей на переменных режимах работы и запретить работу двигателей на холостом ходу и др.;

- по третьему режиму обеспечивают сокращение концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы на 40-60%, включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режимов, а также мероприятия:

- снизить или остановить нагрузку производств, сопровождающихся значительными выделениями загрязняющих веществ;
- отключить аппараты и оборудование, в которых заканчивается технологический цикл, и работа которых связана со значительным загрязнением воздуха;
- остановить технологическое оборудование в случае выхода из строя газоочистных устройств (ГОУ);

- запретить производство погрузочно-разгрузочных работ, отгрузку готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источником загрязнения и др.

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающих объектов оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работы, так как обеспечивают соблюдение санитарных требований к качеству воздуха.

10.3 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденный правительством РК от 20 марта 2015 года №237 размер санитарно-защитной зоны для месторождения Юго-Западное Камышитовое составляет 1000м [7].

Согласно санитарной классификации объекта по добыче и разведке нефти предприятие относится к 1-ой категории опасности (Экологический кодекс РК). Уточнение размеров санитарно-защитной зоны проводилось с учетом среднегодовой розы ветров для каждого направления ветра.

Размер СЗЗ вычисляется по формуле: $I_m = I_0 * P/P_0$, где

I_0 – расчетный размер участка, где концентрация вредных веществ не превышает ПДК; $I_0 = 1000$ м;

P – среднегодовая повторяемость направлений ветра рассматриваемого румба, %;

P_0 – повторяемость направлений ветра одного румба при круговой розе ветров, %.

При восьми румбовой розе ветров: $P_0 = 100/8 = 12,5$ %.

По данным метеостанции повторяемость ветра и штилей указаны ниже в таблице.

Размеры СЗЗ приведены в таблице 10.6.

Таблица 10.6 - Размеры СЗЗ

Источник	Параметры	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Месторождение Юго-Западное Камышитовое	P, %	12	9	15	14	10	13	13	11
	P/P ₀	0,96	0,72	1,2	1,12	0,8	1,04	1,04	0,88
	I _m , м	960	720	1200	1120	800	1040	1040	880

Концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и на территории близлежащего населенного пункта ниже нормативных требований к предельно - допустимым концентрациям населенных мест.

10.4 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Территория Атырауской области бедна приточными водами. На территории области распространены обводнительные системы с забором воды из р. Урал. Густота речной сети составляет в среднем от 2 до 4 км на 100 км².

Крупными реками, протекающими по территории области, являются: Урал – главная водная артерия области (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км), Эмба (712 км), Сагыз (511 км), Ойыл (800 км). Река Урал впадает в Каспийское море в 45-50 км южнее города Атырау. Реки Ойыл, Эмба, Сагиз, Кайнар – имеют течение лишь весной, в период паводка. В низовьях рек образуются протоки, разливы, рукава, заболоченные участки и многочисленные озера, большинство из которых соленые. Летом, высыхая, они превращаются в солончаки. По берегам рек встречаются тополевые, ивовые рощи. Самое крупное озеро области – Индерское (110,5 км²). Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами.

Исключительная сухость климата, малое количество атмосферных осадков в сочетании с незначительным уклоном поверхности обуславливает резкие колебания водности рек, имеющих в основном снеговое и отчасти грунтовое питание. Только р. Урал сохраняет постоянное течение, а все остальные практически не имеют постоянного стока и слепо оканчиваются в ссорах и песках.

Река Урал является главной водной артерией области, которая впадает в Каспийское море в 45-ти км южнее г. Атырау (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км). Река Урал используется как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения ряда населенных пунктов, г.Атырау, поселков нефтепромыслов и железнодорожных станций, а также для судоходства с выходом в Каспийское море.

Река Урал - единственная незарегулированная в среднем и нижнем течении река Каспийского бассейна. На территории Казахстана р. Урал входит в состав Урало-Каспийского водохозяйственного бассейна.

Средняя продолжительность паводка - 84 дня, в последние годы до 100 дней. В этот период проходит до 80% годового стока. Средне-многолетний пик паводка приходится на середину мая.

Паводки на р. Урал отличаются силой, в связи, с чем резко меняется уровень и расход воды в реке. Ежегодные объемы стока р. Урал в Каспийское море через Атыраускую область за 1999-2000 гг.

С наступлением отрицательных температур воздуха и охлаждением воды до нуля градусов в водотоках устьевой области р. Урал появляются ледовые образования. Вскрытие реки ото льда в низовьях Урала происходит во второй половине марта. В отдельные годы таяние льда может наблюдаться как в первых числах марта, так и в первой пятидневки апреля.

Река Сагиз - длина 511 км, площадь водосбора 19,4 кв.км, берет начало от источников Подуральского плато, теряется в солончаках Прикаспийской низменности, не

доходя 60-70 км до Каспийского моря. В верхнем течении берега преимущественно высокие, крутые, в низовьях долина выработана слабо, русло извилистое. Питание в основном снеговое, частично грунтовое. Половодье в конце марта - апреле. Среднегодовой расход воды у ст. Сагыз - 1,59 м/с.

Отличительной чертой рассматриваемой территории является практически повсеместное скопление поверхностных вод во временных и периодически образующихся водотоках, называемых «сорами». Соры представляют собой низинные участки, в которых вода скапливается во время дождей, после чего испаряется, оставляя грязевые равнины, солончаки или засоленные участки.

Источниками происхождения этой воды являются атмосферные осадки, а также подземные воды верхнего горизонта, поступающие сюда с восточной части территории и разгружающиеся здесь в пределах периферии новокаспийской равнины. В весенний период, когда атмосферные осадки максимальны и происходит подъем уровня грунтовых вод, уровень воды в сорах поднимается. При спаде уровня подземных вод, естественно снижается и уровень воды в сорах.

На месторождении Юго-Западное Камышитовое мониторинг подземных вод проводился во II и IV кварталах 2017г. Результаты проведенных мониторинговых исследований представлены в таблице 10.7.

Таблица 10.7 - Результаты анализов проб подземных вод, полученных в 2017 году

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактич-я концентр-я	Норма ПДК мг/дм ³	Наличие превышения ПДК кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
Скв. №1	рН	7,8	не регл-ся	-	-
	Минерализация, мг/дм ³	44320,0	не регл-ся	-	-
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,057	не регл-ся	-	-
	Фенолы, мг/дм ³	0,0053	не регл-ся	-	-
	АПAB, мг/дм ³	0,415	не регл-ся	-	-
	ХПК, мгО/дм ³	4380,0	не регл-ся	-	-
	Азот аммонийный, мг/дм ³	1,39	не регл-ся	-	-
	Нитраты, мг/дм ³	1,08	не регл-ся	-	-
	Нитриты, мг/дм ³	0,017	не регл-ся	-	-
	Железо общее, мг/дм ³	2,75	не регл-ся	-	-
	Медь, мг/дм ³	0,055	не регл-ся	-	-
	Никель, мг/дм ³	н/обн	не регл-ся	-	-
	Свинец, мг/дм ³	н/обн	не регл-ся	-	-
	Цинк, мг/дм ³	0,076	не регл-ся	-	-
Скв. №2	рН	7,3	не регл-ся	-	-
	Минерализация, мг/дм ³	44540,0	не регл-ся	-	-
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,055	не регл-ся	-	-
	Фенолы, мг/дм ³	0,0052	не регл-ся	-	-
	АПAB, мг/дм ³	0,490	не регл-ся	-	-
	ХПК, мгО/дм ³	4560,0	не регл-ся	-	-

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактич-я концентр-я	Норма ПДК мг/дм ³	Наличие превышения ПДК кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
	Азот аммонийный, мг/дм ³	1,68	не регла-ся	-	-
	Нитраты, мг/дм ³	1,18	не регла-ся	-	-
	Нитриты, мг/дм ³	0,019	не регла-ся	-	-
	Железо общее, мг/дм ³	3,90	не регла-ся	-	-
	Медь, мг/дм ³	0,053	не регла-ся	-	-
	Никель, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Свинец, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Цинк, мг/дм ³	0,068	не регла-ся	-	-
Скв. №3	рН	7,4	не регла-ся	-	-
	Минерализация, мг/дм ³	44380,0	не регла-ся	-	-
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,051	не регла-ся	-	-
	Фенолы, мг/дм ³	0,0061	не регла-ся	-	-
	АПАВ, мг/дм ³	0,420	не регла-ся	-	-
	ХПК, мгО/дм ³	3960,0	не регла-ся	-	-
	Азот аммонийный, мг/дм ³	1,85	не регла-ся	-	-
	Нитраты, мг/дм ³	1,25	не регла-ся	-	-
	Нитриты, мг/дм ³	0,024	не регла-ся	-	-
	Железо общее, мг/дм ³	3,85	не регла-ся	-	-
	Медь, мг/дм ³	0,059	не регла-ся	-	-
	Никель, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Свинец, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Цинк, мг/дм ³	0,074	не регла-ся	-	-
Скв. №4	рН	7,6	не регла-ся	-	-
	Минерализация, мг/дм ³	46410,0	не регла-ся	-	-
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,059	не регла-ся	-	-
	Фенолы, мг/дм ³	0,0057	не регла-ся	-	-
	АПАВ, мг/дм ³	0,510	не регла-ся	-	-
	ХПК, мгО/дм ³	4180,0	не регла-ся	-	-
	Азот аммонийный, мг/дм ³	1,82	не регла-ся	-	-
	Нитраты, мг/дм ³	1,18	не регла-ся	-	-
	Нитриты, мг/дм ³	0,023	не регла-ся	-	-
	Железо общее, мг/дм ³	4,25	не регла-ся	-	-
	Медь, мг/дм ³	0,056	не регла-ся	-	-
	Никель, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Свинец, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Цинк, мг/дм ³	0,075	не регла-ся	-	-
Скв. №5	рН	6,7	не регла-ся	-	-
	Минерализация, мг/дм ³	48640,0	не регла-ся	-	-
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,065	не регла-ся	-	-
	Фенолы, мг/дм ³	0,0056	не регла-ся	-	-
	АПАВ, мг/дм ³	0,486	не регла-ся	-	-
	ХПК, мгО/дм ³	3740,0	не регла-ся	-	-
	Азот аммонийный, мг/дм ³	2,08	не регла-ся	-	-
	Нитраты, мг/дм ³	1,32	не регла-ся	-	-
	Нитриты, мг/дм ³	0,017	не регла-ся	-	-
	Железо общее, мг/дм ³	4,68	не регла-ся	-	-
	Медь, мг/дм ³	0,055	не регла-ся	-	-
	Никель, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Свинец, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Цинк, мг/дм ³	0,071	не регла-ся	-	-

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактич-я концентр-я	Норма ПДК мг/дм ³	Наличие превышения ПДК кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
Скв. №6	рН	8,2	не регл-ся	-	-
	Минерализация, мг/дм ³	49560,0	не регл-ся	-	-
	Нефтепродукты, мг/м ³	0,058	не регл-ся		
	Фенолы, мг/дм ³	0,0053	не регл-ся	-	-
	АПАВ, мг/дм ³	0,480	не регл-ся	-	-
	ХПК, мгО/дм ³	3750,0	не регл-ся	-	-
	Азот аммонийный, мг/дм ³	1,95	не регл-ся	-	-
	Нитраты, мг/дм ³	1,30	не регл-ся	-	-
	Нитриты, мг/дм ³	0,031	не регл-ся	-	-
	Железо общее, мг/дм ³	4,25	не регл-ся	-	-
	Медь, мг/дм ³	0,060	не регл-ся	-	-
	Никель, мг/дм ³	н/обн	не регл-ся	-	-
	Свинец, мг/дм ³	н/обн	не регл-ся	-	-
	Цинк, мг/дм ³	0,070	не регл-ся	-	-
IV квартал					
Скв. №1	рН	7,5	не регл-ся	-	-
	Минерализация, мг/дм ³	44311,0	не регл-ся	-	-
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,151	не регл-ся	-	-
	Фенолы, мг/дм ³	0,0060	не регл-ся	-	-
	АПАВ, мг/дм ³	0,810	не регл-ся	-	-
	ХПК, мгО/дм ³	2377,0	не регл-ся	-	-
	Азот аммонийный, мг/дм ³	1,32	не регл-ся	-	-
	Нитраты, мг/дм ³	1,02	не регл-ся	-	-
	Нитриты, мг/дм ³	0,014	не регл-ся	-	-
	Железо общее, мг/дм ³	2,68	не регл-ся	-	-
	Медь, мг/дм ³	0,050	не регл-ся	-	-
	Никель, мг/дм ³	н/обн	не регл-ся	-	-
	Свинец, мг/дм ³	н/обн	не регл-ся	-	-
	Цинк, мг/дм ³	0,044	не регл-ся	-	-
Скв. №2	рН	7,1	не регл-ся	-	-
	Минерализация, мг/дм ³	44535,0	не регл-ся	-	-
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,150	не регл-ся	-	-
	Фенолы, мг/дм ³	0,0065	не регл-ся	-	-
	АПАВ, мг/дм ³	0,885	не регл-ся	-	-
	ХПК, мгО/дм ³	2545,0	не регл-ся	-	-
	Азот аммонийный, мг/дм ³	1,61	не регл-ся	-	-
	Нитраты, мг/дм ³	1,13	не регл-ся	-	-
	Нитриты, мг/дм ³	0,012	не регл-ся	-	-
	Железо общее, мг/дм ³	3,82	не регл-ся	-	-
	Медь, мг/дм ³	0,055	не регл-ся	-	-
	Никель, мг/дм ³	н/обн	не регл-ся	-	-
	Свинец, мг/дм ³	н/обн	не регл-ся	-	-
	Цинк, мг/дм ³	0,058	не регл-ся	-	-
Скв. №3	рН	7,2	не регл-ся	-	-
	Минерализация, мг/дм ³	44374,0	не регл-ся	-	-
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,152	не регл-ся	-	-
	Фенолы, мг/дм ³	0,0059	не регл-ся	-	-
	АПАВ, мг/дм ³	0,815	не регл-ся	-	-
	ХПК, мгО/дм ³	3959,0	не регл-ся	-	-
	Азот аммонийный, мг/дм ³	2,12	не регл-ся	-	-

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактич-я концентр-я	Норма ПДК мг/дм ³	Наличие превышения ПДК кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
	Нитраты, мг/дм ³	1,30	не регла-ся	-	-
	Нитриты, мг/дм ³	0,029	не регла-ся	-	-
	Железо общее, мг/дм ³	3,96	не регла-ся	-	-
	Медь, мг/дм ³	0,062	не регла-ся	-	-
	Никель, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Свинец, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Цинк, мг/дм ³	0,061	не регла-ся	-	-
Скв. №4	рН	7,5	не регла-ся	-	-
	Минерализация, мг/дм ³	46450,0	не регла-ся	-	-
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,152	не регла-ся	-	-
	Фенолы, мг/дм ³	0,053	не регла-ся	-	-
	АПАВ, мг/дм ³	0,706	не регла-ся	-	-
	ХПК, мгО/дм ³	2172,0	не регла-ся	-	-
	Азот аммонийный, мг/дм ³	1,80	не регла-ся	-	-
	Нитраты, мг/дм ³	1,45	не регла-ся	-	-
	Нитриты, мг/дм ³	0,021	не регла-ся	-	-
	Железо общее, мг/дм ³	4,20	не регла-ся	-	-
	Медь, мг/дм ³	0,053	не регла-ся	-	-
	Никель, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Свинец, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Цинк, мг/дм ³	0,072	не регла-ся	-	-
Скв. №5	рН	6,6	не регла-ся	-	-
	Минерализация, мг/дм ³	48648,0	не регла-ся	-	-
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,157	не регла-ся	-	-
	Фенолы, мг/дм ³	0,0061	не регла-ся	-	-
	АПАВ, мг/дм ³	0,882	не регла-ся	-	-
	ХПК, мгО/дм ³	1733,0	не регла-ся	-	-
	Азот аммонийный, мг/дм ³	2,13	не регла-ся	-	-
	Нитраты, мг/дм ³	1,30	не регла-ся	-	-
	Нитриты, мг/дм ³	0,023	не регла-ся	-	-
	Железо общее, мг/дм ³	4,78	не регла-ся	-	-
	Медь, мг/дм ³	0,054	не регла-ся	-	-
	Никель, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Свинец, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Цинк, мг/дм ³	0,063	не регла-ся	-	-
Скв. №6	рН	8,0	не регла-ся	-	-
	Минерализация, мг/дм ³	49551,0	не регла-ся	-	-
	Нефтепродукты, мг/м ³	0,156	не регла-ся	-	-
	Фенолы, мг/дм ³	0,0044	не регла-ся	-	-
	АПАВ, мг/дм ³	0,774	не регла-ся	-	-
	ХПК, мгО/дм ³	1741,0	не регла-ся	-	-
	Азот аммонийный, мг/дм ³	1,91	не регла-ся	-	-
	Нитраты, мг/дм ³	1,25	не регла-ся	-	-
	Нитриты, мг/дм ³	0,030	не регла-ся	-	-
	Железо общее, мг/дм ³	4,23	не регла-ся	-	-
	Медь, мг/дм ³	0,058	не регла-ся	-	-
	Никель, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Свинец, мг/дм ³	н/обн	не регла-ся	-	-
	Цинк, мг/дм ³	0,075	не регла-ся	-	-

Вывод: химический состав подземных вод не регламентируется ПДК.

Концентрации загрязняющих веществ, установленные в ходе анализа проб воды, остаются практически на одном уровне без резких скачков показателей.

Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Постановления Правительства РК №209 от 16.03.2015г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

На месторождении Юго-Западное Камышитовое водоснабжение для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд осуществляется согласно договору со специализированной организацией. Водоснабжение для технических нужд осуществляется из водозаборных скважин.

Техническая вода необходима для приготовления бурового, тампонажного, цементного раствора и т.д.

Сточные воды по мере накопления откачиваются и вывозятся также согласно договору со специализированной организацией.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована для закачки в пласт нагнетательных скважин.

10.5 Производственные отходы предприятия

В процессе строительства и эксплуатации скважин образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин осуществляется **безамбарным методом**. Все производственные и твердо-бытовые отходы месторождения собираются в специальных емкостях и вывозятся на полигон согласно договору со специализированной организацией.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

При эксплуатации месторождения являются:

- металлолом;
- ТБО;
- Промасленная ветошь;
- Огарки сварочных электродов;
- Отработанные аккумуляторы.

10.6 Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

- строительство и обустройство скважин;
- движение транспорта;
- проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв при

аварийных разливах ГСМ и другими нефтепродуктами.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия. Рассмотрим влияние передвижения автотранспорта по территории работ на геологическую среду. Воздействие автотранспорта на геологическую среду преимущественно затрагивает почвенно-растительный слой и почвообразующий субстрат. Интенсивность воздействия зависит от особенностей ландшафта. Степень устойчивости почвообразующего субстрата обуславливает интенсивность проявлений процессов дефляции и водной эрозии.

Обследование аналогичных территорий, показало, что в пределах равнинных массивов более легкого состава глубина вреза колеи достигает 40 см, по обе стороны дороги наблюдается нарушение растительного покрова в радиусе 0,5-1,0 м.

Движение автотранспорта при проведении планируемых работ не вызовет необратимых последствий, так как проектируемые работы не усилят развития естественного процесса водной эрозии и дефляции.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Общие меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфатредукция необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;
- стравливание давления для борьбы с межколонным давлением;
- закачивание тяжелой жидкости для борьбы с МКД;

- ведение постоянной работы по наблюдению и контролю за проявлениями МКД.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль за транспортными путями, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Почва

Рассматриваемая территория расположена в зоне светлокаштановых почв. Почвообразующими породами здесь служат легкие суглинки и супеси, реже средние суглинки, на которых формируются бурые почвы, часто в комплексе или сочетании с такырами под солянково-полынной, с редкими эфемерами растительностью.

В хозяйственном отношении эта территория имеет сугубо животноводческое значение, причем пастбища малопродуктивны.

Почвы исследуемой территории отличаются резким дефицитом влаги, поэтому урожаи сельскохозяйственных культур на них неустойчивые.

Светлокаштановые почвы являются зональными и занимают большие площади на территории месторождения.

Светлокаштановые солончаковатые среднемощные почвы имеют широкое распространение на юге рассматриваемой территории. Образуют большие по площади однородные контуры или сочетания со светлокаштановыми солончаковыми почвами. Формируются в автоморфных условиях. Почвообразующими породами служат элювиально-делювиальные отложения. По механическому составу эти почвы разнообразны - от супесчаных до среднесуглинистых.

Светлокаштановые солончаковатые среднемощные почвы также получили значительное распространение на территории месторождения. Встречаются как однородными контурами, так и в сочетаниях и комплексах. Светлокаштановые солончаковые почвы, в основном, встречаются в сочетании с аналогичными солончаковатыми почвами. Почвообразующими породами служат элювиально-делювиальные отложения различного механического состава, как незасоленные, так и засоленные в различной степени. По механическому составу выделяются легко- и среднесуглинистые разновидности. Среди фракций в легкосуглинистых почвах доминируют фракции мелкого песка (0,25-0,05 мм). Пойменные луговые Светлокаштановые обычные почвы получили ограниченное распространение. Они встречаются, в основном, с гравийно-галечниковыми отложениями, в северной части исследуемого участка. Почвообразующими породами служат незасоленные аллювиальные отложения, преимущественно суглинистого механического состава, подстилаемые более

легкими и гравийно-галечниковыми отложениями. Механический состав верхнего гумусового горизонта легкосуглинистый. Солонцы Светлокаштановые средние - выделяются как однородными контурами, так и небольшими пятнами среди светлокаштановых солончаковатых и солончаковых, лугово-светлокаштановых солончаковых почв, часто образуя комплексы. Почвообразующими породами служат засоленные глины и суглинки. По механическому составу эти почвы легко- и среднесуглинистые. На месторождении выходы глин представлены меловыми глинами.

Одной из ведущих особенностей почвенного покрова рассматриваемой территории является его легкий механический состав. Он накладывает глубокий отпечаток на физико-химические свойства почв.

Для оцениваемой территории характерна комплексность почвенного покрова, где в основном представлены сочетания разновидностей светлокаштановых почв различной степени засоленности.

Одной из основных задач мониторинга почвенного покрова является оценка степени загрязнения почв под воздействием антропогенных источников. Пробы почвы отбирались с целью определения степени загрязнения почвы тяжелыми металлами и нефтепродуктами.

Пробы отбирались на определение содержания в них тяжелых металлов и нефтепродуктов на участках наиболее подверженных потенциальному загрязнению, а также по границам СЗЗ.

Растительный покров

Месторождение Юго-Западное Камышитовое находится в пустынной зоне, подзоне северных остепненных пустынь набурых почвах. Согласно последней схеме ботанико-географического районирования входит в состав Азиатско-пустынной области, Ирано-Туранской подобласти, Северо-Туранской провинции, Центрально-северотуранской подпровинции.

Доминирующими видами растительного покрова рассматриваемой территории являются ксерогалофиты, относящиеся к жизненным формам полукустарничков, полукустарников, кустарничков, травянистых многолетников и однолетников с коротким и длительным периодом вегетации.

В осенний период отмечается высокая фитоценотическая роль многообразных однолетних солянок (*Climacoptera lanata*, *C.brachiata*, *C.crassa*, *C.aralo-caspica*, *Suaeda foliosa*, *S.crassifolia*, *Salsola nitraria*, *S.australis*, *Petrosimonia triandra*, *Atriplex aucherii*, *A.hastate*, *A.nitens*).

В районе расположения участка полынные сообщества формируются на

супесчаных разностях бурых пустынных почв.

На почвах с легким механическим составом сформированы комплексы злаково-полынных и полынных сообществ. В основном это злаково-лерхополынные (*Agropyron desertorum*, *A. fragile*, *Stipa sareptana*, *Artemisia lerceana*) с участием эфемероидов (*Poa bulbosa*), изенев-лерхополынные (*Kochia prostrate*, *Artemisia lerceana*), итсигеково-лерхополынные (*Anabasis aphylla*), лерхополынные сообщества. Общее проективное покрытие в лерхополынных на равнинах составляет 40-45%. Максимальное покрытие, достигающее 80% зависит от развития однолетников, обилие которых колеблется по годам.

Животный мир

Животный мир территории и сопредельных территорий достаточно многообразен и представлен 2 видами земноводных (16,7%), 16 видами пресмыкающихся (32,7%), 230 видами птиц (47,2%) и 31 видом млекопитающих (17,4% от общего состава фауны Казахстана. Среди животных исследуемого региона редкие и исчезающие виды, занесенные, в Красную книгу Республики Казахстан не встречаются.

Земноводные и пресмыкающиеся. Фауна земноводных и пресмыкающихся относительно бедная, это обусловлено экологическими условиями. Засоленность почв, резко континентальный климат, выровненный рельеф усугубляют суровость климата, особенно во время зимовки в малоснежные зимы.

Земноводные в районе прилежащих территорий представлены лишь одним видом - зеленой жабой. Способность этой жабы переносить значительную сухость воздуха, ночной образ жизни и использование для икрометания временных солоноватых водоемов, позволили ей заселить территории, удаленные от постоянных водоемов.

Особое место в распространении пресмыкающихся занимают преобразованные ландшафты (насыпи дорог, линии электропередач, нефтепроводы, жилые и промышленные сооружения), которые в целом имеют положительное значение, обогащая порой безжизненные пространства (особенно солончаковой пустыни) новыми экологическими нишами для обитания некоторых ящериц и змей. Плотность населения пресмыкающихся в преобразованных ландшафтах, как правило, выше. Однако здесь животные подвержены угрозе при загрязнении нефтью (трубопроводы) на разливах и автомобильных дорогах.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ по размещении объектов инфраструктуры, складировании производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин:

- необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и

избегать их уничтожения или разрушения.

- учитывая, что на территории планируемых работ большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижения автотранспорта в ночное время.

- при планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать вне дорожных передвижений автотранспорта.

- важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.).

- на весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г. №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются [4]:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;

- принцип обоснования - запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;

- принцип оптимизации - поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;

- принцип аварийной оптимизации - форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к обеспечению радиационной безопасности», утвержденным приказом и.о. Министра национальной экономики РК №261 от 27.03.2015 г. в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы.

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех

работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

10.7 Аварийные ситуации

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок, снижением вероятности ошибок при проектировании работ.

Вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

При эксплуатации нефтяных скважин на месторождении могут возникнуть различные осложнения и аварии. Борьба с ними требует больших затрат, материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает затраты бурения, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ.

Поэтому знание причин аварий, своевременная разработка мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении о риске, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;

- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки.

Под антропогенными факторами понимаются быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технически устройств и производств. Как правило, аварийные ситуации возникают вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

Возможные техногенные аварии при проведении работ можно разделить на следующие категории:

- аварийные ситуации с автотранспортной техникой; аварийные ситуации при проведении работ по бурению скважин;
- аварийные ситуации при эксплуатации нефтяных скважин;
- аварии и пожары на хранилищах горюче-смазочных материалов (ГСМ)

Аварийные ситуации с автотранспортной техникой

Согласно проектным данным для проведения работ будет использован автотранспорт на дизельном и бензиновом топливе, а также дизельная буровая установка.

Выезд транспорта в неисправном виде, или опрокидывание транспорта может привести к возникновению аварий и как следствие к утечке топлива. Утечка топлива может привести к загрязнению почвенно-растительного покрова, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Площадь такого загрязнения небольшая.

Рассмотрим модель возникновения следующей ситуации: в результате аварии произошла утечка топлива с бака автомобиля. Ориентировочно заправка автотранспорта составляет 50 литров. Ориентировочная площадь загрязнения составит 4 м. В этом случае ориентировочная концентрация нефтеорганики, попавшая в окружающую среду, составит 0,04 т на 4 м² или 0,01 т/м². Анализ данной ситуации показывает, что при небольших разливах ГСМ произойдет только стимуляция жизнедеятельности микроорганизмов почвы, необратимого процесса нарушения морфологической структуры почвенного покрова не происходит. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Загрязнения подземных и поверхностных вод. При аварийных ситуациях - утечке топлива возможно попадание горюче смазочных материалов через почвогрунты в подземные воды. Охрана подземных вод - важное звено в комплексе мероприятий, имеющих целью предотвращение загрязнений, ликвидацию последствий. Нефтепродукты в водоносном горизонте обладают значительной подвижностью, в связи с этим площадь загрязнения водоносного горизонта больше, чем площадь почвенного загрязнения.

Ориентировочные расчеты просачивания нефтепродуктов показали, что загрязнения с поверхности попадут в водоносный горизонт в среднем в течение одного сезона, расчетная глубина просачивания нефти составит около 0,4 м.

Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Возникновение пожара. В результате пролитого топлива возможно возникновение пожара. Вероятность возникновения этой ситуации пренебрежимо мала в силу принятых проектных решений по организации производства и технике безопасности.

11. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Камышитовое Юго-Западное имеет сложное геологическое строение. Особенностью геологического строения меловых и юрских отложений является наличие размывов в прикупольной части брахиантиклинальной складки, причем меловые отложения более подвержены размыву.

Месторождение Камышитовое Юго-Западное разрабатывается с 1973 года и находится на IV (завершающей) стадии разработки. Выработанность запасов нефти по месторождению составляет 86,5%.

В 2026 г. по месторождению был утвержден отчет по пересчету запасов нефти и газа. Утвержденные запасы составили:

Категория	Нефть, тыс. т.		Растворенный газ, млн. м ³		Свободный газ, млн. м ³	
	геол.	извл.	геол.	извл.	геол.	извл.
A	12506	8020	429	276		
B	20630	11293	916	501		
C ₁	13620	2269	261	95	7,0	5,7
C ₂	1375	127	26	4		

Соотношение запасов категории A+B+C₁ и категории C₂ 97,1% к 2,9% свидетельствует, о высокой степени разведанности залежи УВ.

В дальнейшем согласно Протоколу ГКЗ РК №2817-26-У от 14.04.2026г рекомендуется:

- продолжить отбор и изучение глубинных проб нефти;
- провести переобработку и переинтерпретацию материалов сейсморазведочных работ 2Д и 3Д МОГТ с целью уточнения строения перспективных отложений триаса;
- провести специальные исследования на существующем керновом материале для уточнения физико-гидродинамических характеристик;
- продолжить проведение ГИС-к исследования (PLT, ИННК);
- рассмотреть возможность применения технологии ОРЭ и ОРЗ;
- рекомендуется построение геолого-гидродинамической модели месторождения;
- провести аналитические работы по определению возможности применения термических методов воздействия на альбские горизонты (I объект).

12. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

На момент составления настоящего «Проекта разработки...», месторождение Юго-Западное Камышитовое разрабатывается согласно Дополнению №6 к Контракту на недропользование №211 от 13. 08.1998 г. на проведение разведки и добычи углеводородов на месторождениях в Атырауской области РК, заключенного 7 ноября 2016г. В соответствии с Дополнением №5 к Контракту №211 от 13.08.1998 года срок действия Контракта продлен до 13.08.2037 года включительно.

В контракт №211 от 13.08.1998 года входят 22 месторождения. Вследствие этого, расчет проектных сумм финансирования работ по ликвидации последствий добычи выполнен без учёта накопленных отчислений, находящихся на депозитном счете.

Согласно контрактным условиям сформирован общий ликвидационный фонд, накопленные ликвидационные отчисления в фонде составляют 87 796 229,54 долл. или 47 409 963 954,6 тенге по курсу 540 долл/тенге. Министерство энергетики РК письмом за №-12/27112,1 от 08.02.2022г. сообщило, в соответствии с предоставленной информацией АО «Эмбаунайгаз» касательно имеющихся накопленных средств на сформированном ликвидационном фонде сообщило, об отсутствии необходимости предоставления гарантии по исполнению обязательств по ликвидации последствий недропользования по Контракту №211 от 13 августа 1998г.

Согласно, пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

Согласно рекомендуемому варианту разработки, на конец контрактного периода эксплуатационный фонд составит 190 ед. Скважины находящиеся в консервации и в наблюдательном фонде ликвидируются в процессе разработки и учтены в эксплуатационных затратах в таблице 4.2.4, количество ликвидируемых скважин в период разработки приведено в табличных приложениях Т.П.12.2

Стоимость ликвидационных работ на одну скважину рассчитывается согласно нормативной продолжительности работ в зависимости от глубины скважины и стоимости 1 бр/часа (47430 тенге). Общая стоимость затрат на ликвидацию 190 скважин составила **1 601 331 660** тенге (таблица 12.1)

Таблица 12.1 Ликвидация скважин на конец контрактного периода по рекомендуемому варианту

Наименование	Бр/часы	Кол-во	Стоимость ликвидации, тенге	Всего, тенге
до 500 м.	173	94	8 205 390	771 306 660
от 500 м. до 700 м.	180	76	8 537 400	648 842 400
от 700 м. до 1000 м.	191	20	9 059 130	181 182 600
Всего		190		1 601 331 660

В таблице 12.2 приведен список демонтируемых объектов и оборудования.

