АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №26009053

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель Генерального директора
по геологии и разработке
АО «Эмбамунайгаз»
_____ТАСЕМЕНОВ Е.Т.
«___»_____2026г

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРСАК

Договор №1195769/2026/1 от 10.03.2026г.

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»: **А.С. МАРДАНОВ**

И.о первого заместителя директора
филиала по геологии и разработке: **А.А. БАШЕВ**

г. Атырау, 2026г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, И.о. первого заместителя директора филиала по геологии и разработке _____ Башев А.А.	(общее руководство)
Начальник управления разработки месторождений ЭМГ _____ Гуковский Д.А.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, разделы 4.1, 4.3)
Ответственный исполнитель по разработке, Инженер управления разработки месторождений ЭМГ _____ Кунакбаева У.К.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, разделы 4.1, 4.3)
Ответственный исполнитель по геологии, Ведущий инженер управления геологии и геологоразведки _____ Абдулов А.Р.	(главы 2, 11)
Эксперт управления геофизики и перофизики _____ Каналин Р.А.	(разделы 2.2, 2.4)
Ведущий инженер управления геофизики и петрофизики _____ Нысангалиева Ш.О.	(разделы 2.2, 2.4)
Старший инженер управления геологии и геологоразведки _____ Ермеков Э.В.	(раздел 2.3)
Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин _____ Рыспаев А.А.	(глава 7)
Эксперт управления системы сбора, транспортировки и подготовки продукции _____ Муханжанов Р.Х.	(разделы 6.3, 6.4, 6.5)
Инженер управления техники и технологии добычи нефти и газа _____ Дюсемалиев А.Б.	(раздел 6.1, 6.2)
Эксперт управления бюджетирования и экономических исследований _____ Матжанова М.Д.	(главы 5, 12, разделы 3.5, 4.2)
Старший инженер управления экологии _____ Сыздыкова А.М.	(глава 10)

Ответственный за Документ-контроль: _____ Гуковский Д.А.

СОДЕРЖАНИЕ

№№ п/п	Наименование глав и разделов	Стр.
1	**2**	
	РЕФЕРАТ	14
	ВВЕДЕНИЕ	15
1.	**ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ**	20
2.	**ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**	22
2.1	Характеристика геологического строения	22
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	45
2.3	Состав и свойства нефти, газа и воды	55
2.3.1	*Состав и свойства нефти в пластовых условиях*	*56*
2.3.2	*Состав и свойства нефти в поверхностных условиях*	*62*
2.3.3	*Компонентный состав и свойства газа*	*65*
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	70
2.5	Запасы нефти и газа	74
3.	**ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ**	79
3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	80
3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	95
3.2.1	*Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки*	*95*
3.2.2	*Анализ выработки запасов нефти из пластов*	*113*
3.2.3	*Анализ эффективности реализуемой системы разработки*	*117*
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	122
3.3.1	*Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки*	*122*
3.3.2	*Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки*	*123*
3.4	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	125
3.4.1	*Обоснование выделения эксплуатационных объектов*	*125*
3.4.2	*Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики*	*128*
3.4.3	*Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки*	*131*
3.4.4	*Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин*	*132*
3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	134
4.	**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**	139
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	139
4.2	Технико-экономические показатели вариантов разработки	154
4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	158
5.	**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ**	159

№№ п/п	Наименование глав и разделов	Стр.
1	**2**	
5.1	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	159
6.	**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА**	161
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	161
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	166
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	173
6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	179
6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	183
7.	**РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН**	184
7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	184
7.2	Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	186
8.	**ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ**	188
9.	**КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**	192
10.	**ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**	202
11.	**МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ УЧАСТКА**	212
12.	**РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**	214
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	218
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	223

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	*4*
1.	3.1	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов по действующему проектному документу на разработку	26
2.	3.2	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (ПР-2019г)	27
3.	3.3	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2 (ПР-2019г)	28
4.	3.4	Расчет капитальных вложений в целом по месторождению. Вариант 2 (ПР-2019г)	29
5.	4.2.1	Выполненный комплекс ГИС-контроля в период 2019-2024гг	48
6.	4.2.2	Характеристика параметров пласта (горизонта)	48
7.	4.2.3	Статистические ряды распределения проницаемости пласта (горизонта	53
8.	4.3.1	Характеристика толщин пластов	56
9.	4.4.1	Статистические показатели характеристик неоднородности пласта	58
10.	4.5.1	Изученность горизонтов пробами	59
11.	4.5.2	Сравнение состава и свойства пластовой нефти	63
12.	4.5.3	Сравнение компонентного состава нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти горизонта (объекта), мольное содержание, %	64
13.	4.5.4	Сравнение физико-химических свойств и фракционного состава разгазированной нефти горизонта	64
14.	4.5.5	Содержание ионов и примесей в пластовой воде	67
15.	4.6.1	Результаты экспериментальных исследований коэффициента вытеснения при закачке горячей воды	69
16.	4.6.2	Физико-химические свойства пластовой нефти и воды в зависимости от температуры	70
17.	4.6.3	Характеристика вытеснения нефти рабочим агентом по зонам продуктивного горизонта	71
18.	4.7.1	Величины подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа (Протокол ГКЗ РК №2628-23-У от 15.12.2023 г.)	73
19.	5.1.1	Характеристика фонда скважин по месторождению в целом на 01.10.2024г	78
20.	5.1.2	Начальные и текущие показатели эксплуатации новых скважин	83
21.	5.1.3	Сопоставление добычи нефти вертикальных и горизонтальных скважин по годам	84
22.	5.1.4	Диапазон изменения действующего фонда по дебитам нефти	90
23.	5.2.1	Динамика основных технологических показателей разработки I объекта	92
24.	5.2.2	Динамика основных технологических показателей разработки II объекта	95
25.	5.2.3	Динамика основных технологических показателей разработки III объекта	97
26.	5.2.4	Динамика основных технологических показателей разработки IV объекта	99
27.	5.2.5	Динамика основных технологических показателей разработки V объекта	101
28.	5.2.6	Динамика основных технологических показателей разработки VI	103

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	*4*
		объекта	
29.	5.2.7	Динамика основных технологических показателей разработки VII объекта	105
30.	5.2.8	Динамика основных технологических показателей разработки VIII объекта	107
31.	5.2.9	Динамика основных технологических показателей разработки месторождения	109
32.	5.3.1	Основные показатели закачки по объектам разработки на дату отчета	111
33.	5.3.2	Распределение нагнетательных скважин по объектам по приемистости	116
34.	5.4.1	Количество и виды проведенных исследований с начала разработки	117
35.	5.4.2	Количество и виды проведенных исследований за анализируемый период на 01.01.2024-01.10.2024г	118
36.	5.4.3	Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин объекта	119
37.	5.4.4	Сравнение начального и текущего пластового давлений по объектам	125
38.	5.4.5	Общее количество проведенных замеров по объектам	125
39.	5.5.1	Диапазон изменения действующего фонда по обводненности в целом по месторождению за период 01.01.2021-01.01.2024гг	133
40.	6.1	Распределение запасов нефти по объектам разработки	135
41.	6.2	Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам	137
42.	7.1.1	Выполнение плана мероприятий по контролю за процессом разработки	150
43.	7.2.1	Выполнение подземных ремонтных работ по эксплуатационным скважинам (ПРС)	151
44.	7.2.2	Выполнение капитальных ремонтных работ по эксплуатационным скважинам (КРС)	154
45.	7.2.3	Динамика коэффициентов использования и эксплуатации фонда скважин	155
46.	7.2.4	Техническая характеристика трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Карсак	163
47.	7.2.5	Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Карсак	170
48.	7.3.1	Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин месторождения Карсак	173
49.	7.3.2	Параметры работы насосов системы ППД	176
50.	7.3.3	Химический состав и физические свойства пластовых вод, с отобранный с РВС №3	176
51.	7.3.4	Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления	176
52.	7.3.5	Сравнение мощностей систем ППД	178
53.	7.4.1	Фактическая конструкция пробуренных скважин за отчетный период	180
54.	7.4.2	Параметры буровых растворов скважины № 624	181
55.	7.4.3	Параметры буровых растворов скважины № 625	181

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	*4*
56.	7.4.4	Параметры буровых растворов скважины № 629	181
57.	7.4.5	Анализ качества цементирования эксплуатационных колонн Ø 177,8 мм.	182
58.	7.4.6	Типовая конструкция рекомендуемой проектной горизонтальной скважины для II объекта	186
59.	7.4.7	Типовая конструкция рекомендуемой проектной горизонтальной скважины для III объекта	188
60.	7.4.8	Типовая конструкция для рекомендуемых проектных горизонтальных скважин для VII объекта	190
61.	7.4.9	Типовая конструкция для рекомендуемых проектных горизонтальных скважин для VIII объекта	192
62.	7.5.1	Объемы работ по борьбе с осложнениями	198
63.	7.7.1	Сравнение основных проектных и фактических показателей по объектам	201
64.	8.1	Эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки за 9 месяцев 2024г	202
65.	9.1	Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объект	205
66.	9.2	Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта	206
67.	9.3	Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта	207
68.	9.4	Сравнение проектных и фактических показателей разработки IV объекта	209
69.	9.5	Сравнение проектных и фактических показателей разработки V объекта	210
70.	9.6	Сравнение проектных и фактических показателей разработки VI объекта	211
71.	9.7	Сравнение проектных и фактических показателей разработки VII объекта	212
72.	9.8	Сравнение проектных и фактических показателей разработки VIII объекта	213
73.	9.9	Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению	215
74.	10.1.1	Динамика бурения и геолого-технические мероприятия по I варианту	217
75.	10.1.2	Динамика бурения и геолого-технические мероприятия по II варианту	218
76.	10.1.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. I объект. Рекомендуемый вариант	219
77.	10.1.4	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. II объект. Рекомендуемый вариант	220
78.	10.1.5	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. III объект. Рекомендуемый вариант	221
79.	10.1.6	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. IV объект. Рекомендуемый вариант	223
80.	10.1.7	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. V объект. Рекомендуемый вариант	224

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	*4*
81.	10.1.8	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. VI объект. Рекомендуемый вариант	225
82.	10.1.9	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. VII объект. Рекомендуемый вариант	227
83.	10.1.10	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. VIII объект. Рекомендуемый вариант	228
84.	10.1.11	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. В целом по месторождению. Рекомендуемый вариант	229
85.	10.1.12	Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей по рекомендуемому варианту	231
86.	10.1.13	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов на дату отчета	232
87.	10.2.1	План рекомендуемых мероприятий по контролю за процессом разработки	238
88.	11.1.1	Маркетинговые показатели	242
89.	11.1.2	Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных	243
90.	11.1.3	Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	244
91.	11.1.4	Ставки налога на добычу	245
92.	11.1.5	Ставки рентного налога на экспорт	245
93.	11.1.6	Шкала экспортной таможенной пошлины	245
94.	11.1.7	Ставки налога на сверхприбыль	246
95.	11.2.1	Технико-экономические показатели разработки месторождения по вариантам	249
96.	11.2.2	Расчет капитальных вложений в целом по месторождению, 2 вариант	250
97.	11.2.3	Бюджетная эффективность, 2 вариант	250
98.	11.2.4	Производственный доход в целом по месторождению, 2 вариант	250
99.	11.2.5	Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению, 2 вариант	251
100.	11.2.6	Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению, 2 вариант	252
101.	11.3.1	Сопоставление технико-экономические показателей разработки месторождения по рекомендуемому и утвержденному вариантам	253
102.	12.1	Общая климатическая характеристика	256
103.	12.2	Средняя месячная и годовая температура воздуха (˚С)	256
104.	12.3	Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра (м/с)	256
105.	12.4	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей (%)	256
106.	12.5	Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны	257
107.	12.6	Размер СЗЗ	260
108.	12.7	Результаты анализов проб подземных вод, полученных	262
109.	13.1	Стоимость ликвидации скважин	274
110.	13.2	Список демонтируемого оборудования	274
111.	13.3	Масса рекультивируемой земли	276
112.	13.4	Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения	276

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	*4*
113.	13.5	Расчет отчислений в Ликвидационный фонд	277
114.	14.1	Результаты испытаний Munai Bulagy	281

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	*4*
1.	2.1	Обзорная карта	22
2.	4.1.1	Схематическая структурная карта по кровле соли (по материалам отчета ПЗ 2005г.)	36
3.	4.6.1	Зависимость коэффициента вытеснения от объема закачанной воды при температурах 28, 40, 60, 80°С	69
4.	4.6.2	Зависимость коэффициента вытеснения от температуры при закачке горячей воды	70
5.	4.6.3	Зависимость вязкости и плотности пластовой нефти от температуры	71
6.	5.1.1	Характеристика фонда скважин на 01.10.2024г	79
7.	5.1.2	Динамика показателей эксплуатации скважины 625	80
8.	5.1.3	Динамика показателей эксплуатации скважины 629	81
9.	5.1.4	Динамика показателей эксплуатации скважины 624	81
10.	5.1.5	Динамика показателей эксплуатации скважины 630	82
11.	5.1.6	Сопоставление текущих дебитов нефти вертикальных и горизонтальных скважин	83
12.	5.1.7	Сопоставление добычи нефти вертикальных и горизонтальных скважин по годам	84
13.	5.1.8	Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по I объекту	85
14.	5.1.9	Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по II объекту	86
15.	5.1.10	Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по III объекту	86
16.	5.1.11	Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по IV объекту	87
17.	5.1.12	Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по V объекту	87
18.	5.1.13	Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по VI объекту	88
19.	5.1.14	Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по VII объекту	88
20.	5.1.15	Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по VIII объекту	89
21.	5.2.1	Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам	91
22.	5.2.2	График разработки I объекта	92
23.	5.2.3	График разработки II объекта	95
24.	5.2.4	График разработки III объекта	97
25.	5.2.5	График разработки IV объекта	99
26.	5.2.6	График разработки V объекта	101
27.	5.2.7	График разработки VI объекта	103
28.	5.2.8	График разработки VII объекта	105
29.	5.2.9	График разработки VIII объекта	107
30.	5.2.10	График разработки по месторождению в целом	109
31.	5.3.1	Распределение накопленных объемов закачиваемой воды по	111

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	*4*
		объектам разработки	
32.	5.3.2	Динамика технологических показателей ППД по I объекту	112
33.	5.3.3	Динамика технологических показателей ППД по II объекту	112
34.	5.3.4	Динамика технологических показателей ППД по III объекту	113
35.	5.3.5	Динамика технологических показателей ППД по IV объекту	113
36.	5.3.6	Динамика технологических показателей ППД по V объекту	114
37.	5.3.7	Динамика технологических показателей ППД по VI объекту	114
38.	5.3.8	Динамика технологических показателей ППД по VII объекту	115
39.	5.3.9	Динамика технологических показателей ППД по VIII объекту	115
40.	5.4.1	Диагностический график исследования КПД скважины №63 (2023г)	121
41.	5.4.2	Диагностический график исследования КПД скважины №225 (2023г)	122
42.	5.4.3	Диагностический график исследования КПД скважины №231 (2021г)	122
43.	5.4.4	Диагностический график исследования КПД скважины №271 (2023г)	123
44.	5.4.5	Диагностический график исследования КПД скважины №117 (2023г)	123
45.	5.4.6	Диагностический график исследования КПД скважины №22 (2022г)	124
46.	5.4.7	Диагностический график исследования КПД скважины №475 (2022г)	124
47.	5.4.8	Динамика пластового и забойного давления I объекта разработки	126
48.	5.4.9	Динамика пластового и забойного давления II объекта разработки	127
49.	5.4.10	Динамика пластового и забойного давления III объекта разработки	128
50.	5.4.11	Динамика пластового и забойного давления IV объекта разработки	128
51.	5.4.12	Динамика пластового и забойного давления V объекта разработки	129
52.	5.4.13	Динамика пластового и забойного давления VI объекта разработки	130
53.	5.4.14	Динамика пластового и забойного давления VII объекта разработки	130
54.	5.4.15	Динамика пластового и забойного давления VIII объекта разработки	131
55.	5.5.1	Динамика распределения действующего фонда скважин по обводненности за период 01.01.2024-01.10.2024г (I-IV объекты)	134
56.	5.5.2	Динамика распределения действующего фонда скважин по обводненности за период 01.01.2024-01.10.2024г (V-VIII объекты)	134
57.	6.1	Распределение начальных и остаточных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам	136
58.	6.2	Сравнение утвержденных и достигнутых на 01.01.2024г значений КИН	136
59.	6.3	Графики характеристик вытеснения по I объекту	139
60.	6.4	Графики характеристик вытеснения по II объекту	140
61.	6.5	Графики характеристик вытеснения по III объекту	141
62.	6.6	Графики характеристик вытеснения по IV объекту	142
63.	6.7	Графики характеристик вытеснения по V объекту	143
64.	6.8	Графики характеристик вытеснения по VI объекту	144
65.	6.9	Графики характеристик вытеснения по VII объекту	145

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	*4*
66.	6.10	Графики характеристик вытеснения по VIII объекту	146
67.	7.2.1	Схема сбора скважинной продукции месторождения Карсак	162
68.	7.2.2	Схема сбора скважинной продукции Неокомского горизонта месторождения Карсак	163
69.	7.2.3	Схема сборного пункта месторождения Карсак	167
70.	7.2.4	Технологическая схема предварительной подготовки нефти месторождения Карсак	169
71.	7.2.5	Схема проектных скважин месторождения Карсак	170
72.	7.3.1	Принципиальная схема закачки воды для ППД месторождения Карсак	174
73.	7.3.2	Технологическая схема подготовки воды системы ППД месторождения Карсак	175
74.	7.4.1	Профиль горизонтальной скважины II объекта	187
75.	7.4.2	Профиль горизонтальной скважины III объекта	189
76.	7.4.3	Профиль горизонтальной скважины VII объекта	191
77.	7.4.4	Профиль горизонтальной скважины VIII объекта	193
78.	12.1	Роза ветров	257
79.	14.1	Местоположение горизонтальной скважины №645 на суммарных отборах I объекта	279
80.	14.2	Профиль горизонтальной скважины №645	280
81.	14.3	История добычи за год	282
82.	14.4	Схема работающей скважины до и после остановки	283
83.	14.5	Схема обвязки наземного оборудования Munai Bulagy на скважине №1	285

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	*4*
1.	П.4.2.1	Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности горизонтов	291
2.	П.4.5.1	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	294
3.	П.4.5.2	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	295
4.	П.4.5.3	Компонентный состав выделившегося газа	298
5.	П.10.1.1	Характеристика основного фонда скважин. Объект I. Вариант 1	299
6.	П.10.1.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект I. Вариант 1	299
7.	П.10.1.3	Характеристика основного фонда скважин. Объект II. Вариант 1	299
8.	П.10.1.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект II. Вариант 1	299
9.	П.10.1.5	Характеристика основного фонда скважин. Объект III. Вариант 1	299
10.	П.10.1.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект III. Вариант 1	299
11.	П.10.1.7	Характеристика основного фонда скважин. Объект IV. Вариант 1	300
12.	П.10.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект IV. Вариант 1	300
13.	П.10.1.9	Характеристика основного фонда скважин. Объект V. Вариант 1	300
14.	П.10.1.10	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект V. Вариант 1	300
15.	П.10.1.11	Характеристика основного фонда скважин. Объект VI. Вариант 1	300
16.	П.10.1.12	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект VI. Вариант 1	300
17.	П.10.1.13	Характеристика основного фонда скважин. Объект VII. Вариант 1	301
18.	П.10.1.14	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект VII. Вариант 1	301
19.	П.10.1.15	Характеристика основного фонда скважин. Объект VIII. Вариант 1	301
20.	П.10.1.16	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект VIII. Вариант 1	301
21.	П.10.1.17	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1	301
22.	П.10.1.18	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 1	301
23.	П.10.1.19	Характеристика основного фонда скважин. Объект I. Вариант 2 (рекомендуемый)	302
24.	П.10.1.20	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект I. Вариант 2 (рекомендуемый)	302

25.	П.10.1.21	Характеристика основного фонда скважин. Объект II. Вариант 2 (рекомендуемый)	302
26.	П.10.1.22	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект II. Вариант 2 (рекомендуемый)	302
27.	П.10.1.23	Характеристика основного фонда скважин. Объект III. Вариант 2 (рекомендуемый)	302
28.	П.10.1.24	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект III. Вариант 2 (рекомендуемый)	302
29.	П.10.1.25	Характеристика основного фонда скважин. Объект IV. Вариант 2 (рекомендуемый)	303
30.	П.10.1.26	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект IV. Вариант 2 (рекомендуемый)	303
31.	П.10.1.27	Характеристика основного фонда скважин. Объект V. Вариант 2 (рекомендуемый)	303
32.	П.10.1.28	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект V. Вариант 2 (рекомендуемый)	303
33.	П.10.1.29	Характеристика основного фонда скважин. Объект VI. Вариант 2 (рекомендуемый)	303
34.	П.10.1.30	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект VI. Вариант 2 (рекомендуемый)	303
35.	П.10.1.31	Характеристика основного фонда скважин. Объект VII. Вариант 2 (рекомендуемый)	304
36.	П.10.1.32	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект VII. Вариант 2 (рекомендуемый)	304
37.	П.10.1.33	Характеристика основного фонда скважин. Объект VIII. Вариант 2 (рекомендуемый)	304
38.	П.10.1.34	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект VIII. Вариант 2 (рекомендуемый)	304
39.	П.10.1.35	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	304
40.	П.10.1.36	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	304
41.	П.11.2.1	Расчет капитальных вложений в целом по месторождению (1 вариант)	305
42.	П.11.2.2	Налоги, выплачиваемые Государству до определения чистого дохода (1 вариант)	305
43.	П.11.2.3	Производственный доход в целом по месторождению (1 вариант)	305
44.	П.11.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (1 вариант)	306
45.	П.11.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (1 вариант)	307
46.	П.13.1.	График ликвидации скважин в период разработки	308
47.		Локальный сметный расчет	309

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	№№ прил	*Кол-во листов*	Масштаб
1	***3***	***4***	***5***	***6***
1	Средне-нормальный разрез	1	1	1:25 000
2	Тектоническая схема района	2	1	1:500 000
3	Геолого-физическая карта по III отражающему горизонту	3	1	1:25 000
4	Геологический профиль по линии I-I	4	1	1:5000
5	Геологический профиль по линии II-II	5	1	1:5000
6	Геолого-литологический профиль по линии I-I’	6	1	1:2500
7	Геолого-литологический профиль по линии II-II’	7	1	1:2500
8	Геолого-литологический профиль по линии III-III’	8	1	1:2500
9	Геолого-литологические профили по линии I-I’, II-II’. Восточное крыло	9	1	1:2500
10	Геолого-литологические профили по линии III-III’, IV-IV’, V-V’. Восточное крыло	10	1	1:2500
11	Схема обоснования ВНК по неокомскому горизонту	11	1	1:500
12	Схема обоснования ВНК. Западное крыло	12	1	1:500
13	Схема обоснования ВНК. Западное крыло	12	2	1:500
14	Схема обоснования ВНК. Западное крыло	13	1	1:500
15	Схема обоснования ВНК. Западное крыло	13	2	1:500
16	Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин по неокомскому горизонту. Восточное крыло	14	1	1:5000
17	Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин по I альб-сеноманскому горизонту. Западное крыло	15	1	1:5000
18	Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин по II альб-сеноманскому горизонту. Западное крыло	16	1	1:5000
19	Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин по I промежуточному горизонту. Западное крыло	17	1	1:5000
20	Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин по II промежуточному горизонту. Пласт А. Западное крыло	18	1	1:5000
21	Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин по II промежуточному горизонту. Пласт Б. Западное крыло	19	1	1:5000
22	Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин по III альб-сеноманскому горизонту. Западное крыло	20	1	1:5000
23	Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин по IV среднеальбскому горизонту. Западное крыло	21	1	1:5000
24	Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин по V	22	1	1:5000

№№ п/п	Наименование приложения	№№ прил	*Кол-во листов*	Масштаб
1	*3*	*4*	*5*	*6*
	нижнеальбскому горизонту. Западное крыло			
25	Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин по VI апт-неокомскому горизонту. Западное крыло	23	1	1:5000
26	Карта расположения пробуренных скважин месторождения в целом	24	1	1:5000
27	Карта текущих и суммарных отборов I объекта	25	1	1:5000
28	Карта текущих и суммарных отборов II объекта	26	1	1:5000
29	Карта текущих и суммарных отборов III объекта	27	1	1:5000
30	Карта текущих и суммарных отборов IV объекта	28	1	1:5000
31	Карта текущих и суммарных отборов V объекта	29	1	1:5000
32	Карта текущих и суммарных отборов VI объекта	30	1	1:5000
33	Карта текущих и суммарных отборов VII объекта	31	1	1:5000
34	Карта текущих и суммарных отборов VIII объекта	32	1	1:5000
35	Карта изобар I объекта	33	1	1:5000
36	Карта изобар II объекта	34	1	1:5000
37	Карта изобар III объекта	35	1	1:5000
38	Карта изобар IV объекта	36	1	1:5000
39	Карта изобар V объекта	37	1	1:5000
40	Карта изобар VI объекта	38	1	1:5000
41	Карта изобар VII объекта	39	1	1:5000
42	Карта изобар VIII объекта	40	1	1:5000
43	Схема расположения пробуренных и проектных скважин I объекта	41	1	1:5000
44	Схема расположения пробуренных и проектных скважин II объекта	42	1	1:5000
45	Схема расположения пробуренных и проектных скважин III объекта	43	1	1:5000
46	Схема расположения пробуренных и проектных скважин IV объекта	44	1	1:5000
47	Схема расположения пробуренных и проектных скважин V объекта	45	1	1:5000
48	Схема расположения пробуренных и проектных скважин VI объекта	46	1	1:5000
49	Схема расположения пробуренных и проектных скважин VII объекта	47	1	1:5000
50	Схема расположения пробуренных и проектных скважин VIII объекта	48	1	1:5000

РЕФЕРАТ

Ключевые слова: НЕФТЬ, ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ, БАЛАНСОВЫЕ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ТЕМП ОТБОРА, СКВАЖИНА, СЕТКА СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЛИКВИДАЦИЯ ПОЛСЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ.

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

В проекте приведены сведения о геолого-промысловой характеристике продуктивных залежей, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа месторождения. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин, выполненных в период разведки и пробной эксплуатации.

Выбор расчетных вариантов разработки проводился исходя из анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования подобных месторождений.

Проведены расчеты технологических и экономических показателей по вариантам разработки, которые отличаются между собой плотностью сетки скважин.

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. Рассмотрены вопросы выбора способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования, мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, требования к системе сбора, транспорта и подготовки нефти, производству буровых работ, вскрытию пластов и освоению скважин, по контролю за разработкой, охране недр и окружающей среды, составлены мероприятия по доразведке месторождения. Область применения - месторождение Карсак.

Анализ в работе выполнен по состоянию изученности на 01.05.2026г.

1. ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Карсак расположено в южной части Южно-Эмбинского нефтеносного района в 25 км от северного побережья Каспийского моря. Недропользователем месторождения является АО «Эмбамунайгаз», имеющее контракт №211 от 13.08.1998г и лицензию от 01.08.1998г серии МГ №267 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.

В ноябре 2012г на основании Дополнение №3 от 01.10.2012г. (рег. № 3856-УВС) к Контракту № 211 от 13.08.1998г., предоставлен Акционерному обществу «Эмбамунайгаз» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Карсак в пределах блоков XXVI-14-E(частично); XXVII-14-B(частично). Площадь горного отвода – 6,69 кв.км. Глубина – до подошвы юрских отложений.

Месторождение Карсак открыто в 1953г в результате опробования и получения притока нефти из альбских отложений в скважинах 1 и 3 в интервалах глубин 171-175м и 499-501м, где получены притоки нефти дебитами 0,4 т/сут и 0,5 т/сут.

В 2015г на основе «Пересчета запасов …» (2005г) и «Пересчета извлекаемых запасов…» (2012г) был составлен «Анализ разработки месторождения Карсак» (Письмо КомГео №27-5-1724-и от 08.07.2015г), в котором были уточнены прогнозные технологические показатели на период 2015-2017гг.

В 2017г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» по состоянию на 01.01.2017г был выполнен «Анализ разработки месторождения Карсак» (АР-2017г) (Письмо КомГео №27-5-2489-и от 28.12.2017г), в рамках которого уточнены технологические показатели на 2017-2019гг.

Согласно АР-2017г, предусматривалось проведение геолого-технических мероприятий по переводу скважин на вышележащие горизонты, изоляция водопритоков в скважинах с высокой обводненностью (ОВП, РИР). Также было рекомендовано проведение опытно-промышленных работ по закачке горячей воды на II объекте (II альб-сеноманский горизонт) в скважинах №15д и №6. Также предусматривалось проведение опытных работ по применению забойных нагревателей ТЭРМ в добывающих скважинах.

В 2019г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» выполнен «Проект разработки месторождения Карсак» по состоянию на 01.01.2019г. (протокол ЦКРР № 15/14 от 07-08.11.2019г.)

В рамках проектного документа были выделены 8 эксплуатационных объектов:

- **I объект** – I альб-сеноманский горизонт (Западное поле Западного крыла);

- **II объект** – II альб-сеноманский горизонт (Западное поле Западного крыла);
- **III объект** – I+II промежуточные альб-сеноманские горизонты (Западное поле Западного крыла);
- **IV объект** – III альб-сеноманский горизонт (Западное поле Западного крыла);
- **V объект** – IV среднеальбский горизонт, (Западное и Восточное поле Западного крыла);
- **VI объект** – V нижнеальбский горизонт (Западное поле Западного крыла);
- **VII объект** – VI апт-неокомский горизонт (Западное поле Западного крыла);
- **VIII объект** – неокомский горизонт (Восточное крыло).

В 2021г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Карсак» (протокол ЦКРР №17/2 от 16.09.2021г). В рамках АР-2021г выполнен только пересчет суммы обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий добычи, без изменения технологических показателей по «Проекту разработки месторождения Карсак» по состоянию на 01.01.2019г.

Примечание: ранее, в рамках «Проекта разработки месторождения Карсак по состоянию на 01.01.2019г» расчет отчислений был выполнен с учётом накопленных отчислений, находящихся на депозитном счете.

В 2023г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен и утвержден отчет «Перевод запасов нефти и газа месторождения Карсак» (Протокол ГКЗ РК №2628-23-У от 15.12.2023г) по III объекту (I и II (пласт А и Б) промежуточные горизонты). Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленным категории В+С1 составили 20637/5833 тыс. т. Геологические запасы увеличились на +139,9 тыс.т. (+1%), извлекаемые запасы увеличились на +41,9 тыс.т. (+1%).

В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Карсак» (протокол ЦКРР №49/5 от 14.03.2024г). На заседании ЦКРР МЭ РК был принят отчет только за 2024 год, в котором указано бурение четырех горизонтальных скважин №№ 624, 625, 626 и 629. Также, в случае успешного бурения горизонтальных скважин, было рекомендовано отключить соседние высокообводненные вертикальные скважины (№№333, 57, 56, 68, 81, 376, 82, 93, 320, 603, 325, 79, 78, 336, 302, 608, 59, 102, 215, 23, 139, 95, 254, 612, 606, 292, 90, 32, 37 и 41).

Целью составление отчета является анализ эффективности новых пробуренных горизонтальных скважин, а также расчет технологических показателей разработки, так как они отсутствуют с 2025г.

В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Карсак» (протокол ЦКРР №49/5 от 14.03.2024г). На заседании ЦКРР МЭ РК был принят отчет только за 2024 год, в котором указано бурение четырех горизонтальных скважин №№ 624, 625, 626 и 629. Также, в случае успешного бурения горизонтальных скважин, было рекомендовано отключить соседние высокообводненные вертикальные скважины (№№333, 57, 56, 68, 81, 376, 82, 93, 320, 603, 325, 79, 78, 336, 302, 608, 59, 102, 215, 23, 139, 95, 254, 612, 606, 292, 90, 32, 37 и 41).

В декабре был выполнен «Анализ разработки месторождения Карсак» (протокол ЦКРР №58/4 от 19.12.2024г). Целью составление отчета является анализ эффективности новых пробуренных горизонтальных скважин, а также расчет технологических показателей разработки, так как они отсутствуют с 2025г, было запланировано бурение 9 горизонтальных скважин и проведение ОПИ по технологии Munai Bulagy (сроком реализации до 2027г).

Настоящий отчет «Дополнение к проекту разработки месторождения Карсак» выполнен Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках договора №1038993/2024/1 от 23.10.2024г с АО «Эмбамунайгаз»

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

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Нефтяное месторождение Карсак расположено в южной части Южно-Эмбинского нефтеносного района в 25 км от северного побережья Каспийского моря.

По административному делению месторождение Карсак относится к Макатскому району Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются г. Кульсары (55 км) и нефтяное месторождение Ботахан (15 км). Областной центр г. Атырау расположен в 130 км к юго-западу от площади (рис. 2.1).

Местность представляет собой слабовсхолмленную полупустынную низменность с абсолютными отметками рельефа от минус 20,5м до минус 25,5м. Гидрографическая сеть отсутствует. Водоснабжение населенных пунктов осуществляется по водопроводу Атырау-Кульсары.

Связь с населенными пунктами и г. Атырау осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

В орогидрографическом отношении южная часть месторождения Карсак представляет собой территорию, покрытую густой сетью тонких соров. Северная часть площади – равнина с редкими холмами. Климат района, как и всей Прикаспийской впадины, резко континентальный с небольшим количеством осадков. Зимы холодные и малоснежные, летом жарко плюс 35°С – 42°С. Преобладающее направление ветров в течение года юго-восточное. Основное количество осадков выпадает в весенний и осенний периоды. Среднегодовое количество осадков составляет около 200 мм.

Почва территории солончаковая, растительность скудная, представлена солончаковой и злаково-полынной ассоциацией, характерной для полупустынь. Распространены верблюжья колючка, полынь.

Животный мир типичный для зон полупустынь, в основном представлен колониями грызунов.

Подрядные организации по выполнению буровых работ, промыслово-геофизических, лабораторных исследований расположены в г. Атырау и его окрестностях.

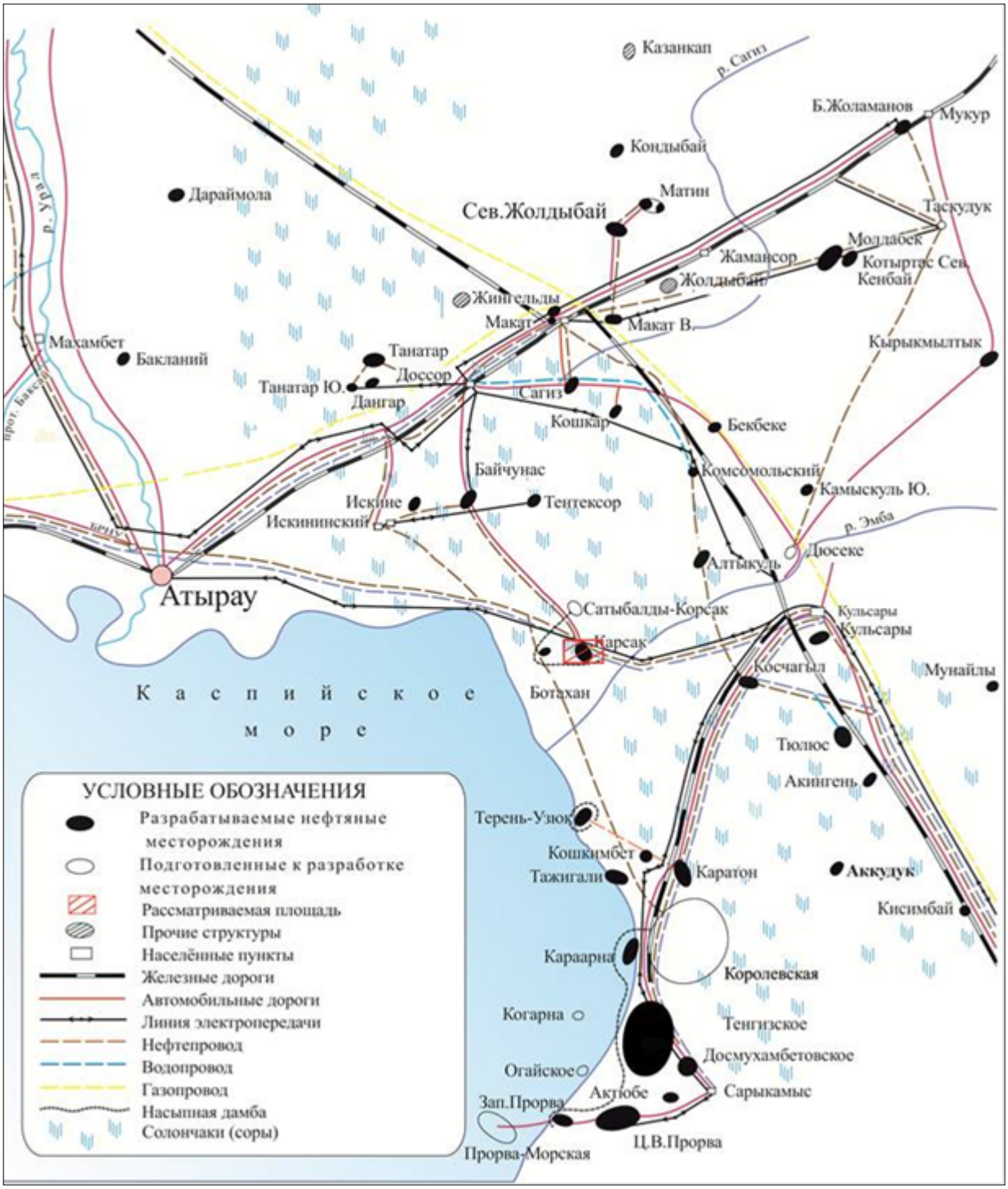


Рис. 2.1 – Обзорная карта

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

Литолого-стратиграфическая характеристика

В строении месторождения участвует весь комплекс надсолевых отложений, от гидрохимической толщи кунгура до четвертичных отложений включительно.