Таблица 12.2 – Объекты и оборудования подлежащие ликвидации (рекомендуемый вариант)

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
ВРП	шт	8	786128
Емкость V=3м3	шт	3	86199
Емкость V=8м3	шт	1	32143
Емкость V=15, 16, 12,5м3	шт	4	250268
Емкость V=25м3	шт	1	74474
Емкость сталь Ст3 30м	шт	2	148948
Емкость V=50м3; 60м3	шт	5	491330
ЕП-72м3	шт	1	129290
Резервуар пожарный-75м3	шт	2	258580
Емкость РГС-25м3	шт	2	148948
Резервуары стальные вертикальные цилиндрические 1000 м3 1шт	т конструкций	24,5	3471748
Резервуары стальные вертикальные цилиндрические 2000 м4 6 шт	т конструкций	252	29336076
Нефтегазовый сепаратор НГС	шт	5	491330
Отстойник	шт	2	670300

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
ГЗУ	шт	20	1489480
Газовый сепаратор ГС	шт	1	62567
Станок-качалка	шт	210	45756480
Погрузка, разгрузка, перевозка	шт		453108
Итого по разделу 1			84137397
Выкидные линии из стальных труб 89, 73мм	км	14,3	42097037
Выкидные линии из стальных труб Ду114мм	км	68,0	210758034
Нагнетательные линии из стальных труб 89, 73мм	км	5,3	15669223
Нагнетательная линия из стальных труб Ду114мм	км	12,1	37432226
Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм	км	5,6	10438247
Нефтяные сети, Нефтеборный Коллектор ст.Д159	км	2,1	7284373
Нефтепроводный коллектор, Линии внутриплощ. д.219мм	км	22,6	84632185
Технологический трубопровод из ст.труб д.273мм	км	0,5	1802695
Технологический трубопровод из ст.труб д.325мм	км	0,3	1388473
Нефтепровод, Нефтеборный коллектор из СВТ труб Д.200	км	21,6	47440545
Газопровод	км	58,0	45783806
Сточная линия ст.Д159	км	0,1	411144
Водовод напорный из СВТ труб Ду100мм	км	5,35	7172073
Водовод из стальных труб.д.219	км	6,5	20928199
Противопожарный водопровод.д.89	км	0,147	374974
Тепловые сети Ду125мм	км	0,015	48083
Итого по разделу 2			533661317
Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ	подстанция	133	12746986
ПС-110/35/10	ячейка	1	827180
ВЛ 0,38 кВ	шт	301	3241469
ВЛ 6-35 кВ	шт	615	9581700
Опоры ВЛ 0,38-35 кВ	шт	916	9852496
Кабель линии КЛ-0,4кВ	м	1456	592592
Кабель линии связи Март-ЮЗК	м	12000	4884000
Кабель линии связи телемеханики	м	34500	14041500
Кабель линии по автоматике"АСУ ТП УПН ЮЗК"	м	1000	407000
Кабель-Электроснабжение РВС-2000м3	м	40	16280
СС (Система связи)	м	250	101750
Наружная электрическая сеть	м	330	134310
Грунты 1 группы в траншеях	м3 грунта	1164,8	575411
Траншеи и котлованы	м3 грунта	1164,8	95514
Светильники для люминесцентных ламп	шт.	8	6416
Стальные опоры контактной сети массой до 1,5 т	опора	8	103376
Оборудование ЛВС	шт.	1	13022
Погрузка, разгрузка, перевозка			4574154
Итого по разделу 3			61795156
Навеса для мусорных контейнеров из профнастила	т конструкций	1	109582
Беседка для отдыха рабочих	м2	48	303552
Уборная кирпичная	м2	4	84016
Тротуары и дорожки из плит	м2	242	181984
Покрытия и основания цементно-бетонные	м3	136,08	568406
Здание	м3	6868,8	20496499
Комплексная разборка	м3	6706,98	35734789
Здания из спаренных и одиночных блок-боксов	т блок-боксов	41,625	2087702
Ограды металлические 2,2 м	м оград	1 091	3935237
Ограждение сетчатое	м2	2 855	3426000

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
Погрузка, разгрузка, перевозка			7481616
Итого по разделу 4			74409383
Итого сметная стоимость			754 003 253

Стоимость ликвидации промысловых объектов и оборудования составляет **754 003 253** тенге. Сметный расчет демонтажа промысловых объектов и оборудования приведена в таблице П.12.1.

Рекультивация биологическим методом относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Затраты на рекультивацию земель рассчитываем, исходя из общего объема нефтезагрязненных земель, который равен 356,7 м³ массой 488,679 т, и удельной стоимости работ, которая согласно «Проекта рекультивации нефтезагрязненных земель на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» составляет 13 195 тнг/т.

Общая стоимость рекультивации биологическим методом составила **6 448 119** тенге. Ниже приведена таблица с указанием объемов и массы рекультивации.

Таблица 12.3 – Масса рекультивируемой земли

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Объем рекультивации, м ³ /ед	Масса рекультивируемой земли, тонн
Емкость V=3м ³	шт	8	2,7	11,097
Емкость V=8м ³	шт	3	2,7	3,699
Емкость V=15, 16, 12,5м ³	шт	1	2,7	14,796
Емкость V=25м ³	шт	4	2,7	3,699
Емкость сталь Ст3 30м	шт	1	2,7	7,398
Емкость V=50м ³ ; 60м ³	шт	2	2,7	18,495
ЕП-72м ³	шт	5	7,5	10,275
Резервуар пожарный-75м ³	шт	1	7,5	20,55
Емкость РГС-25м ³	шт	2	2,7	7,398
Резервуары стальные вертикальные цилиндрические 1000 м ³ 1шт	шт	1	10,8	14,796
Резервуары стальные вертикальные цилиндрические 2000 м ⁴ 6 шт	шт	6	10,8	88,776
Нефтегазовый сепаратор НГС	шт	5	7,5	51,375
Отстойник	шт	2	7,5	20,55
ГЗУ	шт	20	7,5	205,5
Газовый сепаратор ГС	шт	1	7,5	10,275
Итого				488,679

Ниже приведен сводный экономический расчет по стоимости ликвидации месторождения (Таблица 12.4)

Таблица 12.4 - Сводный экономический расчет по полной ликвидации месторождения

Наименование работ	Ед. изм.	Сумма без инфляции	Сумма с инфляцией
Ликвидация скважин	тенге	1 601 331 660	1 601 331 660
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тенге	754 003 253	754 003 253
Рекультивация земли	тенге	6 448 119	6 448 119
Плата за выбросы	тенге	23 617 830	23 617 830
Итого:	тенге	2 385 400 863	2 385 400 863
Итого с инфляцией	тенге		4 411 885 978
Проектная накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. тонн	2 865,296	2 865,296
Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тенге/тонна	832,51	1 539,77

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего анализа разработки расчет отчислений в ликвидационный фонд пропорционально планируемым объемам добычи нефти проведен начиная с 2026г.

Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд в данной работе определяется в зависимости от накопленной добычи нефти за период 2026-2047 гг.

Таблица 12.5 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд с учетом инфляции по месторождению

Годы	Добыча нефти	Ежегодные отчисления в ЛФ	Ежегодные отчисления в ЛФ с учетом инфляции
	тыс.т	тыс.тг	тыс.тг
2026	150,765	125 514,008	232142,741
2027	147,457	122 760,198	227049,468
2028	153,790	128 032,445	236800,680
2029	155,211	129 215,832	238989,399
2030	155,002	129 041,219	238666,446
2031	153,315	127 636,622	236068,592
2032	153,198	127 539,937	235889,769
2033	154,328	128 480,555	237629,476
2034	154,124	128 310,315	237314,613
2035	154,672	128 766,707	238158,726
2036	152,505	126 962,703	234822,155
2037	149,078	124 109,504	229545,059
2038	138,910	115 644,591	213888,893
2039	131,236	109 255,768	202072,532
2040	123,796	103 061,992	190616,917
2041	114,333	95 184,165	176046,588
2042	105,285	87 651,598	162114,830
2043	97,466	81 141,480	150074,130
2044	88,915	74 022,921	136908,095
2045	84,563	70 400,199	130207,737
2046	77,059	64 152,344	118652,101
2047	70,288	58 515,758	108227,031
Итого		2 385 400,863	4 411 885,978

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**а) Опубликованная литература:**

1. У.Ескалиев, Балжанов Разработка нефтяных месторождений надсолевых отложений Прикаспия. Москва «Недра» 1992г;
2. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений, Москва, 1987г;
3. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений Проектирование и Анализ. Москва «Недра» 2003г;
4. Кодекс РК «о недрах и недропользовании» от 27.12.2017г №12-VI ЗРК.
5. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239);
6. Методические рекомендации по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей) (утверждены приказом И.о. Министра энергетики РК от 24.08.2018г №329;

б) Фондовая литература:

7. Ахошев К.А.
Ветрова В.П.
Думчева К.Н. и др. «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Ю.З. Камышитовый» по состоянию на 01.10.68г №5706, ЦНИЛ, г. Гурьев, 1969г;
8. Пилецкий Б.И.
Бичкевская Р.З. «Проект пробной эксплуатации месторождения Камышитовый Ю.З.», ЦНИЛ, г. Гурьев, 1970г;
9. Белов В.Г.
Бичкевская Р.З. «Технологическая схема разработки месторождения Камышитовый Ю.З.», ЦНИЛ, г. Гурьев, 1973г;
10. Верина К.Т.
Донова Л.И.
Зубова Т.А
и др. «Пересчет запасов нефти и газа по месторождению Камышитовый Юго-Западный Махамбетского района Гурьевской области Казахской ССР по состоянию на 01.09.1976г», ЦНИЛ ПО «Эмбанефть», г. Гурьев, 1977г;
11. Диаров Д..О.,
и др. «Проект разработки месторождения Камышитовый Ю.З.», КазНИПИнефть, г. Гурьев, 1979г;
12. Сулягина З.А.,
Амиртаев М. Уточненный проект разработки месторождения Камышитовый Ю.З., ЦНИЛ, г. Гурьев, 1987г;

13. Черепивская Л.И.,
Шафинская Н.А., Сариева
У.К., Амиртаев М.А. и др.
«Перечет запасов нефти и газа по месторождению
Ю.З. Камышитовый Исатайского района
Атырауской области Республики Казахстан» (по
состоянию изученности на 01.01.1993г.), ЦНИЛ, г.
Атырау, 1993г;
14. Амиртаев М.,
Балгимбаева Р.М.
и др.
«Уточненный проект разработки месторождения
Камышитовый Ю.З.», ЦНИЛ, г.Атырау, 1994г;
15. Джакиев К.Т.
Апакаев Ж.
Раимбергенов С.Ж.
«Программа развития месторождения
Камышитовый Ю.З. с экономическим
обоснованием», ЦТИ, г. Атырау, 2003г;
16. Шаукенова Д.Е.
Айдналиева Г.З.
Уежалиева З.
др.
«Пересчет запасов нефти, свободного газа и
растворенного в нефти газа по месторождению
Камышитовый Юго-Западный Атырауской
области Республики Казахстан на 01.01.2011г»,
«ТОО Каспиан Энерджи Ресерч», г. Атырау, 2011г;
17. Гуковский Д.А.
Джумагалиева К.У.
Уразгалиева А.А.
др.
«Уточненный проект разработки месторождения
Камышитовый Юго-Западный», ТОО
«КазНИГРИ», г. Атырау, 2012г.
18. Галым М.Т.,
Шабдиров А.Д.
др.
«Авторский надзор за реализацией уточненного
проекта разработки месторождения Камышитовое
Юго-Западное», г. Атырау, 2016г.
19. Багитова Э.А.
Сулейменов А.А.
Ниязбаева А.Б.
«Пересчет запасов нефти и газа месторождения
Камышитовое Юго-Западное Атырауской области
Республики Казахстан», г. Атырау, 2017г.
20. Хажитов В.З.
Багитова Э.А.
Быкытова Г.М.
др.
«Проект разработки месторождения Камышитовое
Юго-Западное» Атырауской области Республики
Казахстан», г. Атырау, 2018г.
21. Нұғманова Н.Ә.
Жамалиденова Г.Т.
Майлыбаев А.С.
«Пересчет запасов нефти и газа месторождения
Камышитовое Юго-Западное» Атырауской области
Республики Казахстан, г. Атырау, 2026г

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 2.3.1 – Состав и свойства нефти в пластовых условиях.

№ п.п	№ № скв.	Дата отбора дд.мм.гггг	Вид пробы	и.п. Кровля м	и.п. Подошва м	Горизонт	Глубина отбора м	Блок	Температура исследования С°	Давление исследования проб МПа	Давление насыщения при температуре пласта МПа	Газосодержание м³/м³	Газосодержание м³/т	Объемный коэффициент	Пересчетный коэффициент	Плотность нефти в пластовых условиях г/см³	Коэффициент сжимаемости 10 ⁻⁴ МПа	Вязкость нефти в пластовых условиях мПа*с	Плотность нефти в дегазированном состоянии при 20°С г/см³	Коэф.растворимости газа м³/м³ * МПа	Относительная плотность газа по воздуху	Плотность газа	Усадка нефти %
1	2	04.10.1966	глуб.	215.0	220.0	I-al ₃	190.00	II	19.5	2.4	2.1	10.0	11.0	1.028	0.973	896.0		85.2	913.0	1.0			2.7
2	49*	06.05.2015	ркб.	232.0	237.0	I-al ₃	...	I	21.0	2.3	2.0	7.6	8.2	1.027	0.974	918.0	13.7	515.3*	935.0	3.8	0.915	1.102	2.6
3	H-1	26.11.2020	ркб.	189.0	465.0	I-al ₃	...		20.0	2.2	2.0	9.4	10.3	1.014	0.986	912.0	17.0	180.1	918.0	4.8	0.626	0.754	1.4
4	99*	28.04.2022	ркб.	231.5	236.0	I-al ₃	...	I	19.5	2.4	1.8	7.8	8.2	1.015	0.985	937.0	23.3	731.4	945.0	4.3	0.622	0.749	1.5
Среднее значение по I-al ₃ горизонту:									19.8	2.3	2.1	9.7	10.7	1.021	0.979	904.0	17.0	132.7	915.5	2.9	0.626	0.754	2.1
5	301	31.07.2016	глуб.	316.0	322.0	II-al ₂	269.00	I	22.4	3.0	2.3	13.6	15.2	1.047	0.955	863.0	22.2	45.4	891.0	5.8	0.791	0.953	4.5
6	60	10.04.2018	ркб.	304.0	317.0	II-al ₂	...	I	23.0	2.5	2.0	11.0	12.4	1.049	0.953	851.0	23.3	29.7	833.0	5.6	0.740	0.891	4.7
7	302	06.06.2018	ркб.	324.5	327.0	II-al ₂	...	I	22.0	4.0	2.2	16.0	18.0	1.052	0.951	859.0	28.7	64.7	889.0	7.2	0.748	0.901	4.9
8	150*	05.05.2021	ркб.	216.0	278.0	II-al ₂	...		24.0	3.1	2.9	9.1	10.2	1.018	0.982	880.0	16.7	57.4	891.0	3.1	0.795	0.958	1.8
9	135	29.04.2022	ркб.	225.0	315.0	II-al ₂	...	VII	22.5	3.2	2.3	12.0	14.1	1.038	0.963	835.0	21.4	11.7	852.0	5.3	1.010	1.217	3.7
Среднее значение по II-al ₃ горизонту:									22.5	3.2	2.2	13.1	14.9	1.047	0.956	852.0	23.9	37.9	866.3	6.0	0.822	0.990	4.4
10	251*	01.08.2012	ркб.	446.0	480.0	K _{1a}	...	III	31.0	4.5	1.4	6.9	8.4	1.021	0.979	812.0	14.3	4.9	823.0	5.1	0.798	0.961	2.1
11	305	27.09.2016	ркб.	496.0	501.0	K _{1a}	...	VII	35.0	5.2	2.2	19.4	22.7	1.088	0.919	801.0	23.5	5.9	854.0	9.0	0.754	0.908	8.1
Среднее значение по K _{1a} горизонту:									35.0	5.2	2.2	19.4	22.7	1.088	0.919	801.0	23.5	5.9	854.0	9.0	0.754	0.908	8.1
12	3	17.02.1966	глуб.	526.0	530.0	K _{1ne}	490.00	I	30.0	5.7	5.6	28.8	35.0	1.230	0.813	674*		8.4	822.0	1.1			18.7
13	22*	22.08.1968	глуб.	498.0	512.0	K _{1ne}	424.00	II	32.0	3.1	4.0	6.7	7.9	1.021	0.979	840.0		7.6	848.0	0.7			2.1
14	60	06.08.1973	глуб.	496.0	506.0	K _{1ne}	480.00	II	31.0	4.1	4.0	28.5	35.6	1.072	0.933	810.0	26.4	4.9	842.0	1.3			
15	30*	15.05.2015	ркб.	511.0	521.0	K _{1ne}	...	I	37.0	4.4	1.5	9.4	11.0	1.031	0.970	839.0	17.4	9.6	855.0	6.2	0.895	1.078	3.0
16	324	27.06.2019	ркб.	492.2	496.0	K _{1ne}	...		31.7	4.0	3.0	26.4	32.2	1.070	0.935	799.0	20.8	2.7	821.0	8.8	1.076	1.296	6.5
17	187*	29.04.2022	ркб.	417.5	422.0	K _{1ne}	...	II	32.5	5.0	4.1	29.9	33.1	1.067	0.937	880.0	18.9	38.3	905.0	7.3	0.929	1.119	6.3
Среднее значение по K _{1ne} горизонту:									30.9	4.6	4.2	27.9	34.3	1.124	0.893	804.5	23.6	5.3	828.3	3.7	1.076	1.296	12.6
18	2	27.10.1966	глуб.	441.0	448.0	III-ne	415.00	I	28.0	5.1	2.1	26.0	31.0	1.136	0.880	738.0		4.4	838.0	1.2			12.0
19	17*	07.02.1968	глуб.	460.0	465.0	III-ne	410.00	I	29.0	5.5	3.9	14.4	16.6	1.077	0.929	827.0		13.4	867.0	0.6			7.2
20	208*	06.09.2012	ркб.	457.0	483.0	III-ne	...	I	31.0	3.1	1.8	9.2	10.7	1.032	0.969	747.0	17.2	17.8	864.0	5.1	0.914	1.101	3.8
Среднее значение по III-ne горизонту:									28.0	5.1	2.1	26.0	31.0	1.136	0.880	738.0		4.4	838.0	1.2			12.0
21	2	25.05.1966	глуб.	460.0	466.0	IV-ne	450.00	I	30.0	5.4	5.3	31.0	37.0	1.211	0.826	689.0		2.5	838.0	1.2			17.4
22	52**	06.09.2012	ркб.	420.0	424.0	IV-ne	...	I	31.0	3.7	3.1	17.5	20.2	1.052	0.951	841.0	17.4	12.4	866.0	5.7	0.898	1.082	4.9
23	98*	10.04.2018	ркб.	443.0	449.0	IV-ne	...	I	35.0	3.4	0.9	5.6	6.7	1.030	0.971	823.0	17.2	5.3	842.0	6.1	0.817	0.984	2.9
Среднее значение IV-ne горизонту:									30.0	5.4	5.3	31.0	37.0	1.211	0.826	689.0		2.5	838.0	1.2			17.4
24	1	06.09.1966	глуб.	512.0	522.0	I ₁ -J ₂	466.00	IV	28.0	5.9	4.2	39.1	48.0	1.145	0.873	768.0		2.1	815.0	1.2			12.7
25	2	18.03.1966	глуб.	486.0	494.0	I ₁ -J ₂	460.00	I	30.0	5.7	2.5	18.4	22.0	1.091	0.917	766.0		5.0	837.0	0.6			8.3
26	4	13.04.1967	глуб.	525.5	540.0	I ₁ -J ₂	455.00	IV	35.0	4.8	2.9	22.2	27.0	1.086	0.921	785.0		4.0	824.0	0.9			7.9
27	14*	30.10.1967	глуб.	472.0	488.0	I ₁ -J ₂	430.00	I	30.0	5.4	2.1	9.1	10.8	1.017	0.983	837.0		6.1	839.0	0.7			1.6
28	17	27.10.1967	глуб.	512.0	515.0	I ₁ -J ₂	465.00	IV	31.0	5.8	2.7	11.2	13.3	1.061	0.943	808.0		6.2	841.0	0.6			5.8
29	17	02.09.1967	глуб.	525.0	533.0	I ₁ -J ₂	500.00	I	32.0	6.0	2.6	20.4	24.2	1.052	0.951	816.0		8.7	842.0	0.6			4.9
30	109*	05.05.1975	глуб.	514.0	529.0	I ₁ -J ₂	475.00	I	32.0	5.6	2.4	15.5	18.3	1.136	0.880	760.0	16.7	7.1	847.0	0.7			
31	199	26.11.2020	ркб.	437.0	442.0	I ₁ -J ₂	...	I	30.0	3.7	3.3	20.3	24.1	1.050	0.952	820.0	22.8	5.4	843.0	6.1	0.894	1.077	4.8
32	234	01.11.2023	ркб.	490.0	507.5	I ₁ -J ₂	...	II	27.9	5.6	3.2	30.0	36.2	1.073	0.932	803.3	18.9	7.2	828.0	9.4	0.939	1.131	6.8
Среднее значение по I ₁ -J ₂ горизонту:									30.7	5.4	3.0	22.1	26.6	1.087	0.920	790.8	19.5	5.7	834.6	2.5	0.917	1.104	7.3
33	2*	20.12.1965	глуб.	504.0	508.0	I ₂ -J ₂	480.00	I	30.0	5.9	2.2	17.6	21.0	1.056	0.947	814.0		15.8	840.0	0.5			5.3
34	1	04.08.1966	глуб.	536.0	539.0	I ₂ -J ₂	450.00	III	28.0	5.9	2.2	51.4	63.0	1.107	0.903	771.0		2.7	815.0	1.2			9.7
35	4	08.12.1966	глуб.	538.0	540.0	I ₂ -J ₂	500.00	IV	28.0	6.0	3.9	56.7	68.0	1.098	0.911	798.0		2.1	834.0	0.9			8.9
36	4	16.02.1967	глуб.	531.0	540.0	I ₂ -J ₂	380.00	IV	34.0	5.4	4.0	49.5	59.0	1.071	0.934	819.0		2.0	839.0	0.7			6.6
37	10*	01.11.1967	глуб.	510.0	541.0	I ₂ -J ₂	460.00	I	33.0	5.9	3.5	14.5	17.2	1.060	0.943	813.0		6.5	844.0	0.5			3.7
38	13	29.11.1967	глуб.	425.0	434.0	I ₂ -J ₂	370.00	I	30.0	4.5	4.2	23.5	28.8	1.119	0.894	785.0		4.2	818.0	0.8			10.6
39	14*	03.09.1967	глуб.	498.0	520.0	I ₂ -J ₂	477.00	I	32.0	5.8	2.5	14.8	17.6	1.055	0.948	838.0		7.6	842.0	0.7			5.2
40	17*	29.06.1967	глуб.	542.0	544.0	I ₂ -J ₂	426.00	I	31.0	6.0	2.4	15.0	17.9	1.025	0.976	833.0		7.3	839.0	0.6			2.4

№ п.п	№№ скв.	Дата отбора дд.мм.гггг	Вид пробы	и.л. Кровля м	и.л. Подошва м	Горизонт	Глубина отбора м	Блок	Температура исследования С°	Давление исследования проб МПа	Давление насыщения при температуре пласта МПа	Газосодержание м³/м³	Газосодержание м³/т	Объемный коэффициент	Пересчетный коэффициент	Плотность нефти в пластовых условиях г/см³	Коэффициент сжимаемости 10 ⁻⁴ МПа	Вязкость нефти в пластовых условиях мПа*с	Плотность нефти в дегазированном состоянии при 20°С г/см³	Коэф.растворимости газа м³/м³ * МПа	Относительная плотность газа по воздуху	Плотность газа	Усадка нефти %
41	20	08.09.1967	глуб.	517.0	526.0	I ₂ -J ₂	475.00	I	34.0	5.9	3.1	26.6	31.7	1.077	0.929	801.0		6.5	839.0	0.7			7.2
42	20*	02.12.1967	глуб.	499.0	506.0	I ₂ -J ₂	460.00	I	33.0	5.4	4.1	6.0	7.2	1.146	0.873	768.0		3.9	836.0	0.9			13.7
43	15	02.02.1968	глуб.	524.0	540.0	I ₂ -J ₂	350.00	III	39*	6.0	3.5	48.5	59.1	1.184	0.845	737.0		2.8	821.0	1.1			15.5
44	22	06.02.1968	глуб.	584.0	599.0	I ₂ -J ₂	520.00	IIa	33.0	7.0	5.0	17.9	22.0	1.184	0.845	751.0		2.5	815.0	1.2			15.6
45	28	09.07.1968	глуб.	527.0	542.0	I ₂ -J ₂	480.00	II	35.0	6.0	4.0	31.4	37.0	1.102	0.907	801.0		4.5	848.0	0.7			9.3
46	26	02.08.1968	глуб.	516.0	532.0	I ₂ -J ₂	400.00	II	32.0	5.8	4.1	23.6	28.7	1.177	0.850	747.0		2.5	823.0	1.1			15.0
47	25*	23.08.1968	глуб.	500.0	526.0	I ₂ -J ₂	485.00	I	32.0	5.6	3.2	15.9	18.9	1.048	0.954	812.0		5.6	842.0	0.6			4.6
48	11	26.04.1972	глуб.	462.0	468.0	I ₂ -J ₂	442.00	I	31.0	4.4	3.2	24.8	29.5	1.038	0.963	838.0	51.5	3.3	843.0	0.8			
49	25	27.04.1972	глуб.	510.0	525.0	I ₂ -J ₂	470.00	I	31.0	6.0	3.2	19.7	23.2	1.026	0.975	841.0	31.2	2.6	848.0	0.6			
50	26	28.04.1972	глуб.	516.0	544.0	I ₂ -J ₂	477.00	II	33.0	6.0	5.8			1.185	0.844	765.0	43.3	0.8	843.0	1.0			
51	96	01.04.1975	глуб.	498.0	510.0	I ₂ -J ₂	488.00	I	32.0	5.1	2.6	17.4	20.5	1.031	0.970	840.0	47.9	10.2	847.0	0.7			
52	120	01.08.2012	ркб.	459.0	464.0	I ₂ -J ₂	...	I	32.0	4.2	2.6	21.7	26.2	1.058	0.945	805.0	14.7	3.4	827.0	8.4	0.950	1.144	5.5
53	281*	10.04.2018	ркб.	566.0	583.0	I ₂ -J ₂	...		36.0	4.0	1.9	11.4	14.1	1.046	0.956	786.0	22.2	2.4	810.0	6.2	0.863	1.040	4.4
54	114	17.10.2021	ркб.	436.0	463.0	I ₂ -J ₂	...	I	32.0	5.8	3.3	30.0	35.8	1.074	0.931	811.0	12.2	4.1	839.0	9.3	0.904	1.089	6.9
Среднее значение по I ₂ -J ₂ горизонту:									31.8	5.6	3.6	31.6	38.0	1.102	0.910	794.0	33.5	3.6	833.3	1.9	0.927	1.116	10.1
55	14	03.04.1967	глуб.	532.0	537.0	I ₃ -J ₂	450.00	I	31.0	6.0	3.4	20.9	25.0	1.041	0.961	826.0		5.4	835.0	0.7			3.9
56	20*	19.07.1967	глуб.	536.0	541.0	I ₃ -J ₂	443.00	I	33.0	6.0	2.7	7.5	9.0	1.028	0.973	823.0		6.3	835.0	0.7			2.7
57	13	28.10.1967	глуб.	441.0	465.0	I ₃ -J ₂	405.00	I	30.0	5.1	4.2		26.7	1.105	0.905	796.0		4.0	839.1	0.8			9.5
58	253	01.08.2012	ркб.	452.0	473.0	I ₃ -J ₂	...	I	32.0	4.1	3.9	31.5	38.3	1.082	0.924	792.0	15.4	3.0	823.0	8.1	0.940	1.132	7.6
59	291	26.09.2016	ркб.	572.0	584.0	I ₃ -J ₂	...	II	35.0	5.6	4.4	40.2	49.2	1.138	0.879	758.0	19.6	1.8	818.0	9.1	0.776	0.935	12.2
60	284*	01.11.2023	ркб.	502.0	544.0	I ₃ -J ₂	...		25.5	4.4	3.6	30.0	36.8	1.074	0.931	792.2	18.1	2.4	816.0	8.2	0.952	1.147	6.9
Среднее значение по I ₃ -J ₂ горизонту:									32.0	5.2	4.0	30.9	34.8	1.092	0.917	793.0	17.5	3.6	828.8	4.7	0.858	1.034	8.3
61	19	10.12.1966	глуб.	481.0	486.0	I ₄ -J ₂	470.00	I	34.0	5.8	5.0	31.9	38.0	1.103	0.907	802.0		2.3	841.0	0.7			9.3
62	19	15.03.1967	глуб.	470.0	472.0	I ₄ -J ₂	460.00	I	34.0	5.2	4.3	27.0	32.0	1.074	0.931	816.0		5.4	845.0	0.7			6.9
63	13	01.09.1967	глуб.	478.0	485.0	I ₄ -J ₂	455.00	I	33.0	5.3	3.8	22.4	26.7	1.049	0.953	796.0		4.0	839.0	0.8			4.7
64	29	08.09.1968	глуб.	537.0	539.0	I ₄ -J ₂	380.00	I	33.0	5.9	3.8	27.1	32.4	1.068	0.936	800.0		4.7	837.0	0.7			6.4
65	175	15.05.2015	ркб.	492.0	523.0	I ₄ -J ₂	...	I	35.0	4.8	2.1	18.6	21.9	1.089	0.918	795.0	19.5	5.3	848.5	9.0	0.758	0.913	8.1
66	160	29.04.2022	ркб.	482.0	492.0	I ₄ -J ₂	...	I	35.3	4.8	4.6	35.3	42.2	1.090	0.917	802.0	21.3	3.1	837.0	7.7	0.885	1.066	8.3
Среднее значение по I ₄ -J ₂ горизонту:									34.1	5.3	3.9	27.0	32.2	1.079	0.927	801.8	20.4	4.1	841.3	3.3	0.822	0.990	7.3
67	15	01.01.1966	глуб.	596.0	606.0	I ₅ -J ₂	455.00	III	37.0	6.6	5.7	39.4	48.7	1.119	0.894	773.0		2.6	810.0	1.1			9.0
68	19	02.10.1966	глуб.	495.0	505.0	I ₅ -J ₂	470.00	I	33.0	5.9	4.8	40.7	49.3	1.114	0.898	796.0		1.4	826.0	1.0			10.2
69	13	16.05.1967	глуб.	520.0	525.0	I ₅ -J ₂	480.00	I	32.0	5.6	6.0	42.7	51.7	1.167	0.857	761.0		1.6	825.0	1.0			14.3
70	26	30.05.1968	глуб.	614.0	631.0	I ₅ -J ₂	595.00	I	37.0	7.2	6.9	65.5	80.8	1.240	0.806	734.0		2.2	811.0	1.2			19.4
71	59	27.05.1975	глуб.	627.0	659.0	I ₅ -J ₂	600.00	I	36.0	7.2	5.4	65.6	80.2	1.162	0.861	810.0	40.8	5.94*	818.0	1.3			
72	59*	06.08.1972	глуб.	643.0	662.0	I ₅ -J ₂	620.00	I	36.0	7.1	6.8	85.7	104.2	1.233	0.811	716.0		0.9	822.0	1.2			
Среднее значение по I ₅ -J ₂ горизонту:									35.0	6.5	5.8	50.8	62.1	1.160	0.863	774.8	40.8	2.0	818.0	1.1			13.2
73	11	18.06.1968	глуб.	552.0	565.0	II-J ₂	445.00	I	35.0	5.3	4.1	35.2	43.0	1.159	0.863	759.0		3.0	818.0	1.5			13.7
74	11	29.05.1968	глуб.	576.0	598.0	II-J ₂	574.00	I	35.0	6.9	5.4	47.5	58.0	1.194	0.838	751.0		2.4	820.0	1.1			16.3
75	25*	02.08.1968	глуб.	634.0	639.0	II-J ₂	600.00	I	36.0	7.0	2.5	12.3	15.0	1.088	0.919	766.0		2.6	821.0	1.1			8.1
76	279	06.06.2018	ркб.	647.0	699.0	II-J ₂	...	II	35.0	7.1	5.7	36.8	45.0	1.116	0.896	771.0	32.0	2.0	818.0	6.5	0.953	1.148	10.4
Среднее значение II-J ₂ :									35.0	6.4	5.1	39.8	48.7	1.156	0.865	760.3	32.0	2.5	818.7	3.0	0.953	1.148	13.5
77	19	03.09.1966	глуб.	584.0	595.0	III-J ₂	563.00	I	34.0	7.1	5.6	62.7	76.5	1.228	0.814	748.0		1.1	819.0	1.3			18.6
78	13	04.02.1967	глуб.	612.0	615.0	III-J ₂	520.00	I	34.0	7.0	4.5	40.5	50.0	1.151	0.869	761.0		2.1	811.0	1.2			13.1
79	13	11.04.1967	глуб.	585.0	590.0	III-J ₂	535.00	I	35.0	6.8	4.5	37.7	46.2	1.097	0.912	795.0		3.0	816.0	1.0			8.6
80	22	30.11.1967	глуб.	610.0	615.0	III-J ₂	480.00	I	35.0	7.1	5.8	35.7	44.0	1.257	0.796	710.0		2.2	810.0	1.2			20.4
81	11	27.04.1968	глуб.	607.0	618.0	III-J ₂	590.00	I	37.0	7.0	4.8	30.9	38.0	1.192	0.839	744.0		2.3	812.0	1.2			16.1
82	26*	29.04.1968	глуб.	655.0	664.0	III-J ₂	620.00	I	38.0	8.1	7.4	83.5	102.9	1.262	0.792	732.0		2.1	812.0	20.1			20.1
83	29	17.05.1968	глуб.	635.0	638.0	III-J ₂	509.00	I	38.0	7.4	4.2	49.0	59.7	1.180	0.847	749.0		3.0	820.0	1.7			15.2

№ п.п	№ № скв.	Дата отбора дд.мм.гггг	Вид пробы	и.п. Кровля м	и.п. Подошва м	Горизонт	Глубина отбора м	Блок	Температура исследования С°	Давление исследования проб МПа	Давление насыщения при температуре пласта МПа	Газосодержание м³/м³	Газосодержание м³/т	Объемный коэффициент	Пересчетный коэффициент	Плотность нефти в пластовых условиях г/см³	Коэффициент сжимаемости 10 ⁴ ^- 4*1/МПа	Вязкость нефти в пластовых условиях мПа*с	Плотность нефти в дегазированном состоянии при 20°С г/см³	Коэф.растворимости газа м³/м³ * МПа	Относительная плотность газа по воздуху	Плотность газа	Усадка нефти %
84	29	06.08.1968	глуб.	611.0	626.0	III-J ₂	500.00	I	36.0	6.6	3.9	37.4	45.8	1.192	0.839	759.0		2.2	816.0	1.1			13.2
85	24	23.08.1968	глуб.	645.0	648.0	III-J ₂	610.00	I	36.0	7.1	2.4	26.8	32.8	1.103	0.907	778.0		2.6	818.0				9.3
86	96	25.06.1974	глуб.	643.0	650.0	III-J ₂	582.00	I	39.0	7.5	3.2	36.2	43.9	1.181	0.847	741.0	43.9	1.3	825.0	1.1			
87	66	15.04.1975	глуб.	638.0	644.0	III-J ₂	583.00	I	28*	6.9	4.7	58.4	71.1	1.164	0.859	759.0		1.8	821.0	1.2			
88	244	25.08.2013	ркб.	562.0	597.0	II-III-J ₂	...	I	36.0	4.7	4.2	39.0	48.2	1.120	0.893	759.0	20.3	1.6	809.0	9.3	0.860	1.036	10.7
Среднее значение по горизонту III-J ₂ :									36.0	6.8	4.3	41.3	50.6	1.170	0.856	754.8	32.1	2.1	816.1	2.0	0.860	1.036	13.9
89	19	06.02.1966	глуб.	609.0	613.0	IV-J ₂	502.00	I	37.0	7.2	6.8	60.7	74.9	1.251	0.799	722.0		1.1	810.0	1.1			11.2
90	11*	25.03.1968	глуб.	637.0	643.0	IV-J ₂	600.00	I	35.0	7.7	5.0	23.0	28.0	1.173	0.853	759.0		2.5	821.0	1.1			14.8
91	252	25.08.2013	ркб.	618.0	621.0	IV-J ₂	...	II	39.0	5.3	4.6	42.0	52.3	1.146	0.873	750.0	23.4	1.1	803.0	9.1	1.126	1.356	12.7
92	117	27.06.2019	ркб.	689.0	711.5	IV-J ₂	...		36.0	6.6	5.0	42.5	53.2	1.117	0.895	760.0	22.0	1.4	800.0	8.5	0.961	1.158	10.5
Среднее значение по IV-J ₂ горизонту:									37.3	6.4	5.5	48.4	60.1	1.171	0.856	744.0	22.7	1.2	804.3	6.2	1.044	1.257	11.5
93	56	12.04.1972	глуб.	750.0	758.0	V-J ₂	716.00	II	40.0	9.0	7.7	88.7	110.1	1.273	0.786	698.0	61.3	0.6	806.0	1.2			
94	325	27.06.2019	ркб.	761.0	764.5	V-J ₂	...		40.0	7.7	5.3	51.5	64.5	1.147	0.872	749.0	23.3	1.1	799.0	9.7	0.977	1.177	12.8
Среднее значение по V-J ₂ горизонту:									40.0	8.4	6.5	70.1	87.3	1.210	0.826	723.5	42.3	0.9	802.5	5.5	0.977	1.177	12.8
95	59	29.05.1972	глуб.	804.0	811.0	III-PT	715.00	I	41.0	6.9	1.8	33.2	41.7	1.117	0.895	750.0	25.9	1.1	796.0	1.8			
96	33	25.06.1974	глуб.	804.0	815.0	III-PT	775.00	I	43.0	6.5	4.9	73.5	90.7	1.240	0.806	731.0	51.1	1.2	810.0	1.5			
97	282*	15.05.2015	ркб.	766.0	785.0	III-PT	...	II	42.0	8.4	1.5	6.5	8.1	1.045	0.957	782.0	13.1	3.3	810.0	4.4	0.868		4.3
Среднее значение по III-PT горизонту:									42.0	6.7	3.4	53.4	66.2	1.179	0.849	740.5	38.5	1.2	803.0	1.7			
98	233	24.05.2017	ркб.	410.0	466.0	K ₁ ne-III-IV-ne	...	III	30.7	6.1	3.2	26.2	31.0	1.081	0.925	807.0	24.3	4.4	845.0	8.3	0.859	1.035	7.5
99	192	29.04.2022	ркб.	427.0	452.0	III+IV ne	...		30.0	5.2	5.0	27.4	31.4	1.057	0.946	845.0	18.2	11.2	872.0	5.4	0.656	0.790	5.4

Таблица 2.3.2 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.

№№ п/п	№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт	Блок	Плотность при 20°С г/см³	Плотность при 20°С кг/м³	Вязкость кинематическая при 10°С	Вязкость кинематическая при 20°С	Вязкость кинематическая при 30°С	Вязкость кинематическая при 40°С	Вязкость кинематическая при 50°С	содер. %масс Смол-силикагелевых	содер. %масс Асфальтенов	содер. %масс Серы	Температура °С Застывания	Температура °С Вспыши в закрытом тигле	содер. %масс Парафинов	Температура °С Плавления парафина	содер. %масс Воды	Кислотное число мгКОН/гр	содер. %масс Мех. Примесей	Концентрация хлористых солей мг/дм3	содер. %масс Коксусеомсть	Давление насыщенных паров кПа	Фракц. состав нефти Начало кипения °С	Фракц. состав нефти выход до 100°С	Фракц. состав нефти выход до 150°С	Фракц. состав нефти выход до 200°С	Фракц. состав нефти выход до 250°С	Фракц. состав нефти выход до 300°С
1	2	10.03.1967	215	220	I-al ₃	II	0.919	919.0	479.5	212.7	98.8	53.0	31.1	17.5	4.50	0.4	-34.0	170.0	0.7	54.0		1.00			3.7		235.0				2.5	16.0
2	38	10.03.1967	210	218	I-al ₃	II	0.926	926.0		837.5*			107.8			0.4	-27.0	73.0				2.16										
3	38	10.03.1967	210	2018	I-al ₃	II	0.922	922.0		636.2*			95.0			0.5	-33.0	67.0				1.42										
4	49*	06.05.2015	232	237	I-al ₃	I	0.934	934.0	2190.3*	893.8*	420.1*	221.5*	130.3*	15.4		0.4	-12.0	74.0	1.1	55.2		0.25			4.9		235.0				1.0	12.0
5	99*	28.04.2022	232	236	I-al ₃	I	0.946	946.1	2872.6	1159.0	531.2	273.3	155.5	22.9	0.07	0.4	-36.0	65.0	0.2	53.9	20.9	0.08	0.015	22069.6	4.9	8.0	235.0				1.0	13.0
6	H-1	26.11.2020	189	465	I-al ₃		0.918	918.0		717.9	334.8	176.8	101.2	25.2		0.4	-39.0	65.0	0.1	54.3	0.9	0.60	0.018	1713.2	3.5	8.0	215.0				4.0	17.0
Среднее значение по I-al ₃ горизонту:							0.921	921.3	479.5	465.3	216.8	114.9	83.8	21.4	4.50	0.4	-33.3	93.8	0.4	54.2	0.9	1.30	0.018	1713.2	3.6	8.0	225.0				3.3	16.5
7	7*	01.01.1967	339	342	II-al ₂	I	0.931	931.0		1425*	538.9*	262.5*	136.7*			0.46*									1.6*							
8	5	10.03.1967	289	294	II-al ₂	III	0.865	865.0	49.5	29.7	18.2	14.2	10.7	7.7	4.60	0.3	-25.0	-2.0	1.2	52.0		0.60			1.6		88.0	1.0	5.0	12.5	21.0	41.0
9	5	29.05.1978	289	294	II-al ₂	III	0.862	862.0	47.0	28.5	18.1	13.5	10.0			0.2	-45.0	16.0				0.59			1.3		92.0	0.5	4.0	12.0	20.0	40.0
10	228	01.01.1993	317	337	II-al ₂	II	0.895	895.0		108.6			29.2	10.3		0.4	-39.0	48.0	1.0	53.5		0.98					155.0			3.0	9.0	23.0
11	301	31.07.2016	316	322	II-al ₂	I	0.889	889.0	185.8	101.2	88.0	37.7	25.3	7.7		0.4	-48.0	10.0	0.9	53.6		0.07			1.0		105.0		4.0	9.0	15.0	74.0
12	60	10.04.2018	304	317	II-al ₂		0.883	883.0	122.5	70.0	43.0	28.2	19.5	7.7		0.5	-20.0	-7.0	1.0	53.8		0.07			2.4		80.0	2.0	7.0	12.0	17.0	30.0
13	302	06.06.2018	325	327	II-al ₂		0.889	889.0	283.7	147.1	83.5	51.4	30.1	8.1		0.5	-20.0	13.0	0.9	53.5		0.03			1.1		90.0	1.0	6.0	11.0	16.0	24.0
14	150	05.05.2021	216	278	II-al ₂		0.891	891.2	216.1	115.7	67.1	41.9	27.8	17.4		0.2	-57.0	45.0	1.1	54.0	0.3	0.08	0.007	373.5	2.6	6.0	115.0		3.0	8.0	13.0	24.0
15	135	29.04.2022	225	315	II-al ₂		0.851	850.5	30.1	19.2	13.0	9.5	7.2	4.8		0.1	-63.0	-7.0	0.8	54.1	0.2	0.22	0.013	426.1	0.3	10.5	60.0	4.0	9.0	14.0	19.0	38.0
Среднее значение по II-al ₂ горизонту:							0.878	878.1	133.5	77.5	47.3	28.1	20.0	9.1	4.60	0.3	-39.6	14.5	1.0	53.5	0.3	0.33	0.010	399.8	1.5	8.2	98.1	1.7	5.4	10.2	16.3	36.8
16	22	16.02.1968	484	487	K _{1a}	II	0.851	851.0	21.6	15.1	10.0	8.1	6.4		0.50	0.1		-3.0	1.0					0.6		108.0		10.0	17.0	28.0	47.0	
17	82a	29.05.1978	493	498	K _{1a}	IV	0.851	851.0	35.6	27.9	15.0	10.9	8.3			0.2	-44.0					0.34			0.7		110.0		4.0	9.5	19.0	37.0
18	251	01.08.2012	446	480	K _{1a}	III	0.833	833.0	12.7	9.1	6.8	5.3	4.2	3.3		0.1	-54.0	-7.0	2.2	63.0		0.07			0.3		84.0	1.0	10.0	20.0	30.0	45.0
19	305	27.09.2016	496	501	K _{1a}	VII	0.854	854.0	37.1	23.7	15.5	11.0	2.3	4.3		0.2	-54.0	0.0	0.6	54.8		0.07			0.7		95.0		5.0	10.0	17.0	30.0
Среднее значение по K _{1a} горизонту:							0.847	847.3	26.7	19.0	11.8	8.8	5.3	3.8	0.50	0.2	-50.7	-3.3	1.3	58.9		0.16			0.6		99.3	1.0	7.3	14.1	23.5	39.8
20	1	10.03.1967	429	434	K _{1ne}	IV	0.846	846.0	25.4	15.2	11.7	7.0	4.6			0.2	-39.0		2.0	55.0		0.40			0.7		103.0	3.5	6.0	13.0	23.0	37.0
21	1	16.03.1967	429	434	K _{1ne}	IV	0.842	842.0		15.1	10.8	8.0	6.3			0.2	-39.0	-5.0	2.2					0.9		69.0		12.0	31.0	69.0	80.0	
22	3	10.03.1967	526	530	K _{1ne}	I	0.830	830.0	10.6	7.6	5.7	4.8	3.8			0.2	-61.0	-2.0	1.3	52.0		0.32			0.7		63.0	4.0	13.0	24.0	35.0	50.5
23	15	16.02.1968	445	447	K _{1ne}	III	0.852	852.0	43.8	24.7	15.5	11.3	8.6			0.2		16.0	2.3					0.4		138.0		3.0	12.0	23.0	45.0	
24	88	30.04.1975	451	475	K _{1ne}	II	0.846	846.0	36.5	21.4	14.4	10.5	8.1			0.2		-8.0				0.30			0.7		105.0		6.5	14.0	25.0	39.5
25	6	30.04.1975	492	500	K _{1ne}	X	0.848	848.0	33.4	18.9	13.7	9.8	7.7			0.2	-42.0	12.0				0.30			0.7		86.0	0.5	4.0	11.5	20.5	38.0
26	4	30.04.1975	450	453	K _{1ne}	IV	0.851	851.0	53.0	22.3	14.4	12.9</																				

№№ п/п	№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт	Блок	Плотность при 20°С г/см³	Плотность при 20°С кг/м³	Вязкость кинематическая при 10°С	Вязкость кинематическая при 20°С	Вязкость кинематическая при 30°С	Вязкость кинематическая при 40°С	Вязкость кинематическая при 50°С	содер. %масс <u>Смол-силикателевых</u>	содер. %масс <u>Асфальтенов</u>	содер. %масс <u>Серы</u>	Температура °С Застывания	Температура °С Вспыши в закрытом тигле	содер. %масс <u>Парафинов</u>	Температура °С Плавления парафина	содер. %масс <u>Воды</u>	Кислотное число мгКОН/гр	содер. %масс <u>Мех. Примесей</u>	Концентрация хлористых солей мг/дм³	содер. %масс <u>Кокеуемость</u>	Давление насыщенных паров кПа	Фракц. состав нефти Начало кипения °С	Фракц. состав нефти выход до 100°С	Фракц. состав нефти выход до 150°С	Фракц. состав нефти выход до 200°С	Фракц. состав нефти выход до 250°С	Фракц. состав нефти выход до 300°С
43	17	30.04.1975	460	465	III-nc	I	0.862	862.0		44.3	30.7	20.9	15.2			0.2	-20.0	-6.0	2.0			0.90			2.3		102.0		4.5	13.0	21.0	37.0
44	21	27.08.1975	490	494	III-nc	I	0.877	877.0	83.0	49.6	31.8	21.8	15.6			0.2	-20.0					0.87					118.0		2.0	11.0	21.5	38.0
45	17	01.06.1977	460	465	III-nc	I	0.868	868.0	59.1	39.2	23.8	16.2	11.9			0.2	-45.0					0.94										
46	91	29.05.1978	504	511	III-nc	I	0.877	877.0	90.4	50.0	31.8	21.4	15.4			0.2	-47.0	19.0				0.24			2.3		140.0		1.0	9.0	21.0	35.0
47	92	29.05.1978	498	504	III-nc	I	0.879	879.0	93.3	53.1	33.1	23.0	16.3			0.2	-40.0	35.0				0.21			2.3		137.0		1.5	6.5	18.0	37.0
48	93	29.05.1978	498	502	III-nc	I	0.877	877.0	94.5	67.5	32.4	21.5	15.4	7.9		0.2	-45.0	40.0				0.21			2.4		138.0		1.0	7.5	17.0	33.5
49	17	09.09.1988	460	465	III-nc	I	0.863	863.0	60.6	38.2	24.2	17.2	12.3	6.8		0.2	-45.0	-7.0				0.66					82.0	2.5	8.0	14.0	26.0	41.0
50	208	06.09.2012	457	483	III- IV-nc	I	0.875	875.0	72.6	43.6	27.8	19.1	13.6	5.4		0.2	-48.0	12.0	2.4	55.0		0.33			2.0		115.0		3.0	8.0	18.0	34.0
Среднее значение по III-не горизонту:							0.869	869.3	72.9	44.1	27.3	18.9	13.5	6.7		0.2	-36.8	12.8	2.1	55.0		0.51			2.0		107.8	2.1	4.3	11.2	21.3	37.9
51	25		477	482	IV-nc	I	0.853	853.0	27.9	19.3	14.0	10.3	8.0			0.2	-12.0	0.8							1.3		88.0	2.0	12.0	21.0	32.0	45.0
52	2	10.09.1967	460	466	IV-nc	I	0.834	834.0	11.5	8.4	6.3	5.2	4.1			0.2	-45.0	-15.0	1.0	56.5		0.30			0.7		73.0	4.0	12.5	23.0	35.0	50.0
53	14	09.02.1968	446	452	IV-nc	I	0.859	859.0	78.4	46.9	36.2	24.8	17.1			0.2		-18.0	3.1					1.2		64.0	5.0	18.0	29.0	40.0	55.0	
54	51	01.05.1978	453	483	IV-nc	IX	0.832	832.0	15.7	10.8	7.8	6.0	4.8			0.2	-29.0	-8.0				0.25			0.5		75.0	1.0	8.0	18.0	29.0	45.0
55	20	14.03.1968	463	469	IV-nc	I	0.856	856.0	34.5	21.4	15.0	11.1	8.3			0.2								1.0		122.0		11.0	19.0	29.0	44.0	
56	51	31.01.1985	453	483	IV-nc	IX	0.832	832.0	14.8	10.1	8.0	6.0	4.8			0.1		-5.0				0.16					60.0	3.0	9.0	19.0	31.0	47.0
57	52	06.09.2012	420	424	IV-nc	IV	0.872	872.0	61.8	37.4	24.3	16.8	12.1	5.4		0.2	-48.0	-8.0	2.4	55.0		0.67			1.9		95.0	1.0	5.0	12.0	21.0	35.0
58	98	10.04.2018	443	443	IV-nc		0.842	842.0	18.2	12.7	9.1	6.9	5.4	10.5		0.2	-20.0	-12.0	1.3	51.8		0.16			0.9		80.0	2.0	10.0	21.0	32.0	45.0
Среднее значение по IV-не горизонту:							0.848	847.5	32.8	20.9	15.1	10.9	8.1	8.0		0.2	-35.5	-11.1	1.7	54.4		0.31			1.1	#####	82.1	2.6	10.7	20.3	31.1	45.8
59	1*	13.09.1966	511	522	I ₁ -J ₂	IV	0.809	809.0	13.5	7.5	6.3	4.9	4.0			0.2	-49.0	-7.0	2.3	52.0		0.13			0.2		68.0	4.0	14.0	27.0	42.0	53.0
60	4	15.02.1967	531	535	I ₁ -J ₂	IV	0.837	837.0	22.6	14.8	9.8	7.6	6.1	3.0	0.04	0.2	-15.0	-2.0	2.2	51.6					0.8		85.0		9.0	19.0	29.0	43.0
61	14	20.10.1967	472	488	I ₁ -J ₂	I	0.841	841.0	20.6	15.2	10.1	7.5	5.9			0.2		-2.0	2.1					0.4		108.0		8.0	15.0	25.0	42.0	
62	17	20.10.1967	512	515	I ₁ -J ₂	I	0.841	841.0	21.0	13.8	10.2	7.8	6.1			0.2		-7.0						0.5		79.0		8.0	15.0	26.0	40.0	
63	2	14.03.1968	486	494	I ₁ -J ₂	I	0.839	839.0		14.3	10.5	8.4	6.6			0.2	-21.0	-6.0							0.6		65.0		16.0	22.0	29.0	50.0
64	195	30.04.1975	502	513	I ₁ -J ₂	I	0.845	845.0		15.5			6.6			0.2	-50.0	-7.0				0.10			0.3		102.0		4.0	14.0	26.0	43.0
65	108	30.04.1975	511	525	I ₁ -J ₂	I	0.843	843.0	40.0	15.1	12.0	8.8	6.9			0.2	-45.0	-12.0	1.7	52.0		0.14			0.5		96.0		4.5	12.5	26.0	43.0
66	109	30.04.1975	515	529	I ₁ -J ₂	I	0.858	858.0	37.2	15.7	11.3	8.5	6.5	3.3	0.02	0.2	-30.0	-8.0				0.20			0.5		90.0	0.5	4.0	11.5	26.0	42.0
67	79	30.04.1975	503	513	I ₁ -J ₂	II	0.820	820.0	16.8	7.6	5.4	4.6	4.0			0.2	-20.0	-5.0				0.13			0.3		86.0	2.5	14.0	25.0	37.0	50.0
68	107	29.05.1978	516	526	I ₁ -J ₂	I	0.846	846.0	30.9	17.1	12.8	11.3	7.0			0.2	-45.0					0.23			0.5		75.0	1.5	4.5	12.5	26.0	43.5
69	110	29.05.1978	530	546	I ₁ -J ₂	I	0.845	845.0	27.5	17.1	11.9	8.9	6.8			0.2	-50.0					0.14			0.5		58.0	2.0	5.0	13.0	25.0	41.0
70	157	09.09.1988	497	510	I ₁ -J ₂	I	0.842	842.0	20.2	13.9	10.0	7.6	5.9	2.5		0.2	-15.0	-7.0				0.10			0.5		90.0	0.5	4.0	14.0	27.0	43.0
71	199	26.11.2020	437	442	I ₁ -J ₂		0.843	843.4	25.4	15.8	10.2	7.4	6.0	9.8		0.1	-63.0	0.0	0.9	54.1	0.2	0.08	0.011	255.3	0.4	26.0	80.0	2.0	7.0	12.0	22.0	35.0
72	234	01.11.2023	490	508	I ₁ -J ₂		0.828	828.0	11.1	8.1	6.0	4.7	3.7	5.8	0.10	0.1	-36.0	-25.0	1.0	54.0	0.1	0.22	0.010	202.3	0.3	50.0	50.0	5.0	14.0	23.0	32.0	45.0
Среднее значение по I ₁ -J ₂ горизонту:							0.841	840.6	24.9	14.2	10.0	7.8	6.0	4.9	0.05	0.2	-35.5	-7.4	1.6	52.9	0.2	0.15	0.011	228.8	0.5	38.0	81.8	2.0	7.8	16.0	27.4	43.1
73	17		542	544	I ₂ -J ₂	I	0.847	847.0	32.5	19.9	13.7	9.3	8.0			0.2		-3.0	3.5						0.6		72.0		5.0	12.0	23.0	41.0
74	18		534	541	I ₂ -J ₂	III	0.828	828.0	11.8	8.4	6.3	4.9	4.0			0.2		-7.0							0.3		84.0	3.0	16.0	25.0	38.0	51.0
75	15		546	548	I ₂ -J ₂	III	0.845	845.0	23.9	16.3	11.6	8.6	6.7			0.2		-5.0	2.0						0.4		82.0		8.0	13.0	25.0	40.0
76	2	15.04.1966	504	508	I ₂ -J ₂	I	0.840	840.0	27.2	17.0	11.0	8.5	6.4			0.2	-20.0	-6.0	4.1	54.0		0.07			0.6		92.0	1.0	8.5	17.5	28.5	43.5
77	1	13.09.1966	536	539	I ₂ -J ₂	III	0.824	824.0	14.2	8.5	6.4	5.0	4.1			0.2	-35.0	-14.0				0.13			0.5		71.0	3.0	13.0	25.0	37.0	50.5
78	10	10.02.1967	510	530	I ₂ -J ₂	I	0.845	845.0	24.7	15.9	11.6	5.8	6.7			0.2		-4.0	2.4						0.3		90.0		9.0	16.0	26.0	41.0
79	4	10.03.1967	538	540	I ₂ -J ₂	IV	0.835	835.0	18.2	12.7	8.6	7.2	5.6			0.2	-48.0	-6.0				0.29			0.5		82.0	2.0	8.0	17.5	29.0	44.0
80	20	29.04.1967	499	506	I ₂ -J ₂	I	0.839	839.0	20.2	13.5	9.5	7.3	5.8			0.2		-9.0	3.5						0.3		95.0		10.0	16.0	27.0	40.0
81	20	20.10.1967	506	508	I ₂ -J ₂	I	0.841	841.0	27.9	16.9	10.4	7.2	5.8	2.0	0.01	0.2		-7.0	2.1						0.4		107.0		10.0	15.0	25.0	41.0
82	13	29.11.1967	425	434	I ₂ -J ₂	I	0.835	835.0	14.3	10.6	8.1	6.2	5.0			0.2		-7.0	1.0						0.3		73.0	4.0	9.0	16.0	27.0	42.0
83	15	06.02.1968	524	540	I ₂ -J ₂	III	0.818	818.0	7.6	5.9	5.0	4.0	3.1			0.2		-10.0	2.3						0.1		78.0	1.0	9.5	18.0	36.0	51.0
84	10	10.04.1968	532	535	I ₂ -J ₂	I	0.847	847.0	28.2	16.9	11.9	8.9	6.8			0.2	-41.0	-10.0	2.2	51.6		0.70			0.5		107.0		4.0	11.0	25.0	41.5
85	11	15.04.1968	462	468	I ₂ -J ₂																											