Пермская система – P

Нижний отдел – P_1

Кунгурский ярус- P_1 к

Литологически кунгурский ярус представлен белой или прозрачной каменной солью. Толщина отложений достигает до 30м.

Пермотриас - PT

Отложения верхней перми и триаса не расчленяются и рассматриваются как нерасчлененный пермотриас. Разрез представлен чередованием светло-серых, темно-серых и темно-бурых песчанистых глин с линзочками и тонкими пропластками угля, часто встречается кварцевая и фосфоритовая галька. Глины чередуются с прослоями светло-серых и зеленовато- серых мелкозернистых слюдистых песков и песчаников.

Толщина отложений от 130 м до 205 м.

Юрская система – J

Нижний отдел- J_1

Отложения нижней юры сложены песками и песчаниками мелко- и среднезернистыми, часто водоносными с небольшими подчиненными прослоями песчанистых глин, содержащих растительные остатки.

Толщина отложений 95-114 м.

Средний отдел - J_2

Литологически среднеюрские отложения представлены переслаиванием сероцветных песчано-глинистых отложений. В меньшей мере встречаются углистые глины и прослои бурого угля. Пески серые, буровато-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые. Песчаники мелко- и среднезернистые, известковистые с растительными остатками.

Толщина отложений достигает до 535 м.

Верхний отдел – J_3

Отложения верхней юры представлены двумя пачками пород: нижней и верхней. Нижняя пачка сложена глинами буровато-серыми с прослоями бурого горючего сланца;

верхняя пачка – преимущественно карбонатными породами, представленными плотными светло-серыми и зеленовато-серыми мергелями с редкими прослоями песчаника и глин.

В осадках верхней юры отмечены обломки фауны следующих форм: Astarte off duboisidna d Orb u Virgatites scythicus Vischn.

Толщина отложений от 33 до 60 м.

Меловая система - К

Нижний отдел –$К_1$

Готеривский ярус – $К_1h$

Сложен пелециподовой свитой: нижняя часть выражена глинисто-мергелистой фацией, верхняя - песчанистыми глинами, переходящими в песок, и охарактеризован следующим микрофаунистическим комплексом: Ammbaculites dequalis (Roem); Cristellaria munsteri Roem; Ylobulina lacrima Reuss; Epistomina caracolla (Roem); Reophax scorpiurus Mont.

Барремский ярус – $К_1br$

Представлен чередованием пестроокрашенных глин, песков и песчаников. Отложения барремского яруса микро - и макроорганизмов не содержат.

Толщина неокомского надъяруса 85-346 м.

Аптский ярус – $К_1a$

Отложения аптского яруса представлены глинами темно-серыми, плотными, слюдистыми, слабопесчанистыми с тонкими прослойками тонкозернистого слюдистого песка. Встречаются прослои песчаников, песков и мергелей. Встречены микрофауны следующих форм: Ammobaculites aqqlutinaus d/Orb; Cristellaria karpovi Nikitina; Epistomina aptiensis Reuss; Homospira gaultina Berthelin.

Толщина аптского яруса 20-73 м.

Альбский ярус – $К_1al$

Альбский ярус расчленяется на два подъяруса: нижний и средний. Отложения *нижнеальбского подъяруса* сложены глинами темно-серыми, плотными, жирными на ощупь, иногда слабопесчанистыми с линзообразными включениями мелкозернистого глауконитого песка и охарактеризованы следующим микрофаунистическим комплексом: Cristellaria gaultina Berthelin; Uaudryina gradata Berthelin; Epistomina spinulifera Reuss; Siphogenerina asperula Chapman. Толщина подъяруса достигает до 102 м.

Отложения *среднеальбского подъяруса* отличаются от нижнеальбских более светлой окраской и большей песчанистостью. Микрофаунистически среднеальбские отложения охарактеризованы приблизительно тем же комплексом фораминифер, что и нижнеальбские. Толщина среднеальбского подъяруса достигает до 139 м.

Альб-сеноманский ярус – $К_{1+2}$ al+c

Отложения альб-сеномана представлены чередованием глин с песчаниками и прослоями песка. Глины серые, сильно песчанистые, слюдистые, не известковистые, с мелкими растительными остатками. Песчаники зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, плотносцементированные, с прожилками кальцита и с редкими обломками фауны пелеципод.

Толщина яруса достигает до 295 м.

К нижнемеловым отложениям приурочены продуктивные горизонты: I альб-сеноманский; II альб-сеноманский; I промежуточный альб-сеноманский; II промежуточный альбсеноманский; III альб-сеноманский; IV среднеальбский; V нижнеальбский; VI апт-неокомский, неокомский.

Верхний отдел –$К_2$

Туронский ярус – $К_2$t

Породы туронского возраста представлены, в основном, мелоподобными глинами светло-зеленого цвета. По всему разрезу встречаются обломки фауны и обуглившиеся растительные остатки. Встречаются микрофауны: Arenobulimina presi Reuss; Anomalina ammonoides Reuss s. str; Bolivinopsis anceps (Reuss); Uaudryina laevigate Franke; Ulobotruncana marginata (Reuss).

Толщина яруса 21-58 м.

Сантонский ярус – $К_2$s

Сантонский ярус расчленяется на два подъяруса: нижний и верхний. Литологически верхний подъярус мало отличается от нижнего. В целом, сантонский ярус представлен мелом белым, серовато-белым. В нижней и верхней частях разреза мел уплотняется, переходя в мергель. По данным микрофаунистического анализа для нижнесантонского подъяруса характерными являются следующие формы: Anomalina ifrasantonica Balachmatova; Anomalina pertusa (Marsson); Jextularia baudonidnidi d/ Orb.

Верхнесантонский подъярус охарактеризован: Planulina schlaembachi Reuss var Kalinini; Bolivinopsis rosula (Ehrenberg); Verneuilina branny (Reuss); Marsonella exycona (Reuss).

Толщина сантонских отложений составляет 29-79 м.

Кампанский ярус – $К_2$ cp

Отложения кампанского яруса представлены мелоподобной глиной светло-серого цвета, с включением обломков фауны и вкраплениями белого мела. Для кампанского яруса характерны следующие микрофаунистические формы: Arenobulimina obesa (Reuss); Orbignyna sacheri (Reuss); Bolivina kalinini Vasilenko; Heterostomella cuneata Jones;

Anomalina clementiana d′ Orb.

Маастрихтский ярус – $К_2m$

Литологически отложения маастрихтского яруса представлены, в основном, мелом белым, рыхлым, и только в подошве наблюдается некоторое уплотнение и увеличение глинистости. Характеризуется следующей микрофауной: Anomalina praeacuta Vasilenko; Bolivina incrasata Reuss. s. str; Planulina taylorensis var; Orbignyna inflata (Reuss).

Четвертичная система – Q

Отложения четвертичной системы представлены глинами желтовато-бурыми, вязкими, песчанистыми с прослоями мелко и среднезернистых песков. По всей толще встречаются ракуши хорошей сохранности.

Тектоника

В тектоническом отношении нефтяное месторождение Карсак приурочено к солянокупольной структуре скрытопрорванного типа.

В пределах купола Карсак наблюдаются два поднятия соли с ясно обрисовавшимися сводами, где соль залегает на глубине минус 700 и 800 метров (рис.2.1.1). Северное поднятие имеет почти меридиональное простирание и характеризуется крутым западным склоном (50°) и пологим восточным (14°). Южное поднятие ориентировано в юго-восточном направлении и имеет крутой северо-восточный склон (40°) и пологий юго-западный склон (20°).

По надсолевому комплексу отложений структура имеет три крыла, примыкающие к центральному узкому трехлучевому грабену – Западное, Южное и Восточное, соответствующие склонам соляного поднятия. В свою очередь, крылья осложнены тектоническими нарушениями различной амплитуды и направленности.

Западное крыло при проведении сейсморазведочных работ не было выявлено ввиду малой амплитуды сброса грабена, ограничивающего Западное крыло. Наличие Западного крыла установлено структурно-поисковым и подтверждено глубоким разведочным бурением.

Пробуренными скважинами прослежен сброс грабена f_8, ограничивающий Западное крыло с северо-востока, востока и юго-востока. Плоскость сброса f_8 падает на восток под крутым углом (65^0). Амплитуда сброса грабена 10-15 м.

Западное крыло является наиболее опущенным по сравнению с другими крыльями структуры. Глубоким бурением на Западном крыле установлено наличие продольных сбросов f_9, f_{10}, f_{11}, f_{12}, f_{14}, делящих его на два поля: восточное и западное.

В пределах Западного крыла установлены 8 залежей нефти промышленного значения в меловых отложениях. Залежи нефти экранируются плоскостями сбросов. Строение Западного крыла характеризуется структурными картами (гр.прил.14-22).

Восточное крыло ограничено с запада и юга сбросом грабена F_1, падающим, соответственно, к западу и югу под углом $55\text{-}60^0$. Восточное крыло представляет собой полузамкнутую структуру. На юге Восточное крыло осложнено сбросом f_4, примыкающим к сбросу грабена с падением на юг, угол падения сброса $55^0\text{-}60^0$.

Глубоким бурением на Восточном крыле установлено наличие двух продольных сбросов f_2 и f_3 с падением плоскости сброса на северо-восток (гр.прил.13).

Южное крыло представляет собой полукупол, ограниченный с северо-запада, севера и северо-востока сбросом грабена F_5. Угол падения сброса $50\text{-}55^0$. Сводовая часть крыла осложнена приграбеновой ступенькой. На востоке Южное крыло осложняется поперечным сбросом f_6, угол падения сброса достигает 65^0. В южной части крыла по данным сейсмики намечается поперечный сброс f_7 с падением плоскости сброса на запад.

Грабен является наиболее погруженным участком сводовой и присводовой частей структуры. В плане грабен имеет трехлучевое строение, разобщая одно от другого все три крыла структуры. Ширина грабена не постоянная. В центральной части структуры ширина его 700 м, на периферии ширина грабена увеличивается до 4 км.

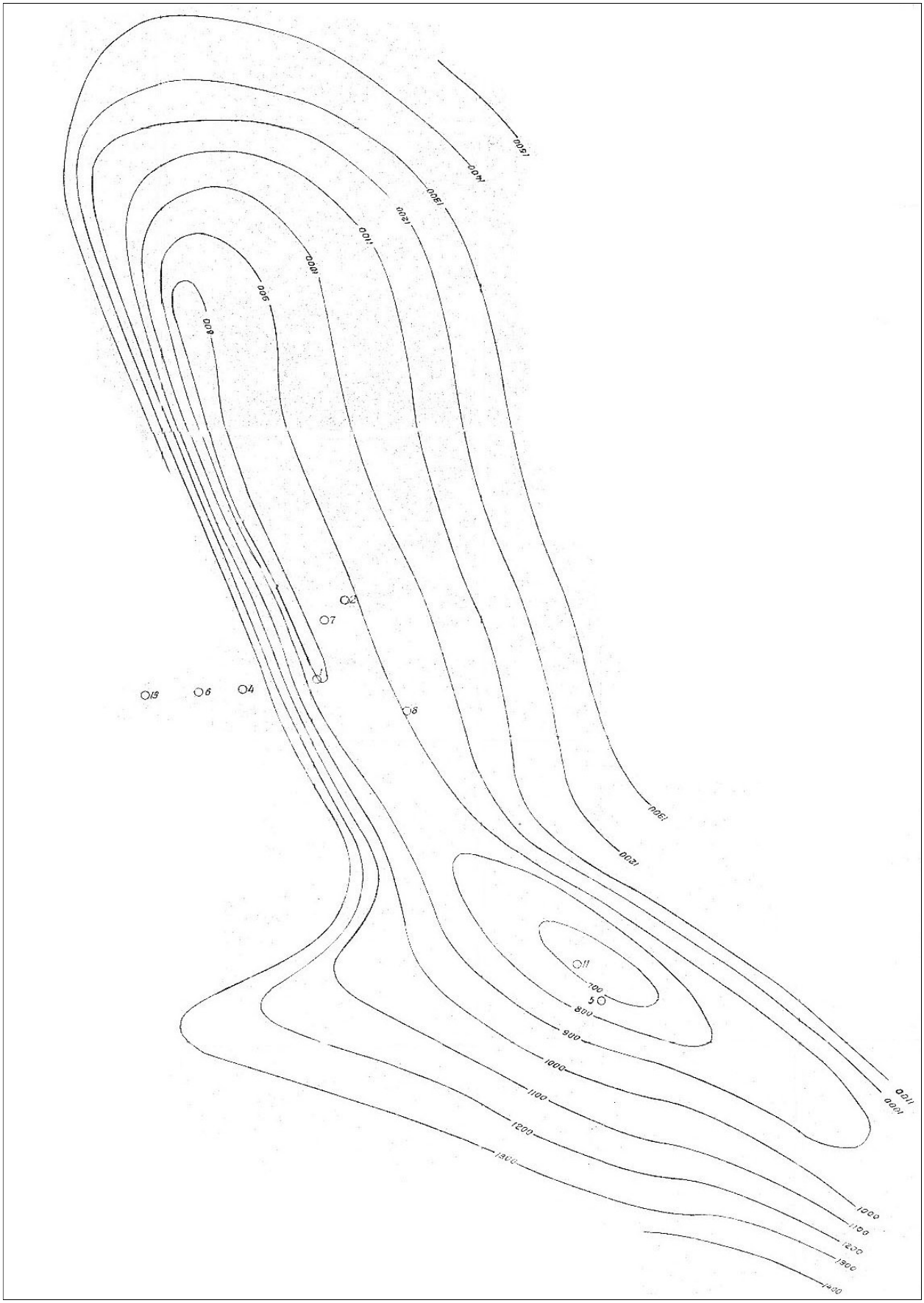


Рис. 2.1.1 – Схематическая структурная карта по кровле соли (по материалам отчета ПЗ 2005г.)

Нефтеносность

Месторождение Карсак открыто в 1953 г. в результате опробования и получения притока нефти из альбских отложений нижнего мела в скважинах 1 и 3 в интервалах глубин 171-175 м и 499-501 м, где получены притоки нефти дебитами 0,4 и 0,5 $м^3$/сут, соответственно.

Последующие пробуренные скважины подтвердили продуктивность меловых отложений на Западном, Восточном и Южном крыльях структуры.

Согласно промысловой номенклатуре, принятой при первом подсчете запасов 1959 г., на месторождении выявлено 9 продуктивных горизонтов: I альб-сеноманский, II альб-сеноманский, I промежуточный, II промежуточный, III альб-сеноманский, IV среднеальбский, V нижнеальбский, VI апт-неокомский, неокомский.

Нефтяные залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные, водоплавающие, кроме IV-среднеальбского горизонта. Границами нефтеносности для всех горизонтов являются контурные воды и тектонические нарушения.

Коллекторами в продуктивных горизонтах являются пески, в основном, мелкозернистые. Тип коллектора – терригенный, гранулярный.

На момент составления настоящего отчета после «АР-2024г.» были пробурены 7 новые горизонтальные скважины №№626, 627, 631, 632, 633, 636, 637. Скважины №№626, 627, 631, 633, 636, 637 были целенаправленно пробурены на горизонт II альб-сеноманский, а горизонтальный участок скважины №632 расположен в верхней части ***VI апт-неокомского*** пласта.

Ниже приводится подробное описание строения продуктивных горизонтов и связанных с ними нефтяных залежей, а также обоснование нефтяных контактов.

Западное крыло

Западное крыло представляет собой антиклинальное поднятие, вытянутое почти в меридиональном направлении, ограниченного сбросом грабена и осложненного рядом малоамплитудных сбросов северо-западного простирания. С северо-востока, востока и юго-востока западное крыло ограничено сбросом грабена F8. Сбросами f9, f10, f11, f12, f13 крыло делится на 7 блоков. Трассировка малоамплитудных сбросов довольно условна и проведена преимущественно по результатам геологического построения и интерпретации промыслово-геофизических материалов.

В пределах крыла установлено 8 залежей нефти в меловых отложениях: I альб-сеноманский; II альб-сеноманский; I промежуточный альб-сеноманский; II

промежуточный альбсеноманский; III альб-сеноманский; IV среднеальбский; V нижнеальбский; VI апт-неокомский.

I альб-сеноманский горизонт. К горизонту приурочены нефтяные залежи во всех блоках. Толщина горизонта колеблется в пределах от 10,0 до 48,0 м. Продуктивность горизонта доказана опробованием в 14 скважинах. Начальные дебиты нефти изменяются от 0,03 $м^3$/сут (скв. 4) до 1,4 $м^3$/сут (скв. 17).

Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 1 до 20,6 м, в среднем составляет 7,2 м. Коэффициент песчанистости изменяется от 0,063 до 0,912, в среднем 0,457 доли ед., коэффициент расчлененности в среднем 3,47.

По I блоку положение водонефтяного контакта имеет небольшой наклон с отметки минус 209 м до минус 210,7 м. ВНК принятый на абсолютной отметке – 208,2 м (II блок), как средняя величина по 14 скважинам; на отметке- 208,3 м (III блок), как средняя величина по 13 скважинам; на отметке – 208,2 м (IVблок) по подошве нефтяного пласта в скважине 230; на отметке – 204 м (V блок) по подошве нефтяного пласта в скважине К-26.

Площадь нефтеносности составляет 2345 тыс. $м^2$.

II альб-сеноманский горизонт относительно вышележащего горизонта имеет большую площадь продуктивности (3196 тыс.$м^2$).

Продуктивность горизонта доказана в 73 скважинах. Начальные дебиты изменялись в пределах 0,1-2,5 $м^3$/сут. Горизонт нефтеносный по данным ГИС в 236 скважинах в пределах I, II, III, IV, VI блоков.

Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,0 м до 23,8 м, в среднем составляя 9,2 м. Коэффициент песчанистости составляет в среднем 0,64 доли ед., коэффициент расчлененности в среднем 3,2.

Водонефтяной раздел для I блока принят на отметке минус 271 – 274,5 м, для II и VI блока на абсолютной отметке – 271,0 м; для III блока – на отметке -270,5 м; для IV блока - на отметке -270,5 м по подошве нефтяного пласта в скважине 231.

I промежуточный альб-сеноманский горизонт. К горизонту приурочена нефтяная залежь, получившая распространение в I, II, IV блоках, где были пробурены 78 скважин, эффективная нефтенасыщенная толщина в которых изменяется от 1,0 до 8,5 м, в среднем 3,5 м.

Продуктивность горизонта доказана опробованием в 16 скважинах.

Водонефтяной контакт по I блоку имеет незначительный наклон (от минус 312,4 м до минус 315,7 м), принят на отметке -312,4 м.

Положение ВНК по II блоку принято на абсолютной отметке - 315,5 м по материалам ГИС скважин 101, 248. Для IV блока ВНК принят на абсолютной отметке - 317,1 м по подошве нефтяного пласта по материалам ГИС в скважине 111.

Площадь нефтеносности составляет 668 тыс.м^2.

II промежуточный альб-сеноманский горизонт пласт «А». Нефтяная водоплавающая залежь получила ограниченное распространение в блоках I, II, III, IV, VI, в остальных скважинах пласт, в основном, водоносный.

Горизонт нефтеносный по данным ГИС в 53 скважинах, толщина в которых изменяется от 1,0 м в скважине 303 (I блок) до 8,0 м в скважине 183 (VI блок). Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,69 доли ед., коэффициент расчлененности в среднем 1,38.

Продуктивность горизонта доказана в 27 скважинах.

Водонефтяной контакт для I блока в районе скважины 107 принят на абсолютной отметке -347 м по подошве нефтяного пласта; в южной части – на отметке –346,5 м по контакту «нефть-вода» в скважинах 47, 62, 313, что соответствует кровле водоносного пласта в скважине 22.

Во II блоке ВНК в районе скважины 345 принят на абсолютной отметке -368,5 м по подошве нефтяного пласта, в южной части залежи - на отметке -347,3 м по кровле водоносного пласта в скважинах 98, 253 по материалам ГИС.

В III блоке ВНК принят на абсолютной отметке -356,5 м по подошве нефтяного пласта в скважине 231 по материалам ГИС.

В IV блоке площадь нефтеносности ограничена тектоническими нарушениями и зоной замещения коллекторов непроницаемыми породами.

В VI блоке водонефтяной контакт принят по контакту «нефть-вода» в скважине 183 на абсолютной отметке -364,6 м с учетом результатов опробования.

Площадь нефтеносности составляет 614 тыс. м^2.

II промежуточный альб-сеноманский горизонт «пласт Б». К пласту приурочена небольшая нефтяная водоплавающая залежь, получившая распространение только во II, III блоках, в контуре продуктивности которых пробурены по 2-4 скважины.

Эффективная нефтенасыщенная толщина от 2,0 м до 7,0 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,84 доли ед., коэффициент расчлененности в среднем 1,36.

Продуктивность установлена в скважинах 98, 232, 248, 346.

ВНК для II блока по материалам ГИС принят на абсолютной отметке -373,8 м для района скважин 301, 346, а для района скважин 98, 167, 227, 248 на отметке -369,5 м по подошве нефтяного пласта в скважине 167.

ВНК для III блока принят по подошве нефтяного пласта в скважине 232 на абсолютной отметке – 368 м.

Площадь нефтеносности составляет 116 тыс. $м^2$.

III альб-сеноманский горизонт является одним из основных объектов разработки и нефтенасыщен по данным ГИС в пределах I, II, III, IV, VI, VII блоков. Эффективная нефтенасыщенная толщина от 1,8 м в скважине 340 (II блок) до 15 м в скважине 30 (I блок). Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,5 доли ед., коэффициент расчлененности в среднем 3,6.

Продуктивность горизонта доказана опробованием в 77 скважинах, при этом дебиты нефти составили 0,2-25 $м^3$/ сут.

В I блоке большинство скважин имеет ВНК на абсолютной отметке -427 м.

Во II и VII блоках ВНК принят на абсолютных отметках -427,5 м; -426,7 м, как средняя величина по 8-и и 15-и скважинам, соответственно;

В пределах III, IV, VI блоков положение водонефтяного контакта принято на абсолютных отметках -426,5 м; -427,1 м; -427,6 м по подошве нефтяных пластов в скважинах 231, 112, 183, соответственно.

Площадь нефтеносности составляет 2667 тыс. $м^2$.

IV среднеальбский горизонт. К горизонту приурочены нефтяные залежи в пределах I, II, III, IV и VII блоков. Горизонт нефтенасыщен по материалам ГИС, опробован в 135 скважинах. Начальные дебиты нефти колебались от 0,2 $м^3$/сут до 28,3 $м^3$/сут.

Эффективная нефтенасыщенная толщина меняется от 2,0 м до 8,0 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,34 доли ед., коэффициент расчлененности в среднем 2,01.

ВНК принят для I блока на абсолютной отметке -528 м, для II блока на отметке -528,5 м по подошве нефтяных пластов в скважинах №№ 241, 210, соответственно.

ВНК принят для III блока на абсолютной отметке -528,3м по подошве нефтяного пласта в скважине 9, что не противоречит кровле водоносного пласта в скважине 271.

ВНК принят для IV блока на абсолютной отметке -525,7 м, для VII блока на отметке –527,4 м по подошве нефтяных пластов в скважинах 348, 277, соответственно. Положение ВНК принято по материалам ГИС и согласуется с данными опробования. Площадь нефтеносности составляет 4255 тыс.$м^2$.

V нижнеальбский горизонт. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам варьирует от 1,5 м до 7,0 м. Коэффициент песчанистости составляет в среднем 0,71 доли ед., коэффициент расчлененности в среднем 1,85.

Опробование проводилось в 23 скважинах, начальные дебиты нефти при этом варьировали в пределах от 1,1 до 35,8 $м^3$/сут.

Поверхность водонефтяного контакта по материалам ГИС принята по подошве нефтяного пласта в скважине 13 на абсолютной отметке - 625,8 м.

Площадь нефтеносности 973 тыс.$м^2$.

VI апт-неокомский горизонт. К горизонту приурочены нефтяные залежи в пределах I и VII блоков. Горизонт нефтенасыщен по данным ГИС, эффективная нефтенасыщенная толщина составляют от 1,0 м до 9,0 м, в среднем 5,52 м. Коэффициент песчанистости в среднем 0,61 доли ед., коэффициент расчлененности в среднем 1,63.

Продуктивность горизонта доказана опробованием в 22 скважинах, начальные дебиты нефти при этом колебались в пределах 0,2-42,5 $м^3$/сут.

Поверхность водонефтяного контакта принята в I блоке по материалам ГИС на абсолютной отметке -699 м по контакту «нефть - вода» в скважинах 14, 25; в VII блоке - по подошве нефтяного пласта в скважине 19 на отметке - 691,1 м.

Площадь нефтеносности составляет 1450 тыс. $м^2$.

Восточное крыло

Неокомский горизонт. К горизонту приурочена нефтяная залежь, получившая распространение во всех 3-х блоках (гр.прил.13). Горизонт нефтенасыщен по материалам ГИС и опробования в 32 скважинах. Начальные дебиты нефти варьировали в пределах 0,1-3,6 $м^3$/сут.

Общая толщина горизонта изменяется от 36,0 до 46,4м. Эффективная нефтенасыщенная толщина от 2,4 м в скважине 498 (II блок) до 15,5 м в скважине 8 (I блок). Коэффициент песчанистости изменяется от 0,13 до 0,380, в среднем 0,222 доли ед., коэффициент расчлененности в среднем 4,38.

ВНК для I блока принят по данным ГИС на абсолютной отметке -151 м, во II блоке -157,8 м, в III блоке -170,3 м по подошве нефтяных пластов в скважинах 497, 490, 476, соответственно.

Площадь нефтеносности составляет 2068 тыс. $м^2$.

Южное крыло

Неокомский горизонт вскрыт только структурно-поисковыми скважинами и в данное время находится на балансе ТОО «5А OIL».

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов использованы имеющиеся данные лабораторного изучения образцов керна, материалы геофизических и гидродинамических исследований скважин.

На месторождении с отбором керна пробурено 32 скважины:

- 26 оценочных (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 116, 117, 206, 210, 400);
- 6 эксплуатационных (№№ 24, 26, 27, 28, 32, 54).

На дату данного проекта изученность продуктивных отложений по керну не изменилась, так как после АР-2024 г. в новых пробуренных скважинах керн не отбирался.

Общая проходка по месторождению с отбором керна составляет 1852,75 м с выносом керна 372,16 м или 20,09%. Общее количество проанализированных образцов керна составляет 196 единиц из 19 скважин.

Освещенность продуктивных горизонтов отбором и анализами керна, согласно которой наблюдается крайне низкая охарактеризованность. По горизонтам I альб-сеноманский, II альб-сеноманский, II промежуточный (пласт А), III альб-сеноманский, IV среднеальбский, V нижнеальбский, VI апт-неокомский, неокомский проходка составляет 793,3 м, вынос керна – 178,25 м или 22,47% от проходки с отбором керна. Количество образцов, приходящихся на продуктивные горизонты, составляет 179 единиц, из них 168 образцов являются кондиционными. Горизонты I промежуточный и II промежуточный пласт Б не освещены керном.

Отбор керна осуществлялся снарядом «Недра». Интервал долбления керна варьирует от 0,2 до 15 м. Диапазон выноса керна при этом от 0 до 5 м.

Зависимости параметра пористости от пористости по керновым определениям не было получено для месторождения Карсак, поэтому использована зависимость для меловых отложений, построенная по результатам лабораторных исследований образцов керна из скважин участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай. Коллектора на обоих месторождениях близки по своим свойствам. Полученная зависимость описывается уравнением: $Рп = 1/Кп^{1,87}$.

Нефтенасыщенность определялась по общепринятой методике по данным метода сопротивления. Исходными данными служили: сопротивление нефтенасыщенного коллектора, сопротивление пласта при 100% водонасыщении, зависимость параметра

насыщения от водонасыщенности. Коэффициент нефтенасыщенности определялся как: Кн=1-Кв.

Коэффициент водонасыщенности (Кв) оценивается по зависимости Рн =0,905/$Кв^{1,93}$, полученной в результате исследования на образцах пород участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай. Сходство коллекторских свойств пород этих месторождений дает возможность использовать эту зависимость.

Коэффициент увеличения сопротивления (Рн) определялся как отношение удельного сопротивления пласта к удельному сопротивлению того же пласта при 100% водонасыщенности по формуле: $Рн = р_п/р_{вп}$.

Породы, слагающие продуктивные горизонты, представлены заглинизированными алевролитовыми песками сложного полимиктового состава с преобладанием кварцевого материала. Пески серые, светло-серые и буровато-серые с зеленоватым оттенком; последний, возможно, обусловлен присутствием глауконита, что может привести к ухудшению проницаемости пород, так как имеет свойство разбухать.

Результаты анализа ГИС. *Объем ГИС в открытом стволе.* На момент составления настоящего отчета на месторождении после анализа разработки 2024 г. пробурены 8 новых горизонтальных скважин: №№626 (2024г.), 631, 632, 633 (2025г.), 627, 636, 637, 646 (2026г.).

Скважина №626 пробурена в октябре 2024 года. Забой скважины на 671м. После обсадки в интервале 0-290м проведен комплекс ГИС по определению текущей нефтенасыщенности коллекторов. Вследствие отсутствия данных ГИС открытого ствола, проведена интерпретация метода ИННК (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж) на качественном уровне. В горизонтальной части из-за ограниченного количества проведенных ГИС (только ГК и БК записаны во время бурения), обработка не проведена, коллектора выделены на качественном уровне.

В скважине №627 ГИС проведен 16.03.2026г. в интервале 0-282м, данные ГИС открытого ствола отсутствуют, в обсаженном стволе проведен комплекс 2ННК, ГК.ИННК. Интерпретация проведена на качественном уровне. Горизонтальная часть пробурена до 670м, во время бурения записаны ГК и БК, коллектора выделены условно.

В скважине №631 в интервале 0-289м данные ГИС открытого ствола отсутствуют, кроме ГК записанного во время бурения. Комплекс ГИС записанный в обсаженной скважине позволяет выполнить интерпретацию разреза только на качественном уровне и коллектора выделены на качественном уровне.

В скважине №632 целевым интервалом является высокоомный коллектор верхней части пласта IV а+nc. В интервале до 793м проведен полный комплекс ГИС: БК, ПС, ИК

многозондовый, КВ, ГК, ННКт большой и малый зонд, водородосодержание по ННК, АК, ГГК-П, инклинометрия, термометрия. Глинистость оценивалась методом двойного разностного параметра по ГК с использованием формулы Ларионова. Общая пористость по методам АК, ННК, ГГК. Расчет эффективной пористости производился путем вычитания из общей пористости ее глинистой составляющей. Для определения насыщения пород использовалось уравнение Дахнова-Арчи с применением петрофизических конссстант, определенных для соседнего месторождения Молдабек Восточный. Сопротивление пластов определялось по кривой ИК (R014). В горизонтальной части из-за ограниченного количества проведенных ГИС (только ГК и БК записаны во время бурения), обработка не проведена, коллектора выделены на качественном уровне.

Горизонтальная скважина №633 пробурена в июне 2025 года Забой скважины на 619,2м. После обсадки в интервале 0-272м проведен комплекс ГИС по определению текущей нефтенасыщенности коллекторов. Вследствие отсутствия данных ГИС открытого ствола, проведена интерпретация метода ИННК (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж) на качественном уровне. Из-за ограниченного количества проведенных ГИС (только ГК записана во время бурения), обработка не проведена, коллектора выделены на качественном уровне.

В скважине №636 в интервале 0-284м данные ГИС открытого ствола отсутствуют, кроме ГК записанного во время бурения. Комплекс ГИС записанный в обсаженной скважине позволяет выполнить интерпретацию разреза только на качественном уровне и коллектора выделены на качественном уровне. В горизонтальной части до 613,3м записаны только ГК и БК. Коллектора выделены на качественном уровне.

В скважине №637 в интервале 0-270м данные ГИС открытого ствола отсутствуют, кроме ГК записанного во время бурения. Комплекс ГИС записанный в обсаженной скважине позволяет выполнить интерпретацию разреза только на качественном уровне и коллектора выделены на качественном уровне. В горизонтальной части до 616,9м записаны только ГК и БК. Коллектора выделены на качественном уровне.

В скважине №646 целевым пластом является коллектора I-альбского горизонта. Забой скважины 714м. Геофизические исследования проводились на трубах приборами автономной геофизической системы «Горизонталь». В скважине проведены следующие виды исследований: БК, ПС, ИК многозондовый, КВ, ГК, ННКт большой и малый зонд, водородосодержание по ННК, АК, ГГК-П, Термометрия. Акустические методы, на которые влияет сильное разуплотнение окружающих пород на малых глубинах и размывы ствола скважи-ны, нарушение центрации приборов в стволе скважины из-за большого наклона скважины, повышенный уровень шумов, возможно из-за движения труб в наклонной

скважине. На ГГК влияют размывы ствола скважины. Из-за большого наклона скважины наблюдается неравномерное прижатие детекторов прибора к стенкам скважины. По материалам полного комплекса ГИС проведена качественная и количественная интерпретация. Определены литология пород, общая и эффективная пористости, глинистость, коэффициент нефтегазонасыщенности пластов.

Комплексные геофизические исследования в горизонтальных скважинах проводились сервисной компанией ГК «Каспий». Все полученные материалы ГИС соответствуют требованиям “Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах”. Скважинные приборы проэталонированы в соответствии с инструктивными положениями и откалиброваны перед началом записи.

Виды и объемы ГИС в закрытом стволе. В период с 01.01.2024-01.01.2026г. исследования ГИС контроля за разработкой проведены 29 исследований в 15 скважинах. Из них: определение технического состояния и качества цементирования затрубного пространства АКЦ – 13 исследований в 12 скважинах, определение текущей нефтенасыщенности пластов в 11 скважинах 11 определений, профиль притока/поглощения/приемистости – 5 исследований в 4 скважинах.

К настоящему времени промыслово-геофизический контроль за эксплуатацией нефтяных и газовых скважин (ГИС-контроль) приобрел статус самостоятельного направления как по задачам, так и по методам их решения. Его конечной целью является информация для оптимизации показателей эксплуатации скважины, прогнозирования отработки продуктивных пластов, обоснования мероприятий по подземному ремонту, а также для решения других стратегических и текущих проблем разработки месторождений. Для этого используются методы изучения притока-состава (механическая и термокондуктивная расходометрия, барометрия, термометрия, влагометрия и пр.), оценки текущего насыщения пластов и технического состояния скважин.

С целью решения вышеперечисленных задач на месторождении выполнен необходимый комплекс ГИС-контроля: метод интегрального гамма-каротажа (ГК), метод электромагнитной локации муфт (МЛМ), резистивиметрия, термометрия, манометрия, влагометрия, расходометрия, запись термоиндикатором притока (СТИ), метод электромагнитной дефектоскопии и толщинометрии (ЭМДС, ДСИ), метод акустической цементометрии (АКЦ), методы импульсного нейтронного каротажа (ИННК). Исследования выполнены компанией ТОО «БатысГеоЗерттеу».

Данные исследования позволили определить работоспособность перфорированных интервалов, профиль притока и характер поступающего флюида. Определены техническое

состояние стволов, текущий характер насыщения, текущее ВНК и проведены переходы, реперфорации, дострелы интервалов.

В дальнейшем рекомендуется продолжить исследования методами ГИС-контроля в эксплуатационных скважинах для контроля текущего состояния пластов-коллекторов, а также выявления возможных интервалов заколонных перетоков пластовой воды.

В таблице 2.2.1 представлены выполненные в период за 2024-2026 гг. промыслово-геофизические исследования контроля за разработкой.

Из-за отсутствия новых вертикальных скважин значения пористости, нефте- и газонасыщенности, проницаемость не поменялись.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин пластов продуктивных горизонтов представлена в таблице 2.2.2, статистические показатели характеристик неоднородности пластов представлены в таблице.2.2.3.

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 2.2.4.

Таблица 2.2.1 - Выполненный комплекс ГИС-контроля в период 2024-2026гг

Год	К-во скв.	Определение по данным ГИС-контроля					
		Текущего состояния колонны, качества цемента		Текущей нефтенасыщенности		Профиля приемистости и поглощения	
		кол-во ГИС	№№ скв.	кол-во ГИС	№№ скв.	кол-во ГИС	№№ скв.
2024	12	10	111,90,236,71,74,237, 1,87,104,606	10	111,90,236,71,74,237, 1,87,104,606	2	226.231
2025	3	2	1.231	-	-	2	231.356
2026	2	1	61	1	61	1	246
Всего	15	13		11		5	

Таблица 2.2.2 – Характеристика толщин пластов

Толщины	Наименование	Зоны пласта											
		ЧНЗ		ВНЗ									
		IV альб-сеноманский	Неокомский Вост. кр.	I альб-сеноманский	II альб-сеноманский	I промежуточный	II промежуточный альб-сеноманский (пласт А)	II промежуточный альб-сеноманский (пласт Б)	III альб-сеноманский	IV альб-сеноманский	V нижнеальбский	VI апт-неокомский	Неокомский Вост. кр.
Общая	Колич.скв., шт	152	4	212	237	76	48	9	209	10	29	25	28
	Средняя, м	10,38	43,85	26,92	25,35	13,0	8,52	14,5	29,79	13	12,67	8,50	26,98
	Интервал изменения, м	2-22	40,8-46	6-47,8	6,5-38	7-20	3-13	9-19	7,4-40	11-18,5	4,50-23	3-15	9,8-43,8
Нефтенасыщенная	Колич.скв., шт	152	4	212	237	76	48	9	209	10	29	25	28
	Средняя, м	4,64	13,45	7,17	9,23	3,47	4,18	3,78	6,90	2,95	5,10	5,52	6,61
	Интервал изменения, м	2-8	11,6-14,8	1-20,6	1-23,8	1-8,5	1-8	2-7	1,80-15	2-5	1,50-7	1-9	2,4-15,5
Эффективная	Колич.скв., шт	152	4	212	236	76	48	9	209	10	29	25	28
	Средняя, м	4,64	13,45	14,24	17,58	11,42	7,19	10,17	16,72	5,65	11,34	7,80	8,73
	Интервал изменения, м	2-8	11,6-14,8	4-36,8	2,6-31	4,5-20	3-12	5-14	4-37	4-8	4,50-22	3-13	5-15,8

Продолжение таблицы 2.2.2

Толщины	Наименование	По пласту в целом									
		I альб-сеноманский	II альб-сеноманский	I промежуточный	II промежуточный альб-сеноманский (пласт А)	II промежуточный альб-сеноманский (пласт Б)	III альб-сеноманский	IV альб-сеноманский	V нижнеальбский	VI апт-неокомский	Неокомский Вост. кр.
Общая	Колич.скв., шт	249	251	242	225	29	236	166	41	32	32
	Средняя, м	25,97	25,35	12,62	8,32	11,79	28,84	10,55	12,27	8,76	29,08
	Интервал изменения, м	2-47,8	6,5-38	2-20	2-24	5-19	3-40	2-22	4,50-23	3-15	9,80-46
Нефтенасыщенная	Колич.скв., шт	212	237	76	48	9	209	162	29	25	32
	Средняя, м	7,17	9,23	3,47	4,18	3,78	6,90	4,53	5,10	5,52	7,47
	Интервал изменения, м	1-20,6	1-23,8	1-8,5	1-8	2-7	1,80-15	2-8	1,50-7	1-9	2,40-15,5
Эффективная	Колич.скв., шт	249	236	242	225	29	236	166	41	32	32
	Средняя, м	14,11	17,58	11,61	7,47	10,27	16,43	4,75	10,91	8,03	9,32
	Интервал изменения, м	2-36,8	2,6-31	1-20	1-16	5-19	3-37	2-8	4,50-22	3-13	5-15,8

Таблица 2.2.3 – Статистические показатели характеристик неоднородности пласта

№№ п/п	Горизонт, пласт	Количество скважин использованных для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.		Характеристика прерывистости (коэффициент распространения)
			среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации	
1	I альб-сеноманский	249	0,46	0,377	3,47	0,394	1
2	II альб-сеноманский	251	0,64	0,275	3,20	0,286	1
3	I промежуточный	242	0,83	0,244	1,48	0,421	0,98
4	II промежуточный альбсеноманский (пласт А)	225	0,69	0,340	1,38	0,412	0,94
5	II промежуточный альбсеноманский (пласт Б)	28	0,84	0,260	1,34	0,353	0,57
6	III альб-сеноманский	236	0,50	0,344	3,60	0,349	0,97
7	IV среднеальбский	166	0,34	0,275	2,01	0,254	0,98
8	V нижнеальбский	41	0,71	0,268	1,85	0,349	1
9	VI апт-неокомский	32	0,61	0,331	1,63	0,400	1
10	Неокомский (Вост. кр)	32	0,22	0,316	4,38	0,260	1

Таблица 2.2.4 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности горизонтов

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм^2	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	*2*	*3*	*4*	*5*
I альб-сеноманский горизонт				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	8	9	-
	Количество определения	22	29	-
	Среднее значение	8,75	0,325	-
	Коэффициент вариации	0,526	0,12	-
	Интервал изменения	0,589-44,3	0,248-0,395	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	146	191	150
	Количество определения	214	258	224
	Среднее значение	2,34	0,326	0,769
	Коэффициент вариации	0,81	0,09	0,126
	Интервал изменения	0,230-16,72	0,24-0,37	0,502-0,942
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определения	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
II альб-сеноманский горизонт				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	11	11	-
	Количество определения	45	55	-
	Среднее значение	6,66	0,31	-
	Коэффициент вариации	1,48	0,13	-
	Интервал изменения	0,151-35,3	0,215-0,379	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	195	222	199
	Количество определения	282	297	290
	Среднее значение	3,164	0,321	0,839
	Коэффициент вариации	0,60	0,08	0,08
	Интервал изменения	0,222-11,141	0,239-0,372	0,497-0,929
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определения	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
I-промежуточный				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определения	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	40	222	43
	Количество определения	40	246	42
	Среднее значение	1,443	0,32	0,621
	Коэффициент вариации	0,93	0,07	0,31
	Интервал изменения	0,227-5,884	0,244-0,384	0,502-0,902
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определения	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.4

1	*2*	*3*	*4*	*5*
II промежуточный альб-сеноманский горизонт (пласт А)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определения	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	32	180	32
	Количество определения	34	198	34
	Среднее значение	1,379	0,311	0,740
	Коэффициент вариации	0,73	0,08	0,135
	Интервал изменения	0,254-3,671	0,213-0,384	0,529-0,876
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-		-
	Количество определения	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
II промежуточный альб-сеноманский горизонт (пласт Б)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определения	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	4	29	4
	Количество определения	4	31	4
	Среднее значение	0,762	0,323	0,690
	Коэффициент вариации	0,60	0,11	0,140
	Интервал изменения	0,256-0,739	0,235-0,384	0,532-0,825
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определения	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
III альб-сеноманский горизонт				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	10	11	-
	Количество определения	23	38	-
	Среднее значение	5,5	0,322	-
	Коэффициент вариации	1,71	0,18	-
	Интервал изменения	0,031-39,6	0,20-0,384	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	165	211	165
	Количество определения	227	297	227
	Среднее значение	0,890	0,320	0,748
	Коэффициент вариации	0,85	0,09	0,127
	Интервал изменения	0,222-6,238	0,253-0,367	0,497-0,905
Гидродинамические исследование скважин	Количество скважин	1	-	-
	Количество определения	1	-	-
	Среднее значение	0,679	-	-
	Коэффициент вариации	0	-	-
	Интервал изменения	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.4

1	*2*	*3*	*4*	*5*
IV среднеальбский горизонт				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	4	11	-
	Количество определения	8	27	-
	Среднее значение	2,04	0,315	-
	Коэффициент вариации	0,70	0,11	-
	Интервал изменения	0,0025-3,515	0,25-0,387	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	86	6	86
	Количество определения	100	9	100
	Среднее значение	0,379	0,312	0,685
	Коэффициент вариации	0,75	0,11	0,107
	Интервал изменения	0,196-2,679	0,259-0,358	0,486-0,861
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	3	-	-
	Количество определения	3	-	-
	Среднее значение	1,691	-	-
	Коэффициент вариации	0,389	-	-
	Интервал изменения	0,935-2,498	-	-
V нижнеальбский горизонт				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	4	-
	Количество определения	4	7	-
	Среднее значение	1,44	0,313	-
	Коэффициент вариации	1,35	0,08	-
	Интервал изменения	0,087-5,28	0,275-0,348	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	22	35	22
	Количество определения	22	42	22
	Среднее значение	0,743	0,32	0,773
	Коэффициент вариации	0,48	0,08	0,046
	Интервал изменения	0,268-1,275	0,259-0,340	0,552-0,794
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-
	Количество определения	2	-	-
	Среднее значение	3,321	-	-
	Коэффициент вариации	0,5	-	-
	Интервал изменения	1,882-4,76	-	-
VI апт-неокомский горизонт				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	4	-
	Количество определения	3	10	-
	Среднее значение	5,7	0,31	-
	Коэффициент вариации	1,37	0,14	-
	Интервал изменения	0,171-16,123	0,233-0,394	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	16	15	16
	Количество определения	16	16	16
	Среднее значение	2,600	0,309	0,849
	Коэффициент вариации	0,76	0,11	0,153
	Интервал изменения	0,225-7,073	0,259-0,340	0,511-0,913
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определения	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.4

1	*2*	*3*	*4*	*5*
Неокомский горизонт (Восточное крыло)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	1	-
	Количество определения	-	3	-
	Среднее значение	-	0,34	-
	Коэффициент вариации	-	0,02	-
	Интервал изменения	-	0,331-0,353	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	27	14	27
	Количество определения	99	21	99
	Среднее значение	0,548	0,298	0,668
	Коэффициент вариации	0,75	0,07	0,149
	Интервал изменения	0,185-2,015	0,269-0,340	0,501-0,849
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определения	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-

Ниже приводятся емкостно-фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов.

I альб-сеноманский горизонт литологически представлен чередованием песков серых, мелкозернистых и тонкозернистых, рыхлых, иногда слюдистых с глинами тёмно-серыми и серыми, плотными. В кровле горизонта залегают глины серые и темно-серые, плотные, иногда с тонкими прослойками серого, мелкозернистого песка, подошва подстилается водяными песками. Коллекторские свойства горизонта охарактеризованы по 29 образцам керна. Пористость коллекторов изменяется в пределах 0,248-0,395 доли ед., в среднем составляет 0,325 доли ед. Проницаемость по керну составляет в среднем 8,75 мкм^2.

По промыслово-геофизическим исследованиям в 150 скважинах определена нефтенасыщенность с диапазоном изменения 0,502-0,942 доли ед., со средней величиной 0,769 доли ед. Среднее значение пористости по 258 определениям совпадает с керном и составляет 0,326 доли ед.

Гидродинамические исследования не проводились.

II альб-сеноманский горизонт представлен серыми песками, мелкозернистыми, рыхлыми, иногда слюдистыми, слабоглинистыми и глинами темно-серыми, плотными, часто с прослоями мелкозернистого, нефтяного песка. Горизонт перекрыт толщей серых глин, иногда с прослоями мелкозернистого нефтяного песка, мощностью от 15 до 20 м. В подошве также залегают глины серые, плотные мощностью 7-10 м.

Пористость коллекторов по керновым данным по сравнению с вышележащим горизонтом несколько ниже (0,31 доли ед.) и изменяется в пределах 0,215-0,379 доли ед. Количество определений при этом 55 образцов. Проницаемость по керну составляет в среднем 6,66 мкм^2.

Нефтенасыщенность по данным ГИС в среднем составляет 0,839 доли ед., изменяясь в интервале от 0,497 до 0,929 доли ед. Средняя величина пористости на 1% выше чем по керну и равна 0,321 доли ед.

I-промежуточный горизонт залегает в средней части альб-сеномана. Горизонт представлен серыми песками, мелкозернистыми, рыхлыми, слабоглинистыми, в кровле он перекрывается глинами светло-серыми и серыми, плотными, слюдистыми с прослоями мелкозернистого песка, в подошве глины серые и светло-серые, плотные. Анализы керна не проводились.

По сравнению с остальными горизонтами данный горизонт характеризуется наименьшим значением нефтенасыщенности (0,621 доли ед.) при эффективной нефтенасыщенной толщине в среднем 3,47 м. Пористость в среднем на том же уровне, как и по предыдущим горизонтам, и составляет 0,32 доли ед.

II промежуточный (пласт А) горизонт также как и первый залегает в средней части альб-сеномана. Литологически он представлен песками мелкозернистыми и тонкозернистыми, рыхлыми, слабоглинистыми и глинами серыми и светло-серыми. В кровле и подошве залегают плотные глины. Керн не проанализирован.

Нефтенасыщенность по ГИС варьирует от 0,529 до 0,876 доли ед., в среднем составляя 0,74 доли ед. Средняя пористость составляет 0,31 доли ед.

II промежуточный (пласт Б) горизонт. Керн также не проанализирован. По 4 определениям ГИС нефтенасыщенность имеет интервал 0,532-0,825 доли ед., среднее значение равно 0,69 доли ед. Среднее значение пористости равно 0,323 доли ед.

III альб-сеноманский горизонт приурочен к нижней части альб-сеноманских отложений. Литологически горизонт сложен песками серыми и зеленовато-серыми, средне- и мелкозернистыми, тонкозернистыми, иногда пески глинистые и слюдистые. В кровле горизонта залегают глины темно-серые, плотные, песчанистые с тончайшими прослоями мелкозернистого песка. В подошве залегают плотные глины. Коллекторские свойства горизонта охарактеризованы по 39 образцам керна. Пористость коллекторов изменяется в пределах 0,20-0,384 доли ед., в среднем составляет 0,322 доли ед. Проницаемость по керну составляет в среднем 5,5 мкм^2.

Нефтенасыщенность по 227 определениям из 165 скважин меняется от 0,497 до 0,905 доли ед., в среднем равна 0,748 доли ед. Пористость в среднем равна 0,32 доли ед.

По 1 определению ГДИС проницаемость равна 0,679 мкм^2.

IV среднеальбский горизонт залегает в нижней части среднеальбских отложений. Литологически горизонт представлен песками серыми, мелкозернистыми и тонкозернистыми, слюдистыми, слабоглинистыми и глинами темно-серыми, плотными,

песчанистыми, слюдистыми, иногда с обильными рыбьими остатками и фауной. В кровле и подошве залегают темно-серые, плотные глины, часто с тонкими прослоями тонкозернистого песка. Пористость коллекторов изменяется в пределах 0,25-0,387 доли ед., в среднем составляет 0,315 доли ед. Проницаемость по керну составляет в среднем 2,04 мкм^2. По гидродинамическим исследованиям – 0,389 мкм^2.

По ГИС нефтенасыщенность в среднем составила 0,685 доли ед., изменяясь при этом от 0,486 до 0,861 доли ед. Средняя величина пористости равна 0,312 доли ед.

V нижнеальбский горизонт залегает в нижней части нижнеальбских отложений. Литологически представлен песками мелкозернистыми и тонкозернистыми, рыхлыми, местами слабосцементированными, иногда глинистыми или с включениями гальки и фауны и глинами черными, слабопесчанистыми, плотными, часто с прослоями мелкозернистого песка. В кровле и подошве горизонта залегают плотные глины. Коллекторские свойства горизонта охарактеризованы по 7 образцам керна. Пористость коллекторов изменяется в пределах 0,275-0,348 доли ед., в среднем составляет 0,313 доли ед. Проницаемость по керну составляет в среднем 1,44 мкм^2. По гидродинамическим исследованиям – 3,321 мкм^2.

Нефтенасыщенность по ГИС составляет в среднем 0,773 доли ед., с интервалом изменения 0,552-0,794 доли ед. Пористость в среднем составляет 0,32 доли ед.

VI апт-неокомский горизонт залегает на контакте аптских и неокомских отложений. Литологически представлен песками серыми, мелкозернистыми, рыхлыми, глинистыми, иногда с включениями фосфоритовой гальки и угля и глинами темными, почти черными, плотными, местами с прослоями мелкозернистого песка. Коллекторские свойства горизонта охарактеризованы по 10 образцам керна. Пористость коллекторов изменяется в пределах 0,233-0,394 доли ед., в среднем составляет 0,31 доли ед. Проницаемость по керну составляет в среднем 5,7 мкм^2.

По 16 определениям промыслово-геофизических исследований нефтенасыщенность варьирует в пределах от 0,511 до 0,913 доли ед., в среднем – 0,849 доли ед. Пористость в среднем составляет 0,309 доли ед.

Неокомский горизонт восточного крыла. Значения пористости по анализам керна в целом по горизонту наиболее высокие, т.е. изменяются от 0,331 до 0,353 доли ед., в среднем составляя 0,34 доли ед. А по данным геофизических исследований скважин пористость ниже на 4-5%, в среднем равняясь 0,298 доли ед., чему поспособствовала разница в количествах определений. Нефтенасыщенность варьирует от 0,501 до 0,849 доли ед., в среднем составляет 0,668 доли ед.

В таблице 2.2.5 приведены статистические ряды распределения проницаемости.

Таким образом, коллекторские свойства, определенные разными методами, отличаются по своим значениям в незначительной степени. Значение пористости по керну несколько выше значения по ГИС, что в данном случае объясняется, тем, что керн характеризует пористость отдельных точек, а ГИС – объемную пористость всего пласта.

При построении геолого-гидродинамической модели приняты данные по пористости и нефтенасыщенности, полученные в результате промыслово-геофизических исследований.

Значения проницаемости, определённые по керну и гидродинамике, также различаются. 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.

При сравнении пористости между горизонтами разительных изменений не отмечается, пористость везде одного порядка, т.е. среднее значение составляет 0,31-0,32 доли ед. А среднее значение начальной нефтенасыщенности по горизонтам варьируется в относительно широких пределах и изменяется от 0,62 до 0,85 доли ед., что объясняется различной степенью песчанистости и расчлененности. На данном этапе, судя по большому количеству определений и высоким значениям пористости, проницаемости и нефтенасыщенности, можно считать, что наиболее лучшими коллекторскими свойствами обладают верхние горизонты: I альб-сеноманский, II альб-сеноманский и III альб-сеноманский горизонты.

Таблица 2.2.5 – Статистические ряды распределения проницаемости пласта (горизонта)

По данным ГИС											По данным лабораторного изучения керна									
Интервалы изменения	Число случаев										Интервалы изменения	Число случаев								
	I альб-сеноманский	II альб-сеноманский	I-промежуточный	II промежуточный альб-сеноманский (пласт А)	II промежуточный альб-сеноманский горизонт (пласт Б)	III альб-сеноманский	IV среднеальбский	V нижнеальбский	VI апт-неокомский	Неокомский горизонт		I альб-сеноманский	II альб-сеноманский	I-промежуточный	II промежуточный альб-сеноманский (пласт А)	II промежуточный альб-сеноманский горизонт (пласт Б)	III альб-сеноманский	IV среднеальбский	V нижнеальбский	VI апт-неокомский	Неокомский горизонт
1-10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1-10	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
10-100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10-100	-	-	-	-	-	2	-	1	-	-
100-200	-	-	-	-	-	-	9	-	-	4	100-200	-	2	-	-	-	1	-	1	1	-
200-300	5	2	10	6	1	20	43	1	1	13	200-300	-	1	-	-	-	1	-	1	-	-
300-400	6	5	3	1	-	21	21	2	2	40	300-400	-	2	-	-	-	-	1	-	-	-
400-500	14	8	-	3	-	42	7	4	-	10	400-500	-	2	-	-	-	2	-	-	-	-
500-600	16	1	3	1	1	28	9	1	-	8	500-600	1	-	-	-	-	1	-	-	-	-
600-700	6	4	1	1	-	15	4	4	1	4	600-700	-	4	-	-	-	1	-	-	-	-
700-800	6	-	1	-	1	31	5	2	-	5	700-800	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-
800-900	4	6	2	3	-	9	-	3	-	1	800-900	-	1	-	-	-	2	-	-	1	-
900-1000	7	3	1	1	-	3	-	2	-	3	900-1000	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-
1000-2000	50	75	8	9	1	41	1	3	3	10	1000-2000	3	7	-	-	-	2	1	-	-	-
2000-3000	39	40	6	6	-	12	1	-	4	1	2000-3000	2	6	-	-	-	3	-	-	-	-
3000-4000	31	50	2	3	-	4	-	-	1	-	3000-4000	3	2	-	-	-	-	4	-	-	-
4000-5000	11	35	2	-	-	-	-	-	2	-	4000-5000	4	3	-	-	-	1	-	-	-	-
5000-6000	5	31	1	-	-	-	-	-	1	-	5000-6000	3	3	-	-	-	-	-	1	-	-
6000-7000	4	8	-	-	-	1	-	-	-	-	6000-7000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7000-8000	5	12	-	-	-	-	-	-	1	-	7000-8000	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-
10000<	5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	10000<	5	10	-	-	-	4	-	-	1	-

2.3 Свойства нефти, газа и воды

На дату составления настоящего отчета «ДПР-2026» по месторождению в целом изученность составляет в размере 36 ед. образцов в пластовых условиях, 111 проб дегазированной нефти, и 16 проб компанентного газа растворенного в нефти. С последнего проектного документа «АР-2024» по месторождению были дополнительно отобраны и исследованы 2 рекомбинированные пробы из скважин№№ 625 и 626.

№ скв	Дата отбора	тип пробы	И.П. Кровля | m	И.П. Подошва | m	Горизонт
626	12.05.2025	ркб.	322.96	534	$К_{1+2}$ al+c-2
625	12.05.2025	ркб.	309.02	646	$К_{1+2}$ al+c-2

Изученность по месторождению всеми пробами, а также параметры по экспериментальным отчетам предоставлены в табличном приложении 2.3.1-2.3.3.

2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях

В целом по месторождению нефть отличается низкой растворимостью газа, что обусловливает ее низкое газосодержание и степень насыщения. В пластовых условиях плотность характеризуется как тяжелая; сепарированная нефть также относится к тяжелому и битуминозному типам, имея среднюю плотность около 915 кг/м³ в диапазоне от примерно 890 до 940 кг/м³. Обобщенно нефть можно разделить на три группы. Первая группа, охватывающая интервалы от альб-сеноманского до второго промежуточного горизонта, отличается высокой вязкостью (в среднем 1100 мПа·с) и высокой плотностью при термобарическом градиенте, варьирующем от 20°C до 25°C.

Вторая группа включает горизонты от третьего средне-альбского до пятого нижне-альбского; по сравнению с первой группой она характеризуется более низкой вязкостью, которая находится в пределах от 46 до 273,9 мПа·с.

Третья группа представлена нефтью из восточного крыла по неокомскому горизонту на глубине 100–130 м. Эта нефть имеет умеренные показатели вязкости и плотности. При учете низких термодинамических параметров (температура 11,3°C и пластовое давление 0,8 МПа), низкая вязкость объясняется сниженным содержанием смол в данном интервале.

Диапазоны изменения и средние значения параметров пластовой нефти приведены в таблице 2.3.1.

Горизонт I – Альб-сеноман, исследован 5 пробами из скважин№№ 1, 4, 12, 17. По пробам свойства нефти определены следующим образом, пластовая температура исследования определена на уровне 25 °C, пластовое давление в среднем 1,9 МПа. Вязкость нефти определена на уровне 774,4 мПа*с. Плотность нефти в ластовых условиях определена на уровне 925кг/м³. Газосодержание в среднем составляет 1,3 м³/т.

Горизонт II – Альб-сеноман, исследован 8 пробами из скважин№№ 12, 18, 51, 68, 109, 625, 626, 630. По пробам свойства нефти определены следующим образом, пластовая

температура исследования определена на уровне 23,0 °С, пластовое давление в среднем 2,6 МПа. Вязкость нефти определена на уровне 1297,9 мПа*с. Плотность нефти в ластовых условиях определена на уровне 932 кг/м³. Газосодержание в среднем составляет 1,6 м³/т.

Промежуточные горизонты I+II, исследованы 4 пробами из скважин№№ 89, 164, 616. В целом по горизонтам не наблюдается сильных отличии по параметрам, корелируется единый тренд параметров. Параметры по горизонтам следующие, термобарические в среднем находятся на уровне 21°С, и давление пластовое зафиксировано на уровне 3,2 МПа.

III средний-альбский исследован 5 пробами из скважин№№ 6, 14, 15 ,24, 70. Парметры по горизонту следующие. Пластовая температура определена на уровне 27,7°С, пластовое давление в среднем составляет 3,2 МПа. Давление насыщения определено на уровне 0,6 МПа. Вязкость нефти в среднем по пробам составляет 587,5 мПа*с.

IV средний-альбский изучен 3 пробами из скважин№№ 15, 18, 24. Параметры по горизонту следующие. Пластовая температура определена на уровне 30.0°С, пластовое давление в среднем составляет 4.6 МПа. Давление насыщения определено на уровне 0.9 МПа. Вязкость нефти в среднем по пробам составляет 65,8 мПа*с.

V нижний-альбский изучен 3 пробами из скважин№№ 28, 30, 33. Параметры по горизонту следующие. Пластовая температура определена на уровне 30,0°С, пластовое давление в среднем составляет 7,1 МПа. Давление насыщения определено на уровне 0,5 МПа. Вязкость нефти в среднем по пробам составляет 75,4 мПа*с.

Горизонт VI апт-неоком изучен 4 пробами из скважин№№ 19, 28, 41. Параметры по горизонту следующие. Пластовая температура определена на уровне 35,7°С, пластовое давление в среднем составляет 7,2 МПа. Давление насыщения определено на уровне 1,0 МПа. Вязкость нефти в среднем по пробам составляет 130,7 мПа*с.

Восточное Крыло

Неокомский горизонт исследован 4 глубинными пробами, отобранными из скважин№№ 483 и 493.Полученные параметры по пробам следующие. Давление насыщения нефти газом при термобарических 11,3 °С и при пластовом давлении 0,8 МПа составляет 0,1 МПа. Вязкость пластовой нефти определено на уровне 558,5 мПа*с.

2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 111 пробам из 76 скважин.

Диапазоны изменения и средние значения параметров поверхностной нефти приведены в таблице 2.3.2.

Значения классификационных параметров принимаются в следующем порядке:

Класс нефти. Диапазон изменения содержания серы в целом по горизонтам колеблется от 0,012 до 0,45 масс %. Среднее значение по горизонтам составляет: I-альб-

сеноманский – 0,28, II-альб-сеноманский – 0,28, I-промежуточный – 0,32, II-промежуточный – 0,28, III-альб-сеноманский – 0,3, IV среднеальбский – 0,15-0,27 (восточное и западное поле), V нижнеальбский – 0,24, VI апт-неокомский – 0,39, восточное крыло неокомский горизонт – 0,26 масс %. Нефти горизонтов классифицируются как малосернистые и относятся к первому классу.

Тип нефти. Плотность нефти изменяется в пределах от 0,860 до 0,943 г/см^3. Средние значения по горизонтам составляют: I альб-сеноманский – 0,931 г/см^3, II альб-сеноманский горизонт – 0,938 г/см^3, I – промежуточный - 0,940 г/см^3, II - промежуточный – 0,934 г/см^3, III альб-сеноманский – 0,928 г/см^3, IV среднеальбский – 0,860 и 0,892 г/см^3 (восточное и западное поле), V нижнеальбский – 0,891 г/см^3, VI апт-неокомский – 0,924 г/см^3, восточное крыло неокомский - 0,905 г/см^3. Нефть всех горизонтов относится к типу «3» и классифицируется как тяжелые.

Содержание парафина по горизонтам изменяется в пределах от 0,1 до 3,2 масс %, Нефть охватывает категории парафинистый и малопарафинистый.

Высокая плотность нефти обусловливает соответственно высокие значения кинематической вязкости нефти при 20 ^{o}C, величина которых по I -III альб-сеноманским горизонтам и по VI апт-неокомскому горизонту находятся в диапазоне 1000-2000 мм^2/с. По горизонтам IV среднеальбский и V нижнеальбский, в которых плотность нефти немного ниже, величины кинематической вязкости нефти уменьшаются до диапазона 50-200 мм^2/с.

В целом по продуктивным горизонтам Западного крыла свойства поверхностной нефти схожи: нефти относятся к битуминозной и тяжелой, малосернистой, высокосмолистой и малопарафинистой, парафинистой нефти.

Группа нефти определялась на основании трех параметров - содержания воды, хлористых солей и механических примесей в пробах. По имеющимся анализам, нефть относятся к 3 группе.

2.3.3 ***Компонентный состав и свойства растворенного и свободного газа***

Состав растворенного газа пластовой нефти изучен по анализам 20 проб.

Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000» (ГОСТ 31371.3-2008). Данный ГОСТ устанавливает метод определения компонентного состава нефтяного газа, содержащего углеводороды, а также неуглеводородные компоненты. Компонентный состав разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000», согласно ГОСТу Р 54291-2010 «Нефть сырая. Газохроматографический метод определения распределений компонентов по диапазону температур кипения».

Растворенный газ продуктивных горизонтов Западного крыла является «сухим», содержание метана изменяется в пределах от 87,0% до 97,6%, в среднем составляет 93,9%, Содержание C_2+высшие в среднем составляет 1,79%. В составе газа присутствует азот и углекислый газ в пределах ~ 4,0% и ~ 0,23 % соответственно. Относительная плотность газа (по воздуху) составляет в среднем 0,600 доли ед.

Результаты компонентного состава выделившегося газа, разгазированной и пластовой нефти представлены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства и состав нефти в пластовых условиях.

Наименование	Западное крыло																			
	I альб-сеноманский					II альб-сеноманский					I - промежуточный					II - промежуточный. пласт А				
	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение
	скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Температура исследования проб | ºС	4	5	25.0	25.0	25.0	8	8	18.0	26.0	23.0	1	1	-	-	20.7	1	1	-	-	22.0
Давление исследования | МПа	4	5	1.8	2.4	1.9	8	8	1.6	3.9	2.6	1	1	-	-	3.0	1	1	-	-	3.2
Давление насыщения газом | МПа	4	5	0.2	0.2	0.2	8	8	0.2	0.8	0.6	1	1	-	-	0.9	1	1	-	-	0.9
Газосодержание | $м^3/т$	4	5	1.2	1.3	1.3	8	8	1.2	2.2	1.6	1	1	-	-	2.0	1	1	-	-	2.0
Объемный коэффициент	4	5	1.004	1.007	1.006	8	8	1.001	1.019	1.006	1	1	-	-	1.015	1	1	-	-	1.002
Плотность пластовой нефти | $г/см^3$	4	5	0.918	0.932	0.925	8	8	0.922	0.937	0.932	1	1	-	-	0.941	1	1	-	-	0.936
Вязкость | мПа*с	4	5	480.6	1068.3	774.4	8	8	980.8	1540.0	1297.9	1	1	-	-	1389.0	1	1	-	-	1296.5

Продолжение таблицы 2.3.2.

Наименование	Западное крыло																				Восточное крыло				
	III альб-сеноманский					IV среднеальбский					V нижнеальбский					VI апт-неокомский					Неокомский				
	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			
Температура исследования проб | ºС	5	5	25.5	29.0	27.7	2	2	30.0	30.0	30.0	3	3	26.0	32.0	30.0	3	3	35.0	37.0	35.7	2	4	11.0	11.5	11.3
Давление исследования | МПа	5	5	2.5	4.0	3.2	2	2	4.4	4.9	4.6	3	3	6.2	8.0	7.1	3	3	5.9	8.5	7.2	2	4	0.2	1.3	0.8
Давление насыщения газом | МПа	5	5	0.3	0.9	0.6	2	2	0.9	0.9	0.9	3	3	0.3	0.7	0.5	3	3	0.6	1.4	1.0	2	4	0.1	0.2	0.1
Газосодержание | $м^3/т$	5	5	1.1	2.1	1.6	2	2	3.2	3.2	3.2	3	3	0.8	2.6	1.6	3	3	1.7	3.2	2.4	2	4	1.2	1.4	1.3
Объемный коэффициент	5	5	1.004	1.007	1.006	2	2	1.019	1.019	1.019	3	3	1.011	1.021	1.016	3	3	1.013	1.028	1.021	2	4	1.004	1.011	1.008
Плотность пластовой нефти | $г/см^3$	5	5	0.908	0.924	0.916	2	2	0.873	0.873	0.873	3	3	0.891	0.895	0.893	3	3	0.881	0.902	0.891	2	4	0.893	0.911	0.903
Вязкость | мПа*с	5	5	273.9	901.1	587.5	2	2	46.0	85.7	65.8	3	3	55.0	110.3	75.4	3	3	52.3	209.2	130.7	2	4	349.0	768.0	558.5

Таблица 2.3.2 – Физико-химический состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Крыло		Западное крыло																							
Горизонт		I альб-сеноман					II альб-сеноман					I промежуточный горизонт					II промежуточный горизонт					III альб-сеноман				
№/№		Кол-во		Диапазон изменения		***Среднее значение***	Кол-во		Диапазон изменения		***Среднее значение***	Кол-во		Диапазон изменения		***Среднее значение***	Кол-во		Диапазон изменения		***Среднее значение***	Кол-во		Диапазон изменения		***Среднее значение***
		скв.	проб				скв.	проб				скв.	проб				скв.	проб				скв.	проб			
Плотность при 20 °С | $кг/м^3$		7	9	921.3	936.8	***931.0***	15	17	932.0	943.0	***937.8***	2	2	925.9	955.0	***940.5***	3	4	923.6	938.5	***934.4***	19	20	922.0	944.9	***928.0***
Кинематическая вязкость при	20 ºС, мПа×с	7	9	815.0	2013.6	***1416.1***	15	17	1198.0	2271.0	***1684.1***	2	2	649.3	2549.0	***1599.2***	3	4	906.1	2109.0	***1678.5***	19	20	904.1	1926.7	***1100.8***
	50 ºС, мПа×с	7	9	103.5	187.2	***151.7***	15	17	114.8	222.3	***165.7***	2	2	57.2	251.5	***154.4***	3	4	114.8	206.9	***169.5***	19	20	111.1	186.5	***130.7***
Температура | °С	застывания	7	9	-33.0	-15.0	***-20.4***	15	17	-33.0	-6.0	***-20.9***	2	2	-40.0	-12.0	***-26.0***	3	4	-33.0	-18.0	***-22.3***	19	20	-33.0	-12.0	***-21.9***
	вспышки в з.т.	7	9	36.0	131.0	***89.2***	15	17	78.0	160.0	***106.0***	2	2	113.0	130.0	***121.5***	3	4	59.0	95.0	***72.3***	19	20	40.0	142.0	***101.1***
Массовое содержание, %	Смол силикагелевых	7	9	20.2	44.0	***32.6***	15	17	16.0	46.0	***25.3***	2	2	23.1	23.1	***23.1***	3	4	15.3	26.9	***23.0***	19	20	16.0	40.0	***27.5***
	Асфальтенов	7	9	0.17	0.19	***0.18***	15	17	0.21	0.38	***0.30***	2	2	0.45	0.45	***0.45***	3	4	0.46	0.46	***0.46***	19	20	0.2	0.2	***0.2***
	Серы	7	9	0.08	0.43	***0.28***	15	17	0.03	0.36	***0.28***	2	2	0.30	0.34	***0.32***	3	4	0.21	0.31	***0.28***	19	20	0.0	0.4	***0.3***
	Парафинов	7	9	0.26	0.81	***0.47***	15	17	0.09	1.39	***0.61***	2	2	0.11	0.72	***0.42***	3	4	0.11	1.17	***0.70***	19	20	0.1	1.3	***0.5***
Температура плавления парафина| ºС		7	9	53.0	55.4	***54.1***	15	17	53.0	55.0	***53.8***	2	2	53.0	60.0	***56.5***	3	4	53.2	55.4	***54.2***	19	20	49.5	58.2	***54.0***
Объемный выход фракций, %	Нач. кипения, ºС	7	9	195.0	255.0	***227.5***	15	17	210.0	267.0	***241.8***	2	2	85.0	250.0	***167.5***	3	4	225.0	250.0	***237.5***	19	20	207.0	255.0	***230.1***
	до 100 ºС																									
	до 150 ºС																									
	до 200 ºС											1	1	10.6	10.6	***10.6***										
	до 250 ºС	7	9	1.0	2.5	***2.0***	15	17	1.0	4.0	***2.4***	2	2	1.0	14.0	***7.5***	3	4	2.0	4.0	***3.0***	19	20	1.0	4.0	***2.4***
	до 300 ºС	7	9	12.0	17.0	***15.0***	15	17	10.0	24.0	***15.3***	2	2	8.0	24.0	***16.0***	3	4	11.0	17.0	***14.3***	19	20	9.0	24.5	***17.0***

Продолжение таблицы 2.3.2.