№№ п/п	№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт	Блок	Плотность при 20°С г/см³	Плотность при 20°С кг/м³	Вязкость кинематическая при 10°С	Вязкость кинематическая при 20°С	Вязкость кинематическая при 30°С	Вязкость кинематическая при 40°С	Вязкость кинематическая при 50°С	содер. %масс <u>Смол-силикателевых</u>	содер. %масс <u>Асфальтенов</u>	содер. %масс <u>Серы</u>	Температура °С Застывания	Температура °С Вспышки в закрытом тигле	содер. %масс <u>Парафинов</u>	Температура °С Плавления парафина	содер. %масс <u>Воды</u>	Кислотное число мгКОН/гр	содер. %масс <u>Мех. Примесей</u>	Концентрация хлористых солей мг/дм³	содер. %масс <u>Кокеуемость</u>	Давление насыщенных паров кПа	Фракц. состав нефти Начало кипения °С	Фракц. состав нефти выход до 100°С	Фракц. состав нефти выход до 150°С	Фракц. состав нефти выход до 200°С	Фракц. состав нефти выход до 250°С	Фракц. состав нефти выход до 300°С
87	20	15.04.1968	517	526	I ₂ -J ₂	I	0.837	837.0	19.2	12.6	9.2	7.1	5.9			0.2	-41.0	-8.0	2.0	50.4		0.11			0.4		68.0	2.0	6.0	16.0	28.0	43.5
88	26	15.04.1968	513	544	I ₂ -J ₂	II	0.841	841.0	33.2	29.3	13.1	9.0	7.4			0.2	-42.0	-12.0				0.31			0.5		143.0		1.5	12.0	24.0	39.0
89	26	18.04.1968	540	544	I ₂ -J ₂	II	0.820	820.0	11.0	7.2	5.1	4.1	3.4			0.2		-6.0						0.1			84.0	5.0	20.0	31.0	41.0	57.0
90	25	15.04.1972	522	530	I ₂ -J ₂	I	0.825	825.0	17.4	7.7	5.7	4.3	3.7			0.2	-47.0	-6.0	1.1			0.10			0.4		87.0	2.0	12.5	26.0	39.0	52.0
91	13	10.04.1975	424	434	I ₂ -J ₂	I	0.837	837.0	28.1	11.3	9.1	6.9	5.8	2.9	0.03	0.2	-25.0	-7.0	1.1			0.14			0.4		84.0	0.5	7.0	16.5	30.0	46.0
92	77	10.04.1975	520	536	I ₂ -J ₂	I	0.837	837.0	18.8	13.0	9.2	7.0	5.6			0.2	-45.0	-12.0				0.20			0.3		70.0	1.5	5.5	16.0	28.0	44.0
93	79	30.04.1975	520	536	I ₂ -J ₂	I	0.809	809.0	6.8	5.0	4.1	3.4	2.6			0.2	-23.0	-11.0				0.08			0.1		61.0	3.5	16.5	31.0	43.0	53.0
94	95	30.04.1975	523	530	I ₂ -J ₂	I	0.850	850.0	32.0	20.7	14.2	10.4	7.9			0.2	-49.0					0.22										
95	96	30.04.1975	498	510	I ₂ -J ₂	I	0.846	846.0	27.4	17.7	12.8	9.3	7.1	2.5		0.2	-38.0	-8.0	2.0	54.5		0.22			0.5		82.0	0.5	4.5	15.0	27.0	43.0
96	25	30.04.1975	500	526	I ₂ -J ₂	I	0.846	846.0	26.0	12.9	9.5	6.1	2.7			0.2		-8.0	3.1					0.2		112.0		8.0	17.0	28.0	46.0	
97	22	30.04.1975	584	599	I ₂ -J ₂	IIa	0.813	813.0	6.7	5.1	4.3	3.4	3.0			0.2		-7.0	3.1					0.1			62.0	5.0	18.0	31.0	44.0	57.0
98	26	20.06.1977	540	544	I ₂ -J ₂	II	0.851	851.0	38.0	22.4	14.2	10.1	8.2			0.2	-43.0	-6.0				0.49			0.8		90.0	0.5	5.0	11.0	22.0	37.5
99	98	30.04.1975	513	516	I ₂ -J ₂	I	0.842	842.0		13.7			6.4			0.1	-22.0					0.08			0.3		78.0	0.5	5.0	14.0	26.0	42.0
100	28	09.09.1988	527	542	I ₂ -J ₂	II	0.849	849.0	33.4	20.5	14.1	10.3	7.9			0.1	-16.0					0.11			0.7		97.0		5.5	14.0	28.0	43.0
101	174	1988г	517	520	I ₂ -J ₂	I	0.841	841.0		9.4			6.1			0.1	-60.0	2.0				0.11					52.0	4.0	8.0	16.0	29.0	55.0
102	181	09.09.1988	520	524	I ₂ -J ₂	III	0.833	833.0		10.3			5.0			0.2	-20.0	-5.0				0.20					60.0	3.0	12.0	24.0	35.0	60.0
103	47	09.09.1988	537	542	I ₂ -J ₂	I	0.846	846.0	30.5	19.0	13.2	9.6	7.4			0.2	-52.0	-3.0				0.17				80.0	1.0	3.5	10.0	20.0	36.0	
104	13	09.09.1988	425	434	I ₂ -J ₂	I	0.838	838.0	27.0	14.1	10.0	7.6	5.8			0.2	-45.0	-7.0				0.08			0.3							
105	201	09.09.1988	498	515	I ₂ -J ₂	I	0.841	841.0		13.3			5.8			0.2	-55.0	-7.0				0.03			0.5		80.0	2.0	8.0	19.0	29.0	44.0
106	201	20.09.1989	498	515	I ₂ -J ₂	I	0.843	843.0		14.3			6.1			0.2	-48.0					0.08										
107	150	01.01.1990	513	530	I ₂ -J ₂	I	0.842	842.0		14.2			6.0			0.2	-46.0					0.06					120.0		3.0	10.0	20.0	40.0
108	120	01.08.2012	459	464	I ₂ -J ₂	I	0.832	832.0	12.2	8.5	6.5	5.1	4.1	3.2		0.2	-54.0	-7.0	2.2	63.0		0.09			0.3		78.0	3.0	10.0	20.0	30.0	46.0
109	281	10.04.2018	566	583	I ₂ -J ₂		0.810	810.0	6.5	4.9	3.9	3.5	2.9	9.1		0.2	-20.0	-22.0	1.4	54.0		0.04			0.2		70.0	3.0	14.0	28.0	40.0	55.0
110	114	17.10.2021	436	463	I ₂ -J ₂	I	0.843	842.5	26.5	15.4	9.9	7.4	5.8	9.5		0.1	-57.0	-3.0	1.0	54.2	0.2	0.08	0.011	257.9	0.4	12.0	90.0	1.0	6.0	13.0	23.0	36.0
Среднее значение по I ₂ -J ₂ горизонту:							0.837	836.7	21.7	13.5	9.4	6.9	5.6	4.9	0.02	0.2	-39.9	-7.3	2.3	54.0	0.2	0.19	0.011	257.9	0.4	12.0	84.5	2.2	8.6	17.8	29.6	45.4
111	11		480	495	I ₃ -J ₂	I	0.837	837.0	18.5	12.8	9.4	7.1	5.7			0.2		-7.0						0.3			103.0		9.0	17.0	28.0	45.0
112	27		549	555	I ₃ -J ₂	III	0.802	802.0	5.6	4.5	3.6	3.0	2.5			0.2		-24.0	1.0					0.1			64.0	12.0	25.0	38.0	49.0	61.0
113	4	13.09.1966	576	579	I ₃ -J ₂	IV	0.809	809.0	7.3	5.6	4.8	3.8	3.0			0.2	-42.0	-11.0	2.0	52.0		0.10			0.2		57.0	7.0	18.0	34.0	46.5	56.0
114	13	20.10.1967	441	465	I ₃ -J ₂	I	0.835	835.0	17.1	12.1	8.9	6.8	5.4			0.2		-18.0						0.2			90.0		10.0	18.0	28.0	44.0
115	14	30.03.1967	532	537	I ₃ -J ₂	I	0.834	834.0		11.9	8.9	7.4	5.1			0.2		-2.0	1.1					0.4			84.0		7.0	17.0	29.0	45.0
116	20	26.07.1967	536	541	I ₃ -J ₂	I	0.837	837.0	19.4	13.2	9.7	7.6	5.9			0.2		-9.0						0.2			95.0		8.0	17.0	29.0	46.0
117	52	10.04.1975	516	535	I ₃ -J ₂	I	0.837	837.0	26.3	12.2	9.5	7.6	5.8			0.2	-33.0	-13.0				0.14			0.4		78.0	1.0	7.5	17.0	30.0	46.5
118	104	29.05.1978	522	534	I ₃ -J ₂	I	0.834	834.0	21.3	14.0	10.1	7.7	6.0			0.2	-47.0					0.08					93.0	0.5	5.5	15.5	29.5	44.5
119	178*	1988 г	500	520	I ₃ -J ₂	I	0.876	876.0	70.5	32.7	16.7	10.9	7.8			0.1	-54.0	4.0				0.24										
120	184	09.04.1988	521	526	I ₃ -J ₂	I	0.830	830.0		8.7	6.5	5.2	4.2	0.5		0.2	-20.0	-7.0				0.05			0.8		80.0	1.0	9.0	23.5	34.0	49.0
121	120	09.09.1988	500	510	I ₃ -J ₂	I	0.835	835.0	18.1	11.8	8.8	6.6	5.3			0.2	-45.0	-1.0				0.09					78.0	1.0	5.0	13.0	23.0	39.0
122	253	01.08.2012	452	473	I ₃ -J ₂	I	0.834	834.0	13.1	9.4	7.0	5.4	4.3	3.1		0.2	-54.0	-5.0	2.1	63.0		0.05			0.2		70.0	3.0	9.0	18.0	27.0	41.0
123	291	26.09.2016	572	584	I ₃ -J ₂	II	0.815	815.0	7.5	5.5	4.3	3.5	2.9	4.2		0.2	-54.0	-28.0	1.5	54.0		0.04			0.8		65.0	4.0	15.0	30.0	44.0	58.0
124	284	01.11.2023	502	544	I ₂ +I ₃ -J ₂		0.816	816.2	7.7	5.8	4.5	3.6	3.0	6.2	0.01	0.1	-36.0	-25.0	1.2	54.0	0.2	0.24	0.007	254.0	0.2	58.0	45.0	6.0	16.0	26.0	35.0	48.0
Среднее значение по I ₃ -J ₂ горизонту:							0.827	827.3	14.7	9.8	7.4	5.8	4.5	3.5	0.01	0.2	-41.4	-12.5	1.5	55.8	0.2	0.10	0.007	254.0	0.3	58.0	77.1	3.9	11.1	21.8	33.2	47.9
125	11		512	526	I ₄ -J ₂	I	0.839	839.0	18.3	12.3	8.8	6.8	5.3			0.2		-5.0	1.1					0.2			113.0		5.0	17.0	30.0	47.0
126	13	16.08.1967	478	485	I ₄ -J ₂	I	0.839	839.0	18.5	12.1	9.3	7.1	5.6			0.2		-4.0	2.4					0.4			82.0		10.0	19.0	33.0	57.0
127	19	07.02.1967	470	472	I ₄ -J ₂	II	0.846	846.0	29.3	19.2	13.5	9.9	7.6			0.2		-8.0	2.3					0.7			85.0		7.0	15.0	23.0	39.0
128	19	10.05.1967	482	486	I ₄ -J ₂	I	0.858	858.0	40.3	20.3	13.0	10.2	8.3			0.2	-24.0	1.0	3.2	52.0		0.35			0.6		110.0		4.0	10.0	21.0	37.5
129	13	15.04.1968	478	485	I ₄ -J ₂	I	0.832	832.0	15.1	10.3	7.7	6.0	4.8			0.2	-42.0	-12.0	2.2	51.2		0.06			0.4		61.0	2.0	6.5	17.0	30.0	46.5
130	19																															

№№ п/п	№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт	Блок	Плотность при 20°С г/см³	Плотность при 20°С кг/м³	Вязкость кинематическая при 10°С	Вязкость кинематическая при 20°С	Вязкость кинематическая при 30°С	Вязкость кинематическая при 40°С	Вязкость кинематическая при 50°С	содер. %масс <u>Смол-силикателевых</u>	содер. %масс <u>Асфальтенов</u>	содер. %масс <u>Серы</u>	Температура °С Застывания	Температура °С Вспышки в закрытом тигле	содер. %масс <u>Парафинов</u>	Температура °С Плавления парафина	содер. %масс <u>Воды</u>	Кислотное число мгКОН/гр	содер. %масс <u>Мех. Примесей</u>	Концентрация хлористых солей мг/дм³	содер. %масс <u>Кокеуемость</u>	Давление насыщенных паров кПа	Фракц. состав нефти Начало кипения °С	Фракц. состав нефти выход до 100°С	Фракц. состав нефти выход до 150°С	Фракц. состав нефти выход до 200°С	Фракц. состав нефти выход до 250°С	Фракц. состав нефти выход до 300°С
132	175	09.04.1988	500	510	I ₄ -J ₂	I	0.840	840.0		14.2			5.7			0.2	-50.0					0.08					50.0	5.0	10.0	16.0	29.0	47.0
133	175	15.05.2015	521	523	I ₄ -J ₂	I	0.849	849.0	21.9	14.9	10.6	7.9	6.1	2.5		0.1	-54.0	-7.0	0.7	55.0		0.02			1.3		95.0		5.0	10.0	17.0	34.0
134	160	29.04.2022	482	492	I ₄ -J ₂	I	0.837	837.2	16.5	11.5	8.4	6.4	5.0	4.5		0.1	-63.0	-7.0	1.0	54.0	0.1	0.06	0.011	213.1	0.2	28.5	80.0	2.0	7.0	19.0	24.0	42.0
Среднее значение по I₄-J₂ горизонту:							0.842	841.9	22.5	14.4	10.3	7.8	6.1	3.5		0.2	-42.2	-6.1	1.7	53.1	0.1	0.11	0.011	213.1	0.5	28.5	80.5	2.8	6.8	14.8	25.4	43.7
135	180		517	522	I ₅ -J ₂	I	0.840	840.0		13.5			5.2			0.2	-55.0	-7.0				0.03			0.2		115.0		6.0	16.0	30.0	
136	15	01.11.1967	596	606	I ₅ -J ₂	III	0.812	812.0	7.9	5.8	4.2	3.5	2.9			0.2		-12.0	2.7					0.1		71.0	4.0	18.0	30.0	41.0	55.0	
137	15	15.04.1968	596	606	I ₅ -J ₂	III	0.812	812.0	5.8	4.6	3.8	3.2	2.9			0.2	-51.0	-20.0				0.02			0.1		58.0	4.0	16.6	33.0	45.0	57.5
138	26	25.05.1968	614	631	I ₅ -J ₂	IIa	0.811	811.0	10.3	5.9	4.4	3.6	3.0			0.2		-10.0						0.1		79.0	4.0	17.0	30.0	42.0	22.0	
139	57	30.04.1975	510	522	I ₅ -J ₂	I	0.810	810.0	7.3	5.4	5.0	3.7	3.2			0.2	-20.0	-7.0	2.0	51.0				0.2		63.0	1.5	10.5	27.0	39.0	52.0	
140	69	30.04.1975	527	535	I ₅ -J ₂	I	0.829	829.0	12.4	8.7	6.6	5.5	4.4	2.8		0.2	-45.0	-8.0				0.10			0.2		68.0	1.5	10.0	22.0	34.0	51.0
141	100	29.05.1978	520	535	I ₅ -J ₂	I	0.831	831.0	13.3	9.3	6.9	5.4	4.4			0.2	-45.0	-7.0				0.17			0.2		83.0	2.0	9.0	20.0	34.0	49.0
142	101	29.05.1978	499	529	I ₅ -J ₂	I	0.831	831.0	14.6	10.0	7.2	5.6	4.5			0.2	-45.0	-7.0				0.12			0.3		73.0		60.0	18.0	32.0	47.0
143	101	31.01.1985	499	529	I ₅ -J ₂	I	0.830	830.0	11.8	7.2	5.5	4.8	3.8			0.2	-20.0	-7.0	1.9	52.0		0.14			0.3		72.0	2.0	7.5	20.0	33.0	50.0
144	136	31.01.1985	592	600	I ₅ -J ₂	I	0.820	820.0	13.0	7.9	5.6	4.7	4.1			0.2	-45.0					0.09			0.1		60.0	2.0	10.0	26.0	39.0	55.0
145	136	31.01.1985	592	600	I ₅ -J ₂	II	0.820	820.0	13.0	7.9	5.6	4.7	4.1			0.2	-45.0					0.09			0.1		105.0		10.0	26.0	29.0	55.0
146	74	09.04.1988	514	529	I ₅ -J ₂	I	0.829	829.0		8.7			3.9			0.2	-55.0	-7.0				0.03			0.2		80.0	2.0	12.0	23.0	35.0	50.0
147	176	09.04.1988	516	530	I ₅ -J ₂	I	0.832	832.0	13.1	9.1	6.8	5.3	4.2			0.2	-55.0	-7.0				0.08			0.2		70.0	4.0	15.0	26.0	36.0	52.0
148	188	09.04.1988	600	608	I ₅ -J ₂	III	0.816	816.0	10.1	7.4	6.0	4.5	3.5			0.2		-7.0				0.16			0.1		70.0	4.0	11.0	26.0	37.0	55.0
Среднее значение по I₅-J₂ горизонту:							0.823	823.1	11.1	8.0	5.6	4.5	3.9	2.8		0.2	-43.7	-8.8	2.2	51.5		0.09			0.2		76.2	2.8	15.2	24.5	36.1	50.0
149	11	18.04.1968	552	565	II-J ₂ 2пл.	I	0.822	822.0	9.3	6.9	5.2	4.1	3.4			0.2		2.0	2.1	50.8				0.0		81.0	4.0	16.0	29.0	41.0	54.0	
150	25		634	639	II-J ₂ 2пл.	I	0.821	821.0	13.6	9.1	6.9	5.1	4.3	0.1		0.2		-12.0	0.9					0.1		105.0		12.0	26.0	40.0	53.0	
151	149	31.01.1985	638	643	II-J ₂ 2пл.	II	0.825	825.0	11.8	6.9	5.6	5.0	3.9			0.1						0.11			0.2		83.0	3.0	11.0	26.0	38.0	53.0
152	149	09.04.1988	638	643	II-J ₂	II	0.819	819.0	8.9	6.2	5.4	4.4	3.5			0.1	-55.0	-7.0	1.7	51.5		0.08			0.2		70.0	3.0	16.0	29.0	40.0	53.0
153	279	06.06.2018	647	699	II-J ₂	II	0.818	818.0	8.9	6.6	5.0	3.8	3.3	7.8		0.1	-20.0	-19.0	1.4	54.1		0.05			0.2		55.0	5.0	13.0	22.0	32.0	44.0
154	244	25.08.2013	562	597	II-J ₂	I	0.821	821.0	8.4	6.2	4.8	3.8	3.1	3.2		0.1	-20.0	-7.0	2.2	58.0		0.06			0.3		65.0	3.0	14.0	29.0	42.0	55.0
Среднее значение по II-J₂ горизонту:							0.821	821.0	10.2	7.0	5.5	4.4	3.6	3.7		0.1	-31.7	-8.6	1.7	53.6		0.08			0.2		76.5	3.6	13.7	26.8	38.8	52.0
155	19	13.09.1966	584	595	III-J ₂	I	0.808	808.0	10.5	6.1	4.8	4.0	3.1			0.1	-43.0	-12.0	1.1	51.0		0.05			0.7		62.0	6.0	16.0	33.0	47.0	57.0
156	13	15.02.1967	612	615	III-J ₂	I	0.809	809.0		6.5	5.0	4.2	3.9			0.1	-15.0	-15.0	0.9							75.0		14.0	28.0	38.0	52.0	
157	13	30.03.1967	585	590	III-J ₂	I	0.816	816.0		5.9	4.7	3.9	3.3	0.9		0.2		-7.0				1.10					81.0		18.0	29.0	40.0	56.0
158	26	17.04.1967	655	664	III-J ₂	I	0.809	809.0	7.3	5.4	4.6	3.7	3.1			0.2								0.2		79.0	6.0	19.0	30.0	42.0	55.0	
159	22	30.11.1967	610	615	III-J ₂	I	0.810	810.0																								
160	18	06.02.1968	673	676	III-J ₂	II	0.814	814.0	6.8	5.2	4.2	3.5	3.0			0.2		-20.0	3.2							63.0	5.0	15.0	27.0	44.0	60.0	
161	19	07.02.1968	584	593	III-J ₂	I	0.808	808.0	10.5	6.1	4.8	4.1	3.1			0.1	-43.0	-12.0	1.1	51.0		0.05			0.7		62.0	6.0	16.0	33.0	47.0	57.0
162	11	17.04.1968	607	618	III-J ₂	I	0.815	815.0	7.5	5.7	4.9	3.9	3.2			0.1			2.2								70.0	4.0	18.0	32.0	44.0	60.0
163	11	25.05.1968	576	598	III-J ₂	I	0.818	818.0	9.3	6.5	5.0	4.0	3.3			0.2		4.0									102.0		12.0	26.0	39.0	55.0
164	24	15.04.1972	645	648	III-J ₂	I	0.837	837.0	10.2	7.1	5.2	4.2	3.5			0.3	-43.0	-7.0	2.1			0.07			0.3		82.0	2.5	10.5	27.0	39.0	50.5
165	96	25.06.1974	643	650	III-J ₂	I	0.825	825.0																								
166	66	10.04.1975	638	644	III-J ₂	I	0.813	813.0	7.0	5.6	4.7	3.7	3.1	2.1	0.01	0.1	-45.0	-8.0				0.10			0.1		61.0	2.0	15.0	31.0	43.0	56.5
167	29	14.04.1976	611	614	III-J ₂	I	0.820	820.0		5.8			3.1			0.2	-65.0	-13.0				0.30			0.4		90.0		15.0	31.0	43.0	56.0
168	29	18.06.1976	635	638	III-J ₂	I	0.821	821.0	9.3	6.8	5.2	4.1	3.4			0.2											78.0	6.0	17.0	30.0	42.0	59.0
169	106	29.05.1978	612	629	III-J ₂	I	0.821	821.0	8.8	6.5	4.9	3.9	3.3			0.1	-45.0	-6.0				0.10			0.1		92.0	1.0	10.0	25.0	39.0	52.5
170	119	09.04.1988	570	580	III-J ₂	I	0.814	814.0	8.5	6.8	5.4	4.3	3.5			0.1	-45.0	-7.0				0.09			0.1		57.0	2.5	9.0	24.0	36.0	50.0
171	189	09.04.1988	590	598	III-J ₂	I	0.810	810.0	8.5	5.5	4.9	4.0	3.3			0.1	-55.0	-8.0	2.0	50.9		0.06			0.2		38.0	6.0	18.0	32.0	51.0	68.0
172	151	31.01.1985	601	606	III-J ₂	I	0.824	824.0	10.7	7.8	5.6	4.4	3.6			0.1	-45.0	-5.0				0.10			0.2		75.0		10.0	24.0	36.0	52.0
173	151	31.01.1985	601	606	III-J ₂	I	0.822	822.0	8.9	6.9	5.2	4.3	3.5			0.1	-55.0	-8.0				0.05			0.							

№№ п/п	№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт	Блок	Плотность при 20°С г/см³	Плотность при 20°С кг/м³	Вязкость кинематическая при 10°С	Вязкость кинематическая при 20°С	Вязкость кинематическая при 30°С	Вязкость кинематическая при 40°С	Вязкость кинематическая при 50°С	содер. %масс Смол-силикателевых	содер. %масс Асфальтенов	содер. %масс Серы	Температура °С Застывания	Температура °С Вспыши в закрытом тигле	содер. %масс Парафинов	Температура °С Плавления парафина	содер. %масс Воды	Кислотное число мгКОН/гр	содер. %масс Мех. Примесей	Концентрация хлористых солей мг/дм3	содер. %масс Кокеуемость	Давление насыщенных паров кПа	Фракц. состав нефти Начало кипения °С	Фракц. состав нефти выход до 100°С	Фракц. состав нефти выход до 150°С	Фракц. состав нефти выход до 200°С	Фракц. состав нефти выход до 250°С	Фракц. состав нефти выход до 300°С
Среднее значение по III-J₂ горизонту:							0.815	815.1	8.7	6.1	4.9	4.0	3.3	1.5	0.01	0.1	-47.2	-8.3	1.8	51.0		0.17			0.3		69.1	4.3	14.6	28.9	41.7	55.4
176	19	13.09.1966	609	613	IV-J₂	I	0.808	808.0	8.8	5.2	4.2	3.4	2.9			0.1	-45.0	-14.0	1.3	51.5		0.12			0.2		70.0	4.5	16.0	32.0	45.0	56.0
177	15	29.03.1967	702	707	IV-J₂	III	0.799	799.0		5.8	3.5	2.8	2.4	1.1	0.01	0.2	-17.0	-8.0	0.5							68.0		22.0	35.0	45.0	57.0	
178	22	27.11.1967	627	635	IV-J₂	I	0.813	813.0	6.0	5.0	4.0	3.2	2.8			0.1		-20.0	2.1					0.1		72.0	4.0	18.0	33.0	41.0	55.0	
179	11	05.03.1968	637	648	IV-J₂	II	0.804	804.0	5.9	4.6	3.7	3.1	2.7			0.1		-10.0	1.8					0.2		59.0	9.0	21.0	35.0	44.0	50.0	
180	22	15.04.1968	627	635	IV-J₂	I	0.810	810.0	34.0	5.1	4.2	3.4	2.9			0.1	-62.0	-20.0	2.0	50.0		0.04			0.2		50.0	4.0	15.0	31.0	43.0	57.0
181	74	30.04.1975	614	627	IV-J₂	I	0.817	817.0	9.2	5.8	4.9		3.2	2.2	0.02	0.1	-20.0	-5.0				0.08			0.1		69.0	2.5	15.5	32.0	43.0	56.0
182	158	1988 г	698	735	IV-J₂	II	0.797	797.0		4.0			2.5			0.1	-28.0	-5.0				0.03					48.0	4.0	12.0	28.0	38.0	52.0
183	153	09.04.1988	607	613	IV-J₂	I	0.818	818.0		7.7			3.7			0.1	-55.0	-8.0				0.03			0.1		75.0	2.0	14.0	31.0	42.0	56.0
184	252	25.08.2013	618	621	IV-J₂	II	0.809	809.0	6.8	5.3	3.9	3.1	2.5	2.9		0.1	-20.0	-7.0	2.3	59.0		0.05			0.3		55.0	6.0	17.0	32.0	44.0	58.0
185	117	27.06.2019	689	712	IV-J₂		0.801	801.0	8.7	5.4	3.5	2.8	2.4	8.4		0.1	-48.0	-25.0	1.5	54.2	0.1	0.01	0.009	59.5	0.2	66.0	55.0	7.0	19.0	32.0	43.0	55.0
Среднее значение по IV-J₂ горизонту:							0.808	807.6	11.3	5.4	4.0	3.1	2.8	3.7	0.02	0.1	-36.9	-12.2	1.6	53.7	0.1	0.05	0.009	59.5	0.2	66.0	62.1	4.8	17.0	32.1	42.8	55.2
186	27	19.03.1967	750	765	V-J₂	II	0.799	799.0	4.8	3.8	3.2	2.7	2.3			0.1	-22.0		1.0						0.1		59.0	10.0	25.0	37.0	50.0	63.0
187	18	10.07.1967	754	758	V-J₂	I	0.802	802.0	9.2	5.4	4.2	3.1	2.9												0.0		86.0		18.0	33.0	46.0	60.0
188	11	07.02.1968	658	665	V-J₂	I	0.805	805.0	5.4	4.7	3.4	3.0	2.5			0.1		-12.0						0.0		59.0	9.0	22.0	34.0	45.0	67.0	
189	71	30.04.1975	724	747	V-J₂	II	0.809	809.0	55.0	9.0	5.9	3.9	3.0			0.1	-15.0	-10.0				0.02			0.1		72.0	3.0	20.0	34.5	47.5	60.0
190	56	30.04.1975	750	758	V-J₂	II	0.795	795.0	4.8	3.5	2.9	2.5	2.1	1.9		0.1	-44.0	-10.0	2.6	49.2		0.02			0.1		56.0	5.0	20.0	34.0	44.0	56.0
191	86	26.05.1978	818	820	V-J₂	IIa	0.811	811.0	10.9	6.0	4.6	3.7	3.1			0.1	-19.0	-8.0	2.5	51.0		0.06			0.1		95.0	0.5	12.5	28.0	41.0	56.0
192	70	1985г.	622	658	V-J₂	I	0.811	811.0	8.4	6.1	3.9	3.4	3.0			0.1	-20.0	-5.0				0.06			0.1		95.0		9.0	22.0	36.0	49.0
193	71	31.01.1985	724	747	V-J₂	I	0.801	801.0	8.1	4.5	3.7	3.1	2.6			0.0	-25.0	-7.0				0.03			0.1		71.0	4.0	21.0	35.0	49.0	61.0
194	67	09.04.1988	747	760	V-J₂	II	0.800	800.0	6.7	4.8	3.7	3.1	2.6			0.1	-48.0	-8.0				0.01			0.1		55.0	5.0	18.0	31.0	43.0	59.0
195	325	27.06.2019	761	765	V-J₂		0.800	799.9	6.5	4.5	3.4	2.7	2.3	9.0		0.1	-42.0	-25.0	1.5	54.2	0.6	0.02	0.012	1103.2	0.2	46.0	60.0	5.0	17.0	30.0	41.0	53.0
Среднее значение по V-J₂ горизонту:							0.803	803.3	12.0	5.2	3.9	3.1	2.6	5.4		0.1	-29.4	-10.6	1.9	51.5	0.6	0.03	0.012	1103.2	0.1	46.0	70.8	5.2	18.3	31.9	44.3	58.4
196	53	08.04.1973	803	806	II-PT	I	0.823	823.0	9.3	6.0	5.2	4.9	3.2	1.9	0.06	0.1	-20.0	-5.0				0.07			0.1		105.0		11.0	29.0	42.0	56.0
197	59	08.04.1973	804	811	III-PT	I	0.806	806.0	9.8	5.5	4.3	3.2	2.8	0.3		0.1	-22.0	-10.0	3.2			0.32			0.0		100.0		15.0	31.0	42.0	57.0
198	60	08.04.1973	842	851	III-PT	I	0.829	829.0	20.6	12.8	7.9	5.6	4.4	2.0	0.02	0.1	-20.0	-5.0				0.35			0.5		72.0	2.0	11.0	32.0	33.0	47.5
199	230	19.04.1999	805	812	III-PT	I	0.794	794.0		4.3			2.3			0.1						0.15			0.2		48.0	8.5		36.0	48.0	62.0
200	282	15.05.2015	766	785	III-PT	II	0.811	811.0	10.8	7.2	5.0	3.6	2.9	1.1		0.1	-54.0	-7.0	0.8	54.2		0.18			1.2		80.0	3.0	13.0	23.0	35.0	52.0
Среднее значение по III-PT горизонту							0.810	810.0	13.7	7.5	5.7	4.1	3.1	1.1	0.02	0.1	-32.0	-7.3	2.0	54.2		0.25			0.5		75.0	4.5	13.0	30.5	39.5	54.6
201	28		527	542	I₁-I₂-J₂	II	0.851	851.0	33.0	19.9	13.8	10.2	8.0			0.1		2.0	0.6					0.2		121.0		5.0				

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав растворенного газа в нефти.

№п/п	№/№ скв.	Дата отбора	и.п. кровля м	и.п. подошва м	Глубина отбора	Горизонт	Сероводород (H2S)	Углекислый газ (CO2)	Азот + редкие (N2)	метан (C1)	этан (C2)	пропан (C3)	изобутан (i-C4)	н. Бутан (n-C4)	изопентан (i-C5)	н. Пентан (n-C5)	гексаны (C6)	гептаны (C7)	Октаны (C8)	Нонаны (C9)	Деканы (C10)	Сумма	Молекулярная масса флюида	Молекулярная масса флюида расчетная	Плотность газа относительная (по воздуху)
1	49*	06.05.2015	232.0	237.0		I-al3		0.7	2.5	55.0	23.9	11.6	3.6	1.6	1.1							100		26.0	0.915
2	H-1	26.11.2020	189.0	465.0		I-al3	0.000	0.9	1.0	89.8	5.9	1.5	0.5	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0			100	18.0	18.1	0.626
3	99	28.04.2022	231.5	236.0		I-al3	0.000	0.2	2.2	89.8	5.1	1.8	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0			100	17.9	18.0	0.622
Среднее значение по К1а горизонту:							0.000	0.5	1.6	89.8	5.5	1.7	0.5	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0			100	18.0	18.0	0.624
4	301	31.07.2016	316.0	322.0	Гл.пр.	II-al2		0.1	0.3	70.3	18.5	5.4	2.5	1.2	1.7							100		22.7	0.791
5	60	10.04.2018	307.0	317.0	Гл.пр.	II-al2		0.4	2.8	75.7	12.4	5.6	1.3	0.9	0.9							100	21.2	21.2	0.740
6	302	06.06.2018	324.5	327.0		II-al2		0.1	1.4	77.1	11.0	5.9	2.2	1.3	0.9							100	21.4	21.4	0.748
7	150	05.05.2021	216.0	278.0		II-al2	0.000	0.3	2.5	74.3	10.4	5.7	2.4	2.0	1.4	0.6	0.3	0.2	0.0			100	22.7	22.8	0.795
8	135*	29.04.2022	225.0	315.0		II-al2	0.000	1.3	0.3	58.1	24.2	10.1	3.3	1.5	1.0	0.1	0.0	0.0	0.0			100	28.5	25.3	1.010
Среднее значение по II-al2 горизонту:								0.2	1.7	74.4	13.1	5.6	2.1	1.4	1.2	0.6	0.3	0.2	0.0			101	21.8	22.7	0.769
9	31	10.12.1976	506.0	523.0	Устье	K1a	0.000	3.4	0.4	61.8	22.1	5.9	1.8	0.9	0.9							97		23.0	0.832
10	84	24.12.1976	442.0	452.0	Устье	K1a	0.100	2.7	0.9	75.9	13.6	4.1	1.1	0.9	0.9							100		21.4	0.745
11	135	12.07.2008	473.0	485.5	Устье	K1a		1.5	1.0	69.4	19.7	5.6	1.3	0.8	0.6							100		22.1	0.771
12	251	01.08.2012	446.0	480.0	Гл.пр.	K1a		1.8	1.0	75.7	9.1	4.9	2.7	2.0	2.6							100		22.7	0.798
13	305	27.09.2016	496.0	501.0	Гл.пр.	K1a		0.3	1.3	76.4	11.7	5.6	2.1	1.4	1.1							100		21.6	0.754
Среднее значение по К1а горизонту:							0.1	1.9	0.9	71.8	15.2	5.2	1.8	1.2	1.2							99		22.2	0.780
14	3	н/д	526.0	530.0	Устье	K1ne		0.3	1.1	42.3	26.6	18.0	2.4									91		24.6	0.952
15	3	29.04.1972	526.0	530.0	Устье	K1ne		1.4	5.7	50.8	19.2	13.3	1.7									92		23.0	0.969
16	4	31.05.1972	450.0	453.0	Устье	K1ne		1.2	4.1	68.8	12.7	7.1	2.8									97		21.3	0.844
17	60	06.08.1973	496.0	506.0	Гл.пр.	K1ne	0.001	0.2	4.6	53.5	16.2	13.9	3.5									92		23.0	0.998
18	88	08.12.1976	451.0	475.0	Устье	K1ne		1.0		65.2	22.5	8.2	1.7	0.8	0.5							100		23.1	0.808
19	6	09.12.1976	492.0	500.0	Устье	K1ne	0.000	0.1	1.3	50.9	33.0	10.9	2.6	1.5	0.7							101		26.2	0.919
20	85	21.12.1976	492.0	503.0	Устье	K1ne	0.100	1.9	1.1	66.0	22.6	5.9	1.4	0.7	0.5							100		22.7	0.793
21	4	20.12.1976	450.0	453.0	Устье	K1ne	0.010	2.6	1.2	64.5	17.4	9.8	1.9	1.5	1.1							100		24.2	0.842
22	37	12.07.2008	412.0	417.0	Устье	K1ne		1.2	0.1	69.7	19.8	5.6	1.3	0.8	0.6							99		21.8	0.768
23	30	15.05.2015	511.0	521.0	Гл.пр.	K1ne		2.9	0.8	62.7	15.7	9.4	4.1	2.1	2.3							100		25.7	0.895
24	324	27.06.2019	492.2	496.0		K1ne		0.3	0.9	44.1	22.4	19.4	5.8	4.8	1.9	0.3	0.1	0.0	0.0			100	30.5	30.6	1.076
25	187	29.04.2022	417.5	422.0		K1ne	0.000	1.7	3.0	50.6	27.9	10.5	3.4	1.7	1.1	0.1	0.0	0.0	0.0			100	25.5	26.6	0.929
Среднее значение по K1ne горизонту:							0.022	1.2	2.2	58.0	21.5	11.1	2.7	1.8	1.1	0.2	0.1	0.0	0.0			100	28.0	25.5	0.899
26	2	н/д	441.0	448.0	Устье	III-nc		0.9	0.1	56.2	22.6	12.5	2.3									95		23.1	0.999
27	17	07.02.1968	460.0	465.0	Устье	III-nc		0.7	4.8	58.8	20.8	9.4	1.3									96		22.2	0.880
28	17	24.12.1976	460.0	465.0	Устье	III-nc	0.001	0.9	1.7	64.6	22.3	9.3	0.9	0.4	0.1							100		22.9	0.798
Среднее значение по III-nc горизонту:							0.001	0.9	2.3	61.6	22.5	10.7	1.5	0.4	0.1							100		23.6	0.892
29	52	06.09.2012	420.0	424.0	Гл.пр.	IV-nc		0.4	6.0	59.9	14.1	10.5	4.4	3.0	1.8							100		25.9	0.898
30	98	10.04.2018	443.0	449.0	Гл.пр.	IV-nc		0.6	0.6	67.6	19.0	6.4	3.2	1.2	1.4							100	23.4	23.4	0.817
Среднее значение по IV-nc горизонту:								0.5	3.3	63.8	16.6	8.5	3.8	2.1	1.6							100	23.4	24.7	0.858
31	K-16	17.12.1962	542.0	546.0	Устье	I1-J2		0.4	1.0	51.7	19.6	16.1	3.0									92		23.5	1.010
32	1	21.06.1966	512.0	522.0	Устье	I1-J2		1.7	0.5	54.0	18.3	14.5	2.8									92		23.1	0.999
33	109	19.06.1974	514.0	529.0	Устье	I1-J2		1.9	1.3	64.4	18.9	8.5	0.7									96		21.4	0.838
34	109	05.05.1975	514.0	529.0	Устье	I1-J2		0.4	4.5	61.8	18.9	3.3	3.9									93		20.8	0.900
35	28	10.12.1976	527.0	542.0	Устье	I1-I2-J2	0.000	3.0	0.3	64.5	22.8	6.3	1.3	0.5	0.3							99		22.6	0.764
36	195	12.07.2008	475.0	527.0	Устье	I1-J2		1.3	1.0	69.6	19.9	5.7	1.3	0.8	0.6							100		22.2	0.770
37	209	12.07.2008	463.0	466.0	Устье	I1-J2		2.1	2.5	86.6	6.5	1.7	0.4	0.2	0.3							100		18.8	0.645
38	210	12.07.2008	500.0	507.0	Устье	I1-J2		1.2	1.9	86.0	7.9	2.1	0.5	0.2	0.1							100		18.6	0.648
39	231	12.07.2008	498.5	502.0	Устье	I1-J2		4.9	1.1	62.2	21.5	6.5	2.0	0.9	1.0							100		24.2	0.842
40	199	26.11.2020	437.0	442.0		I1-J2	0.000	1.2	2.2	59.9	21.0	7.2	5.1	1.2	1.9	0.1	0.1	0.0	0.0			100	25.5	25.5	0.894
41	234	01.11.2023	490.0	507.5	Устье	I1-J2	0.000	1.1	0.2	56.4	20.4	13.7	3.4	2.9	1.6	0.2	0.0	0.0	0.0			100	26.7	26.8	0.939

№п/п	№№ скв.	Дата отбора	и.п. кровля м	и.п. подошва м	Глубина отбора	Горизонт	Сероводород (H2S)	Углекислый газ (CO2)	Азот + редкие (N2)	метан (C1)	этан (C2)	пропан (C3)	изобутан (i-C4)	н. Бутан (n-C4)	изопентан (i-C5)	н. Пентан (n-C5)	гексаны (C6)	гептаны (C7)	Октаны (C8)	Нонаны (C9)	Деканы (C10)	Сумма	Молекулярная масса флюида	Молекулярная масса флюида расчетная	Плотность газа относительная (по воздуху)
Среднее значение по I1-J2 горизонту:							0.000	1.8	1.5	66.3	18.1	7.9	2.3	1.0	0.9	0.2	0.1	0.0	0.0			100	26.1	23.5	0.841
42	1	05.08.1966	536.0	539.0	Устье	I2-J2		1.3	4.4	68.8	12.6	6.9	2.5									97		21.1	0.826
43	2	20.01.1966	504.0	508.0	Устье	I2-J2		1.4	1.6	53.3	23.7	9.3	1.9									91		21.9	0.967
44	4	21.12.1966	531.0	540.0	Устье	I2-J2		1.2	1.0	55.2	23.9	11.8	1.7									95		23.0	0.934
45	4	15.02.1967	531.0	540.0	Устье	I2-J2		0.9	1.3	69.6	14.1	8.1	1.6									96		20.7	0.824
46	15	06.02.1968	524.0	540.0	Устье	I2-J2		2.0	4.9	65.7	14.3	7.9	1.1									96		21.2	0.836
47	22	07.02.1968	584.0	599.0	Устье	I2-J2		1.4	5.0	62.1	14.1	10.4	1.8									95		21.9	0.881
48	26	25.04.1972	516.0	544.0	Гл.пр.	I2-J2		3.7	5.3	54.4	15.5	12.2	2.2									93		23.2	0.962
49	11	26.04.1972	462.0	468.0	Гл.пр.	I2-J2		1.4	3.6	58.0	18.8	9.5	2.0									93		21.9	0.916
50	25	27.04.1972	500.0	526.0	Гл.пр.	I2-J2		1.3	4.5	63.6	16.3	4.4	2.5									93		20.3	0.849
51	11	27.04.1972	462.0	468.0	Устье	I2-J2		1.9	4.1	62.8	15.0	9.3	1.3									94		21.4	0.888
52	25	29.04.1972	500.0	526.0	Устье	I2-J2		1.3	5.7	65.1	15.8	6.9	1.0									96		21.0	0.826
53	96	апр.1975г	498.0	510.0	Гл.пр.	I2-J2		0.8	3.7	59.4	17.9	5.8	3.7									91		21.0	0.944
54	25	10.12.1976	510.0	526.0	Устье	I2-J2	0.000	0.3	1.1	75.0	19.3	2.4	1.5	0.2	0.3							100		20.5	0.739
55	77	10.12.1976	519.0	542.0	Устье	I2-J2	0.001	0.9	1.7	68.8	16.4	5.4	2.1	2.3	2.4							100		23.5	0.827
56	96	20.12.1976	498.0	510.0	Устье	I2-J2	0.001	1.6	1.0	68.4	25.0	1.9	1.4	0.2	0.5							100		21.6	0.756
57	26	16.12.1976	516.0	544.0	Устье	I2-J2	0.015	1.4	0.8	69.7	19.7	6.1	1.3	0.6	0.4							100		22.0	0.757
58	63	12.07.2008	510.0	513.0	Устье	I2-J2		2.8	1.6	68.0	19.5	5.6	1.3		0.5							99		22.0	0.996
59	156	12.07.2008	513.5	538.5	Устье	I2-J2	0.000	4.3	0.5	63.1	21.7	6.5	2.0	0.9	1.0							100		24.0	0.837
60	120	01.08.2012	459.0	464.0	Гл.пр.	I2-J2		1.1	3.2	62.8	8.5	12.5	3.9	4.0	4.0							100		27.0	0.950
61	281	10.04.2018	566.0	583.0		I2-J2		4.2	0.7	65.0	15.2	9.3	2.3	1.6	1.8							100	24.7	24.7	0.863
62	114	17.10.2021	436.0	463.0		I2-J2	0.000	2.2	0.5	59.3	19.7	10.9	4.5	1.8	0.8	0.1	0.1	0.1	0.0			100	25.8	25.9	0.903
Среднее значение по I2-J2 горизонту:							0.003	1.8	2.7	64.6	17.7	7.9	2.1	1.5	1.3	0.1	0.1	0.1	0.0			100		24.1	0.871
63	4	20.08.1966	573.0	579.0	Устье	I3-J2		0.8	0.6	48.2	20.7	17.9	3.1									91		24.2	1.051
64	14	03.03.1967	532.0	537.0	Устье	I3-J2		1.3	0.2	58.5	21.1	9.1	2.5									93		21.8	0.939
65	14	04.01.1968	532.0	537.0	гл.пр.	I3-J2		1.3		49.3	25.3	11.5	3.3									91		23.1	1.015
66	104	17.12.1976	522.0	534.0	Устье	I3-J2	0.001	2.4	0.7	64.4	19.0	7.0	2.0	2.2	2.5							100		24.6	0.866
67	229	12.07.2008	537.0	558.0	Устье	I3-J2		3.1	1.0	68.4	19.5	5.6	1.3	0.8	1.3							101		23.1	0.783
68	253	01.08.2012	452.0	473.0	Гл.пр.	I3-J2		1.2	2.4	62.5	11.6	10.3	4.2	4.1	3.8							100		26.8	0.940
69	291	26.09.2016	572.0	584.0	Гл.пр.	I3-J2	0.000	2.4	0.2	80.8	4.7	4.6	2.0	2.7	2.8							100		22.3	0.776
Среднее значение по I3-J2 горизонту:							0.001	1.7	1.0	59.4	19.8	10.4	2.8	2.4	2.6							100		25.9	0.932
70	19	10.03.1967	470.0	472.0	Устье	I4-J2		2.8	0.4	67.0	17.1	7.8	1.3									96		21.4	0.837
71	233	12.07.1988	562.0	571.0	Устье	I4-J2		1.5	1.0	69.4	19.9	5.7	1.3	0.8	0.5							100		22.2	0.772
72	175	15.05.2015	492.0	523.0	Гл.пр.	I4-J2		0.6	1.3	78.6	9.1	4.3	3.1	1.1	1.9							100		21.7	0.758
73	160	29.04.2022	482.0	492.0		I4-J2	0.000	0.8	1.0	60.8	20.1	10.2	3.6	1.7	1.6	0.1	0.0	0.0	0.0			100	25.2	25.3	0.885
Среднее значение по I4-J2 горизонту:							0.000	1.4	0.9	69.0	16.6	7.0	2.3	1.2	1.3	0.1	0.0	0.0	0.0			100	25.2	23.1	0.813
74	19	02.10.1966	495.0	505.0	Устье	I5-J2		2.0	1.6	54.8	18.5	13.8	2.0									93		22.9	0.968
75	59	06.08.1973	643.0	662.0	гл.пр	I5-J2		2.0	3.5	51.0	18.5	14.0	3.0									92		23.5	1.008
Среднее значение по I5-J2 горизонту:								2.0	2.6	52.9	18.5	13.9	2.5									92		23.2	0.988
76	97	н/д	592.0	604.0	Устье	II-J2 1пл.		2.0	3.0	65.6	18.3	7.7	0.7									97		21.5	0.812
77	97	09.12.1976	592.0	604.0	Устье	II-J2 1пл.	0.003	2.8	0.8	63.8	22.6	6.6	2.1	0.8	0.4							100		23.4	0.821
Среднее значение по II-J2 горизонту:							0.003	2.4	1.9	64.7	20.5	7.2	1.4	0.8	0.4							99		22.8	0.817
78	19	21.08.1966	584.0	595.0	Устье	III-J2		4.0	1.1	48.4	18.8	15.5	3.1									91		24.1	1.057
79	13	15.02.1967	612.0	615.0	Устье	III-J2		1.7	1.9	47.5	23.8	16.4	1.6									93		24.2	1.032
80	18	06.02.1968	673.0	676.0	Устье	III-J2		3.2	4.8	64.5	12.6	8.5	1.7									95		21.6	0.864
81	13	26.03.1968	585.0	590.0	гл.пр	III-J2		1.8	0.2	50.7	19.3	16.2	3.3									92		23.8	0.947
82	96	26.05.1974	643.0	650.0	Устье	III-J2		0.1	2.3	63.9	22.6	8.5	0.5									98		21.8	0.804
83	96	25.06.1974	643.0	650.0	гл.пр	III-J2		0.8	3.1	35.8	23.2	21.1	4.4									88		25.8	1.171

№п/п	№№ скв.	Дата отбора	и.п. кровля м	и.п. подошва м	Глубина отбора	Горизонт	Сероводород (H2S)	Углекислый газ (CO2)	Азот + редкие (N2)	метан (C1)	этан (C2)	пропан (C3)	изобутан (i-C4)	н. Бутан (n-C4)	изопентан (i-C5)	н. Пентан (n-C5)	гексаны (C6)	гептаны (C7)	Октаны (C8)	Нонаны (C9)	Деканы (C10)	Сумма	Молекулярная масса флюида	Молекулярная масса флюида расчетная	Плотность газа относительная (по воздуху)
84	66	15.04.1974	638.0	644.0	Устье	III-J2		1.6	3.1	46.4	17.8	19.5	3.3									92		24.9	1.059
85	66	17.06.1975	638.0	644.0	гл.пр	III-J2		2.3	0.5	64.6	20.0	8.5	1.2									97		22.0	0.838
86	106	09.12.1976	612.0	629.0	Устье	III-J2	0.001	2.3	0.6	58.5	22.8	12.2	1.7	1.4	0.6							100		25.0	0.869
87	244	25.08.2013	562.0	597.0	Гл.пр.	III-J2		3.6	0.9	59.9	15.8	11.3	2.8	3.3	2.4							100		26.5	0.927
Среднее значение по III-J2 горизонту:							0.001	2.2	1.9	55.3	20.1	14.1	2.4	2.4	1.5							100		26.6	0.957
88	19	н/д	609.0	613.0	Устье	IV-J2		2.6	1.5	60.4	15.0	11.5	2.3									93		22.2	0.929
89	11	05.03.1966	637.0	648.0	Устье	IV-J2		2.3	3.9	47.5	20.2	16.3	2.2									92		24.3	1.002
90	15	17.02.1967	702.0	707.0	Устье	IV-J2		2.0	0.6	74.2	11.1	6.6	1.7									96		20.2	0.804
91	74	08.12.1976	614.0	627.0	Устье	IV-J2	0.020	3.5	0.2	60.5	23.1	9.3	1.2	1.4	0.7							100		24.4	0.849
92	252	25.08.2013	618.0	621.0	Гл.пр.	IV-J2		2.4	0.7	45.5	16.0	19.2	5.1	6.6	4.4							100		31.8	1.126
93	117	27.06.2019	689.0	711.5		IV-J2		1.1	0.7	52.2	22.5	14.2	2.6	4.4	1.1	0.9	0.2	0.1	0.0			100	27.3	27.8	0.961
Среднее значение по IV-J2 горизонту:							0.020	2.3	1.3	56.1	17.8	12.7	2.5	4.1	2.0	0.9	0.2	0.1	0.0			100		27.5	0.945
94	56	02.01.1972	750.0	758.0	гл.пр	V-J2		1.4	4.1	55.0	19.0	12.5	1.9									94		22.9	0.930
95	56	12.04.1972	750.0	758.0	Устье	V-J2		1.3	2.1	52.7	20.8	14.0	2.3									93		23.4	0.963
96	70	13.12.1976	640.0	658.0	Устье	V-J2	0.120	1.0	0.1	55.3	24.3	11.8	2.4	3.1	2.1							100		26.6	0.944
97	325	27.06.2019	761.0	764.5		V-J2		1.1	0.7	52.2	22.5	14.2	2.6	4.4	1.1	0.9	0.2	0.1	0.0			100	27.8	27.8	0.977
Среднее значение по V-J2 горизонту:							0.119	1.2	1.8	53.5	21.6	13.1	2.3	3.7	1.6	0.9	0.2	0.1	0.0			100	27.8	27.4	0.954
98	59	12.04.1972	804.0	811.0	Устье	III-PT		0.8	2.1	65.7	16.5	9.3	1.3									96		21.3	0.837
99	33	12.05.1974	804.0	815.0	Устье	III-PT		0.6	0.7	68.0	19.1	8.0	1.8									98		21.7	0.802
100	33	25.06.1974	804.0	815.0	гл.пр	III-PT		0.9	6.4	43.3	19.6	15.7	4.4									90		24.5	1.086
101	62a	01.09.1975	784.0	791.0	гл.пр	III-PT		1.1		50.7	17.7	14.7	7.4									92		24.7	1.105
102	282	15.05.2015	766.0	785.0	Гл.пр.	III-PT		1.8	0.7	66.7	14.9	8.5	3.0	1.2	3.1							100		24.6	0.868
Среднее значение по III-PT горизонту:								1.0	2.5	59.4	17.7	11.3	3.6	1.2	3.1							100		26.1	0.940
103	59	27.05.1975	627.0	659.0	Гл.пр	I4+I5-J2		2.3	3.0	46.9	17.1	16.2	4.2									90		24.1	1.085
104	33	18.06.1975	661.0	703.0	Устье	III-IV-J2		1.1	0.5	57.1	23.1	11.0	2.0									95		22.7	0.918
105	59	17.12.1976	627.0	659.0	Устье	I4+I5-J2	0.100	4.1	0.3	59.7	19.4	11.6	1.9	2.3	0.7							100		25.4	0.886
106	51	22.12.1976	453.0	483.0	Устье	III-IV-ne	0.000	1.6	1.2	60.3	23.5	7.9	3.3	1.1	3.3							102		26.2	0.863
107	177	12.07.2008	473.0	500.0	Устье	III-IV-ne		1.3	1.0	69.7	19.8	5.6	1.2	0.8	0.6							100		22.1	0.769
108	79	12.07.2008	423.0	459.0	Устье	K1a-III-ne		6.6	0.5	67.4	16.7	6.1	1.1	0.8	0.7							100		23.2	0.810
109	55	12.07.2008	411.0	544.0	Устье	K1a+I1+J2		4.0	0.5	62.4	22.0	6.9	2.2	1.0	1.1							100		24.2	0.845
110	195	12.07.2008	453.0	509.0	Устье	III-ne+I1-J2	0.000	1.3	1.0	69.6	18.9	5.7	1.3	0.8	0.6							99		21.9	0.770
111	238	12.07.2008	576.5	618.0	Устье	III-IV-J2		5.7	0.6	61.6	17.4	9.7	1.8	2.0	1.3							100		25.2	0.880
112	52	12.07.2008	460.0	480.0	Устье	I1+I2-J2		1.2	1.0	87.4	7.0	1.8	0.4	0.2	0.6							100		18.5	0.637
113	241	12.07.2008	701.0	748.0	Устье	III-IV-J2		3.7	0.5	56.2	20.8	11.8	1.8	3.1	2.2							100		26.7	0.935
114	208	06.09.2012	457.0	483.0	Гл.пр.	III-IV-ne		0.4	4.6	57.1	20.4	9.3	2.6	2.3	3.3							100		26.1	0.914
115	233	24.05.2017	410.0	466.0	Гл.пр.	K1ne-III-IV-ne		1.2	0.3	66.5	15.2	7.2	3.9	2.7	4.7							102		26.3	0.859
116	192	29.04.2022	427.0	452.0		III+IV ne	0.000	0.6	3.0	84.5	8.8	1.8	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0			100	18.9	18.9	0.656
117	284	01.11.2023	502.0	544.0		I2+I3-J2	0.000	4.4	0.7	56.0	17.6	13.3	3.1	3.1	1.4	0.2	0.0	0.1	0.0			100	27.1	27.2	0.952
118	279	06.06.2018	647.0	699.0		II+III-J2		1.2	1.0	57.9	17.5	12.0	3.5	4.5	2.6							100	27.1	27.2	0.953

П.4.1.1-Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости
2026	0	0	0	89	0	0	0	0	0	7	7	0	26	0	1,43	8,31
2027	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	1,28	8,06
2028	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	1,15	7,90
2029	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	1,03	7,80
2030	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0,92	7,45
2031	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0,82	7,10
2032	0	0	0	89	0	0	0	0	0	1	1	0	25	0	0,76	7,26
2033	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0,68	6,99
2034	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0,61	6,70
2035	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0,55	6,66
2036	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0,49	6,68
2037	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0,44	6,26
2038	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0,39	6,29
2039	0	0	0	89	0	0	0	0	0	1	1	0	24	0	0,36	5,84
2040	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	24	0	0,32	5,63
2041	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	24	0	0,28	5,38
2042	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	24	0	0,25	5,39
2043	0	0	0	89	0	0	0	0	0	1	1	0	23	0	0,23	5,20
2044	0	0	0	89	0	0	0	0	0	2	2	0	21	0	0,22	5,19
2045	0	0	0	89	0	0	0	0	0	3	3	0	18	0	0,21	5,19
2046	0	0	0	89	0	0	0	0	0	1	1	0	17	0	0,19	4,84
2047	0	0	0	89	0	0	0	0	0	1	1	0	16	0	0,18	4,78

П.4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	12,96	1,20	2,25	514,60	47,71	0,041	75,10	1986,81	82,7	0	866,2	0,0	44,2	0,773	12,313
2027	11,59	1,07	2,05	526,19	48,78	0,042	72,84	2059,64	84,1	0	866,2	0,0	42,7	0,691	13,004
2028	10,40	0,96	1,88	536,59	49,75	0,043	71,40	2131,04	85,4	0	866,2	0,0	41,3	0,619	13,623
2029	9,29	0,86	1,71	545,88	50,61	0,044	70,53	2201,57	86,8	0	866,2	0,0	40,1	0,553	14,176
2030	8,30	0,77	1,56	554,18	51,38	0,044	67,35	2268,92	87,7	0	866,2	0,0	38,9	0,494	14,670
2031	7,41	0,69	1,41	561,59	52,07	0,045	64,22	2333,14	88,5	0	866,2	0,0	37,9	0,442	15,112
2032	6,64	0,62	1,28	568,23	52,68	0,045	63,14	2396,28	89,5	0	866,2	0,0	36,9	0,397	15,509
2033	5,91	0,55	1,16	574,14	53,23	0,046	60,72	2457,00	90,3	0	866,2	0,0	36,1	0,354	15,863
2034	5,28	0,49	1,05	579,42	53,72	0,046	58,22	2515,22	90,9	0	866,2	0,0	35,3	0,318	16,181
2035	4,75	0,44	0,95	584,18	54,16	0,047	57,91	2573,13	91,8	0	866,2	0,0	34,5	0,285	16,466
2036	4,29	0,40	0,87	588,46	54,56	0,047	58,05	2631,18	92,6	0	866,2	0,0	33,8	0,257	16,723
2037	3,79	0,35	0,77	592,25	54,91	0,047	54,40	2685,58	93,0	0	866,2	0,0	33,1	0,229	16,952
2038	3,41	0,32	0,70	595,66	55,23	0,048	54,65	2740,23	93,8	0	866,2	0,0	32,5	0,207	17,159
2039	2,97	0,28	0,62	598,64	55,50	0,048	48,75	2788,98	93,9	0	866,2	0,0	31,9	0,181	17,340
2040	2,65	0,25	0,55	601,29	55,75	0,048	46,94	2835,92	94,3	0	866,2	0,0	31,4	0,163	17,503
2041	2,35	0,22	0,49	603,65	55,97	0,048	44,91	2880,83	94,8	0	866,2	0,0	31,0	0,145	17,648
2042	2,12	0,20	0,45	605,77	56,16	0,048	45,00	2925,83	95,3	0	866,2	0,0	30,5	0,131	17,779
2043	1,85	0,17	0,39	607,62	56,33	0,049	41,58	2967,41	95,5	0	866,2	0,0	30,1	0,116	17,895
2044	1,60	0,15	0,34	609,22	56,48	0,049	37,88	3005,29	95,8	0	866,2	0,0	29,8	0,099	17,994
2045	1,33	0,12	0,28	610,55	56,61	0,049	32,48	3037,76	95,9	0	866,2	0,0	29,5	0,085	18,079
2046	1,13	0,10	0,24	611,68	56,71	0,049	28,63	3066,40	96,1	0	866,2	0,0	29,2	0,073	18,152
2047	0,98	0,09	0,21	612,66	56,80	0,049	26,60	3093,00	96,3	0	866,2	0,0	29,0	0,064	18,216

П 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	184	0	0	0	0	0	10	9	1	45	10	2,48	26,38	135,63
2027	0	0	0	184	0	0	0	0	0	2	2	0	43	10	2,35	25,92	130,81
2028	0	0	0	184	0	0	0	0	0	0	0	0	43	10	2,13	24,28	125,52
2029	0	0	0	184	0	0	0	0	0	0	0	0	43	10	1,92	22,77	121,17
2030	0	0	0	184	0	0	0	0	0	0	0	0	43	10	1,74	21,44	115,43
2031	0	0	0	184	0	0	0	0	0	0	0	0	43	10	1,58	20,22	110,85
2032	0	0	0	184	0	0	0	0	0	0	0	0	43	10	1,43	19,16	105,90
2033	0	0	0	184	0	0	0	0	0	1	1	0	42	10	1,32	18,37	101,42
2034	0	0	0	184	0	0	0	0	0	0	0	0	42	10	1,19	17,39	97,27
2035	0	0	0	184	0	0	0	0	0	0	0	0	42	10	1,08	16,38	93,10
2036	0	0	0	184	0	0	0	0	0	2	2	0	40	10	1,02	16,04	88,35
2037	0	0	0	184	0	0	0	0	0	2	2	0	38	10	0,96	15,73	83,80
2038	0	0	0	184	0	0	0	0	0	2	2	0	36	10	0,91	15,24	78,72
2039	0	0	0	184	0	0	0	0	0	1	1	0	35	10	0,84	14,75	74,03
2040	0	0	0	184	0	0	0	0	0	0	0	0	35	10	0,76	13,78	70,44
2041	0	0	0	184	0	0	0	0	0	1	1	0	34	10	0,70	13,30	66,49
2042	0	0	0	184	0	0	0	0	0	0	0	0	34	10	0,64	12,64	63,82
2043	0	0	0	184	0	0	0	0	0	1	1	0	33	10	0,59	12,10	60,00
2044	0	0	0	184	0	0	0	0	0	2	2	0	31	10	0,56	11,96	55,92
2045	0	0	0	184	0	0	0	0	0	0	0	0	31	10	0,50	11,18	51,90
2046	0	0	0	184	0	0	0	0	0	1	1	0	30	10	0,46	10,75	48,01
2047	0	0	0	184	0	0	0	0	0	2	2	0	28	10	0,43	10,55	44,20

П.4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	38,88	0,62	5,18	5577,72	88,69	0,547	412,74	22690,44	90,6	470,3	20129,7	118,9	85,5	1,536	144,998
2027	35,18	0,56	4,94	5612,90	89,25	0,550	387,50	23077,95	90,9	453,6	20583,3	122,3	86,0	1,390	146,388
2028	31,89	0,51	4,71	5644,79	89,75	0,553	363,04	23440,99	91,2	436,4	21019,7	125,9	86,6	1,260	147,648
2029	28,77	0,46	4,47	5673,57	90,21	0,556	340,41	23781,39	91,5	420,2	21439,9	129,4	87,2	1,136	148,784
2030	26,04	0,41	4,23	5699,60	90,63	0,559	320,56	24101,96	91,9	400,3	21840,2	131,2	87,7	1,028	149,812
2031	23,56	0,37	4,00	5723,16	91,00	0,561	302,35	24404,31	92,2	384,4	22224,5	133,8	88,2	0,931	150,743
2032	21,37	0,34	3,78	5744,53	91,34	0,563	286,42	24690,73	92,5	368,2	22592,7	135,6	88,7	0,844	151,587
2033	19,26	0,31	3,54	5763,79	91,65	0,565	268,25	24958,98	92,8	351,7	22944,4	138,5	89,2	0,761	152,348
2034	17,42	0,28	3,32	5781,21	91,92	0,567	253,88	25212,87	93,1	337,3	23281,7	140,6	89,7	0,688	153,036
2035	15,73	0,25	3,10	5796,95	92,17	0,568	239,17	25452,03	93,4	322,8	23604,6	143,0	90,2	0,621	153,657
2036	14,19	0,23	2,88	5811,13	92,40	0,570	223,07	25675,10	93,6	307,2	23911,7	146,1	90,6	0,560	154,217
2037	12,73	0,20	2,66	5823,87	92,60	0,571	207,85	25882,96	93,9	290,6	24202,3	148,5	91,0	0,504	154,721
2038	11,39	0,18	2,45	5835,26	92,78	0,572	190,73	26073,69	94,0	273,0	24475,3	152,2	91,4	0,450	155,171
2039	10,28	0,16	2,26	5845,53	92,95	0,573	179,52	26253,20	94,3	256,7	24732,0	152,3	91,8	0,406	155,577
2040	9,26	0,15	2,09	5854,79	93,09	0,574	167,72	26420,93	94,5	244,9	24976,9	155,7	92,2	0,366	155,943
2041	8,32	0,13	1,92	5863,11	93,23	0,575	157,20	26578,13	94,7	230,6	25207,5	156,5	92,5	0,328	156,271
2042	7,53	0,12	1,77	5870,65	93,34	0,576	149,47	26727,60	95,0	221,3	25428,7	158,2	92,9	0,298	156,569
2043	6,75	0,11	1,61	5877,40	93,45	0,576	138,83	26866,43	95,1	208,1	25636,8	160,3	93,2	0,267	156,836
2044	6,02	0,10	1,46	5883,41	93,55	0,577	128,94	26995,37	95,3	194,4	25831,2	161,5	93,5	0,238	157,074
2045	5,36	0,09	1,32	5888,77	93,63	0,577	120,48	27115,85	95,6	180,0	26011,2	160,2	93,8	0,212	157,286
2046	4,77	0,08	1,19	5893,54	93,71	0,578	112,16	27228,01	95,8	166,5	26177,7	159,3	94,0	0,188	157,474
2047	4,20	0,07	1,06	5898	93,78	0,578	102,74	27330,75	95,9	153,3	26331,0	160,3	94,2	0,166	157,640

II.4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 1

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработк и, ед.	Перевод скважин и с других объектов, ед.	ЗБГ С, ед.	ЗБ С, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных									всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	10	8	2	59	3	1,83	14,77	281,12
2027	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	53	3	1,81	15,52	264,43
2028	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	3	1,61	14,78	250,24
2029	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	3	1,43	14,11	238,72
2030	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	52	3	1,29	13,19	218,67
2031	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	52	3	1,15	12,53	207,02
2032	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	52	3	1,03	12,07	198,28
2033	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	50	3	0,95	11,97	189,02
2034	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	49	3	0,86	11,62	179,44
2035	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	46	3	0,81	11,47	166,04
2036	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	45	3	0,74	11,28	158,92
2037	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	42	3	0,70	11,01	145,01
2038	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	41	3	0,64	10,76	137,98
2039	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	38	3	0,61	10,65	126,52
2040	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	35	3	0,58	10,53	114,81
2041	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	3	0,52	10,01	109,18
2042	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	34	3	0,47	9,50	100,58
2043	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	32	3	0,44	9,43	93,88
2044	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	3	0,40	9,14	90,60
2045	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	3	0,35	8,67	85,97
2046	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	30	3	0,32	8,25	76,64
2047	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	3	0,29	7,97	73,95

II. 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	37,52	0,46	4,19	7300,24	89,47	0,574	302,92	27785,56	87,6	292,44	26716,6	100,0	93,5	1,275	186,977
2027	33,31	0,41	3,88	7333,55	89,88	0,576	285,92	28071,48	88,3	275,07	26991,7	100,0	93,5	1,132	188,109
2028	29,69	0,36	3,60	7363,24	90,24	0,579	272,28	28343,76	89,1	261,03	27252,7	100,0	93,6	1,009	189,118
2029	26,35	0,32	3,31	7389,59	90,57	0,581	259,98	28603,74	89,9	248,33	27501,1	100,0	93,7	0,895	190,013
2030	23,31	0,29	3,03	7412,91	90,85	0,583	238,56	28842,30	90,2	227,47	27728,5	100,0	93,7	0,792	190,805
2031	20,75	0,25	2,78	7433,66	91,11	0,584	226,50	29068,80	90,8	215,35	27943,9	100,0	93,8	0,705	191,510
2032	18,57	0,23	2,56	7452,23	91,33	0,586	218,22	29287,02	91,5	206,83	28150,7	100,0	93,8	0,630	192,140
2033	16,50	0,20	2,33	7468,73	91,54	0,587	208,05	29495,07	92,1	196,63	28347,4	100,0	93,8	0,560	192,700
2034	14,68	0,18	2,13	7483,40	91,72	0,588	197,99	29693,06	92,6	186,66	28534,0	100,0	93,9	0,498	193,198
2035	12,98	0,16	1,92	7496,38	91,88	0,589	183,50	29876,56	92,9	172,72	28706,7	100,0	93,9	0,441	193,639
2036	11,61	0,14	1,75	7507,99	92,02	0,590	176,54	30053,10	93,4	165,77	28872,5	100,0	93,9	0,394	194,033
2037	10,20	0,13	1,57	7518,19	92,14	0,591	160,83	30213,93	93,7	150,85	29023,4	100,0	94,0	0,347	194,380
2038	9,10	0,11	1,42	7527,29	92,25	0,592	153,33	30367,26	94,1	143,53	29166,9	100,0	94,0	0,309	194,689
2039	8,02	0,10	1,27	7535,31	92,35	0,592	140,76	30508,02	94,3	131,61	29298,5	100,0	94,0	0,271	194,960
2040	7,06	0,09	1,13	7542,38	92,44	0,593	128,20	30636,21	94,5	119,76	29418,3	100,0	94,1	0,239	195,199
2041	6,29	0,08	1,02	7548,67	92,52	0,593	121,78	30757,99	94,8	113,57	29531,8	100,0	94,1	0,213	195,412
2042	5,55	0,07	0,91	7554,22	92,58	0,594	112,32	30870,31	95,1	104,63	29636,5	100,0	94,1	0,188	195,600
2043	4,92	0,06	0,81	7559,14	92,64	0,594	104,96	30975,27	95,3	97,66	29734,1	100,0	94,1	0,167	195,767
2044	4,42	0,05	0,74	7563,56	92,70	0,594	101,74	31077,01	95,7	94,5	29828,6	100,0	94,1	0,150	195,917
2045	3,92	0,05	0,66	7567,48	92,75	0,595	96,41	31173,42	95,9	89,43	29918,0	100,0	94,1	0,133	196,050
2046	3,38	0,04	0,57	7570,85	92,79	0,595	86,01	31259,43	96,1	79,72	29997,8	100,0	94,2	0,115	196,165
2047	3,03	0,04	0,51	7574	92,83	0,595	83,11	31342,53	96,4	76,93	30074,7	100,0	94,2	0,102	196,267