Крыло		Западное крыло																				Восточное крыло				
Горизонт / поле		IV среднеальб (восточное)					IV среднеальб (западное)					V нижнеальб					VI апт-неоком					Неоком				
№/№		Кол-во		Диапазон изменения		***Среднее значение***	Кол-во		Диапазон изменения		***Среднее значение***	Кол-во		Диапазон изменения		***Среднее значение***	Кол-во		Диапазон изменения		***Среднее значение***	Кол-во		Диапазон изменения		***Среднее значение***
		скв.	проб				скв.	проб				скв.	проб				скв.	проб				скв.	проб			
Плотность при 20 °С, кг/м^3		11	11	853.0	868.0	***859.5***	12	12	883.0	900.0	***892.0***	7	7	886.0	893.0	***891.3***	9	9	920.0	928.0	***924.0***	9	14	897.0	915.0	***905.2***
Кинематическая вязкость при	20 ºС, мПа×с	11	11	25.5	79.3	***48.7***	12	12	89.8	267.8	***173.3***	7	7	164.6	197.6	***176.5***	9	9	661.1	1761.0	***1101.6***	9	14	140.0	435.6	***247.2***
	50 ºС, мПа×с	11	11	9.4	16.9	***12.4***	12	12	23.2	98.0	***41.1***	7	7	35.6	39.2	***37.0***	9	9	98.0	183.0	***129.3***	9	14	13.7	64.1	***42.4***
Температура	˚С	застывания	11	11	-20.0	-2.0	***-9.8***	12	12	-32.0	-20.0	***-25.0***	7	7	-30.0	-18.0	***-21.3***	9	9	-31.0	-18.0	***-19.7***	9	14	-34.0	-7.0	***-17.4***
	вспышки в з.т.	11	11	33.0	66.0	***43.7***	12	12	29.0	84.0	***53.4***	7	7	90.0	135.0	***100.8***	9	9	75.0	146.0	***120.7***	9	14	34.0	116.0	***87.6***
Массовое содержание, %	Смол силикагелевых	11	11	22.5	28.0	***24.4***	12	12	22.0	28.0	***24.1***	7	7	9.9	26.0	***21.8***	9	9	20.7	52.0	***41.3***	9	14	11.5	44.0	***17.0***
	Асфальтенов	11	11	0.0	0.0	***0.0***	12	12	0.0	0.0	***0.0***	7	7	0.0	0.0	***0.0***	9	9	0.0	0.0	***0.0***	9	14	0.2	0.4	***0.2***
	Серы	11	11	0.01	0.30	***0.15***	12	12	0.16	0.63	***0.27***	7	7	0.21	0.28	***0.24***	9	9	0.3	0.5	***0.4***	9	14	0.1	0.3	***0.3***
	Парафинов	11	11	1.5	3.2	***2.2***	12	12	0.48	0.94	***0.79***	7	7	0.24	1.57	***0.73***	9	9	0.2	0.8	***0.5***	9	14	0.3	1.3	***0.8***
Температура плавления парафина| ºС		11	11	49.5	57.5	***52.6***	12	12	53.0	57.2	***55.1***	7	7	54.0	59.0	***56.6***	9	9	50.0	60.0	***55.4***	9	14	48	55.1	***51.55***
Объемный выход фракций, %	Нач. кипения, ºС	11	11	75.0	215.0	***129.2***	12	12	78.0	210.0	***157.7***	7	7	100.0	226.0	***195.8***	9	9	210.0	262.0	***235.3***	9	14	180.0	232.0	***216.7***
	до 100 ºС	11	11	1.0	1.0	***1.0***	12	12	0.5	0.5	***0.5***															
	до 150 ºС	11	11	1.0	3.5	***2.4***	12	12	1.0	1.0	***1.0***															
	до 200 ºС	11	11	1.0	10.5	***6.9***	12	12	3.0	7.0	***5.5***	7	7	-	-	***10.0***						9	14	1.0	1.0	***1.0***
	до 250 ºС	11	11	7.0	20.5	***14.2***	12	12	4.0	13.0	***8.3***	7	7	5.0	8.0	***6.8***	9	9	2.0	3.5	***2.8***	9	14	2.0	11.0	***4.2***
	до 300 ºС	11	11	27.0	34.5	***31.7***	12	12	19.0	28.0	***23.3***	7	7	22.0	30.0	***25.2***	9	9	13.0	16.5	***14.2***	9	14	15.5	30.0	***20.0***

3

Крыло	Западное крыло							Восточное крыло
Горизонт	I альб-сеноман	II альб-сеноман	I промежуточный	II промежуточный	III ср.альб	V ниж. Альб	VI Апт-неоком	Неокомский
№/№	при однократном разгазировании выделившийсего газа пластовой нефти в стандартных условиях							
Компонент	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %
Сероводород (H2S)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Углекислый газ (CO2)	0.20	0.28	0.15	0.05	0.12	0.46	0.34	0.30
Азот+редкие (N2)	6.10	3.58	5.92	2.68	3.74	1.38	5.49	1.47
метан(C_1)	93.09	93.71	93.46	96.00	95.33	97.04	90.72	97.57
этан(C_2)	0.18	0.71	0.14	0.29	0.33	0.39	0.44	0.11
пропан(C_3)	0.15	0.81	0.14	0.34	0.18	0.15	0.48	0.05
изобутан(i-C_4)	0.03	0.17	0.04	0.11	0.05	0.02	0.47	0.06
н. Бутан(n-C_4)	0.10	0.33	0.08	0.11	0.08	0.08	0.88	0.07
изопентан(i-C_5)	0.05	0.15	0.02	0.08	0.06	0.17	0.54	0.05
н. Пентан(n-C_5)	0.05	0.15	0.04	0.07	0.06	0.01	0.34	0.03
гексаны(C_6)	0.03	0.08	0.01	0.11	0.04	0.14	0.23	0.09
гептаны(C_7)	0.02	0.05	0.01	0.15	0.02	0.15	0.07	0.19
Октаны (C_8)	0.00	0.01	0.00	0.02	0.01	0.01	0.00	0.03
Нонаны (C_9)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Деканы (C_{10})	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Сумма	100	100	100	100	100	100	100	100
Молекулярная масса флюида	17.05	17.38	16.95	16.91	16.79	16.81	18.28	16.67
Плотность газа относительная (по воздуху)	0.590	0.600	0.586	0.584	0.581	0.580	0.663	0.576
Плотность газа, кг/м^3	***0.710***	***0.723***	***0.706***	***0.703***	***0.699***	***0.699***	***0.798***	***0.694***

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

В данном разделе рассматриваются результаты специальных исследований на керне, отвечающие принципам, лежащим в основе взаимодействия флюидов и породы, т.е. характеризующие распределение и течение несмешивающихся флюидов в пористой среде, и определяющие значение коэффициентов вытеснения. Однако, на месторождении Карсак специальные исследования на керне не проводились.

Из-за невозможности проведения промысловых и лабораторных исследований по вытеснению нефти полимерным раствором, коэффициент вытеснения нефти месторождения Карсак для варианта с ПНП закачкой полимерного раствора принят по аналогии с месторождением Забурунье, на котором в период 2014-2015гг проведены промысловые и лабораторные исследования по закачке полимерных растворов.

В связи с возможной организацией закачки горячей воды в пласты II альб-сеноманского горизонта Центральной научно-исследовательской лабораторией (ЦНИЛ) ПО «Эмбанефть» проводились исследования по вытеснению нефти водой при температурах 28, 40, 60 и 80^0С. Исследования проводились на насыпной модели пласта, ввиду отсутствия кернового материала. Модели пласта были скомпонованы согласно фракционного состава продуктивного коллектора II альб-сеноманского горизонта. Предварительно провакуумированная сборка модели под вакуумом насыщалась пластовой водой с этого же горизонта. Затем эта вода замещалась нефтью, свойства которой идентичны свойствам пластовой нефти горизонта. Работы проводились на установке УИПК-1М. Для работы было набрано 2 модели и проведено 2 опыта.

В моделях вытеснение производилось пластовой водой II альб-сеноманского горизонта. Вытеснение нефти из первой модели производилось при температурах 28; 40; 60 и 80°С поэтапно, а из второй модели при температуре только 80^0С. В результате были получены следующие значения коэффициента вытеснения при указанных температурах соответственно 0,592; 0,630; 0,696; 0,738.

Результаты исследования приведены на рисунке 2.4.1 и таблице 2.4.1.

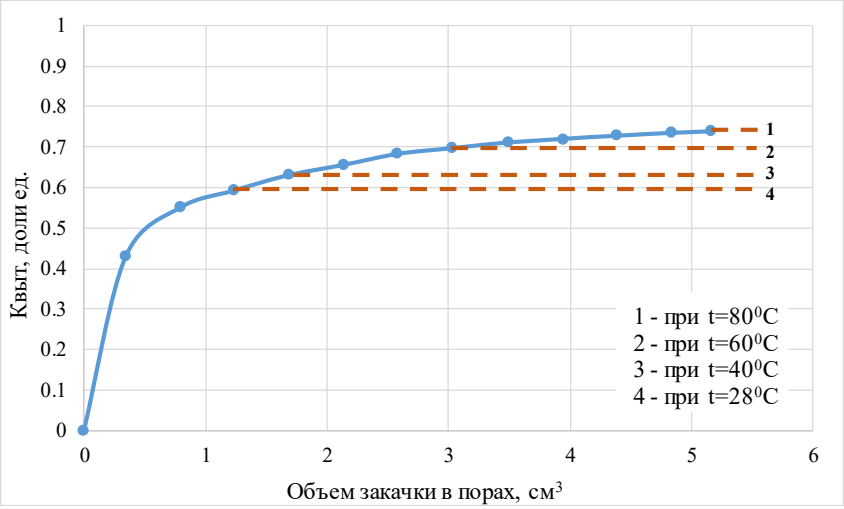


Рис. 2.4.1 – Зависимость коэффициента вытеснения от объема закачанной воды при температурах 28, 40, 60, 80°С

Таблица 2.4.1 – Результаты экспериментальных исследований коэффициента вытеснения при закачке горячей воды

Объем вытесненной нефти, см^3	Объем вытесненной воды, см^3	Объем закачки, см^3	Объем закачки в порах, см^3	Температура, ^{o}C	Коэффициент вытеснения ($К_{выт}$), доли ед.
35,8	3	38,8	0,347	28	0,43
10,2	39,8	50	0,796	28	0,55
3,2	46,8	50	1,24	28	0,592
3,1	46,9	50	1,69	40	0,63
2,1	47,7	49,8	2,14	62	0,655
2,2	47,5	49,7	2,58	68,5	0,682
1,2	48,3	49,8	3,03	69	0,696
1,2	50,8	52	3,49	80	0,71
0,7	49,3	50	3,94	80	0,719
0,7	49,3	50	4,39	80	0,727
0,6	49,4	50	4,84	80	0,734
0,3	35,7	36	5,166	80	0,738
Всего: 61,3	**Всего: 514,8**	**Всего: 576**			

$V_{пор}$= 111,5 см^3
$S_н$= 83 см^3 (74,5%) – нефтенасыщенность
$S_в$= 28,5 см^3 (25,5%) – водонасыщенность

Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от температуры представлена на рисунке 2.4.2, из которого видно, что наибольший темп прироста коэффициента вытеснения наблюдался в интервале температур 40-60^{0}С, после чего прирост величины Квыт с ростом температуры замедлялся.

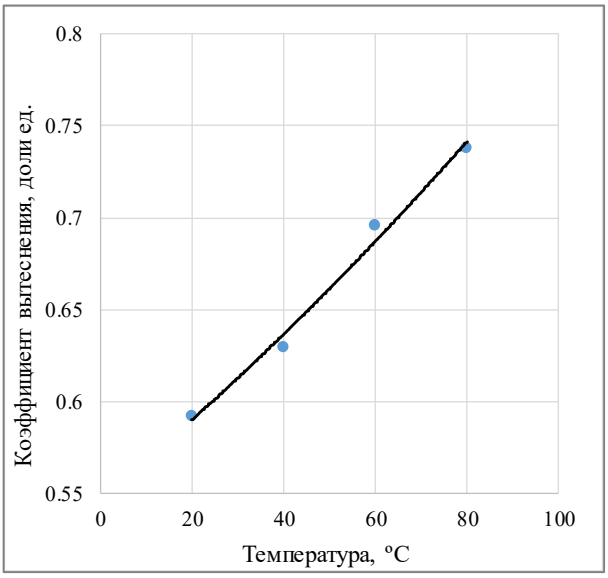


Рис. 2.4.2 – Зависимость коэффициента вытеснения от температуры при закачке горячей воды

Были проведены также исследования по изучению изменения вязкости пластовой нефти II-го альб-сеноманского горизонта от температуры, результаты которых показаны на таблице 2.4.2 и рисунке 2.4.3.

Таблица 2.4.2 – Физико-химические свойства пластовой нефти и воды в зависимости от температуры

Температура, °С	Пластовая нефть		Пластовая вода	
	плотность, г/см3	вязкость, мПа*с	плотность, г/см^3	вязкость, мПа*с
20	0,934	1780,4	1,103	1,35
25	0,932	1243,6	1,100	1,22
30	0,9294	752,6	1,099	1,09
40	0,926	353	1,095	0,91
50	0,922	161	1,093	0,78
60	0,919	104,7	1,090	0,69
70	0,916	62	1,087	0,60
80	0,914	43,5	1,086	0,54

Поверхностное натяжение: нефть – пластовая вода
t=21^{0}C; $P_{бар}$=771 мм рт.ст;
δ=5,33*18(1,103-0,934) = 16,21 мн/м (по методу УФНИИ)

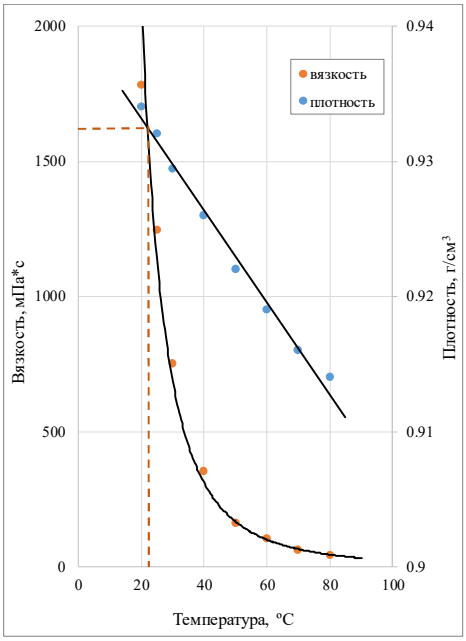


Рис. 2.4.3 – Зависимость вязкости и плотности пластовой нефти от температуры

Как видно из рисунка, снижение вязкости с ростом температуры значительное. Особенно интенсивное ее снижение наблюдается в интервале температур от 26 до 40^{0}С.

Диапазон изменения остаточной водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности и их средние значения, а также коэффициент вытеснения нефти представлены в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3 – Характеристика вытеснения нефти рабочим агентом по зонам продуктивного горизонта

Горизонт	Зоны	Наименование	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
								для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
Вариант с закачкой теплой воды									
мел	ЧНЗ	Количество определений, шт	-	-	-	-	1	-	-
		Среднее значение	-	-	-	-	0,592	-	-
		Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
Вариант с закачкой горячей воды									
мел	ЧНЗ	Количество определений, шт	-	-	-	-	1	-	-
		Среднее значение	-	-	-	-	0,738	-	-
		Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-

Таким образом, для варианта с закачкой теплой воды рекомендуется использовать коэффициент вытеснения 0,592 доли ед., для варианта с закачкой горячей воды – 0,738 доли ед.

2.5 Запасы нефти и газа

Впервые запасы нефти месторождения Карсак по результатам бурения 35 скважин были подсчитаны в 1959 г.; на Госбаланс СССР (протокол №2815) были поставлены по категориям $A+B+C_1$ геологические/извлекаемые запасы нефти в количествах соответственно 22803/7865 тыс.т., по категории C_2 – 2788/836 тыс.т.

В 2005 г. по результатам бурения 294 скважин выполнен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по месторождению Карсак на 01.01.2005г.»; на Государственный баланс РК (протокол ГКЗ РК №388-05-У от 18.02.2005 г.) были поставлены по категориям $B+C_1$ геологические/извлекаемые запасы нефти в количествах соответственно 20420,7/5605,7 тыс. т., по категории C_2 – 747,2/197,9 тыс. т.

В 2012 г. (протокол ГКЗ РК №1182-12-У от 03.05.2012г.) были пересчитаны начальные извлекаемые запасы нефти VI апт-неокомскому горизонту в пределах I, VII блоков по состоянию изученности на 02.01.2012г. в связи превышением текущего КИН (0,341 доли ед.) по отношению к проектному (0,211 доли ед.).

В 2023г. (Протокол ГКЗ РК №2628-23-У от 15.12.2023г) был проведен «Перевод запасов нефти и газа месторождения Карсак» по III объекту (I и II (пласт А и Б) промежуточные горизонты).

Утвержденные запасы нефти и растворенного в нефти газа месторождения Карсак приведены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Величины подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа (Протокол ГКЗ РК №2628-23-У от 15.12.2023 г.)

Горизонт	Блок	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	Средняя нефтенасыщенная толщина,м	Нефтенасыщенный объем, тыс.м^3	Открытая пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Пересчетный коэффициент нефти, доли ед.	Плотность нефти,кг/м^3	Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т.	Утвержденный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Накопленная добыча нефти на 01.05.2026г., тыс.т	Остаточные запасы нефти, тыс.т		Газосодержание пластовой нефти, м^3/т	Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн.м3	
															балансовые	извлекаемые		балансовые	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Восточное крыло																			
неоком	I	ЧНЗ	В	194	12.2	2366	0.30	0.661	1	905	425	0.273	116						
		ВНЗ		542	4.5	2431	0.30	0.661	1	905	436	0.273	119						
	II	ВНЗ	В	494	5.1	2517	0.30	0.661	1	905	452	0.273	123						
	III	ВНЗ	В	838	4.1	3412	0.30	0.661	1	905	612	0.273	167						
итого по неокомскому горизонту			В	2068	5.2	10726					1925		525	303.7	1621.3	221.3			
Западное крыло																			
I альб-сеноманский	I	ВНЗ	В	168	5.7	961	0.32	0.801	1	932	231.6	0.09	20.8						
			C_1	817	5.9	4831	0.32	0.801	1	932	1164.3	0.09	135.8						
	II	ВНЗ	В	104	7.5	775	0.32	0.801	1	932	186.8	0.09	16.8						
			C_1	271	9.6	2589	0.32	0.801	1	932	624.0	0.09	62.7						
	III	ВНЗ	В	61	6.2	379	0.32	0.801	1	932	91.3	0.09	8.2						
			C_1	208	4.9	1024	0.32	0.801	1	932	258.8	0.09	43.1						
	IV	ВНЗ	C_1	90	6.9	617	0.32	0.801	1	932	148.7	0.09	13.4						
	V	ВНЗ	В	21	8.6	179	0.32	0.801	1	932	43.1	0.09	3.9						
			C_1	89	4.9	438	0.32	0.801	1	932	105.6	0.09	9.5						
			C_2	92	5.7	519	0.32	0.801	1	932	125.1	0.09	11.3						
итого по I альб-сеноманскому горизонту:			В	354	6.5	2294					552.9		49.8						
			C_1	1385	6.4	8932					2939.0		264.5						
			$B+C_1$	1739	6.5	11226					3491.9		314.2	57.9	3434.0	256.3			
			C_2	606	6.2	3782					125.1		11.3						
II альб-сеноманский	I	ВНЗ	В	913	10.4	9486	0.319	0.841	1	933	2374.4	0.12	284.9						
		ВНЗ	C_1	1352	6.3	8568	0.319	0.841	1	933	2144.6	0.12	257.4						
	II	ВНЗ	В	165	6.7	1104	0.319	0.841	1	933	276.3	0.12	33.2						
		ВНЗ	C_1	326	8.2	2665	0.319	0.841	1	933	667.1	0.12	80.1						
	III	ВНЗ	В	51	4.6	235	0.319	0.841	1	933	58.8	0.12	7.1						
		ВНЗ	C_1	278	4.9	1357	0.319	0.841	1	933	339.7	0.12	40.8						
	IV	ВНЗ	В	13	2.4	30	0.319	0.841	1	933	7.5	0.12	0.9						
		ВНЗ	C_1	52	4.3	224	0.319	0.841	1	933	56.0	0.12	6.7						
	VI	ВНЗ	C_1	78	5.0	387	0.319	0.841	1	933	96.9	0.12	11.6						
итого по II альб-сеноманскому горизонту:			В	1142	9.5	10855					2717.1		326.0						
			C_1	2054	6.4	13061					3304.0		396.5						
			$B+C_1$	3196	7.5	23916					6021.1		722.5	304.7	5716.4	417.8			
I промежу-точный	I	ВНЗ	В	55	3.6	196	0.32	0.754	1	933	44.1	0.3	13.2						
		ВНЗ	C_1	471	3.2	1487	0.32	0.754	1	933	335	0.3	100						
	II	ВНЗ	C_1	98	2.4	232	0.32	0.754	1	933	52.2	0.3	15.7						
	IV	ВНЗ	C_1	44	1.8	79	0.32	0.754	1	933	17.8	0.3	5.3						
итого по I промежуточному горизонту			В	55	3.6	196					44.1		13.2						
			C_1	613	2.9	1798					405		121						
			$B+C_1$	668	3.0	1994					449		135	21.4	427.6	113.6			

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
II промежуточный. пл.А	I	ВНЗ	В	37	5.3	195	0.31	0.758	1	933	42.8	0.3	12.8						
		ВНЗ	C_1	322	3.3	1062	0.31	0.758	1	933	232.8	0.3	69.8						
		ВНЗ	C_2	19	1.5	28	0.31	0.758	1	933	6.1	0.3	2.0						
	II	ВНЗ	В	18	1.5	27	0.31	0.758	1	933	5.9	0.3	1.8						
		ВНЗ	C_1	65	1.8	119	0.31	0.758	1	933	26.1	0.3	7.8						
	III	ВНЗ	В	15	5.5	80	0.31	0.758	1	933	17.5	0.3	5.3						
		ВНЗ	C_1	61	3.4	207	0.31	0.758	1	933	45.4	0.3	13.6						
	IV	ВНЗ	В	31	3.8	116	0.31	0.758	1	933	25.4	0.3	7.6						
		ВНЗ	C_1	22	2.3	52	0.31	0.758	1	933	11.4	0.3	3.4						
	VI	ВНЗ	В	24	4.5	108	0.31	0.758	1	933	23.7	0.3	7.1						
итого по II промежуточному горизонту пл.А			В	125	4.2	526					115.3		34.6						
			C_1	470	3.1	1440					316		95						
			$B+C_1$	595	3.3	1966					431		129						
			C_2	19	1.5	28					6		2						
II пром. Пл..Б	II	ВНЗ	В	25	2.7	67	0.32	0.758	1	933	15.2	0.3	4.5						
		ВНЗ	C_1	51	2.5	125	0.32	0.758	1	933	28	0.3	8.5						
	III	ВНЗ	C_1	40	3.2	127	0.32	0.758	1	933	28.7	0.3	8.6						
итого II промежуточному горизонту пл.Б			В	25	2.7	67					15.2		4.5						
			C_1	91	2.8	252					57		17						
			$B+C_1$	116	2.8	319					72		22						
итого по II пром. горизонту:			В	150	4.0	593					131		39						
			C_1	561	3.0	1692					373		112						
			$B+C_1$	711	3.2	2285					503		151	97.0	406.0	54.0			
			C_2	19	1.5	28					6		2						
III альб-сеноман.	I	ВНЗ	В	1829	5.8	10574	0.319	0.748	1	927	2339.2	0.43	1005.9						
	II	ВНЗ	В	302	4.8	1456	0.319	0.748	1	927	322.1	0.43	138.5						
	III	ВНЗ	В	77	4.6	352	0.319	0.748	1	927	77.9	0.43	33.5						
	IV	ВНЗ	В	99	3.1	311	0.319	0.748	1	927	68.8	0.43	29.6						
	VI	ВНЗ	В	26	2.3	60	0.319	0.748	1	927	13.3	0.43	5.7						
	VII	ВНЗ	В	334	7.3	2429	0.319	0.748	1	927	537.3	0.43	231.0						
итого по III альб-сеноманскому горизонту:			В	2667	5.7	15182					3358.5		1444.2	1420.2	1938.3	24.0			
IV ср.альб. з.п.	I	ЧНЗ	В	2131	4.8	10207	0.313	0.685	0.981	892	1915.0	0.56	1072.4				2.06	3.94	2.21
		ВНЗ	В	1020	2.3	2335	0.313	0.685	0.981	892	438.1	0.56	245.3				2.06	0.9	0.51
	VII	ЧНЗ	В	345	4.4	1516	0.313	0.685	0.981	892	284.4	0.56	159.3				2.06	0.59	0.33
		ВНЗ	В	17	2.0	33	0.313	0.685	0.981	892	6.2	0.56	3.5				2.06	0.01	0.01
	итого		В	3513	4.0	14091					2643.7		1480.5					5.45	3.05
IV ср.альб. в.п.	II	ЧНЗ	В	367	4.8	1757	0.313	0.685	0.96	860	311.0	0.56	174.2				7.1	2.21	1.24
		ВНЗ	В	104	1.5	161	0.313	0.685	0.96	860	28.5	0.56	16.0				7.1	0.2	0.11
	III	ЧНЗ	В	83	4.6	382	0.313	0.685	0.96	860	67.6	0.56	37.9				7.1	0.48	0.27
		ВНЗ	В	109	2.0	220	0.313	0.685	0.96	860	38.9	0.56	21.8				7.1	0.28	0.15
	IV	ВНЗ	В	79	1.8	141	0.313	0.685	0.96	860	25.0	0.56	14.0				7.1	0.18	0.1
	итого		В	742	3.6	2661					471.0		263.8					3.34	1.87
итого по IV альб-сеноманскому горизонту:			В	4255	3.9	16752					3114.7		1744.2	1693.9	1420.8	50.3		8.79	4.92
V al_1	I	ВНЗ	В	583	3.2	1855	0.316	0.773	0.979	892	395.8	0.54	213.7				1.58	0.63	0.34
		ВНЗ	C_1	390	2.7	1042	0.316	0.773	0.979	892	222.3	0.54	120.0				1.58	0.35	0.19
итого V al горизонту:			$B+C_1$	973	3.0	2897					618.1		333.8	317.7	300.4	16.1		0.98	0.53
VI апт-неоком	I	ВНЗ	В	876	4.1	3549	0.305	0.849	1	924	849.2	0.45	383.0						
		ВНЗ	C_1	512	2.3	1190	0.305	0.849	1	924	284.8	0.26	74.0						
	VII	ВНЗ	C_1	62	1.4	89	0.305	0.849	1	924	21.3	0.26	5.5						

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
итого VI апт-неокомскому горизонту:			B	938	3.9	3638					849.2		383.0						
			C_1	512	2.3	1190					306.1		79.5						
			$B+C_1$	1450	3.3	4828.0					1155.3		462.5	256.9	898.4	205.6			
			Южное крыло																
неоком*		ВНЗ	C_2	539	4.3	2321.0	0.25	0.75	1	919	400.0	0.3	120.0						
Всего по месторождению			**B**								**13087.7**		**4738.8**					**9.42**	**5.26**
			C_1								**7549.4**		**1093.5**					**0.35**	**0.19**
			$B+C_1$								**20636.6**		**5832.5**	**4473.4**	**16163.2**	**1359.1**		**9.77**	**5.45**
			C_2								**531.2**		**133.3**						

* - запасы. числящиеся по территории ТОО «5А OIL».

ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности

На месторождения Карсак с целью уточнения данных о гидродинамических свойствах разрабатываемых объектов, необходимых для дальнейшего проектирования и получения информации о динамике процесса разработки и для его регулирования проводится комплекс гидродинамических исследований, включающий:

- Исследования методом кривой восстановления давления (КВД);
- Исследования методом кривой падения давления (КПД);
- Исследование методом установившихся отборов (МУО);

Результаты гидродинамических исследований по объектам представлены в таблице 5.4.3.

С начала разработки месторождения было проведено 113 исследований МУО по 69 скважинам, 77 исследований КПД по 32 скважинам, 22 исследования КВД по 21 скважине и 35 исследований КВУ по 30 скважинам. В целом с начала разработки месторождении было проведено 233 исследований. В таблицах 5.4.3 приведены результаты достоверных исследований с начала разработки. Также в этой таблице отбракованы исследования совместных объектов.

За анализируемый период после утверждения Анализа разработки с 01.10.2024г по 01.05.2026г на месторождении было проведено 4 исследования КПД по 4 скважинам (№№ 231,271,275,269) и 2 исследования КВД по 2 скважинам (№№ 261, 629). В итоге за анализируемый период было проведено всего 6 исследований.

Количество и виды проведенных гидродинамических исследований по объектам приведены в таблице 5.4.1, результаты исследований представлены в таблице 5.4.2.

Таблица 5.4.1 – Количество и виды проведенных исследований с начала разработки

Виды исследования	Объекты													Всего
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	I+V	II+III	III+IV	IV+V	VI+VII	
	кол. иссл. / кол. скв.													
КВУ	1/1	8/7	3/2	11/9	2/2	2/2	2/2	5/5	-	-	-	-	-	**34/30**
КВД	1/1	11/11	-	2/2	1/1	-	1/1	3/3	-	-	-	-	-	**18/18**
МУО	6/4	26/18	18/12	44/26	3/3	7/4	3/3	3/3	1/1	-	1/1	-	-	**112/75**
КПД	5/3	9/5	5/4	21/9	15/7	4/2	3/1	1/1	-	3/1	1/1	6/6	1/1	**73/40**
Всего	**13/9**	**53/40**	**25/17**	**76/44**	**20/12**	**13/8**	**9/7**	**12/12**	**1/1**	**3/1**	**2/2**	**5/5**	**1/1**	**237/163**

Таблица 5.4.2 – Количество и виды проведенных исследований за анализируемый период на 01.11.2024-01.05.2026г

Виды исследования	Объекты									Всего
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IV+V	
	кол. иссл. / кол. скв.									
КВД	-	1/1	-	-	1/1	-	-	-	-	**2/2**
КПД	-	-	1/1	2/2	-	-	-	-	1/1	**4/4**
Всего	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**6/6**

На месторождении в основном проводились режимные исследования. Исследование МУО проведено в 70 скважинах на 3 режимах. Время продолжительности исследование МУО на каждом режиме составляет в среднем 24 часа. По результатам исследований была построена индикаторная кривая, по наклону которой определен коэффициент продуктивности. В большинстве случаях при построении индикаторных диаграмм режимные точки ложатся на одной прямой линии, то есть аппроксимирующая прямая, проходящая через начало координат, хорошо коррелируется с данными.

В результате исследований на неустановившихся режимах определяются фильтрационные параметры пласта, состояния призабойной зоны. На дату анализа такие исследования проведены в 56 добывающих скважинах. Обработка данных исследований проводились с помощью специализированного программного продукта «Pansystem», «Saphir». По результатам интерпретации в специализированных программных обеспечениях были определены следующие параметры: модель течения, проницаемость, скин-фактор, пластовое давление, пьезопроводность и гидропроводность пласта.

Таблица 5.4.3 – Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин объекта

Наименование	На дату проектирования				На дату отчета			
	Количество		Интервал изменения	Среднее значение	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скв.	изм.			скв.	изм.		
I объект								
Начальное пластовое давление, МПа	-	-	-	1,64	-	-	-	1,64
Пластовая температура, ^{0}C	3	3	9,5-16,7	14,0	0	0	9,5-16,7	14,0
Удельная продуктивность, м^3/(м*сут*МПа)	7	13	0,0-7,7	4,27	0	0	-	-
Удельная приемистость, м^3/(м*сут*МПа)	3	3	1,3-3,0	2,30	0	0	1,3-3,0	2,30
Гидропроводность, м$^3\cdot10^{-12}$/Па·с	3	3	124,11-158,9	142,7	0	0	124,11-158,9	142,7
Пьезопроводность, м^2/с	3	3	0,1-0,14	0,12	0	0	0,1-0,14	0,12
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	3	3	26,88-42,5	34,19	0	0	26,88-42,5	34,19
II объект								
Начальное пластовое давление, МПа	-	-	-	2,20	-	-	-	2,20
Пластовая температура, ^{0}C	21	13	10,2-21,8	16,5	1	1	10,2-21,8	16,6
Удельная продуктивность, м^3/(м*сут*МПа)	36	53	0,0-32,8	4,77	1	1	0-11,14	4,65
Удельная приемистость, м^3/(м*сут*МПа)	6	8	0,61-16,42	5,50	0	0	0,61-16,42	5,50
Гидропроводность, м$^3\cdot10^{-12}$/Па·с	8	8	0,16-721,6	327,4	1	1	0,16-721,6	313,77
Пьезопроводность, м^2/с	8	8	0-0,17	0,12	1	1	0-0,17	0,11
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	7	7	151,51-972,39	352,7	1	1	151,51-972,39	360,66
III объект								
Начальное пластовое давление, МПа	-	-	-	2,92	-	-	-	2,92
Пластовая температура, ^{0}C	6	4	15,2-21,5	18,1	0	0	15,2-21,5	18,1
Удельная продуктивность, м^3/(м*сут*МПа)	20	29	0,0-32,4	10,10	0	0	0,0-32,4	10,10
Удельная приемистость, м^3/(м*сут*МПа)	4	4	3,3-4,0	3,70	0	0	3,3-4,0	3,70
Гидропроводность, м$^3\cdot10^{-12}$/Па·с	1	1	44,6-44,6	627,3	0	0	44,6-44,6	627,30
Пьезопроводность, м^2/с	1	1	0,05-0,05	0,69	0	0	0,05-0,05	0,69
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	6	6	49,2-575,48	275,9	6	6	49,2-575,48	275,9
IV объект								
Начальное пластовое давление, МПа	-	-	-	3,58	-	-	-	3,58
Пластовая температура, ^{0}C	26	16	11,4-23,8	19,1	1	1	8,1-23,8	18,5
Удельная продуктивность, м^3/(м*сут*МПа)	50	70	0,1-50,2	5,33	0	0	0,1-50,2	5,33
Удельная приемистость, м^3/(м*сут*МПа)	5	8	0,79-17,9	4,90	1	1	0,79-17,9	4,75
Гидропроводность, м$^3\cdot10^{-12}$/Па·с	3	3	12,5-344,8	339,9	0	0	12,5-344,8	339,91
Пьезопроводность, м^2/с	3	3	0,43-1,89	0,78	0	0	0,43-1,89	0,78
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	2	2	122,98-1181,09	652,0	0	0	122,98-1181,09	652,0
V объект								
Начальное пластовое давление, МПа	-	-	-	4,51	-	-	-	4,51

Пластовая температура, ^{0}C	14	14	14,3-25,8	20,9	0	0	14,3-25,8	20,9
Удельная продуктивность, м^3/(м*сут*МПа)	22	31	0,04-10,8	2,46	0	0	0,04-10,8	2,46
Удельная приемистость, м^3/(м*сут*МПа)	14	14	0,02-2,6	1,20	0	0	0,02-2,6	1,20
Гидропроводность, м$^3\cdot10^{-12}$/Па·с	0	0	-	-	0	0	-	-
Пьезопроводность, м^2/с	0	0	-	-	0	0	-	-
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	14	14	0,33-401	85,1	0	0	0,33-401	85,06
VI объект								
Начальное пластовое давление, МПа	-	-	-	5,37	-	-	-	5,37
Пластовая температура, ^{0}C	5	4	17,9-25,4	21,9	0	0	17,9-25,4	21,9
Удельная продуктивность, м^3/(м*сут*МПа)	12	18	0,0-64,2	15,00	0	0	0,0-64,2	15,00
Удельная приемистость, м^3/(м*сут*МПа)	4	4	0,56-32,11	8,55	0	0	0,56-32,11	8,55
Гидропроводность, м$^3\cdot10^{-12}$/Па·с	0	0	-	-	0	0	-	-
Пьезопроводность, м^2/с	1	1	0,3-0,3	0,30	0	0	0,3-0,3	0,30
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	4	4	10,7-708	235,0	0	0	10,7-708	235,00
VII объект								
Начальное пластовое давление, МПа	-	-	-	5,93	-	-	-	5,93
Пластовая температура, ^{0}C	5	4	21,2-34,7	26,9	0	0	21,2-34,7	26,9
Удельная продуктивность, м^3/(м*сут*МПа)	12	13	0,0-8,58	3,08	0	0	0,0-8,58	3,08
Удельная приемистость, м^3/(м*сут*МПа)	3	3	0,3-0,91	0,54	0	0	0,3-0,91	0,54
Гидропроводность, м$^3\cdot10^{-12}$/Па·с	2	2	25,58-90,8	58,2	0	0	25,58-90,8	58,19
Пьезопроводность, м^2/с	2	2	0,01-0,19	0,10	0	0	0,01-0,19	0,10
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	1	1	7,48-629	180,7	0	0	7,48-629	180,68
VIII объект								
Начальное пластовое давление, МПа	-	-	-	1,29	-	-	-	1,29
Пластовая температура, ^{0}C	6	3	14,3-16,4	15,5	0	0	14,3-16,4	15,5
Удельная продуктивность, м^3/(м*сут*МПа)	11	12	0,07-6,26	1,90	0	0	0,07-6,26	1,90
Удельная приемистость, м^3/(м*сут*МПа)	0	0	-	-	0	0	-	-
Гидропроводность, м$^3\cdot10^{-12}$/Па·с	5	5	12,56-551	183,3	0	0	12,56-551	183,28
Пьезопроводность, м^2/с	6	6	0-0,09	0,04	0	0	0-0,09	0,04
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	2	2	48,21-608,9	328,6	0	0	48,21-608,9	328,56

В ***I объект*** входит I альб-сеноманский горизонт. На дату составления отчета в эксплуатационном фонде данного объекта находятся 1 добывающая скважина. Последнее гидродинамическое исследование проводилось в мае 2024г, но было неуспешным. Поэтому, фильтрационные параметры не меняется.

В целом по результатам ГДИС по объекту значение проницаемости находится в интервале от 26,88*10^{-3} мкм^2 до 42,5*10^{-3} мкм^2, среднее значение составляет 34,19*10^{-3} мкм^2. Скин-фактор был определен по 1 скважине, отрицательное значение (в среднем 3,7). Удельная продуктивность по результатам изменяются в интервале от 0,08 до 7,7 в среднем составляя 4,27 м^3/(м*сут*МПа).

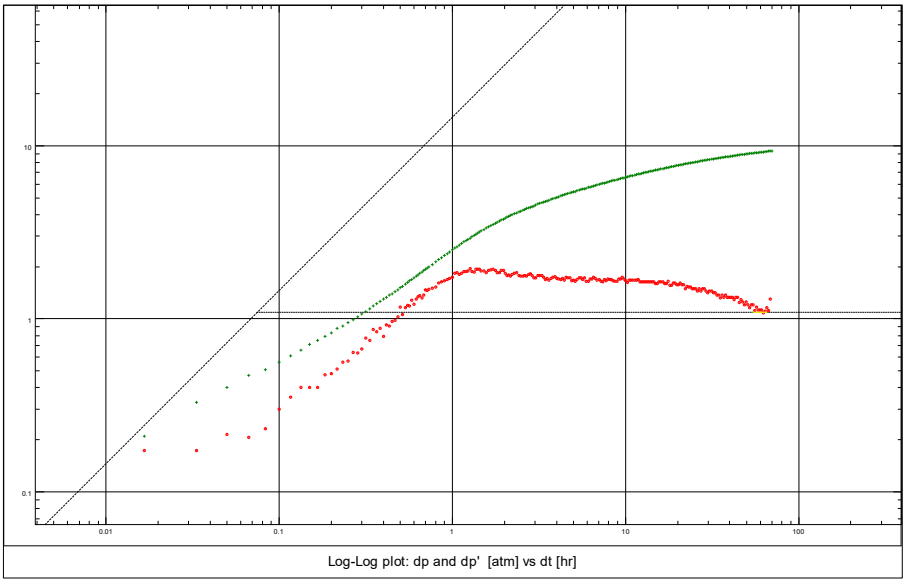


Рис. 5.4.1 – Диагностический график исследования КПД скважины №63 (2023г)

Ко ***II эксплуатационному объекту*** относится II альб-сеноманский горизонт. В эксплуатационном фонде данного объекта числятся 33 скважины. За последние два период были проведены 2 исследования КВД, по скважинам №№ 81 и 612. Из них одно исследование (№612) было отбраковано из-за низкого качества интерпретации.

В целом по объекту с начала разработки значение проницаемости изменятся в интервале от 151,51*10^{-3} мкм^2 до 972,39*10^{-3} мкм^2, в среднем составляя 360,66*10^{-3} мкм^2. Удельная продуктивности скважин распределено по площади идентично распределению проницаемости пластов, значение которого изменяется в интервале от 0,03 до 32,8 м^3/(м*сут*МПа) и составляет в среднем 4,65 м^3/(м*сут*МПа). Пьезопроводность равно 0,11 м^2/с. Значение коэффициента гидропроводности варьируется в пределах 0,16-721,6 м^3·10-12/Па·с, в среднем составляя 313,77 м^3·10-12/Па·с.

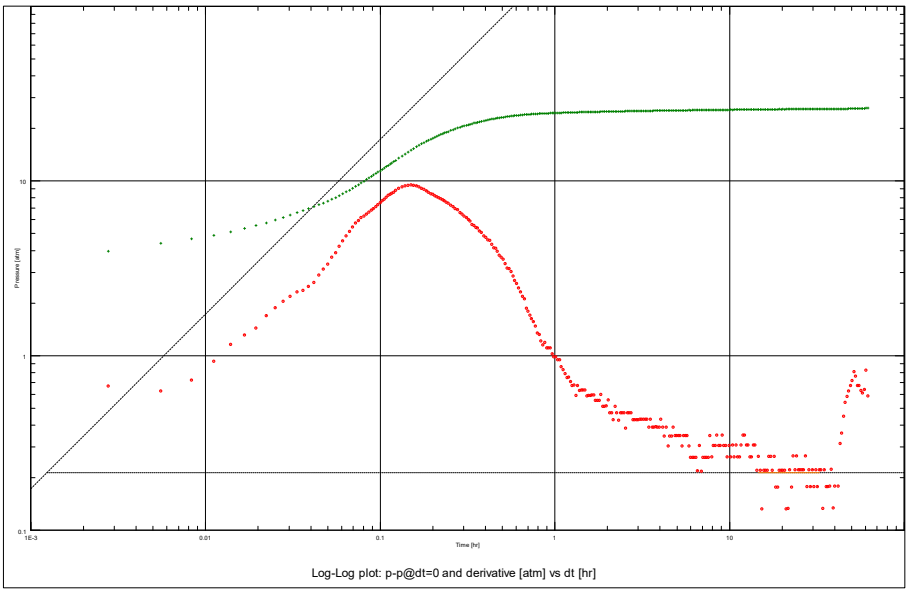


Рис. 5.4.2 – Диагностический график исследования КПД скважины №225 (2023г)

III объект включает в себя I+II промежуточные альб-сеноманские горизонты. На дату составления отчета в эксплуатационном фонде данного объекта находятся 9 добывающих скважин. За анализируемый период гидродинамические исследования не проводились. Поэтому, фильтрационные параметры не меняется.

Проницаемости определены по 6 скважинам и составляет в среднем 275,9*10^{-3} мкм^2, интервал изменения 49,2-575,48*10^{-3} мкм^2. По результатам исследования среднее значение удельной продуктивности составило 10,10 м^3/(м*сут*МПа), при интервале изменения 0,04-32,4 м^3/(сут*атм). Удельная приемистость в среднем составляет 3,70 м^3/(м*сут*МПа).

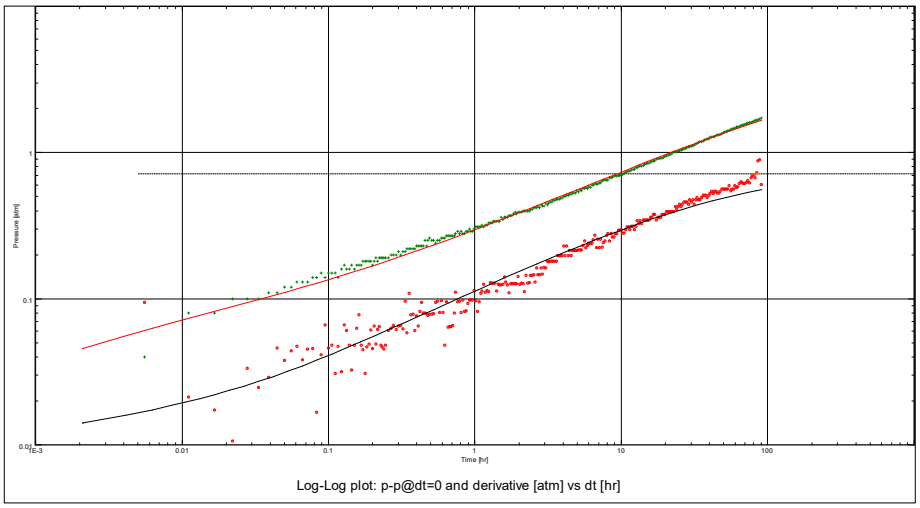


Рис. 5.4.3 – Диагностический график исследования КПД скважины №231 (2021г)

IV объект включает в себя III альб-сеноманский горизонт. В эксплуатационном фонде данного объекта числятся 30 скважин. В период 2024-2026гг было проведено 1 исследование КПД по скважинам №226. В целом по объекту удельная продуктивность составляет в среднем 5,33 м^3/(м*сут*МПа), интервал изменяется от 0,1 до 50,2 м^3/(м*сут*МПа). Проницаемости определены по 2 скважинам и составляет в среднем

652,0*10^{-3} мкм^2, интервал изменения 122,98-1181,09*10^{-3} мкм^2. Значение удельной приемистости варьируется в пределах 0,79-17,9 м^3/(м*сут*МПа), в среднем составляя 4,75 м^3/(м*сут*МПа).

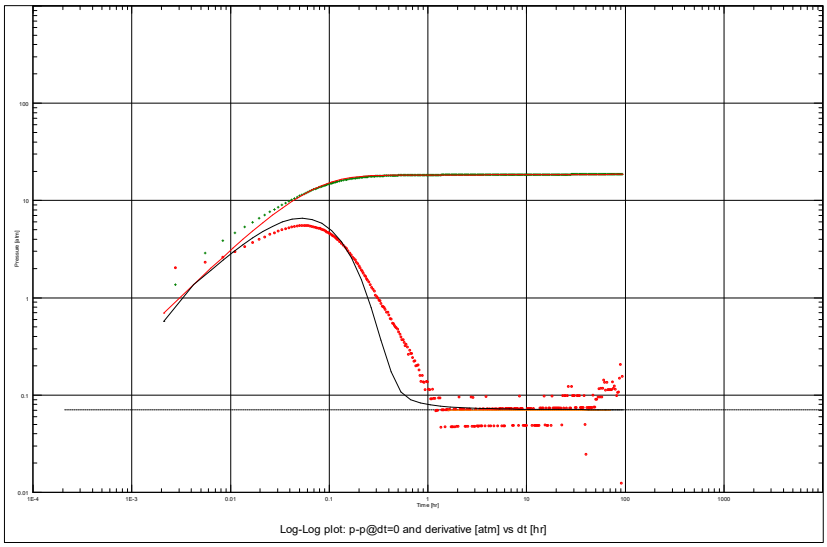


Рис. 5.4.4 – Диагностический график исследования КПД скважины №271 (2023г)

К V объекту относится IV среднеальбский горизонт. На дату составления отчета в эксплуатационном фонде данного объекта находятся 11 добывающих скважин. За период с 01.01.2024г на дату текущего отчета гидродинамические исследования не проводились. Поэтому, фильтрационные параметры не меняется. В целом по объекту удельная продуктивность составляет в среднем 2,46 м^3/(м*сут*МПа), интервал изменяется от 0,04 до 10,8 м^3/(м*сут*МПа). Проницаемость в среднем составляет 85,06*10^{-3} мкм^2, интервал изменения 0,33-401*10^{-3} мкм^2. Среднее значение удельная приемистость составило 1,20 м^3/(м*сут*МПа), интервал изменяется от 0,02 до 2,6 м^3/(м*сут*МПа).

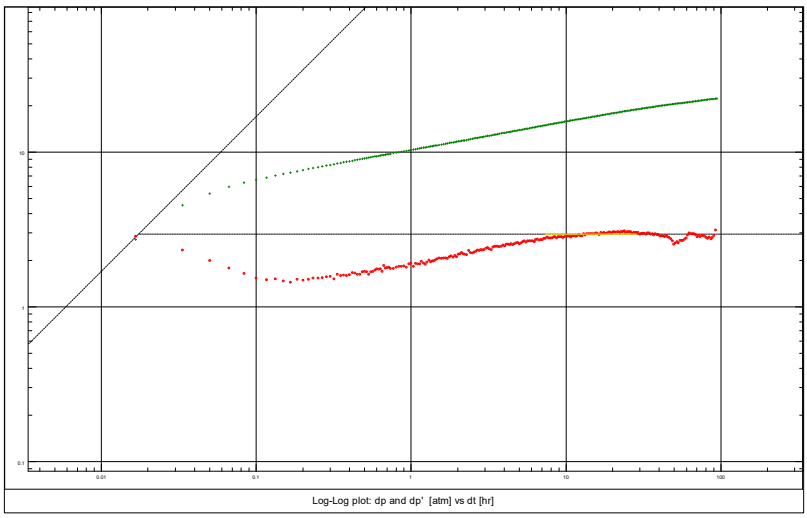


Рис. 5.4.5 – Диагностический график исследования КПД скважины №117 (2023г)

В *VI эксплуатационный объект* входит V нижнеальбский горизонт. В течение анализируемого периода гидродинамические исследования не проводились, что означает, что фильтрационные параметры остаются неизменными. На дату составления отчета в

эксплуатационном фонде данного объекта находятся 2 добывающие скважины.

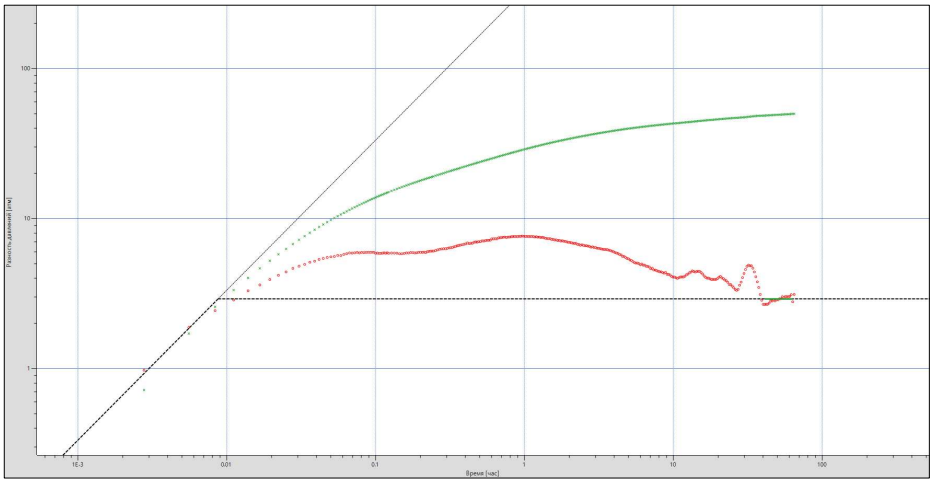


Рис. 5.4.6 – Диагностический график исследования КПД скважины №22 (2022г)

VII объект включает в себя VI апт-неокомский горизонт восточных и южных крыльев. На дату составления отчета в эксплуатационном фонде данного объекта находятся 3 добывающие скважины. В течение периода с 2024-2026гг гидродинамические исследования не осуществлялись, следовательно, фильтрационные параметры остаются неизменными. В целом по объекту удельная продуктивность изменяется в пределах от 0,04 до 8,58 $м^3$/(м*сут*МПа), среднее значение 3,08 $м^3$/(м*сут*МПа).

В VIII объект входит неокомский горизонт. На дату составления отчета в эксплуатационном фонде данного объекта находятся 11 добывающих скважин. На протяжении последних двух лет гидродинамические исследования не проводились, что свидетельствует о неизменности фильтрационных параметров. По результатам всех проведенных гидродинамических исследований, удельная продуктивность составляет в среднем 1,90 $м^3$/(м*сут*МПа), при интервале 0,07-6,26 $м^3$/(м*сут*МПа). По объекту значение проницаемости находится в интервале от $48,21*10^{-3}$ $мкм^2$ до $608,9*10^{-3}$ $мкм^2$, среднее значение составляет $328,56*10^{-3}$ $мкм^2$. Скин-фактор был определен по 6 скважинам, отрицательное значение (в среднем 3,5).

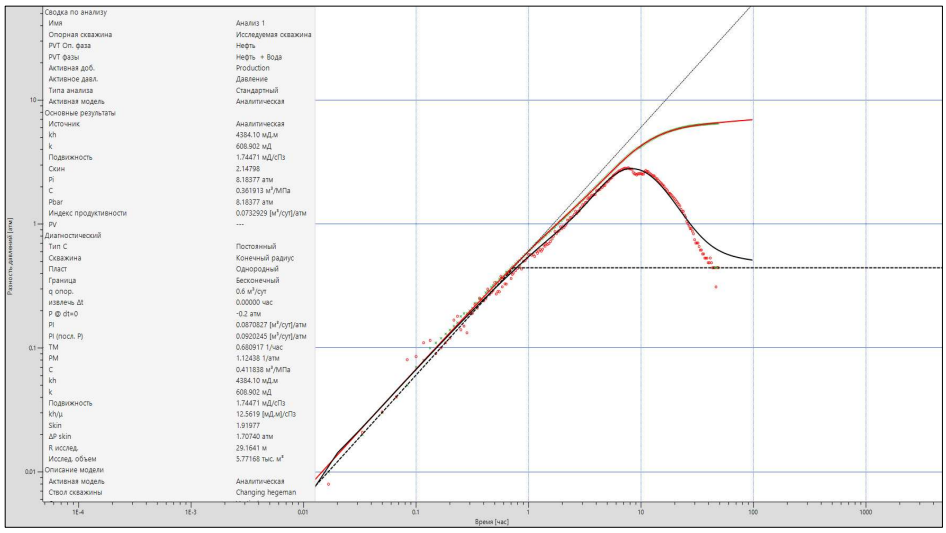


Рис. 5.4.7 – Диагностический график исследования КПД скважины №475 (2022г)

Характеристика энергетического состояния залежей

С целью контроля за разработкой и энергетическим состоянием залежей на месторождении проводятся замеры динамических и статических уровней.

Для анализа энергетического состояния рассматривалась величина давления, приведенная на отметку ВНК, которое для I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII объектов составляет минус 208 м, минус 271 м, минус 356,5 м, минус 427 м, минус 528 м, минус 625,8 м, минус 691 м, минус 170 м, соответственно.

Необходимо подчеркнуть, что в период опробования при закрытии скважин для замера статического уровня в большинстве из них жидкость переливала, в связи с этим, расчеты давления велись с некоторыми поправками и усреднениями.

По большинству скважин текущие пластовые давления определены расчетным путем с использованием замеров статических уровней жидкости. Определенные трудности при пересчетах уровней жидкости и давления вызывает текущая обводненность добываемой продукции (в среднем более 97,5%). При определении пластового давления огромные погрешности допускаются при учете плотности жидкости. Учитывая вышеизложенное, полученные результаты необходимо принимать как оценочные и использовать для обобщенного анализа.

На основе на данных замеров пластового давления построены карты изобар по эксплуатационным объектам (граф. прил. №33, №34, №35, №36, №37, №38, №39 и №40).

В таблице 5.4.4 представлено сравнение значений начального и текущего пластового давлений по объектам разработки.

Таблица 5.4.4 – Сравнение начального и текущего пластового давлений по объектам

Объект	Начальное пластовое давление, МПа	Текущее пластовое давление, МПа	Текущее забойное давление, МПа	Давление насыщения, МПа
I	1,7	1,7	1,5	0,2
II	2,2	2,2	1,8	0,5
III	3,0	1,9	1,5	0,9
IV	3,7	3,7	3,7	0,9
V	4,7	4,5	4,1	1,2
VI	5,6	5,1	5,3	0,5
VII	6,1	5,9	6,3	1,5
VIII	1,3	1,2	0,9	0,1

Как видно из представленной таблицы, на дату анализа по объектам значительного снижения пластового давления не наблюдается.

Таблица 5.4.5 – Общее количество проведенных замеров по объектам

Объект	За весь период		За анализируемый период	
	Замер статического уровня	Замер динамического уровня	Замер статического уровня	Замер динамического уровня
I	68	1044	43	112
II	408	9459	116	1630
III	159	4735	43	566
IV	279	9768	74	830
V	66	1421	11	180
VI	35	779	12	47
VII	17	405	6	97
VIII	163	2006	22	264
Всего	**1195**	**29617**	**327**	**3726**

I объект. На дату составления проекта на объекте числятся 4 добывающих скважин. Начальное пластовое давление составляет 1,7 МПа. Давление насыщения принято на уровне 0,2 МПа. Текущее пластовое давление определено по 2 скважинам (№№1 и 83), среднее значение – 1,7 МПа. На дату анализа резких изменений пластовых давлений по объекту не наблюдаются. Для наглядности на рисунке 5.4.8 приведена динамика изменения пластового и забойного давлений. Как видно из рисунка, значения текущих пластовых давлений по сравнению с начальным пластовым давлением снизилось незначительно. По результатам последних замеров была построена карта изобар. По карте изобар видно равномерное распространение пластового давления по площади месторождения. По замерам динамических уровней расчетным путем вычислены забойные давления на середину интервала перфорации. В среднем по объекту расчетное забойное давление составляет 1,9 МПа.

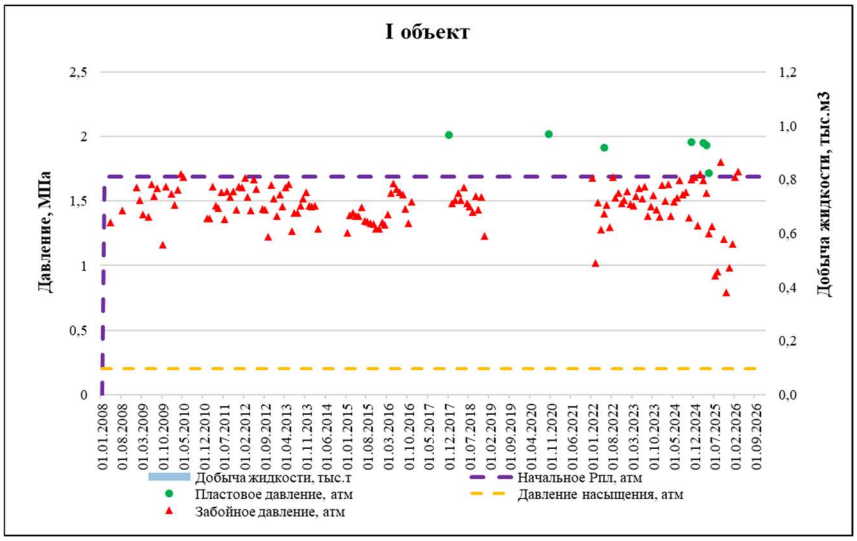


Рис. 5.4.8 – Динамика пластового и забойного давления I объекта разработки

II объект. Объект состоит из одного горизонта. На дату текуущего отчета на данном объекте в добывающем фонде находятся 38 добывающих и 1 нагнетательная скважины. По результатам опробования, по объекту начальное пластовое давление составляет 2,2 МПа. Давление насыщения составляет 0,5 МПа. Текущее пластовое давление определено по 22 замерам. По результатам замеров текущее пластовое давление среднее значение составляет 2,2 МПа. На рисунке 5.4.9 приведена динамика пластового и забойного давлений по объекту в целом. Как видно из данного рисунка, значение пластового давления по сравнению с начальным пластовым давлением снижено незначительно, что связано с реализацией системы ППД. По замерам динамических уровней расчетным путем вычислены забойные давления на середину интервала перфорации. В среднем по объекту расчетное забойное давление составляет 1,8 МПа. По результатам последних замеров была построена карта изобар. Как видно из карты изобар, зона сравнительно низкого пластового давления не наблюдается. Скважины работают выше давления насыщения.

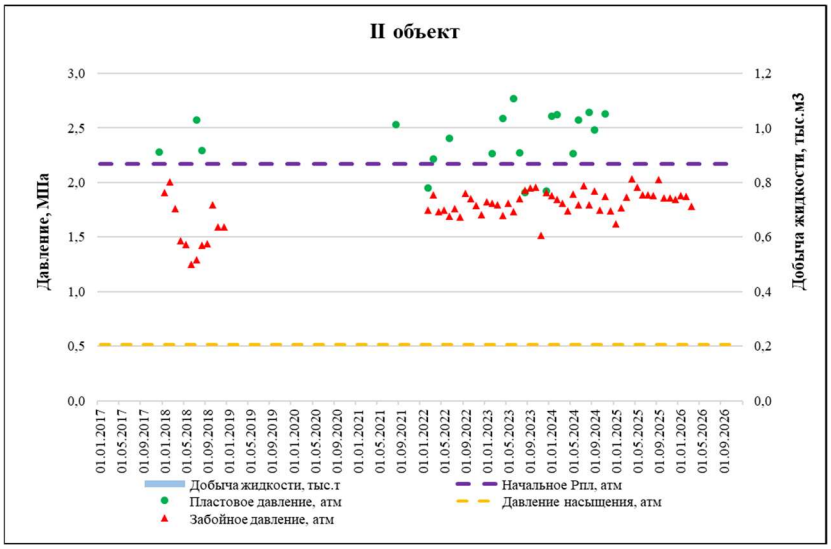


Рис. 5.4.9 – Динамика пластового и забойного давления II объекта разработки

III объект. На дату анализа на данном объекте в действующем фонде находится 9 скважин, в нагнетательном – 1 ед. Начальное пластовое давление по объекту составляет 3,0 МПа. Давление насыщения – 0,9 МПа. По результатам статических замеров среднее текущее пластовое давление составляет 1,9 МПа, что ниже начального пластового давления на 1,1 МПа. Забойные давления скважин выше давления насыщения, среднее значение составляет 1,5 МПа. На рисунке 5.4.10 приведена динамика изменения пластового и забойного давления. По рисунку видно, что в целом по скважинам объекта наблюдается незначительное снижение пластового давления, это связано с реализацией системы ППД. По результатам последних данных статических замеров пластового давления по скважинам объекта была построена карта изобар (граф.прилож.№35).

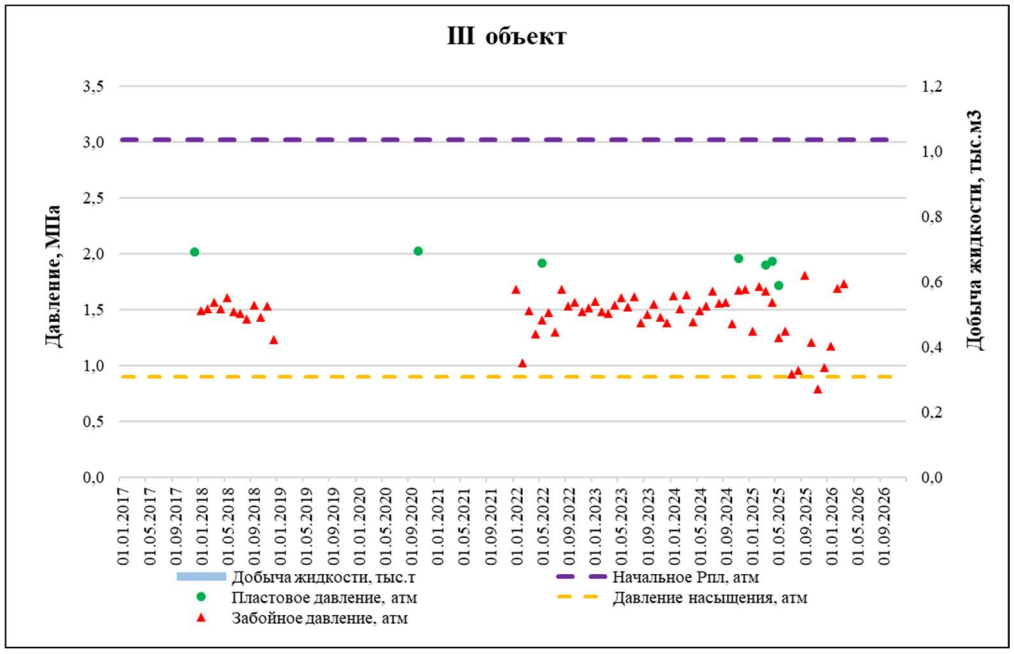


Рис. 5.4.10 – Динамика пластового и забойного давления III объекта разработки

IV объект. Залежи горизонтов разрабатываются на искусственном водонапорном режиме с реализацией системы ППД. На дату анализа на данном объекте в добывающем фонде находятся 22 добывающие и 6 нагнетательных скважин. Начальное пластовое давление по объекту – 3,7 МПа. Давление насыщения – 0,9 МПа. Текущее пластовое давление по объекту в среднем составляет 3,7 МПа. Ниже на рисунке 5.4.11 приведена динамика изменения пластового и забойного давлений по объекту в целом. По рисунку видно, что в целом по скважинам объекта пластовые давления стабильны.

Текущее забойное давления изменяется в интервале 3,52-3,87 МПа, в среднем составляя 3,7 МПа, что выше давления насыщения. На основе полученных значений пластового давления расчетом замеров статических уровней построена карта изобар.

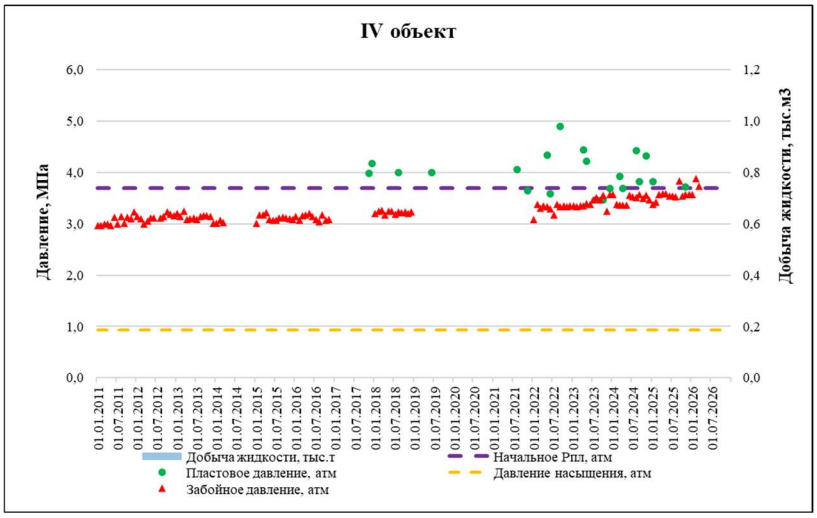


Рис. 5.4.11 – Динамика пластового и забойного давления IV объекта разработки

V объект. Залежи горизонтов разрабатываются на искусственном водонапорном режиме с реализацией системы ППД. На дату анализа на данном объекте в добывающем фонде находятся 3 добывающих и 9 нагнетательных скважин. Начальное пластовое давление составляет 4,7 МПа. Текущее пластовое давление в среднем составляет 4,5 МПа, снижение от начального пластового давления составляет 0,2 МПа. Давление насыщения нефти газом в среднем составляет 1,2 МПа. Из рисунка 5.4.12, где показана динамика пластового и забойного давления видно, что пластовое давление стабильное. Забойное давление в среднем составляет 4,1 МПа.

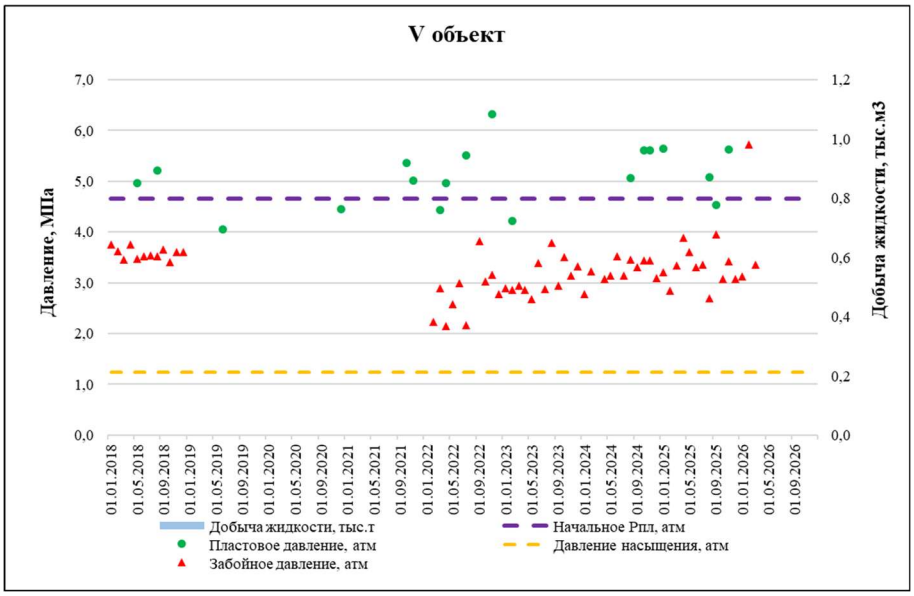


Рис. 5.4.12 – Динамика пластового и забойного давления V объекта разработки

VI объект. На дату составления проекта на объекте числятся 2 добывающие скважины. Начальное пластовое давление составляет 5,6 МПа. Давление насыщения принято на уровне 0,5 МПа. Текущее пластовое давление в среднем составляет 5,1 МПа. На дату анализа резких изменений пластовых давлений по объекту не наблюдаются. Для

наглядности на рисунке 5.4.13 приведена динамика изменения пластового и забойного давлений. Как видно из рисунка, значения текущих пластовых давлений по сравнению с начальным пластовым давлением снизилось незначительно. По результатам последних замеров была построена карта изобар. По карте изобар видно равномерное распространение пластового давления по площади месторождения. По замерам динамических уровней расчетным путем вычислены забойные давления на середину интервала перфорации. В среднем по объекту расчетное забойное давление составляет 5,3 МПа.

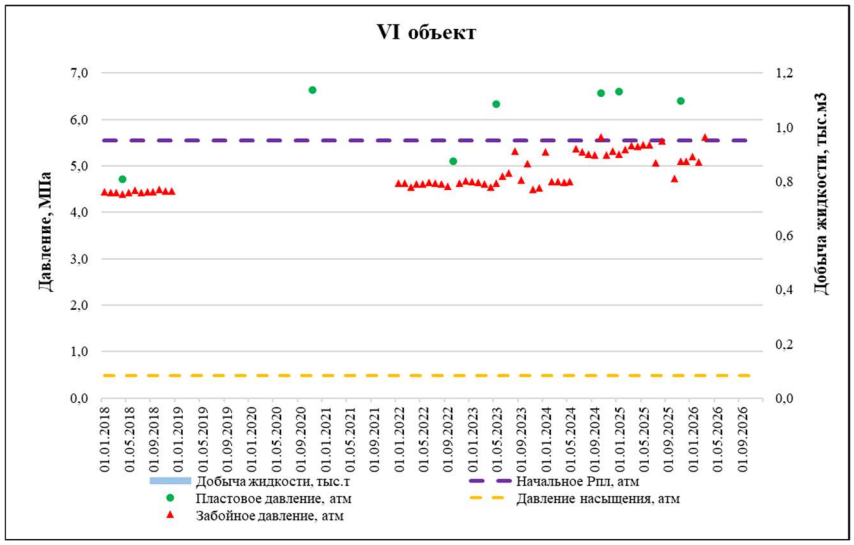


Рис. 5.4.13 – Динамика пластового и забойного давления VI объекта разработки

VII объект. Объект состоит из одного пласта. На дату составления проекта объект разрабатывается 3 добывающими скважинами. Начальное пластовое давление принято на уровне 6,1 МПа. Давления насыщения в среднем составляет 1,5 МПа.

Текущее пластовое давление составляет 5,9 МПа. За период разработки пластовое давления снизилось на 0,2 МПа от начального и находится выше давления насыщения. Ниже на рисунке 5.4.14 приведена динамика изменения пластового и забойного давлений по объекту в целом. По рисунку видно, что в целом по скважинам объекта пластовое давление стабильно. Текущее забойное давление в среднем составляет 6,3 МПа.

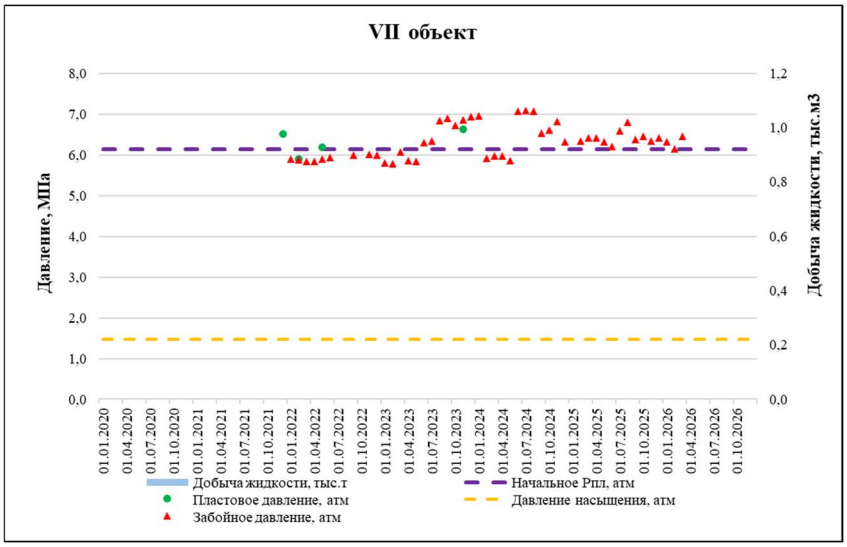


Рис. 5.4.14 – Динамика пластового и забойного давления VII объекта разработки

VIII объект. На дату анализа данный объект разрабатывается без системы ППД. В действующем добывающем фонде – 11 скважин. Начальное пластовое давление по объекту составляет 1,3 МПа, давление насыщения – 0,1 МПа. Текущее пластовое среднем составляет 1,2 МПа. Снижение пластового давления составляет 0,1 МПа. На отчетную дату резких изменений пластовых давлений по объекту не наблюдаются. Для наглядности на рисунке 5.4.15 приведена динамика изменения пластового и забойного давлений за весь период эксплуатации. Как видно из рисунка, значения текущих пластовых давлений по сравнению с начальным пластовым давлением снизилось незначительно. По результатам последних замеров была построена карта изобар. По карте изобар видно равномерное распространение пластового давления по площади месторождения. По замерам динамических уровней расчетным путем вычислены забойные давления на середину интервала перфорации. В среднем по объекту расчетное забойное давление составляет 0,9 МПа.