П.4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 1

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	110	0	0	0	0	0	9	9	0	15	2	1,45	13,13	114,20
2027	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	15	2	1,12	11,34	98,10
2028	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	15	2	0,89	10,11	86,74
2029	0	0	0	110	0	0	0	0	0	1	1	0	14	2	0,76	9,50	75,92
2030	0	0	0	110	0	0	0	0	0	1	1	0	13	2	0,67	9,12	67,41
2031	0	0	0	110	0	0	0	0	0	2	2	0	11	2	0,64	9,58	59,74
2032	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	11	2	0,52	8,63	53,49
2033	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	11	2	0,43	7,72	47,82
2034	0	0	0	110	0	0	0	0	0	3	3	0	8	2	0,46	7,98	36,01
2035	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	8	2	0,39	7,58	34,09
2036	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	8	2	0,33	7,22	32,28
2037	0	0	0	110	0	0	0	0	0	1	1	0	7	2	0,31	7,01	27,47
2038	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	7	2	0,26	6,66	26,07
2039	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	7	2	0,23	6,34	24,76
2040	0	0	0	110	0	0	0	0	0	2	2	0	5	2	0,24	6,44	17,93
2041	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0,22	6,18	17,22
2042	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0,19	5,95	16,55
2043	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0,15	4,66	12,98
2044	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0,14	4,54	12,58
2045	0	0	0	110	0	0	0	0	0	1	1	0	4	2	0,13	4,26	9,47
2046	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	4	2	0,10	3,04	6,78
2047	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	4	2	0,09	2,90	6,45

П.4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	7,55	0,34	4,37	2047,75	92,53	0,511	68,48	8225,06	89,0	79,2	1296,5	120,0	15,3	0,349	62,564
2027	5,85	0,26	3,54	2053,60	92,80	0,513	59,17	8284,23	90,1	68,03	1364,5	120,0	16,0	0,273	62,837
2028	4,65	0,21	2,92	2058,26	93,01	0,514	52,75	8336,98	91,2	60,32	1424,8	120,0	16,6	0,219	63,056
2029	3,72	0,17	2,40	2061,98	93,18	0,515	46,23	8383,21	92,0	52,65	1477,5	120,0	17,1	0,176	63,232
2030	3,01	0,14	1,99	2064,99	93,31	0,515	41,21	8424,42	92,7	46,75	1524,2	120,0	17,6	0,144	63,376
2031	2,44	0,11	1,65	2067,43	93,42	0,516	36,64	8461,06	93,3	41,43	1565,6	120,0	18,0	0,118	63,494
2032	2,00	0,09	1,37	2069,43	93,51	0,516	33,01	8494,07	93,9	37,2	1602,8	120,0	18,3	0,097	63,591
2033	1,63	0,07	1,13	2071,06	93,59	0,517	29,51	8523,58	94,5	33,16	1636,0	120,0	18,6	0,080	63,671
2034	1,27	0,06	0,89	2072,33	93,64	0,517	22,20	8545,78	94,3	24,97	1661,0	120,0	18,9	0,063	63,734
2035	1,08	0,05	0,76	2073,41	93,69	0,517	21,08	8566,85	94,9	23,64	1684,6	120,0	19,1	0,054	63,788
2036	0,92	0,04	0,66	2074,32	93,73	0,518	20,08	8586,94	95,4	22,45	1707,1	120,0	19,3	0,046	63,834
2037	0,75	0,03	0,54	2075,07	93,77	0,518	17,05	8603,99	95,6	19,05	1726,1	120,0	19,5	0,038	63,872
2038	0,64	0,03	0,47	2075,71	93,80	0,518	16,22	8620,21	96,0	18,08	1744,2	120,0	19,7	0,033	63,905
2039	0,56	0,03	0,41	2076,27	93,82	0,518	15,43	8635,64	96,4	17,17	1761,4	120,0	19,8	0,028	63,933
2040	0,43	0,02	0,31	2076,70	93,84	0,518	11,20	8646,83	96,2	12,47	1773,8	120,0	20,0	0,023	63,956
2041	0,38	0,02	0,28	2077,07	93,86	0,518	10,74	8657,58	96,5	11,94	1785,8	120,0	20,1	0,020	63,976
2042	0,33	0,02	0,24	2077,40	93,87	0,518	10,34	8667,91	96,8	11,48	1797,2	120,0	20,2	0,018	63,994
2043	0,26	0,01	0,19	2077,67	93,88	0,519	8,10	8676,02	96,8	9	1806,2	120,0	20,3	0,014	64,008
2044	0,24	0,01	0,17	2077,90	93,90	0,519	7,89	8683,91	97,0	8,75	1815,0	120,0	20,3	0,012	64,020
2045	0,18	0,01	0,13	2078,08	93,90	0,519	5,93	8689,84	97,0	6,57	1821,6	120,0	20,4	0,009	64,029
2046	0,13	0,01	0,10	2078,21	93,91	0,519	4,23	8694,07	96,9	4,7	1826,3	120,0	20,4	0,007	64,036
2047	0,12	0,01	0,09	2078	93,91	0,519	4,03	8698,10	97,0	4,47	1830,7	120,0	20,5	0,007	64,043

П.4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 1

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	97	0	0	0	0	0	7	5	2	16	0	2,24	13,72	0,00
2027	0	0	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,95	13,16	0,00
2028	0	0	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,72	12,70	0,00
2029	0	0	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,50	12,22	0,00
2030	0	0	0	97	0	0	0	0	0	1	1	0	15	0	1,40	11,89	0,00
2031	0	0	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	1,24	11,53	0,00
2032	0	0	0	97	0	0	0	0	0	1	1	0	14	0	1,18	11,59	0,00
2033	0	0	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	1,05	11,19	0,00
2034	0	0	0	97	0	0	0	0	0	1	1	0	13	0	1,00	11,25	0,00
2035	0	0	0	97	0	0	0	0	0	1	1	0	12	0	0,96	11,29	0,00
2036	0	0	0	97	0	0	0	0	0	1	1	0	11	0	0,93	11,38	0,00
2037	0	0	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0,83	10,87	0,00
2038	0	0	0	97	0	0	0	0	0	1	1	0	10	0	0,80	10,78	0,00
2039	0	0	0	97	0	0	0	0	0	1	1	0	9	0	0,80	11,26	0,00
2040	0	0	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0,72	10,81	0,00
2041	0	0	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0,64	10,34	0,00
2042	0	0	0	97	0	0	0	0	0	1	1	0	8	0	0,64	10,53	0,00
2043	0	0	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0,58	10,06	0,00
2044	0	0	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0,52	9,59	0,00
2045	0	0	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0,46	9,10	0,00
2046	0	0	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0,41	8,67	0,00
2047	0	0	0	97	0	0	0	0	0	1	1	0	7	0	0,41	8,76	0,00

П.4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по V объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	12,48	0,52	7,11	2230,84	93,18	0,590	76,32	8023,76	83,6	0	3364,5	0,0	38,4	0,619	63,160
2027	10,87	0,45	6,66	2241,72	93,64	0,592	73,24	8097,00	85,2	0	3364,5	0,0	38,1	0,539	63,699
2028	9,54	0,40	6,27	2251,26	94,04	0,595	70,64	8167,64	86,5	0	3364,5	0,0	37,8	0,472	64,171
2029	8,36	0,35	5,86	2259,62	94,39	0,597	67,96	8235,60	87,7	0	3364,5	0,0	37,5	0,415	64,586
2030	7,33	0,31	5,45	2266,95	94,69	0,599	62,04	8297,64	88,2	0	3364,5	0,0	37,2	0,363	64,949
2031	6,49	0,27	5,11	2273,44	94,96	0,601	60,14	8357,78	89,2	0	3364,5	0,0	37,0	0,322	65,271
2032	5,74	0,24	4,76	2279,18	95,20	0,602	56,43	8414,20	89,8	0	3364,5	0,0	36,8	0,285	65,556
2033	5,09	0,21	4,43	2284,27	95,42	0,604	54,46	8468,66	90,7	0	3364,5	0,0	36,6	0,252	65,808
2034	4,50	0,19	4,10	2288,77	95,60	0,605	50,83	8519,49	91,1	0	3364,5	0,0	36,4	0,223	66,031
2035	3,99	0,17	3,79	2292,76	95,77	0,606	47,12	8566,61	91,5	0	3364,5	0,0	36,2	0,198	66,229
2036	3,54	0,15	3,50	2296,30	95,92	0,607	43,52	8610,13	91,9	0	3364,5	0,0	36,0	0,176	66,405
2037	3,16	0,13	3,24	2299,47	96,05	0,608	41,57	8651,70	92,4	0	3364,5	0,0	35,9	0,157	66,562
2038	2,80	0,12	2,96	2302,26	96,17	0,608	37,48	8689,18	92,5	0	3364,5	0,0	35,7	0,138	66,700
2039	2,50	0,10	2,72	2304,76	96,27	0,609	35,24	8724,43	92,9	0	3364,5	0,0	35,6	0,124	66,824
2040	2,25	0,09	2,52	2307,01	96,37	0,610	33,84	8758,27	93,4	0	3364,5	0,0	35,5	0,112	66,936
2041	2,02	0,08	2,32	2309,03	96,45	0,610	32,35	8790,62	93,8	0	3364,5	0,0	35,4	0,100	67,036
2042	1,78	0,07	2,10	2310,81	96,53	0,611	29,30	8819,93	93,9	0	3364,5	0,0	35,3	0,088	67,124
2043	1,60	0,07	1,93	2312,41	96,59	0,611	27,99	8847,91	94,3	0	3364,5	0,0	35,2	0,079	67,203
2044	1,44	0,06	1,76	2313,85	96,65	0,611	26,68	8874,60	94,6	0	3364,5	0,0	35,1	0,071	67,274
2045	1,28	0,05	1,60	2315,13	96,71	0,612	25,32	8899,92	94,9	0	3364,5	0,0	35,0	0,063	67,337
2046	1,15	0,05	1,45	2316,28	96,75	0,612	24,11	8924,03	95,2	0	3364,5	0,0	34,9	0,056	67,393
2047	0,99	0,04	1,28	2317,3	96,79	0,612	21,31	8945,35	95,3	0	3364,5	0,0	34,8	0,049	67,442

II.4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемиственность одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1,93	24,05	0,00
2027	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1,74	22,65	0,00
2028	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1,58	21,41	0,00
2029	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1,42	20,15	0,00
2030	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1,29	19,03	0,00
2031	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1,16	17,99	0,00
2032	0	0	0	51	0	0	0	0	0	1	1	0	12	0	1,13	18,05	0,00
2033	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	1,02	17,09	0,00
2034	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0,93	16,23	0,00
2035	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0,84	15,43	0,00
2036	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0,76	14,72	0,00
2037	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0,69	13,97	0,00
2038	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0,62	13,32	0,00
2039	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0,56	12,70	0,00
2040	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0,51	12,16	0,00
2041	0	0	0	51	0	0	0	0	0	1	1	0	11	0	0,49	12,01	0,00
2042	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0,44	11,43	0,00
2043	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0,40	10,89	0,00
2044	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0,36	10,30	0,00
2045	0	0	0	51	0	0	0	0	0	1	1	0	10	0	0,35	10,43	0,00
2046	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0,30	9,33	0,00
2047	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0,27	8,81	0,00

II.4.1.12 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VI объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	8,73	0,64	3,41	1112,84	81,83	0,335	108,70	4069,68	92,0	0	294,7	0,0	6,5	0,546	40,015
2027	7,88	0,58	3,19	1120,73	82,41	0,338	102,38	4172,07	92,3	0	294,7	0,0	6,4	0,493	40,508
2028	7,14	0,53	2,98	1127,87	82,93	0,340	96,78	4268,85	92,6	0	294,7	0,0	6,3	0,447	40,955
2029	6,43	0,47	2,77	1134,30	83,40	0,342	91,07	4359,92	92,9	0	294,7	0,0	6,1	0,402	41,357
2030	5,82	0,43	2,58	1140,12	83,83	0,344	86,01	4445,94	93,2	0	294,7	0,0	6,0	0,363	41,720
2031	5,26	0,39	2,39	1145,37	84,22	0,345	81,31	4527,25	93,5	0	294,7	0,0	5,9	0,329	42,049
2032	4,73	0,35	2,20	1150,10	84,57	0,347	75,32	4602,57	93,7	0	294,7	0,0	5,9	0,296	42,345
2033	4,27	0,31	2,03	1154,37	84,88	0,348	71,29	4673,85	94,0	0	294,7	0,0	5,8	0,267	42,612
2034	3,86	0,28	1,88	1158,23	85,16	0,349	67,71	4741,56	94,3	0	294,7	0,0	5,7	0,241	42,853
2035	3,49	0,26	1,73	1161,73	85,42	0,350	64,36	4805,92	94,6	0	294,7	0,0	5,6	0,218	43,071
2036	3,17	0,23	1,60	1164,90	85,65	0,351	61,40	4867,32	94,8	0	294,7	0,0	5,6	0,198	43,269
2037	2,86	0,21	1,47	1167,76	85,86	0,352	58,30	4925,63	95,1	0	294,7	0,0	5,5	0,179	43,448
2038	2,59	0,19	1,35	1170,35	86,06	0,353	55,56	4981,19	95,3	0	294,7	0,0	5,5	0,162	43,610
2039	2,34	0,17	1,24	1172,69	86,23	0,353	53,00	5034,19	95,6	0	294,7	0,0	5,4	0,146	43,756
2040	2,13	0,16	1,13	1174,82	86,38	0,354	50,74	5084,93	95,8	0	294,7	0,0	5,4	0,133	43,889
2041	1,88	0,14	1,01	1176,69	86,52	0,355	45,92	5130,86	95,9	0	294,7	0,0	5,3	0,118	44,007
2042	1,70	0,12	0,93	1178,39	86,65	0,355	43,72	5174,58	96,1	0	294,7	0,0	5,3	0,106	44,113
2043	1,54	0,11	0,85	1179,93	86,76	0,356	41,65	5216,22	96,3	0	294,7	0,0	5,3	0,096	44,209
2044	1,38	0,10	0,77	1181,31	86,86	0,356	39,41	5255,63	96,5	0	294,7	0,0	5,2	0,086	44,295
2045	1,22	0,09	0,68	1182,52	86,95	0,356	36,25	5291,88	96,6	0	294,7	0,0	5,2	0,076	44,371
2046	1,05	0,08	0,59	1183,58	87,03	0,357	32,43	5324,31	96,7	0	294,7	0,0	5,2	0,066	44,437
2047	0,95	0,07	0,54	1185	87,10	0,357	30,62	5354,93	96,9	0	294,7	0,0	5,1	0,059	44,496

П.4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод из бездействия, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	301	0	0	0	0	0	24	17	7	182	15	1,87	16,55	161,87
2027	0	0	0	301	0	0	0	0	0	9	9	0	173	15	1,75	16,35	153,17
2028	0	0	0	301	0	0	0	0	0	8	8	0	165	15	1,63	16,16	145,30
2029	0	0	0	301	0	0	0	0	0	7	7	0	158	15	1,51	15,99	138,65
2030	0	0	0	301	0	0	0	0	0	1	1	0	157	15	1,36	14,98	129,68
2031	0	0	0	301	0	0	0	0	0	2	2	0	155	15	1,23	14,35	123,27
2032	0	0	0	301	0	0	0	0	0	3	3	0	152	15	1,12	13,86	117,39
2033	0	0	0	301	0	0	0	0	0	3	3	0	149	15	1,02	13,40	111,80
2034	0	0	0	301	0	0	0	0	0	5	5	0	144	15	0,94	13,03	105,54
2035	0	0	0	301	0	0	0	0	0	4	4	0	140	15	0,87	12,63	99,82
2036	0	0	0	301	0	0	0	0	0	3	3	0	137	15	0,79	12,23	94,99
2037	0	0	0	301	0	0	0	0	0	6	6	0	131	15	0,74	11,89	88,53
2038	0	0	0	301	0	0	0	0	0	4	4	0	127	15	0,68	11,54	83,55
2039	0	0	0	301	0	0	0	0	0	6	6	0	121	15	0,64	11,27	77,96
2040	0	0	0	301	0	0	0	0	0	5	5	0	116	15	0,59	10,88	72,32
2041	0	0	0	301	0	0	0	0	0	2	2	0	114	15	0,54	10,45	68,46
2042	0	0	0	301	0	0	0	0	0	2	2	0	112	15	0,49	10,05	64,87
2043	0	0	0	301	0	0	0	0	0	4	4	0	108	15	0,45	9,70	60,51
2044	0	0	0	301	0	0	0	0	0	4	4	0	104	15	0,42	9,47	57,08
2045	0	0	0	301	0	0	0	0	0	5	5	0	99	15	0,39	9,23	53,06
2046	0	0	0	301	0	0	0	0	0	4	4	0	95	15	0,35	8,73	48,23
2047	0	0	0	301	0	0	0	0	0	4	4	0	91	15	0,33	8,51	45,12

П.4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	118,13	0,55	4,16	18861,72	87,39	0,403	1044,26	73023,59	88,7	841,94	52613,8	5,098	512,683
2027	104,69	0,49	3,85	18966,41	87,88	0,406	981,05	74004,63	89,3	796,69	53410,5	4,518	517,201
2028	93,32	0,43	3,57	19059,73	88,31	0,408	926,89	74931,53	89,9	757,79	54168,3	4,026	521,227
2029	82,93	0,38	3,29	19142,66	88,70	0,409	876,18	75807,70	90,5	721,13	54889,4	3,577	524,804
2030	73,79	0,34	3,02	19216,46	89,04	0,411	815,73	76623,44	91,0	674,49	55563,9	3,184	527,988
2031	65,91	0,31	2,79	19282,37	89,34	0,412	771,17	77394,60	91,5	641,14	56205,0	2,847	530,835
2032	59,05	0,27	2,57	19341,42	89,62	0,414	732,53	78127,14	91,9	612,25	56817,3	2,549	533,384
2033	52,65	0,24	2,35	19394,08	89,86	0,415	692,28	78819,41	92,4	581,48	57398,8	2,274	535,658
2034	47,02	0,22	2,15	19441,10	90,08	0,416	650,83	79470,24	92,8	548,92	57947,7	2,031	537,689
2035	42,02	0,19	1,96	19483,12	90,27	0,417	613,14	80083,38	93,1	519,2	58466,9	1,817	539,506
2036	37,72	0,17	1,80	19520,84	90,45	0,418	582,66	80666,04	93,5	495,4	58962,3	1,631	541,137
2037	33,49	0,16	1,62	19554,33	90,60	0,418	540,00	81206,05	93,8	460,46	59422,8	1,454	542,591
2038	29,93	0,14	1,48	19584,26	90,74	0,419	507,97	81714,02	94,1	434,58	59857,3	1,299	543,890
2039	26,67	0,12	1,33	19610,93	90,87	0,419	472,70	82186,72	94,4	405,48	60262,8	1,156	545,046
2040	23,78	0,11	1,21	19634,71	90,98	0,420	438,65	82625,37	94,6	377,16	60640,0	1,036	546,082
2041	21,23	0,10	1,09	19655,94	91,07	0,420	412,91	83038,28	94,9	356,07	60996,0	0,924	547,006
2042	19,02	0,09	0,99	19674,96	91,16	0,421	390,15	83428,43	95,1	337,4	61333,4	0,829	547,835
2043	16,92	0,08	0,89	19691,88	91,24	0,421	363,11	83791,54	95,3	314,72	61648,2	0,739	548,574
2044	15,09	0,07	0,80	19706,97	91,31	0,421	342,53	84134,07	95,6	297,68	61945,8	0,656	549,230
2045	13,28	0,06	0,71	19720,25	91,37	0,422	316,86	84450,94	95,8	275,98	62221,8	0,578	549,808
2046	11,61	0,05	0,62	19731,86	91,43	0,422	287,58	84738,51	96,0	250,88	62472,7	0,505	550,313
2047	10,27	0,05	0,55	19742	91,47	0,422	268,41	85006,93	96,2	234,68	62707,4	0,447	550,760

II.4.1.15 - Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	89	0	0	0	0	0	7	7	0	26	0	1,43	8,31	0,00
2027	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	1,28	8,06	0,00
2028	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	1,15	7,90	0,00
2029	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	1,03	7,80	0,00
2030	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0,92	7,45	0,00
2031	1	1	0	90	0	0	0	0	0	0	0	0	27	0	0,83	6,90	0,00
2032	1	1	0	91	0	0	0	0	0	1	1	0	27	0	0,82	6,87	0,00
2033	0	0	0	91	0	0	0	0	0	0	0	0	27	0	0,77	6,65	0,00
2034	1	1	0	92	0	0	0	0	0	0	0	0	28	0	0,72	6,25	0,00
2035	0	0	0	92	0	0	0	0	0	0	0	0	28	0	0,69	6,27	0,00
2036	0	0	0	92	0	0	0	0	0	0	0	0	28	0	0,63	6,34	0,00
2037	1	1	0	93	0	0	0	0	0	0	0	0	29	0	0,59	5,85	0,00
2038	0	0	0	93	0	0	0	0	0	0	0	0	29	0	0,56	5,94	0,00
2039	2	2	0	95	0	0	0	0	0	1	1	0	30	0	0,56	5,32	0,00
2040	0	0	0	95	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0,56	5,28	0,00
2041	0	0	0	95	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0,52	5,19	0,00
2042	0	0	0	95	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0,48	5,31	0,00
2043	0	0	0	95	0	0	0	0	0	1	1	0	29	0	0,45	5,30	0,00
2044	0	0	0	95	0	0	0	0	0	2	2	0	27	0	0,43	5,45	0,00
2045	0	0	0	95	0	0	0	0	0	3	3	0	24	0	0,43	5,69	0,00
2046	0	0	0	95	0	0	0	0	0	1	1	0	23	0	0,40	5,67	0,00
2047	0	0	0	95	0	0	0	0	0	1	1	0	22	0	0,37	5,92	0,00

II. 4.1.16 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	12,96	1,20	2,25	514,60	47,71	0,041	75,10	1986,81	82,7	0	866,2	0,0	44,2	0,773	12,313
2027	11,59	1,07	2,05	526,19	48,78	0,042	72,84	2059,64	84,1	0	866,2	0,0	42,7	0,691	13,004
2028	10,40	0,96	1,88	536,59	49,75	0,043	71,40	2131,04	85,4	0	866,2	0,0	41,3	0,619	13,623
2029	9,29	0,86	1,71	545,88	50,61	0,044	70,53	2201,57	86,8	0	866,2	0,0	40,1	0,553	14,176
2030	8,30	0,77	1,56	554,18	51,38	0,044	67,35	2268,92	87,7	0	866,2	0,0	38,9	0,494	14,670
2031	7,82	0,72	1,49	561,99	52,10	0,045	64,63	2333,54	87,9	0	866,2	0,0	37,9	0,454	15,124
2032	7,72	0,72	1,49	569,71	52,82	0,046	64,35	2397,90	88,0	0	866,2	0,0	36,9	0,427	15,551
2033	7,24	0,67	1,42	576,95	53,49	0,046	62,46	2460,36	88,4	0	866,2	0,0	36,0	0,392	15,943
2034	6,97	0,65	1,39	583,93	54,14	0,047	60,65	2521,01	88,5	0	866,2	0,0	35,2	0,365	16,308
2035	6,67	0,62	1,35	590,59	54,76	0,047	61,08	2582,09	89,1	0	866,2	0,0	34,4	0,339	16,647
2036	6,11	0,57	1,25	596,71	55,32	0,048	61,68	2643,77	90,1	0	866,2	0,0	33,6	0,309	16,956
2037	5,88	0,55	1,22	602,59	55,87	0,048	58,82	2702,59	90,0	0	866,2	0,0	32,9	0,288	17,244
2038	5,61	0,52	1,18	608,21	56,39	0,049	59,86	2762,46	90,6	0	866,2	0,0	32,2	0,269	17,513
2039	5,82	0,54	1,24	614,03	56,93	0,049	55,34	2817,80	89,5	0	866,2	0,0	31,6	0,262	17,775
2040	5,89	0,55	1,27	619,92	57,47	0,050	55,10	2872,90	89,3	0	866,2	0,0	31,0	0,254	18,029
2041	5,40	0,50	1,18	625,33	57,98	0,050	54,18	2927,07	90,0	0	866,2	0,0	30,4	0,231	18,260
2042	4,96	0,46	1,09	630,29	58,44	0,050	55,44	2982,51	91,0	0	866,2	0,0	29,9	0,211	18,471
2043	4,51	0,42	1,01	634,79	58,85	0,051	53,41	3035,92	91,6	0	866,2	0,0	29,4	0,191	18,662
2044	4,05	0,38	0,91	638,84	59,23	0,051	51,20	3087,12	92,1	0	866,2	0,0	28,9	0,168	18,830
2045	3,58	0,33	0,82	642,43	59,56	0,051	47,48	3134,60	92,5	0	866,2	0,0	28,5	0,148	18,978
2046	3,16	0,29	0,73	645,59	59,85	0,052	45,36	3179,96	93,0	0	866,2	0,0	28,1	0,130	19,108
2047	2,82	0,26	0,65	648,41	60,12	0,052	45,30	3225,26	93,8	0	866,2	0,0	27,7	0,116	19,224

II.4.1.17 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	4	4	0	188	0	0	0	0	0	10	9	1	49	10	2,57	24,51	135,63
2027	0	0	0	188	0	0	0	0	0	2	2	0	47	10	2,65	24,28	131,13
2028	0	0	0	188	0	0	0	0	0	0	0	0	47	10	2,43	22,85	125,88
2029	0	0	0	188	0	0	0	0	0	0	0	0	47	10	2,23	21,53	121,91
2030	1	1	0	189	0	0	0	0	0	0	0	0	48	10	2,07	20,08	117,03
2031	0	0	0	189	0	0	0	0	0	0	0	0	48	10	1,93	19,04	113,37
2032	0	0	0	189	0	0	0	0	0	0	0	0	48	10	1,76	18,16	109,43
2033	2	2	0	191	0	0	0	0	0	1	1	0	49	10	1,72	16,98	106,02
2034	0	0	0	191	0	0	0	0	0	0	0	0	49	10	1,66	16,27	102,84
2035	1	1	0	192	0	0	0	0	0	0	0	0	50	10	1,56	15,29	99,46
2036	0	0	0	192	0	0	0	0	0	2	2	0	48	10	1,52	15,09	96,16
2037	1	1	0	193	0	0	0	0	0	2	2	0	47	10	1,49	14,69	93,06
2038	0	0	0	193	0	0	0	0	0	2	2	0	45	10	1,46	14,41	89,81
2039	0	0	0	193	0	0	0	0	0	1	1	0	44	10	1,36	14,16	87,33
2040	0	0	0	193	0	0	0	0	0	0	0	0	44	10	1,24	13,55	86,11
2041	0	0	0	193	0	0	0	0	0	1	1	0	43	10	1,15	13,31	84,59
2042	0	0	0	193	0	0	0	0	0	0	0	0	43	10	1,04	12,95	84,48
2043	0	0	0	193	0	0	0	0	0	1	1	0	42	10	0,96	12,71	83,26
2044	0	0	0	193	0	0	0	0	0	2	2	0	40	10	0,90	12,83	81,92
2045	0	0	0	193	0	0	0	0	0	0	0	0	40	10	0,81	12,43	80,86
2046	0	0	0	193	0	0	0	0	0	1	1	0	39	10	0,75	12,37	80,01
2047	0	0	0	193	0	0	0	0	0	2	2	0	37	10	0,70	12,56	79,37

II. 4.1.18 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	43,76	0,70	5,83	5582,60	88,76	0,547	417,62	22695,32	89,5	470,3	20129,7	116,8	85,4	1,714	145,176
2027	43,25	0,69	6,12	5625,86	89,45	0,552	396,78	23092,10	89,1	454,7	20584,4	118,6	86,0	1,685	146,861
2028	39,75	0,63	5,99	5665,60	90,08	0,555	373,41	23465,51	89,4	437,7	21022,1	121,5	86,5	1,548	148,409
2029	36,37	0,58	5,83	5701,98	90,66	0,559	351,92	23817,43	89,7	422,7	21444,8	124,7	87,0	1,414	149,823
2030	34,38	0,55	5,86	5736,36	91,21	0,562	334,19	24151,61	89,7	405,8	21850,6	126,1	87,5	1,333	151,156
2031	32,15	0,51	5,81	5768,51	91,72	0,566	317,84	24469,46	89,9	393,1	22243,7	128,5	88,0	1,245	152,401
2032	29,42	0,47	5,65	5797,93	92,19	0,568	303,05	24772,50	90,3	380,5	22624,2	130,8	88,5	1,139	153,540
2033	29,19	0,46	5,94	5827,12	92,65	0,571	288,46	25060,97	89,9	367,6	22991,8	132,4	89,0	1,125	154,665
2034	28,25	0,45	6,11	5855,36	93,10	0,574	277,18	25338,15	89,8	356,6	23348,4	133,6	89,4	1,084	155,749
2035	27,01	0,43	6,23	5882,37	93,53	0,577	265,16	25603,31	89,8	344,9	23693,3	135,1	89,9	1,034	156,783
2036	25,45	0,40	6,26	5907,82	93,94	0,579	251,78	25855,09	89,9	334,4	24027,7	138,0	90,3	0,972	157,755
2037	24,24	0,39	6,36	5932,06	94,32	0,582	239,43	26094,52	89,9	322,7	24350,3	140,0	90,7	0,925	158,680
2038	22,84	0,36	6,39	5954,89	94,68	0,584	225,41	26319,94	89,9	311,4	24661,8	143,6	91,2	0,869	159,549
2039	20,88	0,33	6,25	5975,78	95,02	0,586	216,65	26536,59	90,4	302,8	24964,6	145,6	91,6	0,794	160,343
2040	19,01	0,30	6,06	5994,79	95,32	0,588	207,30	26743,89	90,8	299,4	25264,0	150,9	92,0	0,723	161,066
2041	17,12	0,27	5,81	6011,91	95,59	0,589	198,94	26942,83	91,4	293,3	25557,3	154,5	92,4	0,650	161,716
2042	15,49	0,25	5,59	6027,39	95,84	0,591	193,60	27136,43	92,0	292,9	25850,2	159,1	92,9	0,589	162,305
2043	13,95	0,22	5,33	6041,35	96,06	0,592	185,55	27321,98	92,5	288,7	26138,9	164,0	93,3	0,530	162,835
2044	12,55	0,20	5,06	6053,89	96,26	0,594	178,50	27500,48	93,0	284,8	26423,7	168,7	93,8	0,477	163,312
2045	11,25	0,18	4,78	6065,15	96,44	0,595	172,85	27673,33	93,5	280,4	26704,1	172,0	94,2	0,428	163,740
2046	10,10	0,16	4,51	6075,25	96,60	0,596	167,71	27841,03	94,0	277,5	26981,6	175,9	94,7	0,383	164,123
2047	9,03	0,14	4,22	6084,28	96,74	0,597	161,55	28002,58	94,4	275,2	27256,8	181,5	95,1	0,342	164,465