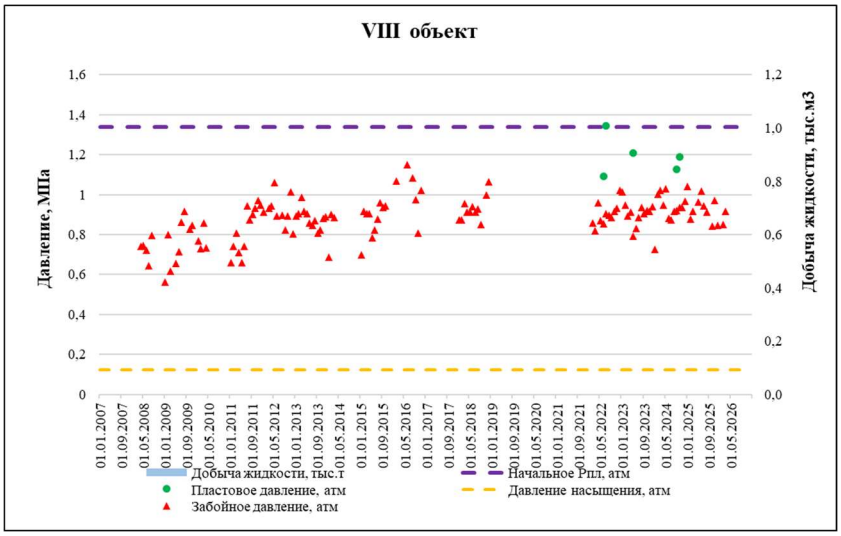


Рис. 5.4.15 – Динамика пластового и забойного давления VIII объекта разработки

За рассматриваемый период периодичность и охват замеров динамических уровней соблюдается согласно «Единым правилам…». Практически все скважины охвачены замерами динамических уровней.

Исходя из проведенного анализа, можно сделать следующие выводы:

В дальнейшем, с целью контроля за разработкой, рекомендуется соблюдать периодичность проводимых исследований согласно «Единым правилам...», т.е. в условиях данного месторождения замерять статические и динамические уровни по действующим скважинам 1 раз в квартал, по IV, V и VI объектам - 1 раз в полугодие. При этом необходимо уделять особое внимание условиям проведения замера статических уровней, останавливая скважины на замер статических уровней не менее, чем на 1 сутки для более достоверного определения истинного пластового давления.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Месторождение вступило в промышленную разработку в 1960г согласно проектному документу «Проект разработки месторождения Карсак» (ПР-1960г).

В настоящее время действующим проектным документом является составленный в 2024г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» «Анализ разработки месторождения Карсак» по состоянию на 01.10.2024г. (протокол ЦКРР № 58/4 от 19.12.2024г.)

В рамках проектного документа, были выделены 8 эксплуатационных объектов:

- **I объект** – I альб-сеноманский горизонт (Западное поле Западного крыла);
- **II объект** – II альб-сеноманский горизонт (Западное поле Западного крыла);
- **III объект** – I+II промежуточные альб-сеноманские горизонты (Западное поле Западного крыла);
- **IV объект** – III альб-сеноманский горизонт (Западное поле Западного крыла);
- **V объект** – IV среднеальбский горизонт, (Западное и Восточное поле Западного крыла);
- **VI объект** – V нижнеальбский горизонт (Западное поле Западного крыла);
- **VII объект** – VI апт-неокомский горизонт (Западное поле Западного крыла);
- **VIII объект** – неокомский горизонт (Восточное крыло).

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

На 01.05.2026г, общий пробуренный фонд месторождения составляет 308 скважин. Добывающий фонд месторождения составляет 89 скважин, из которых в действующем фонде числятся 89 скважин. Наблюдательный фонд месторождения составляет 7 скважин, которые сосредоточены на II, IV, V и VII, VIII объекте. 64 скважины находятся в консервации. Ликвидированный фонд составляет 131 скважин, из которых 130 скважин ликвидированы по геологическим причинам и 1 скважина – водозаборная. В нагнетательном фонде находятся 17 скважин, на дату анализа все являются действующими.

С начала реализации ПР-2024г были пробурены новые скважины №№ 631, 632, 633 в 2025, в 2026 - №№636, 637.

Характеристика фонда скважин месторождения Карсак по состоянию на 01.05.2026г представлена в таблице 3.2.1 и на рисунке 3.2.1. Ниже описана характеристика фонда скважин по объектам.

Основные показатели эксплуатации новых скважин, пробуренных, представлены в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2 – Начальные и текущие показатели эксплуатации новых горизонтальных скважин

№ п/п	№ скв.	Начальный объект	Текущий объект	Дата ввода в эксплуатацию	Дебит нефти скважин, т/сут		Обводненность	
					Нач.	Тек.	Нач.	Тек.
1	624	II	II	14.09.2024	9,3	6,7	6,0	65,8
2	625	II	II	31.07.2024	7,6	4,5	36,1	69,4
3	626	II	II	17.10.2024	8.3	3,6	40,4	71,0
4	627	II	II	01.04.2026	2,4	2,4	73,2	73,2
5	629	VII	VII	30.08.2024	13,1	0,4	13,2	97,9
6	630	II	II	13.09.2022	7,3	4,8	4,8	74,3
7	631	II	II	07.08.2025	7,7	11,5	4,9	14,0
8	632	VII	VII	27.08.2025	5,4	1,4	54,0	91,7
9	633	II	II	19.07.2025	10,0	12,6	3,8	26,7
10	636	II	II	01.04.2026	2,7	2,7	3,5	3,5
11	637	II	II	02.03.2026	6,1	7,7	31,6	5,2

В эксплуатации на **I объекте** находится 1 скважина №259 в добывающем фонде, в ликвидированном фонде – 8 скважин (№№16,49, 115,240,299, 604, 10, 63).

В добывающем фонде **II объекта** находится 37 скважин, 32 скв. действующего добывающего фонда эксплуатируется электровинтовым насосом, остальные 5 скважин – ШГН, что делает его самым большим объектом. Фонд нагнетательных скважин составляет 1 ед. (№268). В консервации находятся 22 скважины (№№ 238, 602, 292, 270, 441, 450, 132, 224, 66, 93, 612, 51, 68, 95, 139, 302, 325, 74, 57, 280, 232, 603), наблюдательный фонд составляет 1 ед. (№305). Фонд ликвидированных скважин составляет 41 ед., все из которых были ликвидированы по геологическим причинам.

Разработка **III объекта** ведется 7 добывающими скважинами, из которых 5 скважины эксплуатируются мехспособом ЭВН, остальные 3 скв. – ШГН, 1 скважина №164 в простое. Нагнетательный фонд составила 1 скважина (№231). Ликвидированный фонд скважин составил 6 ед. (№№46,214,252,256,297,304), в консервации находятся 9 скважин (№№216,301,40,217,112,314,20,276,248).

IV объект является вторым из основных объектов месторождения, на котором эксплуатируются большая часть всего добывающего фонда. Добывающий фонд включает 22 скважин, которые находятся в действующем фонде, 1 скважина №24 в простое. Стоит отметить, что 9 скважин оборудованы ЭВН, 12 скважин – ШГН.

Фонд нагнетательных скважин составляет 6 скв., из которых все действующие. Ликвидированный фонд – 37 скв., наблюдательный фонд – 2 скв. (№№29,250), в консервации – 17 скв.

V объект насчитывает 3 добывающие и 9 нагнетательных скважин. Скважина №366 находится в консервации в связи с экономической нецелесообразностью дальнейшей эксплуатации. Фонд действующих нагнетательных скважин составляет 9 ед. (№№117,235,241,242,246,275,350,367,383). Ликвидированный фонд составил 16 скважин. В наблюдательном фонде числится одна скважина №69.

По **VI объекту** эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 2 ед., и

одна скважина №64 находится в консервации. Ликвидированный фонд составил 2 скважины – №№22,31.

В эксплуатации на **VII объекте** числятся 3 скважины. В добывающем фонде находятся скважины (№№629,632), которые эксплуатируется электровинтовым насосом. Скважина №37 находится в простое, в консервации 3 скважины (№№8,41,32), и одна скважина №35 находится в наблюдательном фонде. Ликвидированный фонд составил 4 скважины – №№44,28,39,43.

VIII объект включает 11 добывающих скважин, эксплуатирующихся мехспособом ШГН. Нагнетательные скважины находятся в ликвидационном фонде, который составляет на дату отчета 16 ед. В наблюдательном фонде числятся 2 скв. (№№500,489), в консервации находятся 3 скважины (№№483,477,495).

Распределение фонда скважин по объектам разработки и категориям по состоянию на 01.01.2026г представлено в таблице 3.2.1 и на рисунке 3.2.1.

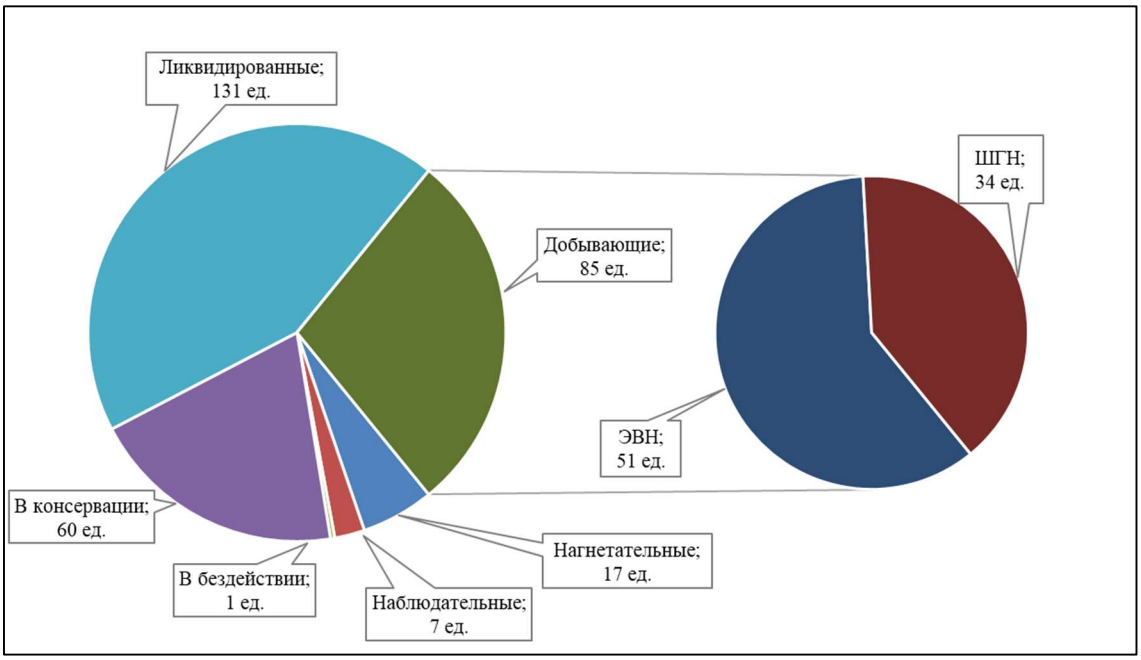


Рис. 3.2.1 – Характеристика фонда скважин в целом по месторождению на 01.05.2026г

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин на 01.05.2026г

№№ п/п	Фонд	Категория		I-объект	II-объект	III-объект	IV-объект	V-объект	VI-объект	VII-объект	VIII-объект	Всего по месторождению
		Горизонты		Ial+c	IIal+c	Ipr_al+c, IIpr_al+c	IIIal+c	IV_al_ZP, IV_al_VP	V_nizh_al	VI_apt_ne	ne	
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	Всего		**5**	**38**	**9**	**22**	**3**	**2**	**3**	**11**	**89**
		в т.ч. действующих		**5**	**37**	**8**	**21**	**3**	**2**	**2**	**11**	85
		в том числе: дающих продукцию	ЭВН	**1** (259)	**32** (23,56,59,78,79,81,90,179,183,228,229,230,254,320,336,345, 347,376,442,606,608,616,620,624,625,626,627,630,633,631,636,637)	**5** (9,14,89,98,233)	**8** (21,36,47,52,62,76,236,251,295)	**1** (27)	**1** (33)	**2** (629,632)		51
			ШГН		**5** (82,103,111,167,272)	**3** (60,61,313)	**12** (25,55,70,255,282,303,319,335,337,346,364,607)	**2** (323, 261)	**1** (65)		**11** (401,475,481,485,487,488,490,491, 493,494,499)	34
		в простое				**1** (164)	**1** (24)			**1** (37)		3
		в бездействии			**1** (1)							1
2	В консервации			**4** (17,75,318,83)	**22** (238,602,292,270,441, 450,132,224,66,93,612, 51,68,95,139, 302, 325,74,57,280,232,603)	**9** (216,301,40,217,112,314, 20,276,248)	**17** (30,71,73,87,294,86, 300,281,253,45,237 ,67,227,258,97,104,181)	**1** (366)	**1** (64)	**3** (8,41,32)	**3** (483,477,495)	**60**
3	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	Всего		**0**	**4**	**1**	**6**	**10**	**0**	**0**	**0**	**21**
		в т.ч. действующих			**1** (268)	**1** (231)	**6** (226,244,269,271,356,368)	**9** (241,275, 117,235,242,246,350,367,383)				17
		В консервации			**3** (15д,225,296)			**1** (340)				4
4	Фонд ликвидированных скважин	Всего		**9**	**41**	**6**	**37**	**16**	**2**	**4**	**16**	**131**
		по геологическим причинам		**8** (16,49,115,240, 299,604 ,10,63)	**41** (12,18,48,53,77,84,100,107, 109,113,149,206,210,211, 239,257,273, 274,298, 308,316,343,378,387,245, 6,105,15,359,119,4,50,322,433, 215,114,436, 102,333,344,247)	**6** (46,297,304,214,252,256)	**37** (2,3,5,7,11,13,1в,122,124,125А, 126,127,128,26,88,94,96,99, 101, 110,123,212,234,277,334, 363,42,58,327,120,601, 358,72,279,293, 326,605)	**16** (19,80,116, 118,154, 142,260, 278,291, 223,315,348,365,243) 54,321	**2** (31,22)	**4** (44,28,39 ,43	**16** (400,471,472,473, 480, 486,498,478,474,476,497 ,492,496,479,484, 482)	130
		По техническим причинам		**1** (125)								1
5	Контрольные скважины	Наблюдательные			**1** (305)		**2** (29,250)	**1** (69)		**1** (35)	**2** (500, 489)	**7**
Весь пробуренный фонд				**308**								

Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

Анализ показателей эксплуатации скважин позволил условно распределить добывающие скважины месторождения по дебитам нефти на несколько групп: 1 группа – скважины с дебитами нефти до 0,5 т/сут; 2 группа – от 0,5 до 1 т/сут; 3 группа – выше 1 т/сут. В целом по месторождению за все года проектного периода средний дебит в пределах 1 т/сут. Основной причиной низких дебитов нефти является высокая вязкость нефти (1212,8 МПа*с при 20°С).

Несмотря на высокую вязкость нефти на месторождении есть скважины, которые работают с дебитами выше 2 т/сут, однако этих скважин малое количество (№№90,616,620,624,625,626,627,630,631,633,636,637), и высокий дебит в основном на новых скважинах.

Распределение добывающих скважин по дебитам нефти представлено в таблице 3.2.2 и на рисунках 3.2.5-3.2.11.

По величине текущих дебитов нефти скважины **I объекта** условно можно разделить на две группы: с диапазонами изменения дебитов нефти до 0,5 т/сут и 0,5<q≤1. В 2017г на данном объекте эксплуатировались 6 добывающих скважин, из них 5 скв. №№1,75 находились в группе с дебитами нефти до 0,5 т/сут. В группу с дебитами нефти от 0,5 до 1 т/сут входила 1 скв. №№17 до 2024г.

На дату текущего отчета последние два года на объекте находится только 1 скважина с дебитом 0,5<q≤1.

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по I объекту представлено на рисунке 3.2.5.

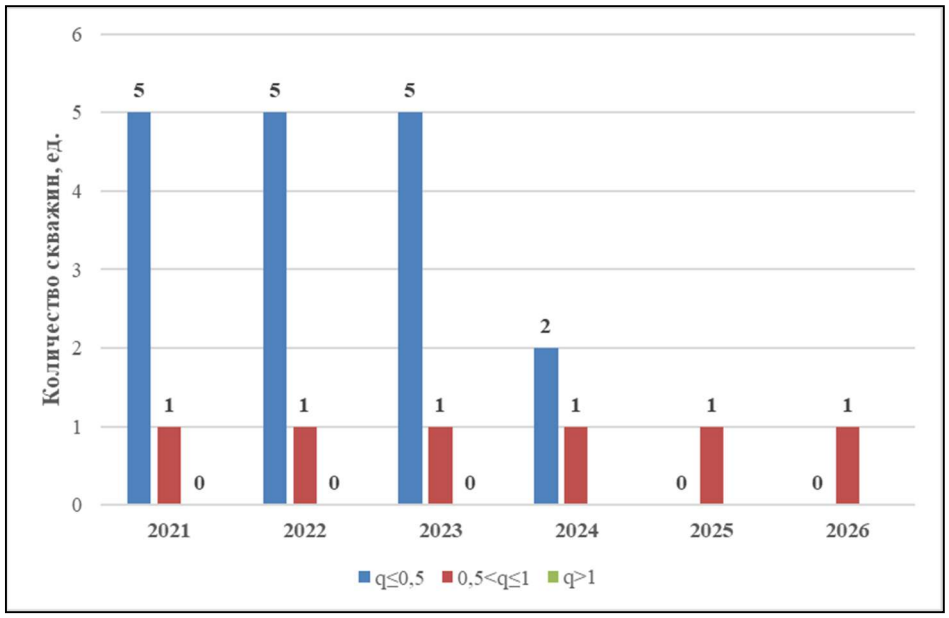


Рис. 3.2.5 - Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по I объекту

II объект характеризуется большим фондом добывающих скважин, с каждым годом наблюдается тенденция увеличения количества скважин в группе с дебитами нефти больше 1 т/сут.

В 2024г по объекту 28 скважин эксплуатировались с дебитами до 0,5 т/сут, 10 скважин – от 0,5 до 1 т/сут, 8 скважин выше 1 т/сут.

На конец 2025г в группе с дебитами ниже 0,5 т/сут количество скважин по сравнению с прошлым годом сократилось до 15ед, так как на объекте уменьшилось количество добывающих скважин. Также на объекте эксплуатировалось 8 скважин – от 0,5 до 1 т/сут, 13 скважин выше 1 т/сут.

На дату отчета 01.05.2026г в группе с дебитами нефти до 0,5 т/сут находится 18 скважин, от 0,5 до 1 т/сут находятся 5 скважин, в группе выше 1 т/сут – 15 скважин.

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по II объекту представлено на рисунке 3.2.6.

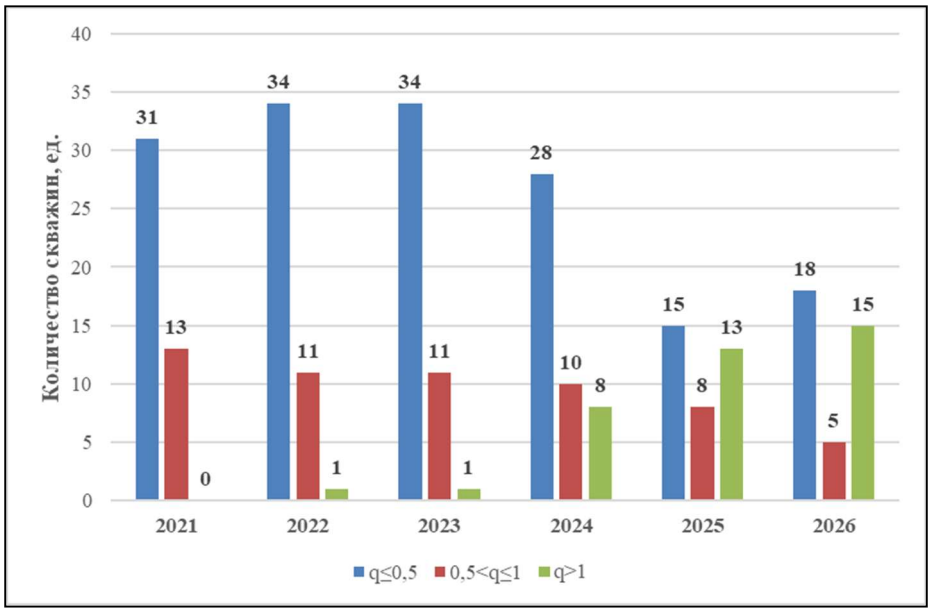


Рис. 3.2.6 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по II объекту

По **III объекту** аналогично со II объектом уменьшился добывающий фонд скважин. Однако, на дату текщуего отчета количество скважин с дебитом от 0,5 до 1 т/сут увеличилось на 1 ед. и составило 5 скважин,

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по III объекту представлено на рисунке 3.2.7.

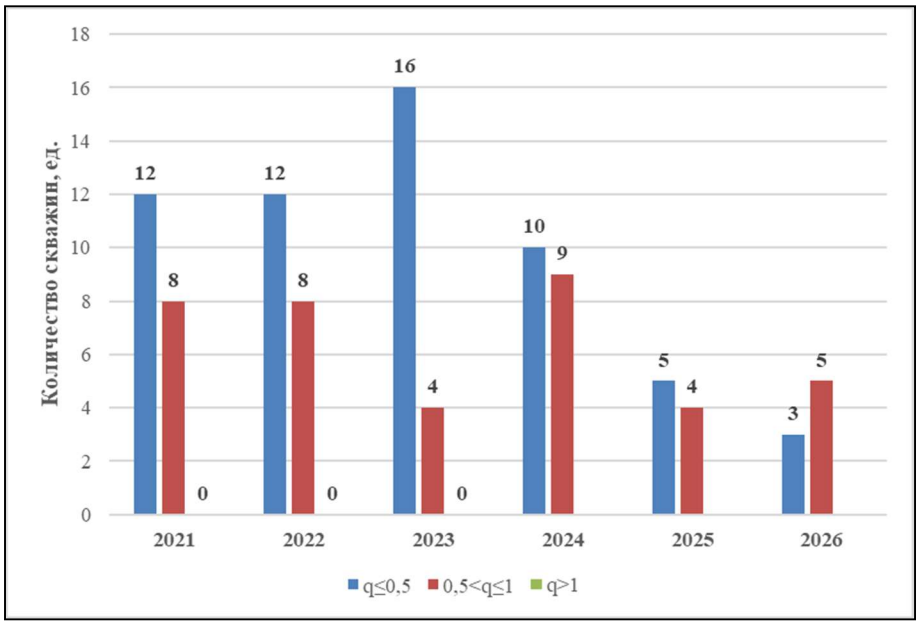


Рис. 3.2.7 - Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по III объекту

IV объект эксплуатации также как и II объект характеризуется большим фондом добывающих скважин. По данному объекту идет стабильный отбор.

В 2024г основная доля скважин в количестве 22ед. находится в группах с дебитами до 0,5 т/сут и 18 ед. в группе с дебитом 0,5 до 1 т/сут.

На конец 2025г общее количество скважин уменьшилось и в группе с дебитом до 0,5 т/сут осталось 18 скважин, а в группе с дебитом от 0,5 до 1 т/сут – 10 ед.

На дату проекта количество скважин в группе с дебитами до 0,5 т/сут осталось таким же, а в группе с дебитом от 0,5 до 1 т/сут уменьшилось на 1 ед.

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по I объекту представлено на рисунке 3.2.8.

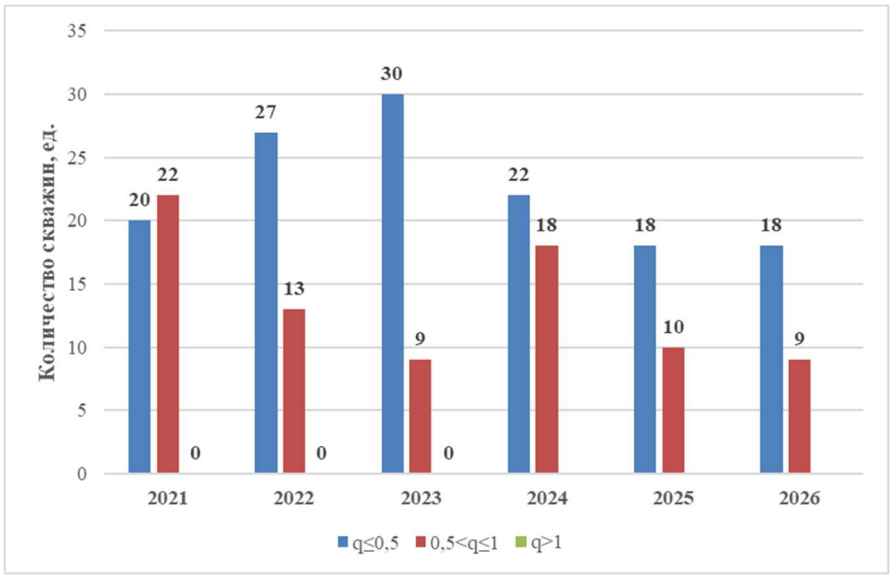


Рис. 3.2.8 - Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по IV объекту

По **V объекту** фонд скважин последние три года стабильный в сравнении с другими объектами.

В 2024г 9 скважин эксплуатиовались с дебитом до 0,5 т/сут и 3 ед. в группе с дебитом 0,5 до 1 т/сут.

На конец 2025г количество скважин в двух группах уменьшилось на 1 ед. в каждой из нихи составило 8 и 2 ед., соответственно.

На дату отчета количество в группе до 0,5 т/сут осталоьс неизменным – 8 ед., а в группе с дебитом 0,5 до 1 т/сут увеличилось до 3ед.

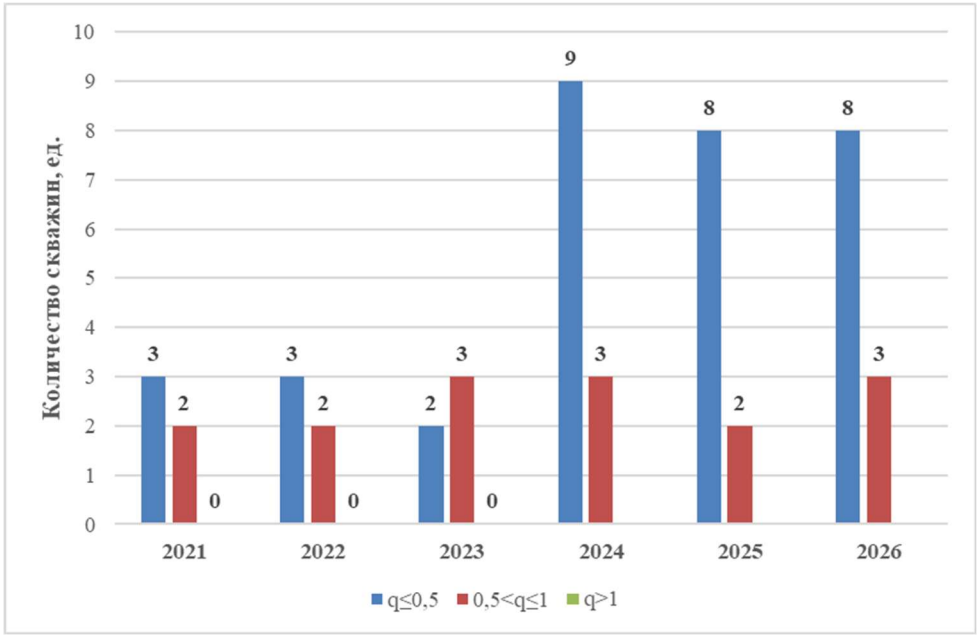


Рис. 3.2.9 - Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по V объекту

По **VI объекту** с 2010г отсутствует ввод скважин.

На дату составления проекта 01.05.2026г на объекте находится 1 действующая скважина №. Наибольший дебит наблюдается по скважине №31, составляя 0,8 т/сут с обводненностью продукции 98%, а наименьший дебит нефти наблюдается 0,7 т/сут по скв. №64.

На **VII объекте** в 2024г действующий фонд составлял 3 ед с дебитом до 0,5 т/сут. На дату отчета на объекте находятся две действующие скважины №37 с дебитом до 0,5 т/сут, №632 с дебитом больше 1т/сут.

В 2018г по объекту изменений не наблюдаются. Фонд добывающих скважин и дебиты нефти остались на уровне с предыдущем годом. Распределения действующего фонда скважин по дебитам нефти по I объекту представлена на рисунке 3.2.10.

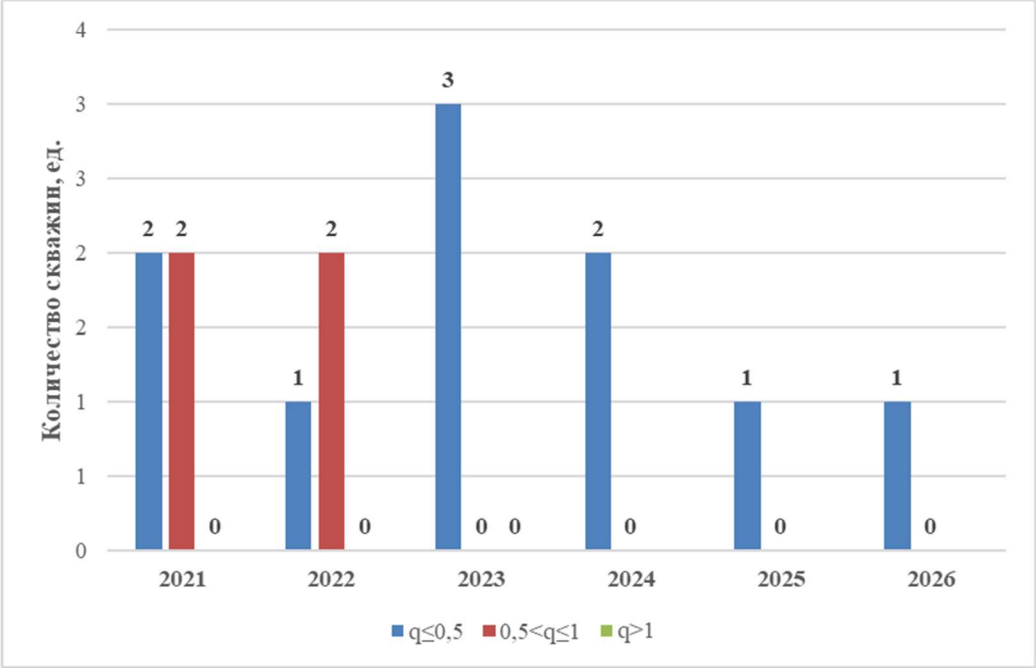


Рис. 3.2.10 - Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по VII объекту

По **VIII объекту** в 2024г 7 скважин находились в группе с дебитом до 0,5 т/сут, а 6 скважин в группе с дебитом от 0,5 до 1 т/сут. В 2025г количество скважин с дебитом до 0,5 т/сут уменьшилось до 4 ед., а количество скважин с дебитом от 0,5 до 1 т/сут составило 7 ед. На дату текущего отчета количество и распределение скважин не изменилось.

Распределения действующего фонда скважин по дебитам нефти по VIII объекту представлена на рисунке 3.2.11.

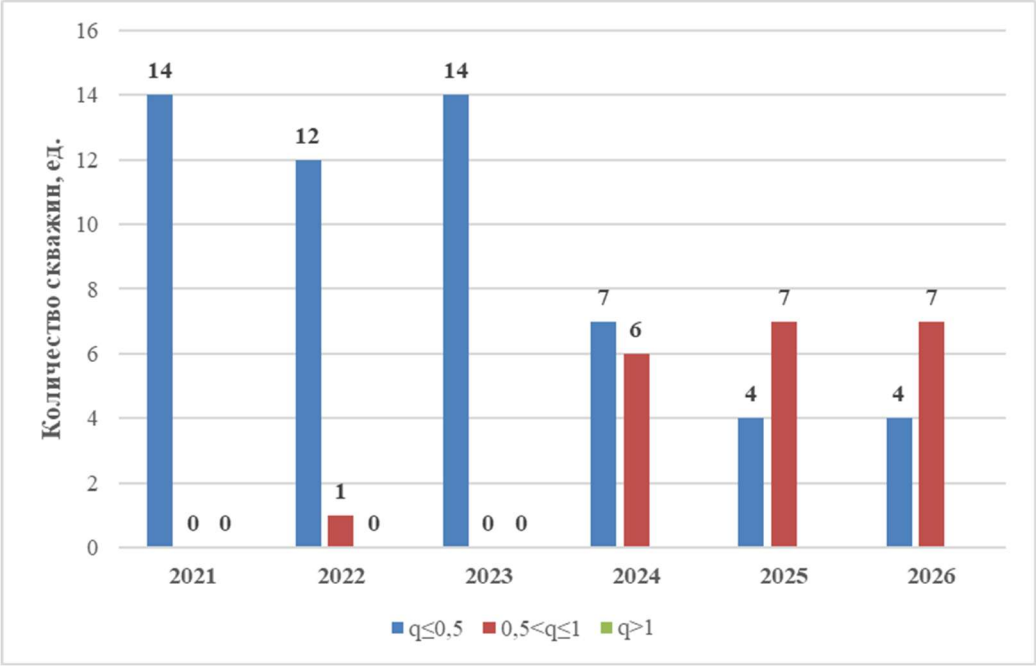


Рис. 3.2.11 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти по VIII объекту

Таким образом, как было подчеркнуто выше, основной причиной низких дебитов нефти является высокие значения вязкости нефти, и обводненности добываемой продукции.

Таблица 3.2.2 – Основные технологические показатели разработки I объекта

Таблица 3.2.3 – Основные технологические показатели разработки II объекта

Таблица 3.2.4 – Основные технологические показатели разработки месторождения в целом

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Разработка месторождения Карсак осуществляется согласно утвержденному ЦКРР РК в 2024 г. «Анализу разработки месторождения…».

Оценка эффективности реализуемой системы разработки проведена исходя из анализа текущего состояния. Сравнение проектных и фактических технологических показателей разработки приведено по объектам и по месторождению в целом за 2024-2025 гг. (таблицы 3.2.5-3.2.7).

I объект (I альб-сеноманский горизонт (Западное поле Западного крыла))

В **2022** г. добыто 0,9 тыс. т нефти при дебите 0,4 т/сут и обводненности 98,5%. Фонд добывающих скважин составил 6 ед. Закачка рабочего агента составила 11,2 тыс.т. при фонде нагнетательных скважин – 1 ед. Добыча жидкости составила 57,8 тыс.т. при дебите 26,8 т/сут. КИН и отбор от НИЗ составили 0,016 и 17,9%.

В **2023 г**. добыто 0,8 тыс. т нефти при дебите 0,4 т/сут и обводненности 98,6%. Фонд добывающих скважин составил 6 ед. Добыча жидкости составила 54,5 тыс.т. при дебите 30,9 т/сут. КИН и отбор от НИЗ составили 0,016 и 18,1%.

В 2024 г. годовая добыча нефти составила 0,6 тыс. т, что в 6 раз меньше фактического значения – 3,9 тыс.т. Фонд действующих добывающих скважин насчитывает 3 ед. вместо проектных 12 ед. Накопленная добыча нефти на конец 2024 года составила 57,6 тыс. т., что немного ниже проектного значения – 67,1 тыс.т. Накопленная добыча жидкости на конец 2024 года составила 2416,9 тыс. т., что ниже проектного значения – 2620,6 тыс.т. КИН на конец 2024г составляет 0,016 доли ед. Среднесуточный дебит одной добывающей скважины 0,4 т/сут что значительно ниже проектного значения 1,1 т/сут. Фактическая обводненность – 98,5%, что не сильно отличается от проектной – 96,9%.

При сравнении показателей добычи нефти **за 2025г** видно, что добыча нефти по объекту меньше проектной в 2,5 раза, 0,2 тыс.т. вместо 0,5 тыс.т. Текущий дебит по скважинам составляет 0,4 т/сут, что равно плановому дебиту. Накопленная добыча нефти составила 57,8 тыс. т, когда планировалась быть равной 58,1 тыс.т. КИН на конец 2025г составил 0,017 доли ед.

На дату отчета **01.05.2026г** добыча нефти составила 0,1 тыс т., что дает нам предположить, что годовая добыча будет меньше проектного значения – 0,5 тыс.т. Текущий КИН – 0,017 равен проектному значению. Закачка на данном объекте не производится.

II объект (II альб-сеноманский горизонт (Западное поле Западного крыла))

В **2022** г. добыто 7,7 тыс. т нефти при дебите 0,5 т/сут и обводненности 97,8%. Фонд добывающих скважин составил 47 ед. Закачка рабочего агента составила 439,7 тыс.т. при

фонде нагнетательных скважин – 9 ед. Добыча жидкости составила 57,8 тыс.т. при дебите 26,8 т/сут. КИН и отбор от НИЗ составили 0,016 и 17,9%.