П.4.1.19 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработк и, ед.	Перевод скважин и с других объектов, ед.	ЗБГ С, ед.	ЗБ С, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных									всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	10	8	2	59	3	1,83	14,77	281,12
2027	0	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	53	3	1,81	15,52	264,43
2028	1	1	0	212	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	3	1,64	14,60	251,58
2029	0	0	0	212	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	3	1,49	13,94	241,00
2030	0	0	0	212	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	53	3	1,34	13,05	220,97
2031	0	0	0	212	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	3	1,20	12,40	209,34
2032	0	0	0	212	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	3	1,07	11,96	200,64
2033	0	0	0	212	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	51	3	0,99	11,86	191,43
2034	0	0	0	212	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	50	3	0,90	11,52	181,91
2035	1	1	0	213	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	48	3	0,89	11,23	169,90
2036	0	0	0	213	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	47	3	0,86	11,09	164,02
2037	1	1	0	214	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	45	3	0,87	10,70	151,82
2038	0	0	0	214	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	44	3	0,85	10,53	146,41
2039	0	0	0	214	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	41	3	0,83	10,48	135,72
2040	0	0	0	214	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	38	3	0,80	10,43	124,68
2041	0	0	0	214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	38	3	0,72	10,01	119,81
2042	0	0	0	214	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	37	3	0,67	9,64	112,11
2043	0	0	0	214	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	35	3	0,64	9,69	106,43
2044	0	0	0	214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	3	0,58	9,54	104,31
2045	0	0	0	214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	3	0,52	9,20	100,59
2046	0	0	0	214	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	33	3	0,49	8,96	92,29
2047	0	0	0	214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	3	0,44	8,83	90,75

П. 4.1.20 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	37,52	0,46	4,19	7300,24	89,47	0,574	302,92	27785,56	87,6	292,44	26716,6	100,0	93,5	1,275	186,977
2027	33,31	0,41	3,88	7333,55	89,88	0,576	285,92	28071,48	88,3	275,07	26991,7	100,0	93,5	1,132	188,109
2028	30,71	0,38	3,72	7364,26	90,26	0,579	273,30	28344,77	88,8	262,42	27254,1	100,0	93,6	1,044	189,153
2029	27,92	0,34	3,51	7392,18	90,60	0,581	261,80	28606,58	89,3	250,7	27504,8	100,0	93,7	0,949	190,102
2030	24,73	0,30	3,22	7416,91	90,90	0,583	240,47	28847,05	89,7	229,86	27734,7	100,0	93,7	0,841	190,943
2031	22,04	0,27	2,97	7438,94	91,17	0,585	228,52	29075,57	90,4	217,77	27952,5	100,0	93,8	0,750	191,693
2032	19,73	0,24	2,74	7458,68	91,41	0,586	220,35	29295,92	91,0	209,29	28161,8	100,0	93,8	0,670	192,363
2033	17,55	0,22	2,50	7476,23	91,63	0,588	210,28	29506,19	91,7	199,14	28360,9	100,0	93,8	0,596	192,959
2034	15,63	0,19	2,29	7491,85	91,82	0,589	200,33	29706,53	92,2	189,23	28550,1	100,0	93,9	0,531	193,490
2035	14,85	0,18	2,23	7506,71	92,00	0,590	186,99	29893,51	92,1	176,74	28726,9	100,0	93,9	0,505	193,995
2036	14,08	0,17	2,16	7520,78	92,17	0,591	181,16	30074,67	92,2	171,09	28898,0	100,0	93,9	0,479	194,474
2037	13,55	0,17	2,12	7534,34	92,34	0,592	166,94	30241,62	91,9	157,93	29055,9	100,0	94,0	0,462	194,936
2038	13,00	0,16	2,08	7547,34	92,50	0,593	161,02	30402,64	91,9	152,3	29208,2	100,0	94,0	0,443	195,379
2039	11,76	0,14	1,92	7559,11	92,64	0,594	149,42	30552,06	92,1	141,18	29349,4	100,0	94,0	0,400	195,779
2040	10,57	0,13	1,76	7569,68	92,77	0,595	137,77	30689,83	92,3	130,05	29479,4	100,0	94,1	0,360	196,139
2041	9,56	0,12	1,62	7579,23	92,89	0,596	132,32	30822,14	92,8	124,63	29604,0	100,0	94,1	0,325	196,464
2042	8,60	0,11	1,48	7587,84	93,00	0,596	123,98	30946,12	93,1	116,62	29720,7	100,0	94,1	0,293	196,757
2043	7,78	0,10	1,36	7595,62	93,09	0,597	117,89	31064,01	93,4	110,71	29831,4	100,0	94,1	0,266	197,023
2044	7,11	0,09	1,26	7602,73	93,18	0,598	116,14	31180,15	93,9	108,81	29940,2	100,0	94,1	0,242	197,265
2045	6,34	0,08	1,14	7609,07	93,26	0,598	111,94	31292,08	94,3	104,64	30044,8	100,0	94,2	0,216	197,481
2046	5,57	0,07	1,01	7614,64	93,32	0,598	102,81	31394,90	94,6	96	30140,8	100,0	94,2	0,191	197,672
2047	5,01	0,06	0,92	7619,65	93,39	0,599	101,33	31496,23	95,1	94,4	30235,2	100,0	94,2	0,171	197,843

II.4.1.21 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	110	0	0	0	0	0	9	9	0	15	2	1,45	13,13	114,20
2027	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	15	2	1,12	11,34	98,10
2028	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	15	2	0,89	10,11	86,74
2029	0	0	0	110	0	0	0	0	0	1	1	0	14	2	0,76	9,50	75,92
2030	0	0	0	110	0	0	0	0	0	1	1	0	13	2	0,67	9,12	67,41
2031	0	0	0	110	0	0	0	0	0	2	2	0	11	2	0,64	9,58	59,74
2032	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	11	2	0,52	8,63	53,49
2033	0	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	11	2	0,43	7,72	47,82
2034	1	1	0	111	0	0	0	0	0	3	3	0	9	2	0,67	7,37	38,00
2035	0	0	0	111	0	0	0	0	0	0	0	0	9	2	0,77	7,25	37,76
2036	0	0	0	111	0	0	0	0	0	0	0	0	9	2	0,71	7,02	36,35
2037	0	0	0	111	0	0	0	0	0	1	1	0	8	2	0,73	6,91	31,97
2038	0	0	0	111	0	0	0	0	0	0	0	0	8	2	0,67	6,73	31,06
2039	0	0	0	111	0	0	0	0	0	0	0	0	8	2	0,63	6,59	30,35
2040	0	0	0	111	0	0	0	0	0	2	2	0	6	2	0,76	6,99	24,23
2041	0	0	0	111	0	0	0	0	0	0	0	0	6	2	0,72	7,02	24,34
2042	0	0	0	111	0	0	0	0	0	0	0	0	6	2	0,68	7,13	24,61
2043	0	0	0	111	0	0	0	0	0	0	0	0	6	2	0,63	6,40	22,15
2044	0	0	0	111	0	0	0	0	0	0	0	0	6	2	0,57	6,52	22,35
2045	0	0	0	111	0	0	0	0	0	1	1	0	5	2	0,60	6,95	19,91
2046	0	0	0	111	0	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0,53	6,26	17,91
2047	0	0	0	111	0	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0,48	6,44	18,34

II. 4.1.22 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	7,55	0,34	4,37	2047,75	92,53	0,511	68,48	8225,06	89,0	79,2	1296,5	120,0	15,3	0,349	62,564
2027	5,85	0,26	3,54	2053,60	92,80	0,513	59,17	8284,23	90,1	68,03	1364,5	120,0	16,0	0,273	62,837
2028	4,65	0,21	2,92	2058,26	93,01	0,514	52,75	8336,98	91,2	60,32	1424,8	120,0	16,6	0,219	63,056
2029	3,72	0,17	2,40	2061,98	93,18	0,515	46,23	8383,21	92,0	52,65	1477,5	120,0	17,1	0,176	63,232
2030	3,01	0,14	1,99	2064,99	93,31	0,515	41,21	8424,42	92,7	46,75	1524,2	120,0	17,6	0,144	63,376
2031	2,44	0,11	1,65	2067,43	93,42	0,516	36,64	8461,06	93,3	41,43	1565,6	120,0	18,0	0,118	63,494
2032	2,00	0,09	1,37	2069,43	93,51	0,516	33,01	8494,07	93,9	37,2	1602,8	120,0	18,3	0,097	63,591
2033	1,63	0,07	1,13	2071,06	93,59	0,517	29,51	8523,58	94,5	33,16	1636,0	120,0	18,6	0,080	63,671
2034	2,08	0,09	1,47	2073,14	93,68	0,517	23,01	8546,59	90,9	26,35	1662,3	120,0	18,9	0,098	63,769
2035	2,42	0,11	1,73	2075,56	93,79	0,518	22,69	8569,28	89,3	26,19	1688,5	120,0	19,1	0,111	63,880
2036	2,23	0,10	1,62	2077,79	93,89	0,519	21,95	8591,23	89,9	25,28	1713,8	120,0	19,4	0,102	63,982
2037	2,02	0,09	1,49	2079,81	93,98	0,519	19,22	8610,44	89,5	22,17	1736,0	120,0	19,6	0,092	64,074
2038	1,88	0,08	1,41	2081,68	94,07	0,520	18,72	8629,17	90,0	21,54	1757,5	120,0	19,8	0,085	64,159
2039	1,75	0,08	1,34	2083,44	94,15	0,520	18,34	8647,51	90,4	21,05	1778,6	120,0	20,0	0,079	64,238
2040	1,59	0,07	1,23	2085,03	94,22	0,520	14,58	8662,09	89,1	16,85	1795,4	120,0	20,2	0,072	64,310
2041	1,50	0,07	1,17	2086,53	94,29	0,521	14,65	8676,75	89,8	16,88	1812,3	120,0	20,3	0,068	64,378
2042	1,42	0,06	1,13	2087,95	94,35	0,521	14,87	8691,61	90,4	17,07	1829,4	120,0	20,5	0,064	64,442
2043	1,32	0,06	1,06	2089,28	94,41	0,521	13,36	8704,97	90,1	15,36	1844,7	120,0	20,6	0,059	64,501
2044	1,20	0,05	0,97	2090,48	94,46	0,522	13,59	8718,57	91,2	15,54	1860,3	120,0	20,8	0,054	64,555
2045	1,05	0,05	0,86	2091,52	94,51	0,522	12,08	8730,65	91,3	13,81	1874,1	120,0	20,9	0,046	64,601
2046	0,92	0,04	0,76	2092,44	94,55	0,522	10,88	8741,53	91,5	12,42	1886,5	120,0	21,0	0,041	64,642
2047	0,83	0,04	0,69	2093,27	94,59	0,522	11,20	8752,74	92,6	12,72	1899,2	120,0	21,1	0,037	64,679

П.4.1.23 - Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости
2026	0	0	0	97	0	0	0	0	0	7	5	2	16	0	2,24	13,72
2027	2	2	0	99	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	2,00	11,99
2028	2	2	0	101	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	2,00	10,87
2029	3	3	0	104	0	0	0	0	0	0	0	0	23	0	2,02	9,65
2030	0	0	0	104	0	0	0	0	0	1	1	0	22	0	2,16	9,69
2031	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	0	0	22	0	2,00	9,63
2032	0	0	0	104	0	0	0	0	0	1	1	0	21	0	1,94	9,78
2033	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	0	0	21	0	1,75	9,63
2034	0	0	0	104	0	0	0	0	0	1	1	0	20	0	1,66	9,73
2035	0	0	0	104	0	0	0	0	0	1	1	0	19	0	1,58	9,84
2036	0	0	0	104	0	0	0	0	0	1	1	0	18	0	1,51	10,01
2037	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	1,37	9,89
2038	0	0	0	104	0	0	0	0	0	1	1	0	17	0	1,31	10,00
2039	0	0	0	104	0	0	0	0	0	1	1	0	16	0	1,27	10,48
2040	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,16	10,52
2041	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,05	10,53
2042	0	0	0	104	0	0	0	0	0	1	1	0	15	0	1,02	10,98
2043	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0,92	10,99
2044	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0,83	11,03
2045	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0,75	11,05
2046	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0,67	11,11
2047	0	0	0	104	0	0	0	0	0	1	1	0	14	0	0,64	11,67

П. 4.1.24 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по V объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	12,48	0,52	7,11	2230,84	93,18	0,590	76,32	8023,76	83,6	0	3364,5	0,0	38,4	0,619	63,160
2027	12,50	0,52	7,66	2243,34	93,71	0,593	74,86	8098,62	83,3	0	3364,5	0,0	38,1	0,620	63,780
2028	13,87	0,58	9,20	2257,21	94,29	0,597	75,37	8174,00	81,6	0	3364,5	0,0	37,7	0,687	64,467
2029	16,11	0,67	11,78	2273,32	94,96	0,601	76,99	8250,99	79,1	0	3364,5	0,0	37,4	0,798	65,265
2030	16,51	0,69	13,68	2289,83	95,65	0,605	74,15	8325,14	77,7	0	3364,5	0,0	37,1	0,818	66,083
2031	15,33	0,64	14,71	2305,16	96,29	0,609	73,65	8398,78	79,2	0	3364,5	0,0	36,8	0,760	66,843
2032	14,19	0,59	15,97	2319,35	96,88	0,613	71,39	8470,18	80,1	0	3364,5	0,0	36,5	0,704	67,547
2033	12,79	0,53	17,13	2332,14	97,42	0,616	70,32	8540,49	81,8	0	3364,5	0,0	36,2	0,634	68,181
2034	11,55	0,48	18,66	2343,68	97,90	0,619	67,69	8608,19	82,9	0	3364,5	0,0	35,9	0,572	68,753
2035	10,43	0,44	20,72	2354,11	98,33	0,622	65,03	8673,22	84,0	0	3364,5	0,0	35,7	0,517	69,270
2036	9,46	0,40	23,71	2363,57	98,73	0,625	62,64	8735,86	84,9	0	3364,5	0,0	35,4	0,469	69,739
2037	8,57	0,36	28,16	2372,14	99,09	0,627	61,87	8797,73	86,1	0	3364,5	0,0	35,2	0,425	70,164
2038	7,76	0,32	35,50	2379,90	99,41	0,629	59,13	8856,86	86,9	0	3364,5	0,0	35,0	0,385	70,549
2039	7,06	0,29	50,06	2386,96	99,71	0,631	58,31	8915,16	87,9	0	3364,5	0,0	34,8	0,350	70,899
2040	6,45	0,27	91,65	2393,41	99,98	0,633	58,51	8973,67	89,0	0	3364,5	0,0	34,6	0,320	71,219
2041	5,87	0,25	998,23	2399,28	100,22	0,634	58,57	9032,25	90,0	0	3364,5	0,0	34,4	0,291	71,510
2042	5,33	0,22	-100,88	2404,61	100,44	0,635	57,26	9089,51	90,7	0	3364,5	0,0	34,2	0,264	71,774
2043	4,81	0,20	-45,36	2409,42	100,64	0,637	57,34	9146,86	91,6	0	3364,5	0,0	34,0	0,238	72,012
2044	4,34	0,18	-28,18	2413,76	100,83	0,638	57,55	9204,40	92,5	0	3364,5	0,0	33,8	0,215	72,227
2045	3,91	0,16	-19,77	2417,67	100,99	0,639	57,65	9262,06	93,2	0	3364,5	0,0	33,6	0,193	72,420
2046	3,51	0,15	-14,85	2421,18	101,14	0,640	57,96	9320,02	93,9	0	3364,5	0,0	33,4	0,174	72,594
2047	3,13	0,13	-11,52	2424,31	101,27	0,641	56,78	9376,80	94,5	0	3364,5	0,0	33,2	0,155	72,749

II.4.1.25 - Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости
2026	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1,93	24,05
2027	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1,74	22,65
2028	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1,58	21,41
2029	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1,42	20,15
2030	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1,29	19,03
2031	0	0	0	51	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1,16	17,99
2032	0	0	0	51	0	0	0	0	0	1	1	0	12	0	1,13	18,05
2033	2	2	0	53	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	1,30	15,10
2034	0	0	0	53	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	1,48	14,73
2035	1	1	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	1,50	13,45
2036	1	1	0	55	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,63	12,57
2037	0	0	0	55	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,64	12,33
2038	0	0	0	55	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,53	12,04
2039	0	0	0	55	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,42	11,82
2040	0	0	0	55	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,31	11,65
2041	1	1	0	56	0	0	0	0	0	1	1	0	16	0	1,38	11,24
2042	0	0	0	56	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,38	11,23
2043	0	0	0	56	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,27	11,19
2044	0	0	0	56	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	1,17	11,17
2045	0	0	0	56	0	0	0	0	0	1	1	0	15	0	1,14	11,73
2046	0	0	0	56	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	1,04	11,49
2047	0	0	0	56	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0,94	11,62

II. 4.1.26 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VI объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	8,73	0,64	3,41	1112,84	81,83	0,335	108,70	4069,68	92,0	0	294,7	0,0	6,5	0,546	40,015
2027	7,88	0,58	3,19	1120,73	82,41	0,338	102,38	4172,07	92,3	0	294,7	0,0	6,4	0,493	40,508
2028	7,14	0,53	2,98	1127,87	82,93	0,340	96,78	4268,85	92,6	0	294,7	0,0	6,3	0,447	40,955
2029	6,43	0,47	2,77	1134,30	83,40	0,342	91,07	4359,92	92,9	0	294,7	0,0	6,1	0,402	41,357
2030	5,82	0,43	2,58	1140,12	83,83	0,344	86,01	4445,94	93,2	0	294,7	0,0	6,0	0,363	41,720
2031	5,26	0,39	2,39	1145,37	84,22	0,345	81,31	4527,25	93,5	0	294,7	0,0	5,9	0,329	42,049
2032	4,73	0,35	2,20	1150,10	84,57	0,347	75,32	4602,57	93,7	0	294,7	0,0	5,9	0,296	42,345
2033	6,30	0,46	3,00	1156,41	85,03	0,348	73,32	4675,89	91,4	0	294,7	0,0	5,8	0,389	42,734
2034	7,23	0,53	3,55	1163,63	85,56	0,351	71,70	4747,58	89,9	0	294,7	0,0	5,7	0,444	43,178
2035	7,78	0,57	3,96	1171,41	86,13	0,353	69,97	4817,55	88,9	0	294,7	0,0	5,6	0,476	43,654
2036	9,05	0,67	4,80	1180,46	86,80	0,356	69,74	4887,29	87,0	0	294,7	0,0	5,6	0,553	44,207
2037	9,15	0,67	5,10	1189,61	87,47	0,358	68,57	4955,86	86,7	0	294,7	0,0	5,5	0,557	44,764
2038	8,50	0,62	4,99	1198,11	88,10	0,361	67,00	5022,86	87,3	0	294,7	0,0	5,4	0,518	45,282
2039	7,90	0,58	4,88	1206,00	88,68	0,363	65,76	5088,62	88,0	0	294,7	0,0	5,3	0,481	45,763
2040	7,27	0,53	4,72	1213,27	89,21	0,366	64,79	5153,41	88,8	0	294,7	0,0	5,3	0,443	46,206
2041	7,64	0,56	5,20	1220,91	89,77	0,368	62,35	5215,76	87,8	0	294,7	0,0	5,2	0,465	46,671
2042	7,67	0,56	5,52	1228,58	90,34	0,370	62,50	5278,26	87,7	0	294,7	0,0	5,2	0,466	47,137
2043	7,05	0,52	5,37	1235,63	90,86	0,372	62,25	5340,51	88,7	0	294,7	0,0	5,1	0,429	47,566
2044	6,49	0,48	5,22	1242,13	91,33	0,374	62,12	5402,63	89,5	0	294,7	0,0	5,1	0,394	47,960
2045	5,93	0,44	5,03	1248,06	91,77	0,376	61,17	5463,80	90,3	0	294,7	0,0	5,0	0,360	48,320
2046	5,42	0,40	4,84	1253,48	92,17	0,378	59,91	5523,71	91,0	0	294,7	0,0	5,0	0,329	48,649
2047	4,89	0,36	4,59	1258,37	92,53	0,379	60,61	5584,31	91,9	0	294,7	0,0	4,9	0,297	48,946

II.4.1.27 - Характеристика основного фонда скважин VII объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2032	1	1	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2,35	2,35	0,00
2033	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3,87	4,59	0,00
2034	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3,76	5,28	0,00
2035	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3,65	6,08	0,00
2036	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3,55	7,01	0,00
2037	1	1	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2,90	5,21	0,00
2038	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	3,49	6,69	0,00
2039	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	3,29	7,46	0,00
2040	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	3,11	8,37	0,00
2041	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2,80	9,08	0,00
2042	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2,54	9,90	0,00
2043	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2,29	10,77	0,00
2044	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2,08	11,76	0,00
2045	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1,88	12,80	0,00
2046	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1,70	13,95	0,00
2047	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1,54	15,23	0,00

II. 4.1.28 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VII объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2032	0,81	0,92	4,22	69,64	79,05	0,323	0,81	168,89	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,074	2,019
2033	1,35	1,53	7,29	70,99	80,58	0,329	1,59	170,49	15,6	0	0,0	0,0	0,0	0,122	2,141
2034	1,31	1,48	7,64	72,29	82,06	0,335	1,84	172,32	28,8	0	0,0	0,0	0,0	0,119	2,260
2035	1,27	1,44	8,03	73,56	83,50	0,341	2,11	174,44	40,0	0	0,0	0,0	0,0	0,115	2,375
2036	1,23	1,40	8,49	74,80	84,90	0,346	2,44	176,88	49,4	0	0,0	0,0	0,0	0,112	2,487
2037	2,01	2,28	15,11	76,81	87,18	0,356	3,61	180,49	44,4	0	0,0	0,0	0,0	0,182	2,669
2038	2,43	2,76	21,49	79,23	89,94	0,367	4,65	185,14	47,9	0	0,0	0,0	0,0	0,220	2,889
2039	2,29	2,59	25,77	81,52	92,53	0,378	5,19	190,33	56,0	0	0,0	0,0	0,0	0,207	3,096
2040	2,16	2,45	32,81	83,68	94,98	0,388	5,82	196,15	62,9	0	0,0	0,0	0,0	0,196	3,292
2041	1,95	2,21	44,07	85,63	97,19	0,397	6,32	202,47	69,2	0	0,0	0,0	0,0	0,177	3,469
2042	1,76	2,00	71,38	87,39	99,20	0,405	6,88	209,35	74,4	0	0,0	0,0	0,0	0,160	3,629
2043	1,60	1,81	225,37	88,99	101,01	0,412	7,49	216,84	78,7	0	0,0	0,0	0,0	0,145	3,774
2044	1,45	1,64	-163,01	90,43	102,65	0,419	8,18	225,02	82,3	0	0,0	0,0	0,0	0,131	3,905
2045	1,31	1,48	-56,01	91,74	104,13	0,425	8,90	233,92	85,3	0	0,0	0,0	0,0	0,119	4,024
2046	1,18	1,34	-32,48	92,92	105,47	0,430	9,70	243,62	87,8	0	0,0	0,0	0,0	0,107	4,131
2047	1,07	1,22	-22,21	93,99	106,69	0,435	10,59	254,21	89,9	0	0,0	0,0	0,0	0,097	4,228

П.4.1.29 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод из бездействия, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	4	4	0	305	0	0	0	0	0	24	17	7	186	15	1,91	16,27	161,87
2027	2	2	0	307	0	0	0	0	0	9	9	0	179	15	1,84	15,98	153,38
2028	3	3	0	310	0	0	0	0	0	8	8	0	174	15	1,76	15,59	145,80
2029	3	3	0	313	0	0	0	0	0	7	7	0	170	15	1,69	15,24	139,60
2030	1	1	0	314	0	0	0	0	0	3	3	0	168	15	1,59	14,48	131,20
2031	1	1	0	315	0	0	0	0	0	2	2	0	167	15	1,47	13,86	125,42
2032	2	2	0	317	0	0	0	0	0	3	3	0	166	15	1,36	13,31	120,21
2033	4	4	0	321	0	0	0	0	0	3	3	0	167	15	1,31	12,71	115,34
2034	2	2	0	323	0	0	0	0	0	5	5	0	164	15	1,28	12,35	110,01
2035	3	3	0	326	0	0	0	0	0	4	4	0	163	15	1,25	11,91	105,32
2036	1	1	0	327	0	0	0	0	0	3	3	0	161	15	1,21	11,64	101,76
2037	4	4	0	331	0	0	0	0	0	6	6	0	159	15	1,19	11,22	96,66
2038	0	0	0	331	0	0	0	0	0	4	4	0	155	15	1,15	11,09	93,30
2039	2	2	0	333	0	0	0	0	0	6	6	0	151	15	1,10	10,87	89,41
2040	0	0	0	333	0	0	0	0	0	5	5	0	146	15	1,04	10,71	85,57
2041	1	1	0	334	0	0	0	0	0	2	2	0	145	15	0,98	10,49	83,60
2042	0	0	0	334	0	0	0	0	0	2	2	0	143	15	0,91	10,38	82,02
2043	0	0	0	334	0	0	0	0	0	4	4	0	139	15	0,85	10,32	79,75
2044	0	0	0	334	0	0	0	0	0	4	4	0	135	15	0,79	10,38	78,45
2045	0	0	0	334	0	0	0	0	0	5	5	0	130	15	0,74	10,47	76,68
2046	0	0	0	334	0	0	0	0	0	4	4	0	126	15	0,68	10,40	74,19
2047	0	0	0	334	0	0	0	0	0	4	4	0	122	15	0,63	10,58	73,51

П. 4.1.30 -Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	123,00	0,57	4,33	18866,60	87,42	0,404	1049,14	73028,47	88,3	841,94	52613,8	5,276	512,861
2027	114,39	0,53	4,21	18980,99	87,95	0,406	991,94	74020,41	88,5	797,78	53411,6	4,894	517,755
2028	106,52	0,49	4,10	19087,51	88,44	0,408	943,00	74963,42	88,7	760,44	54172,0	4,564	522,319
2029	99,85	0,46	4,00	19187,35	88,90	0,410	898,54	75861,96	88,9	726,09	54898,1	4,292	526,611
2030	92,75	0,43	3,87	19280,10	89,33	0,412	843,39	76705,35	89,0	682,4	55580,5	3,993	530,604
2031	85,03	0,39	3,69	19365,13	89,73	0,414	802,59	77507,93	89,4	652,32	56232,8	3,656	534,260
2032	78,60	0,36	3,55	19443,73	90,09	0,416	768,28	78276,21	89,8	626,98	56859,8	3,407	537,667
2033	76,04	0,35	3,56	19519,78	90,44	0,417	735,95	79012,16	89,7	599,91	57459,7	3,338	541,005
2034	73,01	0,34	3,54	19592,78	90,78	0,419	702,40	79714,56	89,6	572,17	58031,9	3,213	544,218
2035	70,43	0,33	3,54	19663,21	91,11	0,421	673,03	80387,58	89,5	547,82	58579,7	3,097	547,315
2036	67,61	0,31	3,52	19730,82	91,42	0,422	651,40	81038,98	89,6	530,72	59110,4	2,996	550,311
2037	65,42	0,30	3,53	19796,24	91,72	0,423	618,46	81657,45	89,4	502,77	59613,2	2,931	553,242
2038	62,02	0,29	3,47	19858,26	92,01	0,425	595,81	82253,25	89,6	485,26	60098,5	2,789	556,031
2039	57,46	0,27	3,33	19915,72	92,28	0,426	569,02	82822,27	89,9	465,05	60563,5	2,573	558,604
2040	52,94	0,25	3,18	19968,67	92,52	0,427	543,86	83366,13	90,3	446,29	61009,8	2,368	560,972
2041	49,04	0,23	3,04	20017,70	92,75	0,428	527,32	83893,46	90,7	434,81	61444,6	2,207	563,179
2042	45,24	0,21	2,89	20062,95	92,96	0,429	514,53	84407,99	91,2	426,63	61871,2	2,047	565,226
2043	41,02	0,19	2,70	20103,97	93,15	0,430	497,29	84905,28	91,8	414,79	62286,0	1,858	567,084
2044	37,19	0,17	2,52	20141,15	93,32	0,431	487,28	85392,56	92,4	409,17	62695,2	1,681	568,765
2045	33,37	0,15	2,32	20174,53	93,48	0,431	472,07	85864,63	92,9	398,82	63094,0	1,510	570,275
2046	29,88	0,14	2,12	20204,40	93,62	0,432	454,33	86318,96	93,4	385,87	63479,9	1,355	571,630
2047	26,79	0,12	1,94	20231,19	93,74	0,433	447,36	86766,32	94,0	382,34	63862,2	1,215	572,845

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения (Вариант 1)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО								
Обустройство промысла								
Обустройство скважины	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	181 818	181818	0	0	0	0	0
Гараж стоянка 15 спецтехники	тыс.тг.	0	0	0	0	684000	0	0
Строительство факельного хозяйства	тыс.тг.	451 462	0	451462	0	0	0	0
Модернизация	тыс.тг.	77 321	77321	0	0	0	0	0
Автодороги	тыс.тг.	100 000	0	0	100000	100000	910023	0
Резервуары	тыс.тг.	356 804	0	0	356804	0	0	0
Закуп ОС	тыс.тг.	1 701 684	550546	567063	584075	601597	619645	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	2 869 089	809685	1018525	1040878	1385597	1529668	0
ВСЕГО	тыс.тг.	2 869 089	809685	1018525	1040878	1385597	1529668	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	2 962 097	809685	1049080	1103331	1510301	1713228	0

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
НДС (с выручки)	тыс.тг.	2 189 655	942 454	675 808	571 394
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 112 920	345 005	375 628	392 287
Налог на имущество	тыс.тг.	49 519	5 395	16 434	27 690
Прочие налоги	тыс.тг.	7 911	2 509	2 635	2 767
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	4 180 959	1 320 285	1 471 882	1 388 791
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	5 467 166	1 743 585	1 926 348	1 797 233
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	2 324 743	762 397	806 918	755 429
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	82	29	27	25
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 710 687	796 162	575 146	339 379
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	12 664 332	4 032 913	4 499 211	4 132 207
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	3 701 375	1 180 455	1 264 124	1 256 796
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	1 511 719	238 001	588 316	685 402
Недисконтированные поступления Государству	тыс.тг.	14 853 987	4 975 367	5 175 019	4 703 601

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход (Вариант 1)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
Продажа продукции по направлениям					
Нефти					
на экспорт	тыс. тонн	168,740	53,814	59,455	55,470
на внутренний рынок	тыс. тонн	145,185	63,486	44,501	37,199
Цена реализации продукции					
Нефти					
на экспорт	тг/тонн		223037,10	225056,01	227606,63
на внутренний рынок	тг/тонн		92782,00	94915,00	96004,00
Производственная прибыль от реализации					
Нефти					
на экспорт	тыс.тг.	38008717,6	12002593,60	13380749,53	12625374,47

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
на внутренний рынок	тыс.тг.	13685346,7	5890336,29	4223799,36	3571211,08
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	51 694 064,33	17892929,89	17604548,89	16196585,55

Таблица П.4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)					
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	13 153,46	4 695,08	4 369,01	4 089,37
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	50 532,54	18 037,40	16 784,74	15 710,40
Затраты на материалы	тыс.тг.	819 260,14	292 431,81	272 123,05	254 705,29
Ремонт автодорог	тыс.тг.	27 709,91	9 244,04	9 226,27	9 239,60
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	305 011,24	101 751,95	101 556,27	101 703,03
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	47 457,12	15 831,73	15 801,28	15 824,12
Ремонт скважин	тыс.тг.	1 616 710,08	539 335,52	538 298,34	539 076,23
НИР	тыс.тг.	264 199,04	88 136,97	87 967,48	88 094,60
Геофизические работы	тыс.тг.	88 728,92	29 600,03	29 543,10	29 585,79
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	6 145,07	2 050,00	2 046,06	2 049,01
Транспортные услуги	тыс.тг.	1 421 481,98	450 906,26	473 451,57	497 124,15
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	1 897 529,97	601 912,76	632 008,40	663 608,82
Охрана труда	тыс.тг.	533 547,06	177 991,64	177 649,35	177 906,07
Охрана объектов	тыс.тг.	645 108,30	204 633,88	214 865,57	225 608,85
Аренда	тыс.тг.	749 646,93	250 082,70	249 601,77	249 962,46
Расходы на экологию	тыс.тг.	116 439,26	38 844,21	38 769,51	38 825,54
Процессинг	тыс.тг.	571 222,60	203 920,00	189 756,00	177 546,60
Командировочные расходы	тыс.тг.	15 515,99	5 176,14	5 166,19	5 173,66
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	35 023,38	11 683,82	11 661,35	11 678,20
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	9 114 734,75	3 040 681,36	3 034 833,90	3 039 219,49
Затраты на персонал	тыс.тг.	748 559,31	249 719,86	249 239,63	249 599,81
Услуги по хранению	тыс.тг.	847,18	282,62	282,08	282,48
Потери нефти	тыс.тг.	164 950,08	53 330,44	55 380,40	56 239,24
Услуги по информатизации	тыс.тг.	68 214,70	22 756,47	22 712,71	22 745,53
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг.	141 190,07	47 285,99	46 981,84	46 922,25
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	тыс.тг.	85 320,81	28 463,08	28 408,34	28 449,39
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	155 978,30	0,00	80 678,43	75 299,87
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00
Перфорация	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00
РИР	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	19 704 218,21	6 488 785,75	6 589 162,62	6 626 269,84
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 112 920,07	345 005,21	375 627,67	392 287,19
Налог на имущество	тыс.тг.	49 518,98	5 394,87	16 434,13	27 689,98
Земельный налог	тыс.тг.	3 460,94	1 097,84	1 152,73	1 210,37
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	4 449,98	1 411,57	1 482,15	1 556,26
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	2 324 743,46	762 396,98	806 917,91	755 428,56
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	81,76	29,19	27,16	25,41
Итого производственных затрат	тыс.тг.	23 199 393,38	7 604 121,40	7 790 804,38	7 804 467,61
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг					
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	6 729 072,83	2 214 395,06	2 348 304,23	2 166 373,53
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	4 180 958,94	1 320 285,30	1 471 882,45	1 388 791,19
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	5 467 165,81	1 743 584,51	1 926 348,39	1 797 232,90
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	16 377 197,57	5 278 264,87	5 746 535,07	5 352 397,63
Общие и административные расходы					
Административные расходы	тыс.тг.	2 164 649,88	686 645,48	720 977,75	757 026,64
Другие административные расходы	тыс.тг.	2 164 649,88	686 645,48	720 977,75	757 026,64