В **2023 г**. добыто 0,8 тыс. т нефти при дебите 0,4 т/сут и обводненности 98,6%. Фонд добывающих скважин составил 6 ед. Добыча жидкости составила 54,5 тыс.т. при дебите 30,9 т/сут. КИН и отбор от НИЗ составили 0,016 и 18,1%.

В 2024 г. Добыча нефти была выше проектной на 5 тыс.т. и составила 14,7 тыс.т., среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти составил 0,9 т/сут. Фактическая обводненность составила 96,0%, что немного ниже проектной 97,1%. Добыча жидкости оказалась выше плана 371,2 тыс. т против 359,5 тыс. т по проекту. КИН и отбор от начальных извлекаемых запасов немного выше проектных значений 0,048 доли ед. и 39,7% вместо 0,045 и 37,5%, соответственно. Накопленная добыча нефти по объекту составила 286,9 тыс. т. Закачка рабочего агента составила 337,1 тыс.м^3.

За 2025 г. добыча нефти превысила проектный показатель на 2,7 тыс. т. и составила 20,5 тыс.т. Фактические дебиты нефти и жидкости 1,5 и 20,8 т/сут, соответственно. Фонд скважин в целом за 2025г уменьшился на 9 ед, так как были ликвидированы скважины №№45, 75, 93, 224, 279, 281, 292, 441, 450, 483 и 2 скважины введены из бурения №№631, 633. С помощью ЭВН эксплуатируется 32 скважины, а методом ШГН – 5 скважин, 1 скважина №1 находится в бездействии. Объект является самым большим по месторождению по фонду скважин. Проект предполагал уменьшение фонда до 29 скважин, однако на текущий момент на объекте находятся 37 скважин. Уровень обводненности 92,8% чуть выше проектных ожиданий 90,5%. Закачка рабочего агента составила 145,1 тыс.м^3.

На дату отчета **01.05.2026г** годовая добыча нефти составила 8,4 тыс.т., что дает нам предположить, что фактическая годовая будет немного меньше проектной – 20,9 тыс.т. Дебит скважины по нефти и жидкости составили 1,2 и 5,4 т/сут, соответственно. Фактическая обводненность равна 77,2%, что меньше проектного значения – 88,1%. Добыча жидкости на дату отчета составила 75,8 тыс.т., что примерно к концу года будет примерно равно проектному значению – 176,1 тыс.т. КИН и отбор от НИЗ составили 0,052 и 43,7%, соответственно. Накопленная добыча нефти по объекту составила 315,8 тыс. т., когда проектное значение 313,3 тыс.т. Закачка рабочего агента составила 14,9 тыс.т., что намного меньше проектного значения 175,0 тыс.м^3.

III объект (I+II промежуточные альб-сеноманские горизонты (Западное поле Западного крыла))

За 2024 г годовая добыча нефти равна 3,0 тыс.т. и немного меньше проектной (3,9 тыс.т.). Фактические дебиты нефти и жидкости равны 29,8 и 45,1 т/сут, соответственно.

Закачка рабочего агента составила 16,5 тыс.м^3, что намного меньше проектного значения – 133,6 тыс.м^3. Значение обводненности 98,5% практически соответствует проектному значению 97,7%. Добыча жидкости составила 209,4 тыс.т., что превышает проектное значение 168,6 тыс.т.

В **2025 г**. добыто 2,8 тыс. т нефти при дебите 0,5 т/сут и обводненности 98,4%. Фонд добывающих скважин составил 11 ед. По сравнению с предыдущим годом добыча нефти снизилась на 0,2 тыс.т., снижение добычи нефти связано с уменьшением фонда скважин до 11 ед.

На дату отчета **01.05.2026г** годовая добыча нефти составила 0,8 тыс.т., что дает нам предположить, что фактическая годовая будет немного меньше проектной – 2,2 тыс.т. Дебит скважины по нефти и жидкости составили 0,6 и 3,7 т/сут, соответственно. Фактическая обводненность равна 82,6%, что меньше проектного значения – 98,5%. Добыча жидкости на дату отчета составила 42,2 тыс.т., что примерно к концу года будет примерно меньше проектного значения – 146,9 тыс.т. КИН и отбор от НИЗ составили 0,113 и 37,7%, соответственно. Накопленная добыча нефти по объекту составила 107,9 тыс. т., что к концу года должно быть примерно равно проектному значению 119,5 тыс.т. Закачка рабочего агента на дату отчета составила 10,9 тыс.т., когда годовое проектное значение 15,8 тыс.м^3.

При сравнении фактических показателей с проектными за **2024** г. отклонение по добыче нефти составило 1,9% в меньшую сторону при одинаковом фонде скважин, недостижение связанно с дебитом нефти, который фактически ниже проектного на 0,1 т/сут. не наблюдается. За рассмотренный период объект характеризуется стабильными уровнями добычи нефти в районе 23 тыс. т.

В **2025г** добыча нефти практически равна проектному значению и составила 2,8 тыс.т. Добыча жидкости также незначительно отличается от проектной и равна 171,0 тыс.т. Дебиты скважин по нефти и жидкости равны 31,6 и 70,5 т/сут, соответственно. Закачка холодной воды равна 25,2 тыс.м^3. КИН и отбор от НИЗ составили 0,013 и 37,7%.

IV объект (III альб-сеноманский горизонт (Западное поле Западного крыла))

В **2022 г**. добыто 7,1 тыс. т нефти при дебите 0,5 т/сут и обводненности 98,5%. Фонд добывающих скважин составил 40 ед. Закачка рабочего агента составила 269,1 тыс.т. при фонде нагнетательных скважин – 6 ед. Добыча жидкости составила 480,1 тыс.т. при дебите 32,7 т/сут. КИН и отбор от НИЗ составили 0,416 и 96,8%.

В 2023 г. добыто 6,5 тыс. т нефти при дебите 0,5 т/сут и обводненности 98,6%. Фонд добывающих скважин составил 47 ед. По сравнению с предыдущим годом добыча нефти уменьшилась на 7,9%. Закачка рабочего агента составила 264,7 тыс.м^3.

В 2024 г. добыто примерно столько же нефти, что и в прошлом году – 6,9 тыс. т нефти при дебите 0,4 т/сут и обводненности 98,6%. Фонд добывающих скважин уменьшился до 42 ед. По сравнению с предыдущим годом добыча нефти увеличилась на 6%. Закачка рабочего агента составила 321 тыс.м^3.

В 2025 г. добыто 6,2 тыс. т нефти при дебите 0,5 т/сут и обводненности 98,5%. Фонд добывающих скважин составил 11 ед. Закачка рабочего агента составила 324,2 тыс.м^3.

На дату отчета **01.05.2026г** при сравнении фактических показателей с проектными отклонение по добыче нефти составило 1,5 тыс.т. против проектных 2,2 тыс.т. Фонд скважин равен 30 ед. вместо проектных 35 ед. Закачка рабочего агента составила 52,2 тыс.м^3.Обводненность практически равна проектному значению и составляет 68,3%.

V объект (IV среднеальбский горизонт, (Западное и Восточное поле Западного крыла))

В **2022** г. добыто 1,0 тыс. т нефти при дебите 0,5 т/сут и обводненности 98,5%. Фонд добывающих скважин составил 5 ед. Закачка рабочего агента составила 352,4 тыс.м^3 при фонде нагнетательных скважин – 8 ед. Добыча жидкости составила 64,9 тыс.т. при дебите 35,8 т/сут. КИН и отбор от НИЗ составили 0,543 и 96,9%.

В **2023 г**. добыто 0,9 тыс. т нефти при дебите 0,6 т/сут и обводненности 98,7%. Фонд добывающих скважин составил 13 ед.. Закачка рабочего агента составила 400,2 тыс.м^3.

В **2024 г.** добыто примерно столько же нефти, что и в прошлом году – 1,0 тыс. т нефти при дебите 0,2 т/сут и обводненности 98,7%. Фонд добывающих скважин составил 12 ед. По сравнению с предыдущим годом добыча нефти не особо изменилась при том, что фонд скважин уменьшился на 1 ед. Закачка рабочего агента составила 468,8 тыс.м^3.

В **2025 г**. добыто 1,0 тыс. т нефти при дебите 0,2 т/сут и обводненности 98,7%. Фонд добывающих скважин составил 11 ед. Закачка рабочего агента составила 464,8 тыс.м^3.

На дату отчета **01.05.2026г** при сравнении фактических показателей с проектными отклонение по добыче нефти составило 0,3 тыс.т. против проектных 0,9 тыс.т. Фонд скважин равен 11 ед. Закачка рабочего агента составила 126,3 тыс.м^3.Обводненность практически равна проектному значению и составляет 98%.

VI объект (V нижнеальбский горизонт (Западное поле Западного крыла))

В **2022 г.** добыто 0,6 тыс. т нефти при дебите 0,6 т/сут и обводненности 98,8%. Фонд добывающих скважин составил 3 ед. Закачка рабочего агента составила 7,6 тыс.м^3. Добыча жидкости составила 53,9 тыс.т. при дебите 49,6 т/сут. КИН и отбор от НИЗ составили 0,512 и 94,7%.

В **2023 г.** добыто 0,5 тыс. т нефти при дебите 0,5 т/сут и обводненности 99,2%. Фонд добывающих скважин остался неизменным – 3 ед. Закачка рабочего агента составила 5,9 тыс.м^3.

В **2024 г**. добыто ровно столько же нефти, что и в прошлом году – 0,5 тыс. т нефти при дебите 0,4 т/сут и обводненности 99,1%. Фонд добывающих скважин составил 3 ед. По сравнению с предыдущим годом добыча нефти не особо изменилась при том, закачка рабочего агента составила 0,8 тыс.м^3.

В **2025 г.** добыто 0,4 тыс. т нефти при дебите 0,5 т/сут и обводненности 98,9%. Фонд добывающих скважин составил 2 ед., так как одна консервация ушла в консервацию. Закачка рабочего агента на данном объекте за 2025г не производилась.

На дату отчета **01.05.2026г** при сравнении фактических показателей с проектными отклонение по добыче нефти составило 0,3 тыс.т. против проектных 0,9 тыс.т. Фонд скважин равен 11 ед. вместо проектных 5 ед. Закачка рабочего агента на данном объекте не производилась. Обводненность практически равна проектному значению и составляет 98,9%. Фонд нагнетательных скважин оставался неизменным на протяжении последних пяти лет – 1 ед.

VII объект (VI апт-неокомский горизонт (Западное поле Западного крыла))

VII объект введен в промышленную разработку в 1960г. Продуктивная залежь является водоплавающей, малоамплитудной (менее 10-13м), чем и объясняется быстрый темп роста обводненности в первые годы эксплуатации объекта, несмотря на низкие объемы отбора жидкости (дебиты скважин по жидкости не превышали 10 т/сут): за 1960-1966гг при отборе 48 тыс.т нефти (10% НИЗ) обводненность с 14% увеличилась до 81,1%, к концу 1970г превысила 90%, к концу 1979г составила 97% (отобрано 28% НИЗ).

Все скважины VII объекта характеризуются высокими объемами добычи воды и низкими объемами добычи нефти.

Таблица 3.2.2 Суммарные объемы добытой продукции скважин VII объекта.

№	Сква жина	Период эксплуатации	∑Добыча нефти, т	∑Добыча воды, т	∑Добыча жидкости, т	Обводненность, %
1	45	10.1962-08.1975	2 823	42 149	44 972	94
2	42	02.1963-12.1979	14 637	130 070	144 707	90
3	49	12.1960-02.1982	7 410	165 007	172 417	96
4	123	02.1960-12.1987	4 780	55 245	60 025	92
5	25	07.1961-03.1998	7 790	219 397	227 188	97
6	39	10.1962-12.2002	4 579	366 959	371 538	99
7	43	06.1963-12.2002	19 894	541 925	561 818	96
8	20	03.1960-08.2006	20 375	524 018	544 392	96
9	35	06.1962-02.2007	12 082	329 827	341 909	96
10	21	02.1960-04.2008	18 363	288 261	306 624	94
11	40	02.1963-05.2014	24 343	515 023	539 366	95
12	44	12.1962-01.2021	20 805	637 692	658 497	97
13	28	10.2013-03.2022	778	38 121	38 899	98

14	41	07.1963-11.2024	35 069	1 020 924	1 055 993	97
15	32	02.1960-04.2025	36 701	737 873	774 574	95
16	37	05.1962-04.2026	25 039	888 316	913 355	97
17	632	09.2025-04.2026	615	3 223	3 839	84
Всего			**256 080**	**6 504 030**	**6 760 111**	**96**

В 2025г пробурена горизонтальная скважина №632, в процессе бурения горизонтальной секции которой были выполнены исследования прибором PeriScope, картирующего границы продуктивного пласта на расстоянии 5-6м вокруг бурильной колонны. По результатам исследования продуктивный интервал VI апт-неокомского горизонта в интервале горизонтального ствола 905-1114м представлен тонким переслаиванием песчаников и глинистых пород, при этом, ниже глубины 1000м пропластки располагаются не горизонтально, а под углом к кровле и подошве пласта (косая слоистость) и, как следствие, проницаемость по падению пропластков (в вертикальном направлении) будет выше. Тем самым, малоамплитудная водоплавающая залежь VII объекта характеризуется резкой анизотропией коллекторских свойств по продуктивной площади, что еще более увеличивает риск быстрого конусообразного продвижения подошвенной воды, что подтверждается результатами исследования PeriScope: в подкровельной части пласта-коллектора интервале 920-950м выделяется низкоомная (водонасыщенная) зона купольной формы, т.е. подъем уровня подошвенных вод происходит не по горизонтальной плоскости залежи, что связано с особенностями обстановки осадконакоплении.

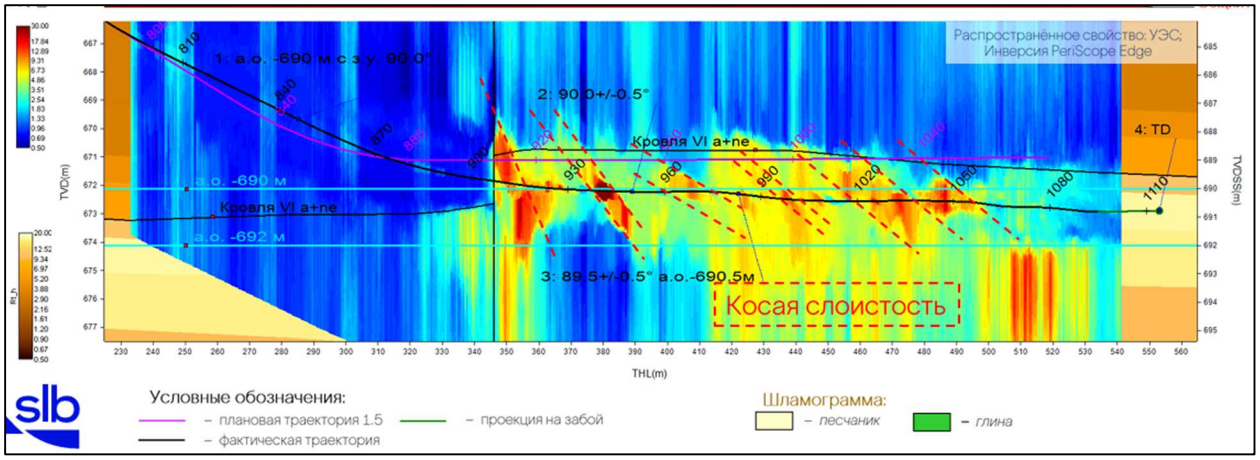


Рис. 3.2.12 – Продуктивный интервал VI апт-неокомского горизонта

Необходимо отметить, что несмотря на то, что дебит скважины №632 с длиной горизонтального ствола 321м по жидкости составлял 12-17 т/сут обводненность за 4 месяца эксплуатации с 54% увеличилась до 88,4%, дебит нефти с 5,4 т/сут снизился до 1,6 т/сут. Тем самым, эксплуатация горизонтальной скважиной, пробуренной по самой кровле VI апт-неокомского горизонта, при максимально ограниченном объеме отбора жидкости не привела к снижению темпа роста обводненности VII объекта.

За 2024г добыча нефти составила 0,3 тыс.т при добывающем фонде 2 скважины. Среднегодовой дебит нефти по объекту составил 0,3 т/сут при обводненности добываемой продукции 99%.

За 2025г добыча нефти составила 0,7 тыс.т, из них, 0,48 тыс.т добыто скважиной №632, введенного в эксплуатацию с сентября 2025г. Добывающий фонд на конец года составлял 2 скважины. Среднегодовой дебит нефти по объекту составил 1,2 т/сут при обводненности добываемой продукции 97%.

На дату отчета **01.05.2026г** при сравнении фактических показателей с проектными отклонение по добыче нефти составило 0,2 тыс.т. против проектных 5,7 тыс.т. Фонд скважин равен 3 ед. Закачка рабочего агента также не производилась. Обводненность намного превышает проектное значение и составляет 97,4%.

VIII объект (неокомский горизонт (Восточное крыло))

В **2022 г.** добыто 1,9 тыс. т нефти при дебите 0,4 т/сут и обводненности 96,5%. Фонд добывающих скважин составил 14 ед. Добыча жидкости составила 53,9 тыс.т. при дебите 11 т/сут. КИН и отбор от НИЗ составили 0,154 и 56,5%.

В **2023 г.** добыто 1,9 тыс. т нефти при дебите 0,4 т/сут и обводненности 96,9%. Фонд добывающих скважин составил 15 ед.

В **2024 г.** добыто практически столько же нефти, что и в прошлом году – 2,0 тыс. т, фонд добывающих скважин уменьшился на 2 ед. до 13 ед. Значения дебита нефти составило 0,4 т/сут и обводненности – 97,2 %.

В **2025 г.** добыто 2,1 тыс. т нефти при дебите 0,5 т/сут и обводненности 97,1%. Фонд добывающих скважин составил 11 ед.

На дату отчета **01.05.2026г** при сравнении фактических показателей с проектными значение по добыче нефти составило 0,7 тыс.т. против проектных 1,1 тыс.т. Фонд скважин не изменился с прошлого года и равен 11 ед. Закачка рабочего агента на объекте не производится. Обводненность намного превышает проектное значение и составляет 96,3%.

По месторождению в целом

В целом по месторождению

В **2022 г**. добыто 23,1 тыс. т нефти при дебите 0,5 т/сут и обводненности 98,3%. Фонд добывающих скважин составил 138 ед.

В **2023 г.** добыто 24,9 тыс. т нефти при дебите 0,6 т/сут и обводненности 98,1%. Фонд добывающих скважин составил 160 ед.

В **2024 г**. добыто 29 тыс. т нефти при дебите 0,5 т/сут и обводненности 97,9%. Фонд добывающих скважин составил 121 ед.

В **2025 г.** добыто 33,8 тыс. т нефти при дебите 0,8 т/сут и обводненности 96,9 %. Фонд добывающих скважин составил 89 ед.

На дату отчета **01.05.2026г** добыто 12,2 тыс. т нефти при дебите 1,0 т/сут и обводненности 95,3%. Фонд добывающих скважин составил 89 ед.

В целом, несмотря на то, что фактический фонд скважин меньше добывающего с 2024 по 2026гг добыча нефти выполняется согласно плану с небольшими отклонениями.

Из проведенного анализа следует, что в целом за отчетный период проектные и фактические показатели находятся на одном уровне, разработка участка ведется в соответствии с утвержденным проектным документом.

Характеристика закачки рабочего агента

Закачка воды с целью поддержания пластового давления (ППД) на объектах месторождения Карсак осуществляется с 1962 года. На дату анализа система ППД организована на всех объектах, кроме I, VI, VII и VIII. Всего на месторождении имеется 21 нагнетательная скважина. В таблице 5.3.1 представлены основные показатели по закачке воды. С начала разработки по месторождению суммарная закачка воды составила 70 073.4 тыс.м³ (рис. 5.3.1). В целом наблюдается эффективность принятой системы ППД: за весь период разработки по всем объектам отмечается незначительное снижение приемистости на 01.10.2024г.пластового давления. В таблице 5.3.2 представлено распределение скважин по приемистости на 01.05.2026г.

Таблица 5.3.1 – Основные показатели закачки по объектам разработки на дату отчета

Объект	Год реализации ППД	Накопленная закачка воды, тыс.м³	Накопленная компенсация, %	Текущая компенсация, %	Средняя приемистость скважин	Количество действующих нагнетательных скважин
I	2010	365,3	17,1	-	-	0
II	2003	5314,0	61,7	21,9	124,1	1
III	2006	1402,0	41,1	29,4	90,7	1
IV	1974	21583,5	61,8	80,9	87,6	6
V	1967	39403,1	117,7	1174,1	125,1	11
VI	2007	613,5	7,5	-	-	0
VII	2003	2005,5	34,3	-	-	0
VIII	2004	771,6	32,8	-	-	0

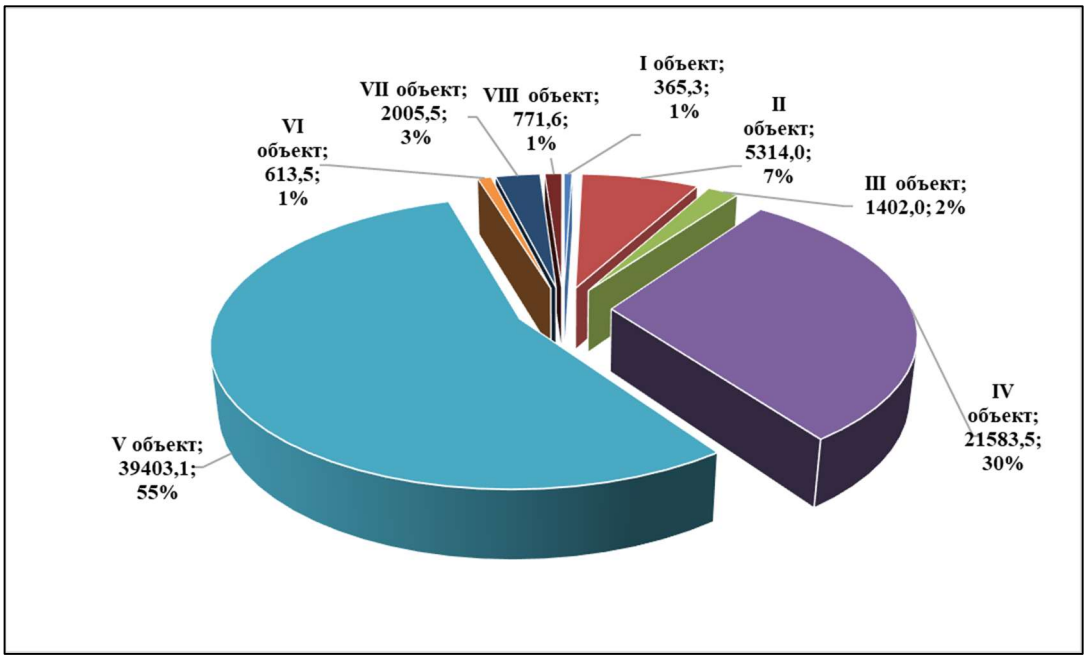


Рис. 5.3.1 – Распределение накопленных объемов закачиваемой воды по объектам разработки

На дату анализа в нагнетательном фонде числятся 21 скважина.

По I объекту закачка воды реализуется с 2010г. Динамика технологических показателей ППД по I объекту представлена на рисунке 5.3.2. По состоянию на 01.05.2026г накопленная закачка составила 365,3 тыс.м3, что равно 17,1% накопленной компенсации отборов. На дату анализа нагнетательные скважины в данном объекте не эксплуатируются.

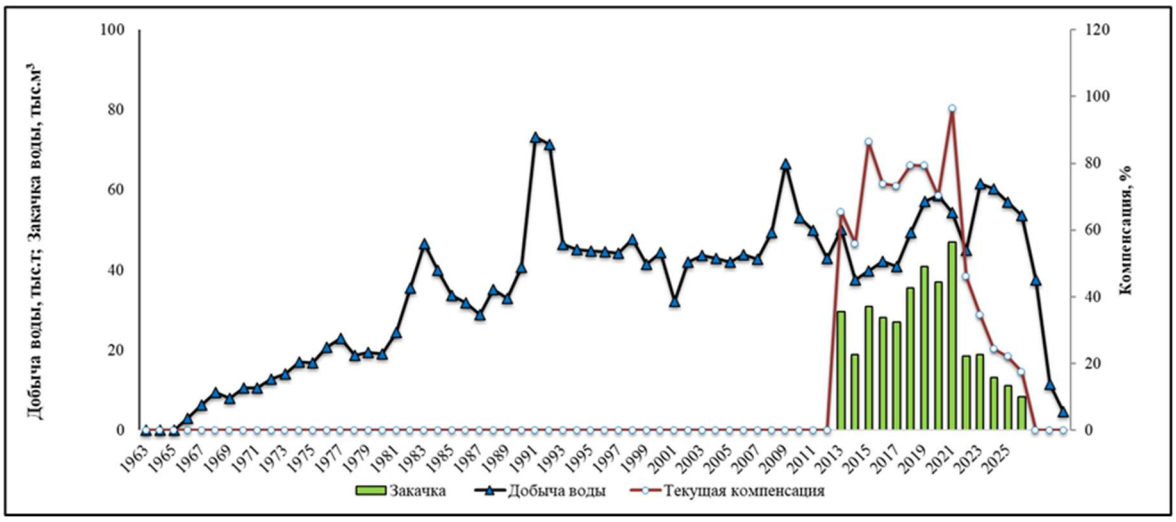


Рис. 5.3.2 – Динамика технологических показателей ППД по I объекту

По II объекту закачка воды реализуется с 2003г. Динамика технологических показателей ППД по II объекту представлена на рисунке 5.3.3. По состоянию на 01.05.2026г накопленная закачка составила 5314,0 тыс.м3, что равно 61,7% накопленной компенсации отборов. Текущая закачка составила 14,9 тыс.м3, что равно 21,9% компенсации текущих отборов. Действующий фонд скважин составляет 1 ед. Из скважина №268 которая была введена в начале реализации закачки. Текущая приемистость одной нагнетательной скважины составила 124,1 м3/сут.

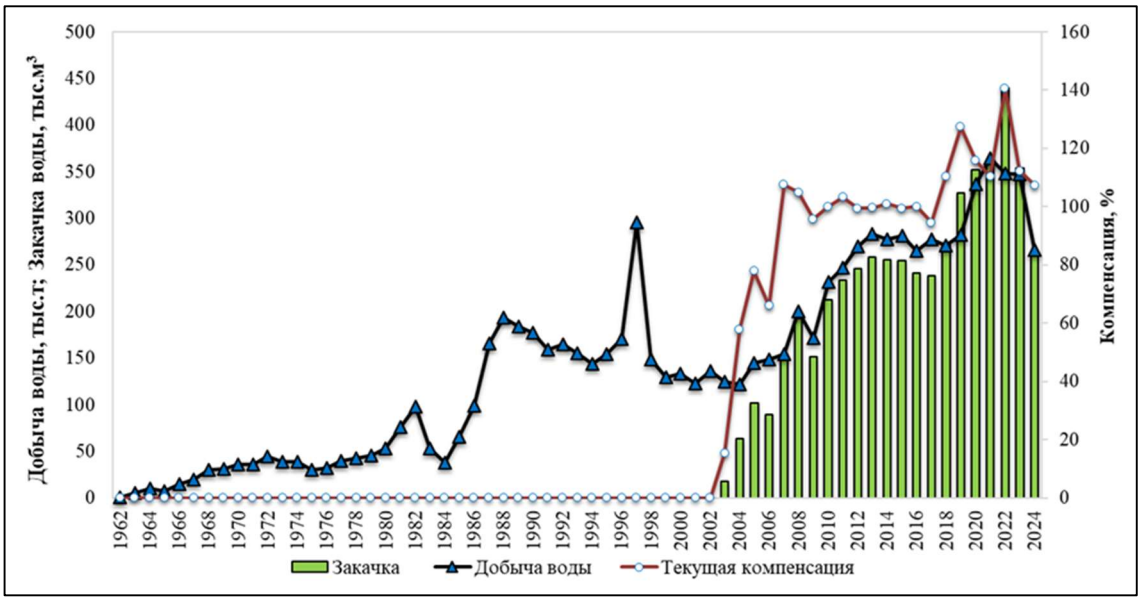


Рис. 5.3.3 – Динамика технологических показателей ППД по II объекту

По III объекту закачка воды реализуется с 2006г. Динамика технологических показателей ППД по III объекту представлена на рисунке 5.3.4.

По состоянию на 01.05.2026г накопленная закачка составила 1402,0 тыс.м3, что равно 41,1% накопленной компенсации отборов. Текущая закачка составила 10,9 тыс.м3, что равно 29,4% компенсации текущих отборов. Действующий фонд скважин составляет 1 ед. Текущая приемистость одной нагнетательной скважины составила 32,5 м3/сут.

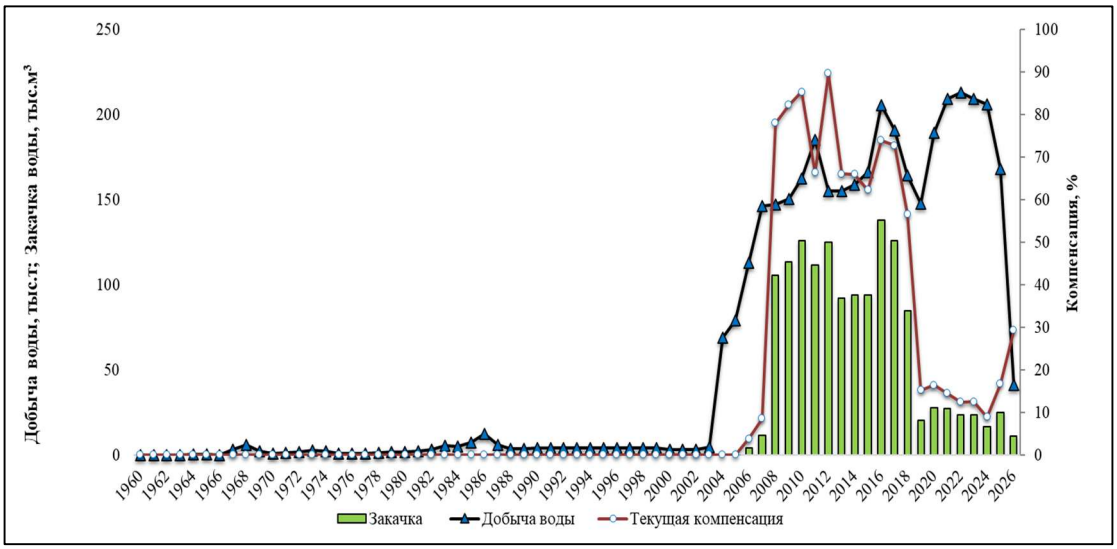


Рис. 5.3.4 – Динамика технологических показателей ППД по III объекту

По IV объекту закачка воды реализуется с 1974г. Динамика технологических показателей ППД по IV объекту представлена на рисунке 5.3.5.

По состоянию на 01.10.2024г накопленная закачка составила 21583,5 тыс.м3, что равно 61,8% накопленной компенсации отборов. Текущая закачка составила 62,8 тыс.м3, что равно 80,9% компенсации текущих отборов. Действующий фонд скважин составляют

6 ед. Текущая приемистость одной нагнетательной скважины составила 87,6 м3/сут.

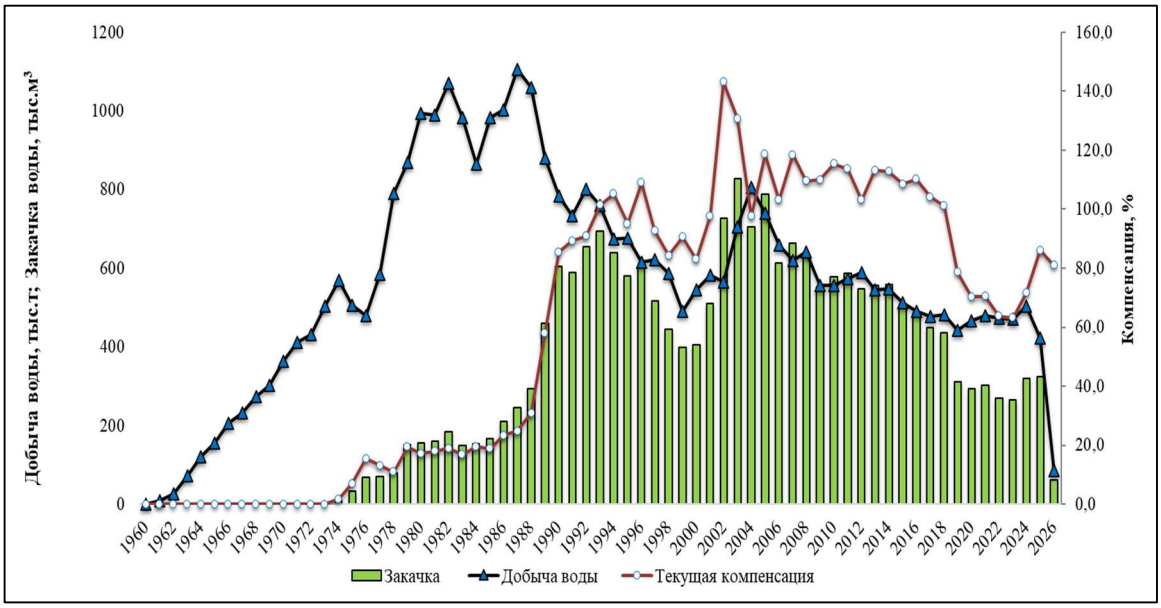


Рис. 5.3.5 – Динамика технологических показателей ППД по IV объекту

По V объекту закачка воды реализуется с 1967г. Динамика технологических показателей ППД по V объекту представлена на рисунке 5.3.6.

По состоянию на 01.05.2026г накопленная закачка составила 39403,1 тыс.м3, что равно 117,7% накопленной компенсации отборов. Текущая закачка составила 134,8 тыс.м3, что равно 1174,1% компенсации текущих отборов. Действующий фонд скважин составляют 11 ед. Текущая приемистость одной нагнетательной скважины составила 125,1 м3/сут.

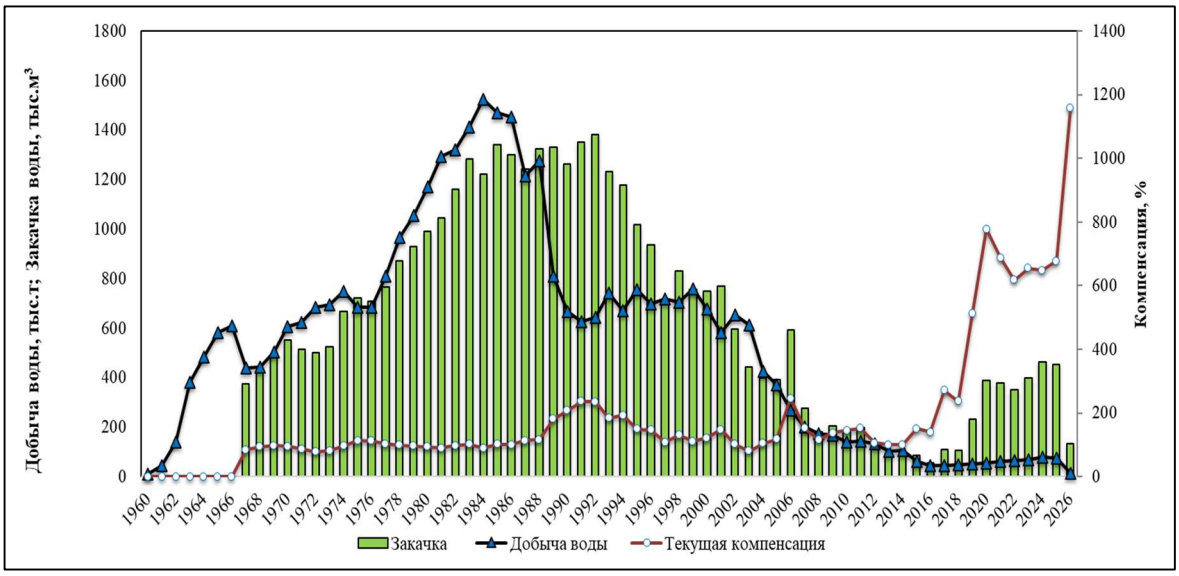


Рис. 5.3.6 – Динамика технологических показателей ППД по V объекту

По VI объекту закачка воды реализовывался с 2007г. На конец года в действующем фонде не числятся нагнетательные скважины. Динамика технологических показателей ППД по VI объекту представлена на рисунке 5.3.7.

По состоянию на 01.05.2026г накопленная закачка составила 613,5 тыс.м3, что равно 7,5% накопленной компенсации отборов. На дату анализа нагнетательные скважины в данном объекте не эксплуатируются.