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	623 680,82	219 014,13	207 712,95	196 953,75
Страхование	тыс.тг.	276 041,62	92 087,66	91 910,57	92 043,39
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	29 620,97	8 096,85	10 490,80	11 033,31
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	318 018,23	118 829,61	105 311,57	93 877,05
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	19 165 528,27	6 183 924,48	6 675 225,77	6 306 378,02
Итого затраты	тыс.тг.	42 364 921,66	13 788 045,87	14 466 030,15	14 110 845,63
Доходы (убытки)					
Производственный доход	тыс.тг.	51 694 064,33	17 892 929,89	17 604 548,89	16 196 585,55
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	42 364 921,66	13 788 045,87	14 466 030,15	14 110 845,63
Операционный доход	тыс.тг.	9 329 142,68	4 104 884,02	3 138 518,74	2 085 739,91
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	602 906,31	92 777,76	201 682,34	308 446,20
Балансовая прибыль	тыс.тг.	8 726 236,37	4 012 106,25	2 936 836,40	1 777 293,72
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	775 707,37	124 076,00	262 788,28	388 843,09
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	8 553 435,31	3 980 808,02	2 875 730,46	1 696 896,83
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	8 553 435,31	3 980 808,02	2 875 730,46	1 696 896,83
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 710 687,06	796 161,60	575 146,09	339 379,37
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	7 015 549,31	3 215 944,65	2 361 690,31	1 437 914,35
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	7 015 549,31	3 215 944,65	2 361 690,31	1 437 914,35

Таблица П.4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	51 694 064	17 892 930	17 604 549	16 196 586	14 803 231	13 204 420
Итого приток средств	тыс.тг.	51 694 064	17 892 930	17 604 549	16 196 586	14 803 231	13 204 420
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	42 364 922	13 788 046	14 466 030	14 110 846	13 801 350	13 515 710
прямые затраты	тыс.тг.	19 704 218	6 488 786	6 589 163	6 626 270	6 685 529	6 926 377
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	3 495 175	1 115 336	1 201 642	1 178 198	1 146 554	1 114 378
расходы периода	тыс.тг.	19 165 528	6 183 924	6 675 226	6 306 378	5 969 267	5 474 955
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	2 962 097	809 685	1 049 080	1 103 331	1 510 301	1 713 228
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	2 962 097	809 685	1 049 080	1 103 331	1 510 301	1 713 228
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 710 687	796 162	575 146	339 379	88 968	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	47 037 706	15 393 893	16 090 257	15 553 556	15 400 618	15 228 938
Поток денежной наличности	тыс.тг.	4 656 359	2 499 037	1 514 292	643 029	-597 387	-2 024 517
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.						
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	4 388 421	2 499 037	1 366 073	523 311	-438 580	-1 340 845
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	4 302 035	2 499 037	1 316 776	486 223	-392 792	-1 157 524
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	4 207 495	2 499 037	1 261 910	446 548	-345 710	-976 330
Накопленный поток денежной наличности							
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	4 656 359	2 499 037	4 013 329	4 656 359	4 058 972	2 034 454
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	4 388 421	2 499 037	3 865 110	4 388 421	3 949 841	2 608 995
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	4 302 035	2 499 037	3 815 813	4 302 035	3 909 244	2 751 719
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	4 207 495	2 499 037	3 760 947	4 207 495	3 861 785	2 885 455

Таблица П.4.2.6 – Капитальные вложения (Вариант 2)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)					
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	2 917 233	1296548	648274	972411
Итого строительство скважин	тыс.тг.	2 917 233	1296548	648274	972411
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО					
Обустройство промысла					
Обустройство скважины	тыс.тг.	675 000	300000	150000	225000
ПИР на бурение	тыс.тг.	72 000	32000	16000	24000
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	181 818	181818	0	0
Гараж стоянка 15 спецтехники	тыс.тг.	0	0	0	0
Строительство факельного хозяйства	тыс.тг.	451 462	0	451462	0
Модернизация	тыс.тг.	77 321	77321	0	0
Автодороги	тыс.тг.	100 000	0	0	100000
Резервуары	тыс.тг.	356 804	0	0	356804
Закуп ОС	тыс.тг.	1 701 684	550546	567063	584075
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	3 616 089	1141685	1184525	1289878
ВСЕГО	тыс.тг.	6 533 322	2438233	1832799	2262289
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	6 724 043	2438233	1887783	2398027

Таблица П.4.2.7 - Бюджетная эффективность (Вариант 2)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
НДС (с выручки)	тыс.тг.	2 372 010	981 382	738 418	652 210
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 129 220	345 005	380 061	404 154
Налог на имущество	тыс.тг.	118 925	15 777	40 988	62 161
Прочие налоги	тыс.тг.	7 911	2 509	2 635	2 767
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	4 568 283	1 374 820	1 608 244	1 585 218
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	5 971 847	1 815 604	2 104 814	2 051 429
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	2 522 347	791 100	876 240	855 007
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	88	30	29	29
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	2 003 165	838 914	687 784	476 467
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	13 949 777	4 202 377	4 962 379	4 785 021
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	4 447 508	1 459 485	1 446 276	1 541 747
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	2 075 498	478 103	707 858	889 537
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	16 321 787	5 183 759	5 700 797	5 437 231

Таблица П.4.2.8 - Производственный доход (Вариант 2)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
Продажа продукции по направлениям					
Нефти					
на экспорт	тыс. тонн	184,316	56,037	64,963	63,316
на внутренний рынок	тыс. тонн	157,192	66,108	48,624	42,460
Цена реализации продукции					
Нефти					
на экспорт	тг/тонн		223037,10	225056,01	227606,63
на внутренний рынок	тг/тонн		92782,00	94915,00	96004,00
Производственная прибыль от реализации					
Нефти					
на экспорт	тыс.тг.	41529843,1	12498363,13	14620403,42	14411076,59

на внутренний рынок	тыс.тг.	14825063,7	6133637,81	4615111,46	4076314,45
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	56 354 906,85	18632000,94	19235514,88	18487391,03

Таблица П.4.2.9 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 2)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)					
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	13 762,10	4 695,08	4 584,42	4 482,60
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	55 054,64	18 782,44	18 339,76	17 932,44
Затраты на материалы	тыс.тг.	857 169,17	292 431,81	285 539,50	279 197,86
Ремонт автодорог	тыс.тг.	28 119,04	9 244,04	9 340,96	9 534,04
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	309 514,65	101 751,95	102 818,70	104 944,00
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	48 157,81	15 831,73	15 997,70	16 328,38
Ремонт скважин	тыс.тг.	1 640 580,36	539 335,52	544 989,85	556 255,00
НИР	тыс.тг.	268 099,87	88 136,97	89 060,99	90 901,91
Геофизические работы	тыс.тг.	90 038,98	29 600,03	29 910,35	30 528,61
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	6 235,80	2 050,00	2 071,49	2 114,31
Транспортные услуги	тыс.тг.	1 421 481,98	450 906,26	473 451,57	497 124,15
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	1 897 529,97	601 912,76	632 008,40	663 608,82
Охрана труда	тыс.тг.	541 424,74	177 991,64	179 857,68	183 575,41
Охрана объектов	тыс.тг.	645 108,30	204 633,88	214 865,57	225 608,85
Аренда	тыс.тг.	760 715,26	250 082,70	252 704,53	257 928,03
Расходы на экологию	тыс.тг.	118 158,45	38 844,21	39 251,45	40 062,79
Процессинг	тыс.тг.	617 860,40	211 040,00	205 548,00	201 272,40
Командировочные расходы	тыс.тг.	15 745,08	5 176,14	5 230,41	5 338,53
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	35 540,49	11 683,82	11 806,31	12 050,35
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	9 249 311,31	3 040 681,36	3 072 559,47	3 136 070,48
Затраты на персонал	тыс.тг.	759 611,58	249 719,86	252 337,90	257 553,82
Услуги по хранению	тыс.тг.	859,69	282,62	285,58	291,49
Потери нефти	тыс.тг.	170 404,31	54 118,27	57 043,00	59 243,03
Услуги по информатизации	тыс.тг.	69 221,87	22 756,47	22 995,04	23 470,36
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг.	138 377,18	46 269,09	46 034,37	46 073,73
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	тыс.тг.	86 580,55	28 463,08	28 761,48	29 355,99
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	155 978,30	0,00	80 678,43	75 299,87
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00
Перфорация	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00
РИР	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	20 000 641,88	6 496 421,71	6 678 072,92	6 826 147,25
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 129 220,37	345 005,21	380 061,35	404 153,81
Налог на имущество	тыс.тг.	118 925,20	15 776,86	40 987,54	62 160,80
Земельный налог	тыс.тг.	3 460,94	1 097,84	1 152,73	1 210,37
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	4 449,98	1 411,57	1 482,15	1 556,26
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	2 522 347,32	791 100,19	876 240,45	855 006,68
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	88,43	30,21	29,42	28,81
Итого производственных затрат	тыс.тг.	23 779 134,12	7 650 843,58	7 978 026,56	8 150 263,97
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг					
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	7 344 503,09	2 305 861,09	2 565 861,88	2 472 780,11
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	4 568 282,74	1 374 819,94	1 608 244,38	1 585 218,42
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	5 971 846,87	1 815 603,62	2 104 814,13	2 051 429,13
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	17 884 632,71	5 496 284,65	6 278 920,38	6 109 427,67
Общие и административные расходы					
Административные расходы	тыс.тг.	2 164 649,88	686 645,48	720 977,75	757 026,64
Другие административные расходы	тыс.тг.	2 164 649,88	686 645,48	720 977,75	757 026,64
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	679 595,39	235 299,61	222 434,66	221 861,12
Страхование	тыс.тг.	280 117,30	92 087,66	93 053,10	94 976,54
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	67 240,43	24 382,33	18 877,83	23 980,27
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	332 237,66	118 829,61	110 503,74	102 904,31

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	20 728 877,97	6 418 229,74	7 222 332,80	7 088 315,43
Итого затраты	тыс.тг.	44 508 012,09	14 069 073,32	15 200 359,37	15 238 579,40
Доходы (убытки)					
Производственный доход	тыс.тг.	56 354 906,85	18 632 000,94	19 235 514,88	18 487 391,03
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	44 508 012,09	14 069 073,32	15 200 359,37	15 238 579,40
Операционный доход	тыс.тг.	11 846 894,76	4 562 927,62	4 035 155,52	3 248 811,63
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	1 006 743,13	188 287,43	323 370,39	495 085,32
Балансовая прибыль	тыс.тг.	10 840 151,63	4 374 640,19	3 711 785,13	2 753 726,31
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	1 831 067,54	368 358,20	596 233,49	866 475,86
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	10 015 827,22	4 194 569,42	3 438 922,03	2 382 335,77
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	10 015 827,22	4 194 569,42	3 438 922,03	2 382 335,77
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	2 003 165,44	838 913,88	687 784,41	476 467,15
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	8 836 986,19	3 535 726,31	3 024 000,72	2 277 259,16
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	8 836 986,19	3 535 726,31	3 024 000,72	2 277 259,16

Таблица П.4.2.10 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 2)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	56 354 907	18 632 001	19 235 515	18 487 391	17 822 068
Итого приток средств	тыс.тг.	56 354 907	18 632 001	19 235 515	18 487 391	17 822 068
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	44 508 012	14 069 073	15 200 359	15 238 579	15 371 352
прямые затраты	тыс.тг.	20 000 642	6 496 422	6 678 073	6 826 147	7 007 821
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	3 778 492	1 154 422	1 299 954	1 324 117	1 346 782
расходы периода	тыс.тг.	20 728 878	6 418 230	7 222 333	7 088 315	7 016 749
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	6 724 043	2 438 233	1 887 783	2 398 027	2 841 639
Бурение	тыс.тг.	2 995 026	1 296 548	667 722	1 030 756	1 059 928
Обустройство	тыс.тг.	3 729 017	1 141 685	1 220 060	1 367 271	1 781 711
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	2 003 165	838 914	687 784	476 467	257 597
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	53 235 220	17 346 221	17 775 926	18 113 073	18 470 587
Поток денежной наличности	тыс.тг.	3 119 686	1 285 780	1 459 588	374 318	-648 519
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.					
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	2 907 132	1 285 780	1 316 724	304 627	-476 119
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 838 026	1 285 780	1 269 207	283 038	-426 412
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 762 047	1 285 780	1 216 324	259 943	-375 301
Накопленный поток денежной наличности						
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	3 119 686	1 285 780	2 745 369	3 119 686	2 471 167
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	2 907 132	1 285 780	2 602 504	2 907 132	2 431 012
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 838 026	1 285 780	2 554 988	2 838 026	2 411 614
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 762 047	1 285 780	2 502 104	2 762 047	2 386 746

Таблица П.12.1 – Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 2-2 (Локальный сметный расчет)						
на Демонтаж технологических оборудования и материалов месторождения ЮЗК		(Наименование работ и затрат)				
Основание:		Дефектная ведомость				
		Сметная стоимость	754003,253		тыс.тенге	
		Средства на оплату труда	399121,925		тыс.тенге	
		Нормативная трудоемкость	93,611		тыс.чел-ч	
Составлен(а) в текущих ценах 1-квартала 2026г.						
Номер по порядку	Обоснование	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6	7
ВСЕГО ПО СМЕТЕ:						754 003 253
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			287 908 841
в том числе оплата труда рабочих			тенге			149 173 610
машины и механизмы			тенге			434 454 057
в том числе оплата труда машинистов			тенге			111 213 084
материалы, изделия и конструкции			тенге			1 684 900
перевозки			тенге			29 955 811
нормативная трудоемкость			чел.-ч	93 611		
Раздел 1. Демонтаж промышленного оборудования						84 137 397
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			51 730 387
в том числе оплата труда рабочих			тенге			28 602 580
машины и механизмы			тенге			31 547 374
в том числе оплата труда машинистов			тенге			8 175 021
материалы, изделия и конструкции			тенге			406 748
перевозки			тенге			453 108
нормативная трудоемкость			чел.-ч	19 133		
1	1337-0101-0109 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 5 т. (ВРП). Демонтаж оборудования	шт.	8	98 266	786 128
2	1337-0101-0105 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 1 т (Емкость V=3м³). Демонтаж оборудования	шт.	3	28 733	86 199
3	1337-0101-0106 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 1,5 т (Емкость V=8м³). Демонтаж оборудования	шт.	1	32 143	32 143
4	1337-0101-0107 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 2 т (Емкость V=15, 16, 12,5м³). Демонтаж оборудования	шт.	4	62 567	250 268
5	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 3 т (Емкость V=25м³). Демонтаж оборудования	шт.	1	74 474	74 474
6	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 3,5 т (Емкость сталь Ст3 30м³). Демонтаж оборудования	шт.	2	74 474	148 948
7	1337-0101-0109 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 5 т (Емкость V=50м³; 60м³). Демонтаж оборудования	шт.	5	98 266	491 330
8	1337-0101-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 6 т (ЕП-72м³). Демонтаж оборудования	шт.	1	129 290	129 290
9	1337-0101-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 6,3 т (Резервуар пожарный-75м³). Демонтаж оборудования	шт.	2	129 290	258 580
10	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 3 т (Емкость РГС-25м³). Демонтаж оборудования	шт.	2	74 474	148 948
11	1109-0303-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические для нефти и нефтепродуктов без понтона вместимостью 1000 м³, в количестве 1шт.Разборка (демонтаж) металлических конструкций, применен коэффициент к затратам труда - 0,6, к времени эксплуатации машин - 0,7, к расходу материалов - 0,5	т конструкций	24,5	141 704	3 471 748

12	1109-0303-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические для нефти и нефтепродуктов без понтона вместимостью 2000 м³, в количестве 6шт.Разборка (демонтаж) металлических конструкций, применен коэффициент к затратам труда - 0,6, к времени эксплуатации машин - 0,7, к расходу материалов - 0,5	т конструкций	252	116 413	29 336 076
13	1337-0101-0109 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 5 т (Нефтегазовый сепаратор НГС). Демонтаж оборудования	шт.	5	98 266	491 330
14	1337-0101-0114 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 40 т. (Отстойник). Демонтаж оборудования	шт.	2	335 150	670 300
15	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 3 т (ГЗУ). Демонтаж оборудования	шт.	20	74 474	1 489 480
16	1337-0101-0107 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 2 т (Газовый сепаратор ГС). Демонтаж оборудования	шт.	1	62 567	62 567
17	1337-0102-0111 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 13 т (Станок-качалка). Демонтаж оборудования	шт.	210	217 888	45 756 480
18	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	112,1	1 421	159 294
19	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	112,1	1 421	159 294
20	411-103-0216 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	2 242	60	134 520
Раздел 2. Демонтаж трубопроводов						533 661 317
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			162 356 654
в том числе оплата труда рабочих			тенге			82 711 161
машины и механизмы			тенге			352 580 710
в том числе оплата труда машинистов			тенге			89 987 801
материалы, изделия и конструкции			тенге			1 277 020
перевозки			тенге			17 446 933
нормативная трудоемкость			чел.-ч	52 009		
Выкидные линии из стальных труб 89, 73мм, 14,282км						
21	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	15 995,84	494	7 901 945
22	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	15 995,84	82	1 311 659
23	1125-0201-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы (Выкидные линии) диаметром 89 мм. Резка труб	км трубопровода	14,282	1 185 042	16 924 770
24	1125-0207-0502 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 89 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	14,282	526 285	7 516 402
25	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	14,282	525 064	7 498 964
26	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	171,384	1 602	274 557
27	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	171,384	1 602	274 557
28	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	3 427,68	115	394 183
Выкидные линии из стальных труб Ду114мм, 68,032км						
29	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 м³	м³ грунта	76 195,84	494	37 640 745
30	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	76 195,84	82	6 248 059
31	1125-0201-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 114 мм. Резка труб	км трубопровода	68,032	1 285 399	87 448 265
32	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 114 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	68,032	554 278	37 708 641
33	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	68,032	525 064	35 721 154
34	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	1 088,512	1 602	1 743 796
35	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	1 088,512	1 602	1 743 796

36	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	21 770,24	115	2 503 578
Нагнетательные линии из стальных труб 89, 73мм, 5,316км						
37	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	5 953,92	494	2 941 236
38	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	5 953,92	82	488 221
39	1125-0201-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы (Выкидные линии) диаметром 89 мм. Резка труб	км трубопровода	5,316	1 185 042	6 299 683
40	1125-0207-0502 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 89 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	5,316	526 285	2 797 731
41	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	5,316	525 064	2 791 240
42	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	63,792	1 602	102 195
43	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	63,792	1 602	102 195
44	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	1 275,84	115	146 722
Нагнетательная линия из стальных труб Ду114мм, 12,083км						
45	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 м³	м³ грунта	13 532,96	494	6 685 282
46	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	13 532,96	82	1 109 703
47	1125-0201-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 114 мм. Резка труб	км трубопровода	12,083	1 285 399	15 531 476
48	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 114 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	12,083	554 278	6 697 341
49	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	12,083	525 064	6 344 348
50	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	193,328	1 602	309 711
51	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	193,328	1 602	309 711
52	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	3 866,56	115	444 654
Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм, 5,595км						
53	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	6 266,4	494	3 095 602
54	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	6 266,4	82	513 845
55	1122-0105-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 44	Трубопроводы из СВТ диаметром 100 мм. Демонтаж	км	5,595	682 630	3 819 315
56	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	5,595	525 064	2 937 733
57	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Погрузка	т	13,03635	1 602	20 884
58	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Разгрузка	т	13,03635	1 602	20 884
59	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	260,727	115	29 984
Нефтяные сети, Нефтеcборный Коллектор ст.Д159, 2,103км						
60	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	2 355,36	494	1 163 548
61	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	2 355,36	82	193 140
62	1125-0201-0105 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 150 мм. Резка труб	км трубопровода	2,103	1 584 938	3 333 125
63	1125-0207-0505 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 150 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	2,103	584 287	1 228 756
64	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	2,103	525 064	1 104 210

65	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	47,5278	1 602	76 140
66	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	47,5278	1 602	76 140
67	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	950,556	115	109 314
Демонтаж- Нефтепроводный коллектор, Линии внутрип্ল. д.219мм 22,6км						
68	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	25 312	494	12 504 128
69	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	25 312	82	2 075 584
70	1125-0201-0106 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 200 мм. Резка труб	км трубопровода	22,6	1 692 957	38 260 828
71	1125-0207-0506 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 200 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	22,6	650 478	14 700 803
72	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	22,6	525 064	11 866 446
73	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	949,2	1 602	1 520 618
74	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	949,2	1 602	1 520 618
75	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	18 984	115	2 183 160
Технологический трубопровод из ст.труб д.273мм, 0,452км						
76	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	506,24	494	250 083
77	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	506,24	82	41 512
78	1125-0201-0107 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 273 мм. Резка труб	км трубопровода	0,452	1 860 001	840 720
79	1125-0207-0507 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 273 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,452	671 872	303 686
80	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	0,452	525 064	237 329
81	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	23,504	1 602	37 653
82	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	23,504	1 602	37 653
83	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	470,08	115	54 059
Технологический трубопровод из ст.труб д.325мм, 0,320км						
84	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	358,4	494	177 050
85	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	358,4	82	29 389
86	1125-0201-0108 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 325 мм. Резка труб	км трубопровода	0,32	2 084 233	666 955
87	1125-0207-0508 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 325 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,32	739 457	236 626
88	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	0,32	525 064	168 020
89	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	20,064	1 602	32 143
90	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	20,064	1 602	32 143
91	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	401,28	115	46 147
Нефтепровод, Нефтеcборный коллектор из СВТ труб Д.200, 21,605км						
92	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	24 197,6	494	11 953 614
93	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	24 197,6	82	1 984 203

94	1122-0105-0411 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 44	Трубопроводы из СВТ диаметром 200 мм. Демонтаж	км	21,605	999 155	21 586 744
95	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	21,605	525 064	11 344 008
96	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Погрузка	т	103,92005	1 602	166 480
97	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	103,92005	1 602	166 480
98	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	2 078,401	115	239 016
Газопровод 58,040км						
99	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	65 004,8	494	32 112 371
100	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	65 004,8	82	5 330 394
101	1122-0105-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы из полимерных раструбных труб (ПВХ-О), диаметр 160 мм. Демонтаж	км трубопровода	58,04	124 503	7 226 154
102	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы ПЭ. Погрузка	т	202,5596	1 602	324 500
103	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы ПЭ. Разгрузка	т	202,5596	1 602	324 500
104	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	4 051,192	115	465 887
Сточная линия ст.Д159, 0,135км						
105	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	151,2	494	74 693
106	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	151,2	82	12 398
107	1125-0201-0105 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 150 мм. Резка труб	км трубопровода	0,135	1 584 938	213 967
108	1125-0207-0505 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 150 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,135	584 287	78 879
109	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	5,67	1 602	9 083
110	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	5,67	1 602	9 083
111	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	113,4	115	13 041
Водовод напорный из СВТ труб Ду100мм, 5,35км						
112	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	5 992	494	2 960 048
113	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	5 992	82	491 344
114	1122-0105-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 44	Трубопроводы из СВТ диаметром 100 мм. Демонтаж	км	5,35	682 630	3 652 070
115	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Погрузка	т	12,4655	1 602	19 970
116	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Разгрузка	т	12,4655	1 602	19 970
117	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	249,31	115	28 671
Водовод из стальных труб,д.219 6,5км						
118	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	7 280	494	3 596 320
119	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	7 280	82	596 960
120	1125-0201-0106 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 200 мм. Резка труб	км трубопровода	6,5	1 692 957	11 004 220
121	1125-0207-0506 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 200 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	6,5	650 478	4 228 107
122	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	273	1 602	437 346

123	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	273	1 602	437 346
124	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	5 460	115	627 900
Противопожарный водопровод.д.89 0,147км						
125	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	164,64	494	81 332
126	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	164,64	82	13 500
127	1125-0201-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 89 мм. Резка труб	км трубопровода	0,147	1 285 399	188 954
128	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 89 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,147	554 278	81 479
129	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	1,764	1 602	2 826
130	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	1,764	1 602	2 826
131	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	35,28	115	4 057
Тепловые сети Ду125мм, 0,015км						
132	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 м³	м³ грунта	16,8	494	8 299
133	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	16,8	82	1 378
134	1125-0201-0104 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 125 мм. Резка труб	км трубопровода	0,015	1 409 346	21 140
135	1125-0207-0504 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 125 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,015	575 578	8 634
136	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	0,015	525 064	7 876
137	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	0,13755	1 602	220
138	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	0,13755	1 602	220
139	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	2,751	115	316
Раздел 3. Демонтаж КТП, КРУН,ВЛ-0,4кВ, ВЛ-6кВ						61 795 156
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			40 836 716
в том числе оплата труда рабочих			тенге			20 890 495
машины и механизмы			тенге			16 384 420
в том числе оплата труда машинистов			тенге			5 158 840
перевозки			тенге			4 574 154
нормативная трудоемкость			чел.-ч	12 320		
140	1308-0101-2502 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 1000 КВ•А. Демонтаж оборудования	подстанция	133	95 842	12 746 986
141	1308-0101-2704 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	ПС-110/35/10 (Аккистау АтырауЖарык). Демонтаж	ячейка	1	827 180	827 180
142	1133-0209-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Демонтаж проводов ВЛ 0,38 кВ трех проводов с одной опоры	шт.	301	10 769	3 241 469
143	1133-0209-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Демонтаж проводов ВЛ 6-35 кВ трех проводов с одной опоры	шт.	615	15 580	9 581 700
144	1133-0209-0301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Опоры ВЛ 0,38-35 кВ. Демонтаж без приставок одностоечных	шт.	916	10 756	9 852 496
145	1217-0101-0601 ЭСН РК 8.05-01-2022 Кэтр и Кэм=1,06	Кабель линии КЛ-0,4кВ . Демонтаж	м	1 456	407	592 592
146	1217-0101-0601 ЭСН РК 8.05-01-2022 Кэтр и Кэм=1,06	Кабель линии связи Март-ЮЗК. Демонтаж	м	12 000	407	4 884 000
147	1217-0101-0601 ЭСН РК 8.05-01-2022 Кэтр и Кэм=1,06	Кабель линия связи телемеханики. Демонтаж	м	34 500	407	14 041 500
148	1217-0101-0601 ЭСН РК 8.05-01-2022 Кэтр и Кэм=1,06	Кабель линии по автоматике"АСУ ТП УПН ЮЗК". Демонтаж	м	1 000	407	407 000

149	1217-0101-0601 ЭСН РК 8.05-01-2022 Кэтр и Кэм=1,06	Кабель-Электроснабжение РВС-2000м³. Демонтаж	м	40	407	16 280
150	1217-0101-0601 ЭСН РК 8.05-01-2022 Кэтр и Кэм=1,06	СС (Система связи). Демонтаж	м	250	407	101 750
151	1217-0101-0601 ЭСН РК 8.05-01-2022 Кэтр и Кэм=1,06	Наружная электрическая сеть. Демонтаж	м	330	407	134 310
152	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	1 164,8	494	575 411
153	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	1 164,8	82	95 514
154	1217-0101-0705 ЭСН РК 8.05-01-2022 Кэтр и Кэм=1,06	Светильники для люминесцентных ламп. Демонтаж	шт.	8	802	6 416
155	1133-0303-0303 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Демонтаж стальных опор контактной сети массой до 1,5 т	опора	8	12 922	103 376
156	1308-0304-0204 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Демонтаж оборудовании ЛВС	шт.	1	13 022	13 022
157	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	35,6514	1 421	50 661
158	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	35,6514	1 421	50 661
159	414-101-0701 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка	т	1 076,3	1 458	1 569 245
160	414-101-0702 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка	т	1 076,3	1 458	1 569 245
161	411-103-0216 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	22 239,028	60	1 334 342
Раздел 4. Демонтаж зданий и сооружений,						74 409 383
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			32 985 084
в том числе оплата труда рабочих			тенге			16 969 374
машины и механизмы			тенге			33 941 553
в том числе оплата труда машинистов			тенге			7 891 422
материалы, изделия и конструкции			тенге			1 132
перевозки			тенге			7 481 616
нормативная трудоемкость			чел.-ч	10 148		
162	1109-0105-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Навеса для мусорных контейнеров из профнастила. Разборка (демонтаж)	т конструкций	1	109 582	109 582
163	414-104-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Мусор строительный (механизированная). Погрузка	т	1	264	264
164	411-103-0216 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	20	60	1 200
165	1146-0401-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Беседка для отдыха рабочих (8шт)	м² площади застройки	48	6 324	303 552
166	1146-0401-0502 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Уборная кирпичная на 2 очко. Разборка	м² площади застройки	4	21 004	84 016
167	1218-0101-2001 ЭСН РК 8.05-01-2022 Кэтр и Кэм=1,06	Тротуары и дорожки из плит. Разборка с отноской и укладкой в штабель	м² основания	242	752	181 984
168	1220-0101-0105 ЭСН РК 8.05-01-2022 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 31	Покрытия и основания цементно-бетонные.Площадка приустьевая. Разборка	м³	136,08	4 177	568 406
169	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Здание (№1000000001343, №1000000001361, №1000000001364, №1000000001370, №1000000001387, №1000000001406, №1000000001407, №1000000002674, №1000000009544, №100000010730). Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м³ строительного объема	6 868,8	2 984	20 496 499
170	1146-0401-0401 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Комплексная разборка методом обрушения здания кирпичного, отапливаемого (№1000000001312, №1000000001421, №1000000001438, №1000000009552)	м³ строительного объема, включая подвал	6 706,98	5 328	35 734 789
171	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /№1000000001316, №1000000002890, №1000000003077, №1000000009073, №1000000009756, №1000000009762, №100000010001, №100000010092, №100000010802, №100000010814, №100000010889, №100000010890/	т блок-боксов	41,625	50 155	2 087 702
172	1147-0303-0109 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 К=0,3	Демонтаж оград металлических по железобетонным столбам без цоколя из сетчатых панелей высотой до 2,2 м	м оград	1 091	3 607	3 935 237

173	1308-0502-0101 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Ограждение сетчатое. Демонтаж оборудования	м²	2 855	1 200	3 426 000
174	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	81,625	1 421	115 989
175	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	81,625	1 421	115 989
176	411-103-0216 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	1 632,5	60	97 950
177	414-104-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Мусор строительный (механизированная). Погрузка	т	6 476,652	264	1 709 836
178	412-102-0216 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 20 км	т·км	129 533,04	42	5 440 388
Составил			Калыбаева			

Таблица П.12.2. – График ликвидации скважин в период разработки

Годы	Ликвидация скважин в консервации	Ликвидация контрольных скважин	Ликвидация водозаборных скважин	Выбытие добывающих скважин	Всего к ликвидации
2026				0	0
2027				1	1
2028				4	4
2029				6	6
2030				7	7
2031				1	1
2032				4	4
2033				3	3
2034				5	5
2035				3	3
2036				2	2
2037				6	6
2038				6	6
2039		15		2	17
2040	5			3	8
2041			4	5	9
2042				2	2
2043				4	4
2044				2	2
2045				5	5
Всего	5	15	4	20	95