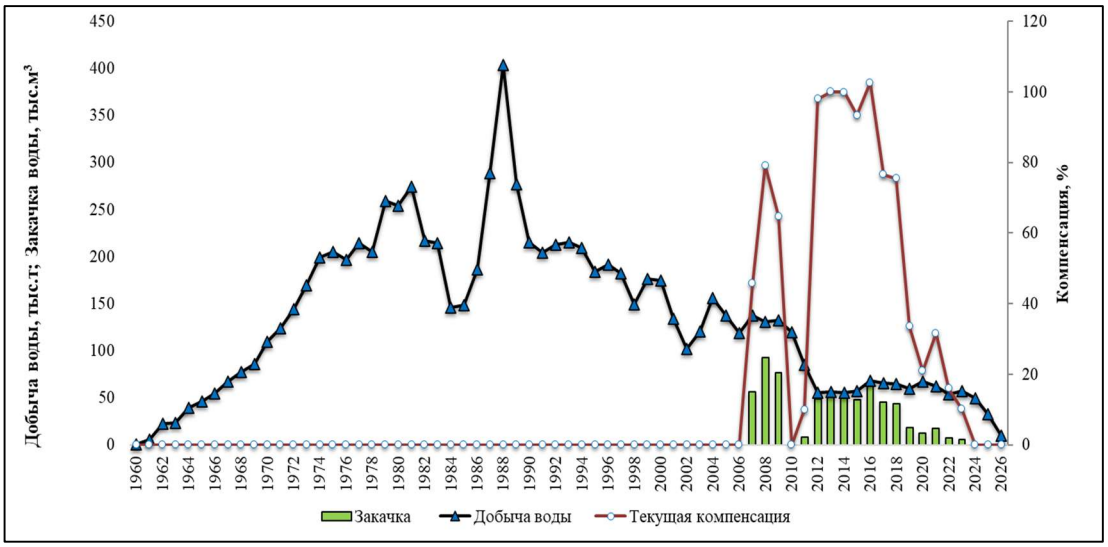


Рис. 5.3.7 – Динамика технологических показателей ППД по VI объекту

По VII объекту закачка воды реализуется с 2003г. Динамика технологических показателей ППД по VII объекту представлена на рисунке 5.3.8.

По состоянию на 01.05.2026г накопленная закачка составила 2005,5тыс.м3, что равно 34,3% накопленной компенсации отборов. На дату анализа нагнетательные скважины в данном объекте не эксплуатируются.

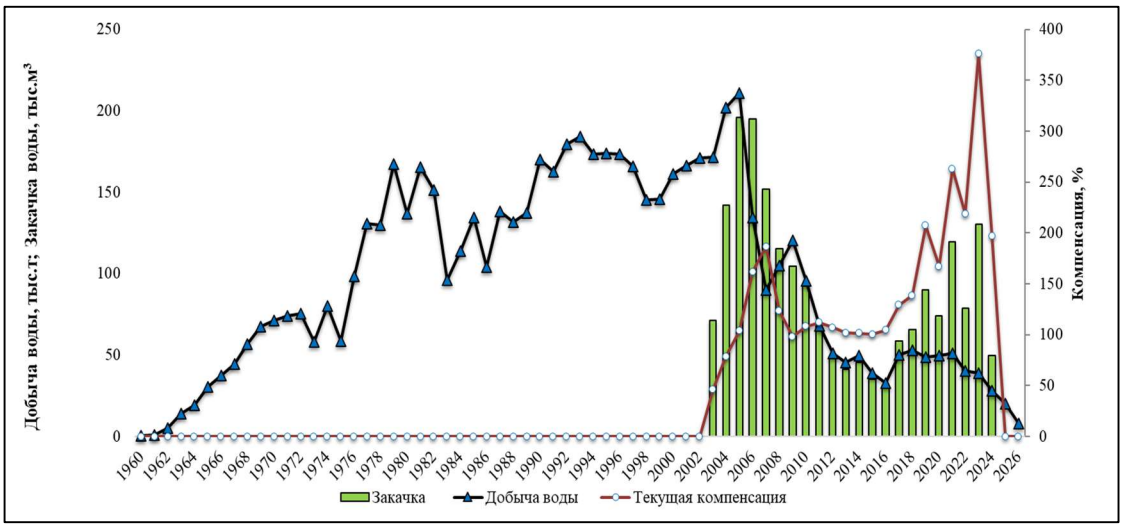


Рис. 5.3.8 – Динамика технологических показателей ППД по VII объекту

По VIII объекту закачка воды реализуется с 2004г. Динамика технологических показателей ППД по VIII объекту представлена на рисунке 5.3.9.

По состоянию на 01.05.2026г накопленная закачка составила 771,6 тыс.м3, что равно 32,8% накопленной компенсации отборов. На дату анализа нагнетательные скважины в данном объекте не эксплуатируются.

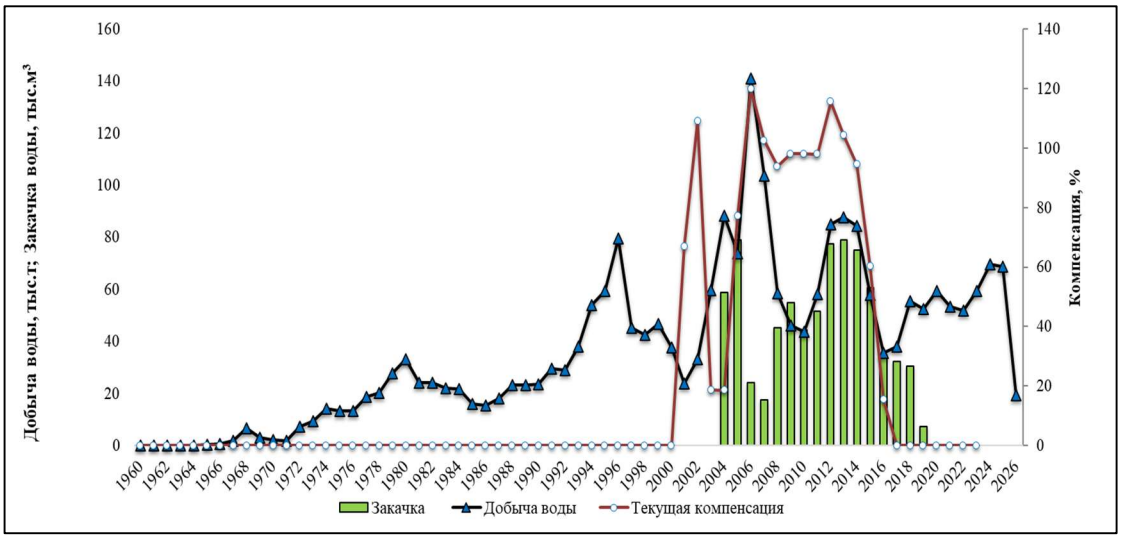


Рис. 5.3.9 – Динамика технологических показателей ППД по VIII объекту

Таблица 3.2.5 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта

Таблица 3.2.6 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта

Таблица 3.2.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению

6. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ

В целом по месторождению начальные запасы нефти категорий $B+C_1$ составляют: геологические – 20 637 тыс.т, извлекаемые – 5 833 тыс.т.

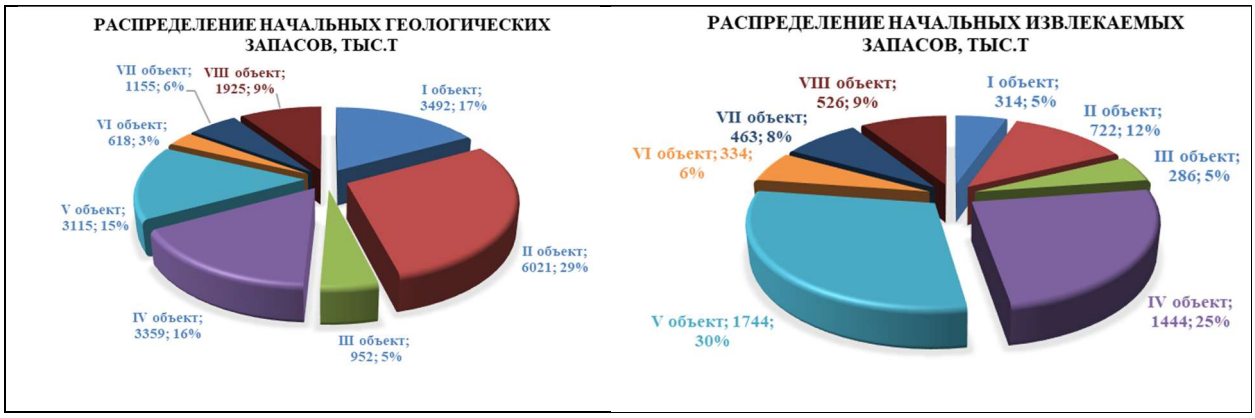
Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти промышленной категории представлено в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Распределение запасов нефти по объектам разработки

Объекты	Начальные запасы, тыс.т		КИН, доли ед.		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	Остаточные запасы, тыс.т	
	геол.	извл.	утв.	тек.			геол.	извл.
I	3492	314	0,090	0,017	57,9	18,4	3 434	256
II	6021	722	0,120	0,052	315,8	43,7	5 705	406
III	952	286	0,300	0,113	107,9	37,7	844	178
IV	3359	1444	0,430	0,423	1 419,7	98,3	1 939	25
V	3115	1744	0,560	0,544	1 693,9	97,1	1 421	50
VI	618	334	0,540	0,713	317,7	95,2	300	16
VII	1155	463	0,400	0,222	256,1	55,4	899	206
VIII	1925	526	0,273	0,154	296,8	56,5	1 628	229
В целом	**20 637**	**5 833**	**0,283**	**0,222**	**4 588,8**	**78,7**	**16 218**	**1 414**

Как видно из рисунка 6.1, основными на месторождении являются II и IV эксплуатационные объекты, на долю II объекта приходится 6 021 тыс.т геологических и 722 тыс.т извлекаемых запасов нефти, на долю IV объекта приходится 3 359 тыс.т геологических и 1 444 тыс.т извлекаемых запасов нефти всего месторождения. По отношению к вышеперечисленным объектам, остальные продуктивные горизонты обладают гораздо меньшими остаточными извлекаемыми запасами.

Накопленная добыча нефти по месторождению в целом составляет 4 465,7 тыс.т, остаточные геологические запасы нефти составляют 16 171 тыс.т, извлекаемые – 1 367 тыс.т. На рисунке 6.1 также представлено распределение остаточных запасов по объектам, из которого видно, наибольшие остаточные запасы сосредоточены на II объекте разработки: 5 706 тыс.т геологических и 407 тыс.т извлекаемых.



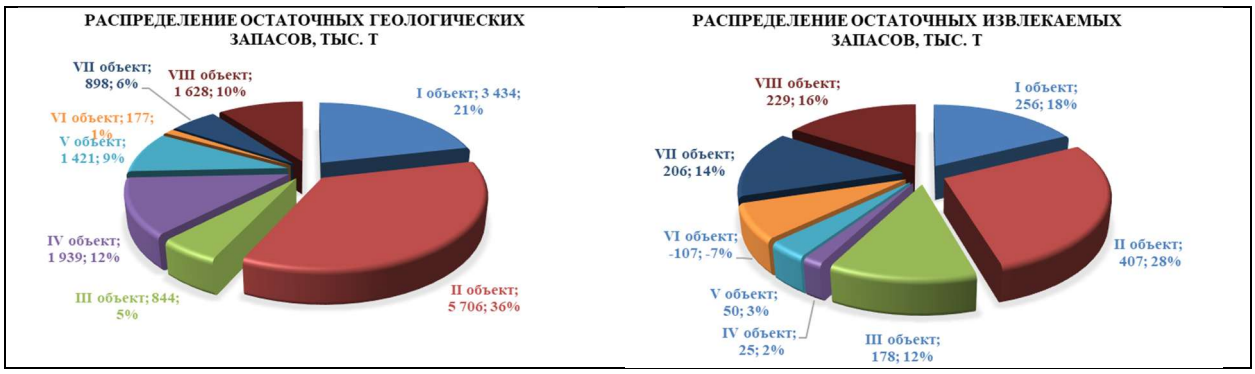


Рис. 6.1 – Распределение начальных и остаточных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам

Достигнутый на дату анализа КИН по месторождению в целом составляет 0,216 доли ед., выработка извлекаемых запасов нефти при этом находится на уровне 76,6%. Сравнение утвержденных и достигнутых на 01.05.2026г значений КИН по объектам и месторождению в целом представлено на рисунке 6.2.

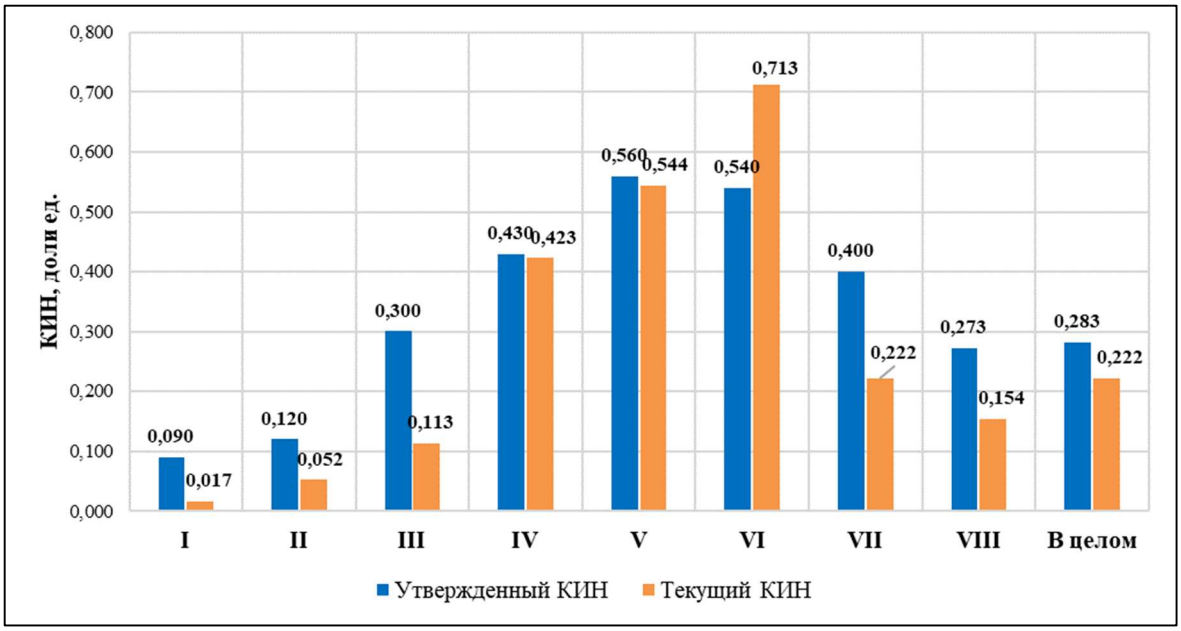


Рис. 6.2 – Сравнение утвержденных и достигнутых на 01.05.2026г значений КИН

Для определения величин, вовлеченных в разработку извлекаемых запасов нефти по объектам, при сформировавшейся на сегодня системе разработки и применяемой технологии добычи, были построены графики характеристики вытеснения методами С.Т. Камбарова, С.Н. Назарова и Н.В. Сипачева, М.И. Максимова, Б. Ф. Сазонова и по зависимости удельной добычи нефти от ln(ВНФ). В результате построенных зависимостей определены вовлеченные запасы, которые предполагается достигнуть при дальнейшем продолжении системы разработки текущим фондом скважин.

Учитывая, что по всем методикам построения характеристик вытеснения получены близкие значения вовлеченных в процесс разработки запасов нефти, потенциальный КИН получен на основе осредненного результата значений вовлеченных запасов нефти, полученных по разным методикам, с учетом режима работы залежи и сложившейся системы разработки.

Результаты определения вовлеченных в разработку запасов нефти и потенциально достижимых значений КИН по объектам представлены в таблице 6.2. Графики построения характеристик вытеснения по каждому эксплуатационному объекту представлены на рисунках 6.3-6.10.

Таблица 6.2 – Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам

Объект	Запасы нефти, тыс.т			Накопл. добыча нефти, тыс.т	КИН, доли ед.		
	НГЗ	НИЗ	вовл.		утверж.	тек.	потенц.
I	**3 492**	**314**	**72**	56,9	0,090	0,016	**0,021**
	Зависимость накопленной добычи от Ln(ВНФ)		55				0,017
	Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.		0				-
	Зависимость удельной добычи от накопленной		0				-
	Методика Максимова М.И.		0				-
	Методика Сазонова Б.Ф.		0				-
	Методика Камбарова Г.С.		89				0,025
II	**6 021**	**723**	**432**	260,8	0,120	0,045	**0,072**
	Зависимость накопленной добычи от Ln(ВНФ)		315				0,052
	Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.		723				0,120
	Зависимость удельной добычи от накопленной		687				0,114
	Методика Максимова М.И.		255				0,042
	Методика Сазонова Б.Ф.		220				0,040
	Методика Камбарова Г.С.		393				0,065
III	**952**	**286**	**137**	111,6	0,300	0,117	**0,169**
	Зависимость накопленной добычи от Ln(ВНФ)		0				-
	Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.		217				0,267
	Зависимость удельной добычи от накопленной		0				-
	Методика Максимова М.И.		66				0,126
	Методика Сазонова Б.Ф.		0				-
	Методика Камбарова Г.С.		130				0,160

Продолжение таблицы 6.2

	3 359	**1 444**	**1 441**				**0,430**
	Зависимость накопленной добычи от Ln(ВНФ)		0				-
	Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.		0				-
IV	Зависимость удельной добычи от накопленной		1 445	1405,0	0,430	0,418	0,430
	Методика Максимова М.И.		0				-
	Методика Сазонова Б.Ф.		0				-
	Методика Камбарова Г.С.		0				-
	3 115	**1 744**	**1 734**				**0,557**
	Зависимость накопленной добычи от Ln(ВНФ)		0				-
	Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.		0				-
V	Зависимость удельной добычи от накопленной		1 735	1691,4	0,560	0,543	0,557
	Методика Максимова М.И.		0				-
	Методика Сазонова Б.Ф.		1 733				0,556
	Методика Камбарова Г.С.		0				-
	618	**334**	**331**				**0,535**
	Зависимость накопленной добычи от Ln(ВНФ)		0				-
	Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.		0				-
VI	Зависимость удельной добычи от накопленной		0	316,7	0,540	0,512	-
	Методика Максимова М.И.		332				0,538
	Методика Сазонова Б.Ф.		329				0,532
	Методика Камбарова Г.С.		0				-
	1 155	**463**	**397**				**0,344**
	Зависимость накопленной добычи от Ln(ВНФ)		0				-
	Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.		461				0,399
VII	Зависимость удельной добычи от накопленной		0	255,0	0,400	0,221	-
	Методика Максимова М.И.		0				-
	Методика Сазонова Б.Ф.		0				-
	Методика Камбарова Г.С.		333				0,288
	1 925	**526**	**414**				**0,215**
	Зависимость накопленной добычи от Ln(ВНФ)		0				-
	Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.		414				0,215
VIII	Зависимость удельной добычи от накопленной		0	298,8	0,273	0,155	-
	Методика Максимова М.И.		0				-
	Методика Сазонова Б.Ф.		0				-
	Методика Камбарова Г.С.		0				-

I эксплуатационный объект, несмотря на длительный период разработки, находится на начальной стадии, а годовая добыча нефти имеет восходящую тенденцию, в связи с чем на сегодня невозможно построить статистическую характеристику вытеснения, характеризующую перспективы вовлеченных в разработку запасов нефти.

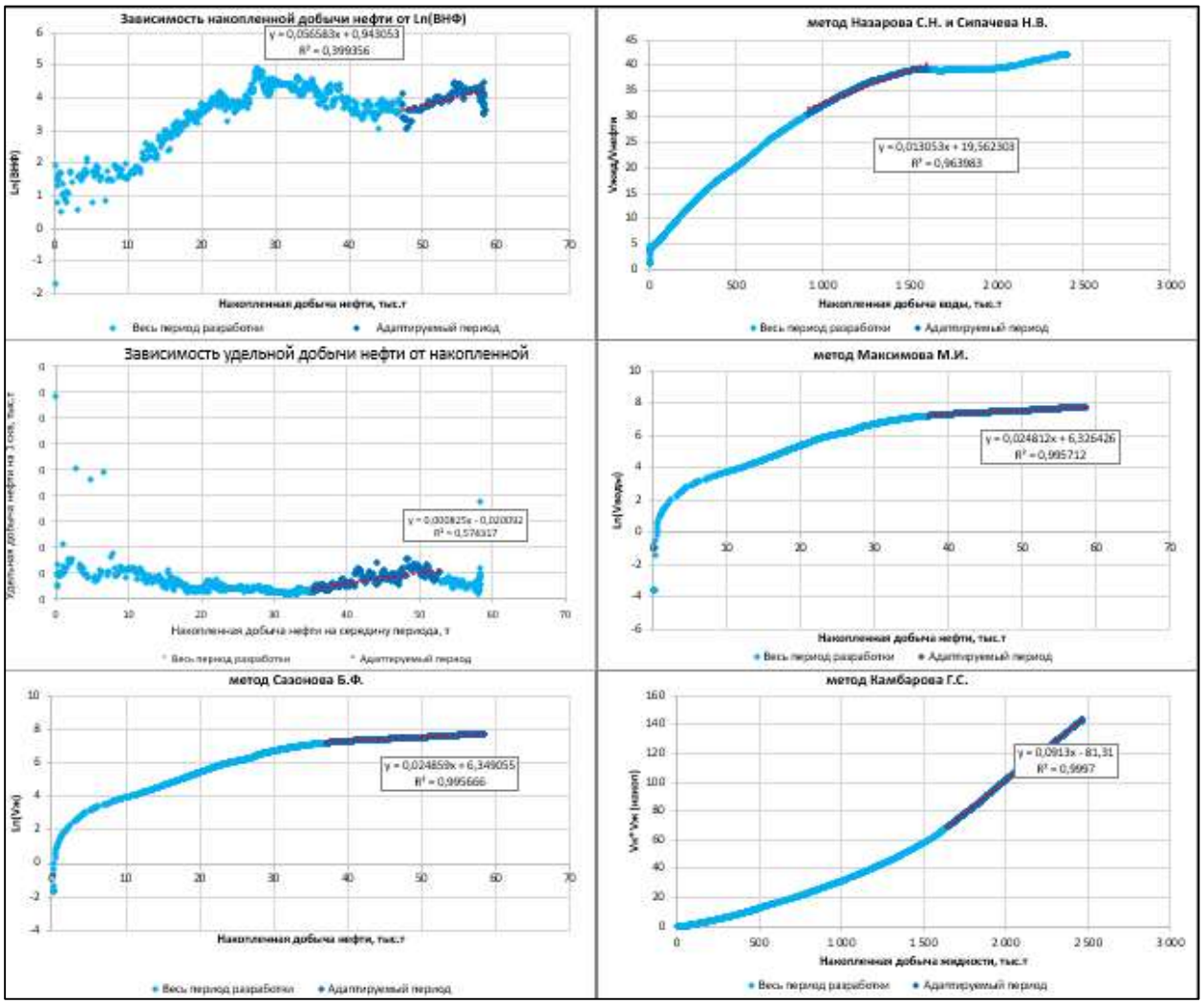


Рис. 6.3 – Графики характеристик вытеснения по I объекту

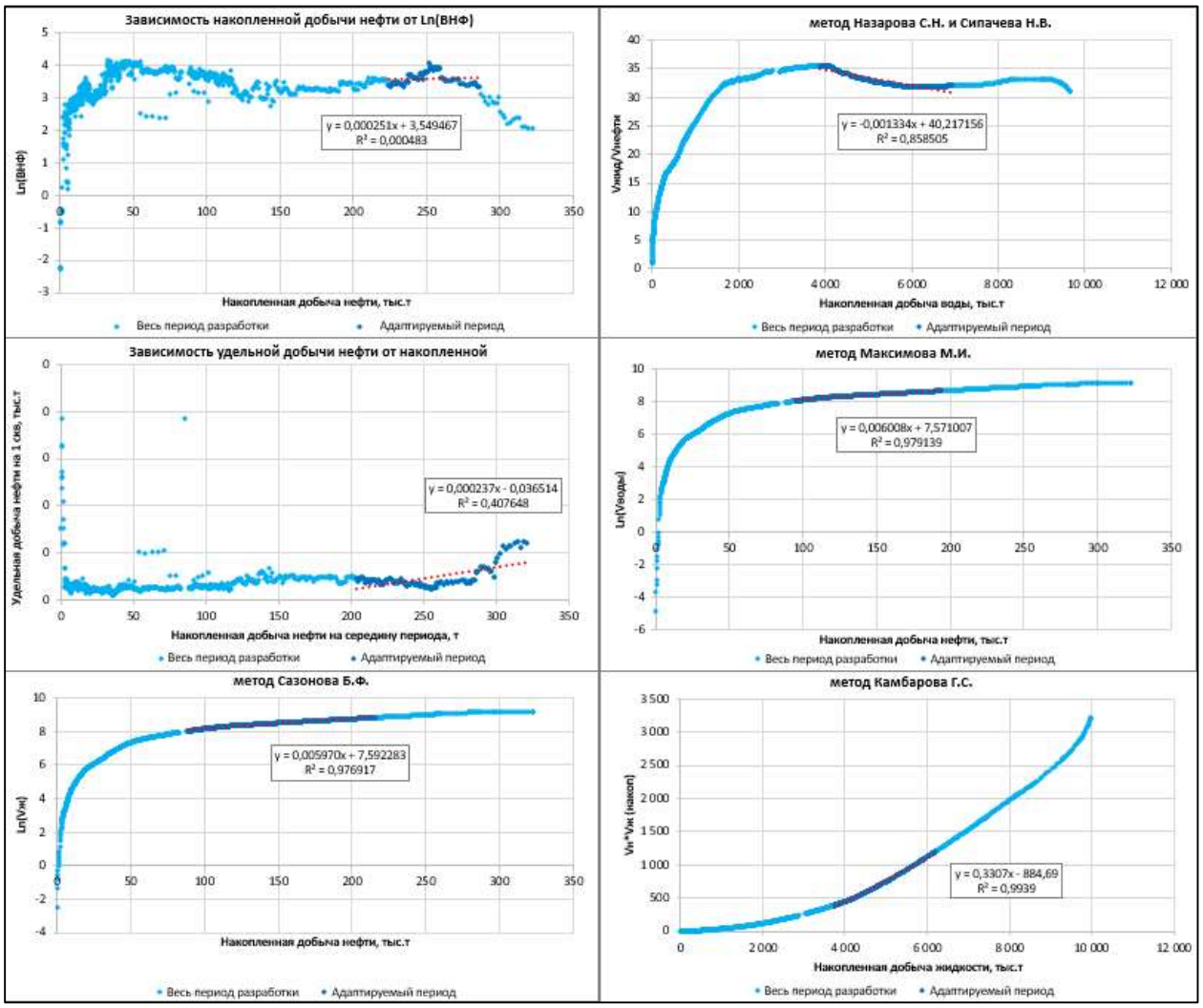


Рис. 6.4 – Графики характеристик вытеснения по II объекту

.

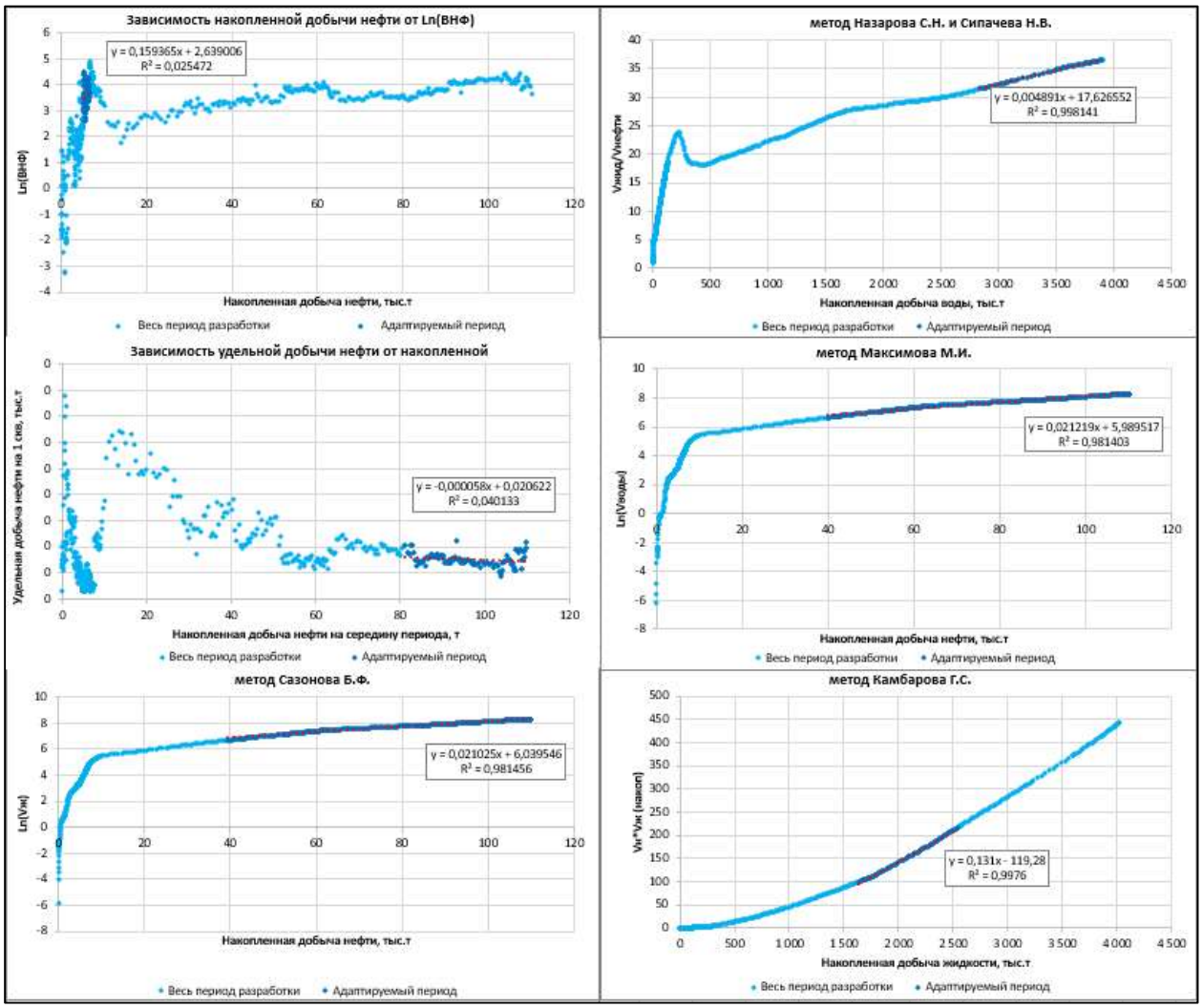


Рис. 6.5 – Графики характеристик вытеснения по III объекту

Рис. 6.6 – Графики характеристик вытеснения по IV объекту

Рис. 6.7 – Графики характеристик вытеснения по V объекту

Рис. 6.8 – Графики характеристик вытеснения по VI объекту

Рис. 6.9 – Графики характеристик вытеснения по VII объекту

Рис. 6.10 – Графики характеристик вытеснения по VIII объекту

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 1963г.

В настоящее время недропользователем месторождения Карсак является АО «Эмбамунайгаз». 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 «Анализу разработки… 2024г», выполненному Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках договора №1038993/2024/1 от 23.10.2024г с АО «Эмбамунайгаз», согласно Техническому заданию и в соответствии с требованиями действующих «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (ЕПРКИН) и нормативно-технического документа (НТД) «Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений».

Согласно проекту, было выделено 8 эксплуатационных объектов:

- I объект - I альб-сеноманский горизонт;
- II объект - II альб-сеноманский горизонт;
- III объект - I+II промежуточные альб-сеноманские горизонты;
- IV объект - III альб-сеноманский горизонт;
- V объект - IV среднеальбский горизонт Западного и Восточного полей;
- VI объект - V нижнеальбский горизонт;
- VII объект - VI апт-неокомский горизонт;
- VIII объект - неокомский горизонт.

Физико-химические свойства нефти были изучены на основе 22 глубинных и 97 поверхностных. В 2018г были отобраны и исследованы рекомбинированные пробы со скважин №№1, 17, 24, 41, 68, 616, из них проба из скважины 616 является не представительной, т.к. при проведении анализа было взято низкое значение пластовой температуры. На основе отчета «Перевода запасов нефти и газа месторождения Карсак», были отобраны и исследованы 2 рекомбинированные

пробы из скважин 89 и 616 по I и II промежуточным альб-сеноманским горизонтам.

В целом, нефть месторождения является малосернистой, высоковязкой и тяжелой.

Утвержденным вторым вариантом разработки предусмотрен ввод из бурения 13 горизонтальных добывающих скважин и ввод из консервации 2 вертикальных скважин. В случае успешного бурения горизонтальных скважин планируется отключение соседних высокообводненных вертикальных скважин. Период добычи до 2037г.

На момент составления Настоящего отчета:

1. Из предложенных 13 добывающих скважин всего было пробурено и введено в эксплуатацию 9 ед. (№№624,625,626,627,629,631,633,632,636,637) согласно утвержденному варианту;

3. На дату текущего отчета все новые пробуренные скважины эксплуатируются с помощью ЭВН. На месторождении в целом 34 скважин эксплуатируются методом ШГН, остальные 51 скважин ЭВН;

4. Накопленная добыча нефти на 01.05.2026г по месторождению в целом составляет 4588,8 тыс.т, что соответствует текущему КИН – 0,222 доли ед. и выработке запасов 78,7%. Основная доля накопленной добычи приходится на II объект разработки. Добыча нефти за 2026 год составила по месторождению в целом 12,2 тыс.т, при средней обводненности продукции 95,3% и дебите нефти 1,0 т/сут.

5. Все объекты практически находятся в большом диапазоне по уровню выработки запасов нефти в диапазоне 18,4-132%.

6. За весь период по месторождению были отобраны и исследованы 22 пробы в пластовых условиях и 97 пробы в поверхностных условиях.

7. С начала разработки на месторождении были проведены 244 сложных ГДИС, в том числе 113 исследований МУО, 35 исследований КВУ, 77 исследований КПД, а также 22 исследования 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 (01.10.2024-01.05.2026гг) составляют:

- статических уровней жидкости в затрубном пространстве – 144 замеров по 67 скважинам;
- динамических уровней жидкости в затрубном пространстве – 1287 замеров по 94 скважинам;
- 10 прямых замеров забойного давления;

- 24 прямых замеров пластового давления;

9. Скважины эксплуатируется при расчетных забойных давлениях выше давления насыщения, что обеспечивает оптимальные условия для добычи нефти. 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 (01.10.2024-01.05.2026гг) выполнено ввод из бурения 6 скважин, из консервации 1 ед., из бездействия – 1 ед., переход на ЭВН 24 скважин, перевод на ШГН – 2 ед., промывка песчаных пробок нефтяных скважин – 55 ед., дополнительный прострел – 2 , ГРП не было, ОПИ на скважине №1, всего 84 ГТМ.

С учётом количества выполненных мероприятий и полученного прироста добычи, наибольшее распространение получило бурение новых горизонтальных скважин, которые также продемонстрировали наибольшую добычу нефти. В то же время были проведены только ППП и ОПИ, что, вероятно, обусловлено высокой обводненностью продуктивных залежей.

3.4. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» 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;
6. Нефтяные пласты, объединяемые в один объект, должны характеризоваться близкими значениями пластового давления.

Продуктивный разрез месторождения Карсак характеризуется многопластовым строением, что обуславливает необходимость определенного подхода к выделению объектов эксплуатации, основанного на анализе геолого-геофизической характеристики

продуктивных пластов и горизонтов и учета технических и технологических возможностей их эксплуатации.

В разрезе месторождения выделено 9 продуктивных горизонтов: I альб-сеноманский, II альб-сеноманский, I промежуточный, II промежуточный, III альб-сеноманский, IV среднеальбский, V нижнеальбский, VI апт-неокомский, неокомский.

Согласно «Уточненному проекту разработки…» 9 продуктивных горизонтов месторождения выделены в 8 эксплуатационных объектов:

- **I объект** – I альб-сеноманский горизонт;
- **II объект** – II альб-сеноманский горизонт;
- **III объект** – I+II промежуточные альб-сеноманские горизонты;
- **IV объект** – III альб-сеноманский горизонт;
- **V объект** – IV среднеальбский горизонт Западного и Восточного полей;
- **VI объект** – V нижнеальбский горизонт;
- **VII объект** – VI апт-неокомский горизонт;
- **VIII объект –** неокомский горизонт Восточного крыла.

На основании данных комплексного геолого-промыслового изучения месторождения Карсак, с учётом сложившейся истории и фактического состояния его разработки, необходимости достижения утверждённого коэффициента извлечения нефти, выделение эксплуатационных объектов остается прежним, как в предыдущем проектном документе.

В связи со значительными различиями емкостно-фильтрационных свойств нефтенасыщенных коллекторов, продуктивных характеристик, режимами работы всех восьми залежей совместная эксплуатация нескольких объектов одной скважиной не предусматривается.

Исходные геолого-физические характеристики выделенных эксплуатационных объектов представлены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки

№№ п/п	Параметры	Объекты							
		I объект	II объект	III объект	IV объект	V объект	VI объект	VII объект	VIII объект
1	Средняя глубина залегания,м	199,3	260,3	367,8	420,7	494,8	613	679,7	136,4
2	Тип залежи	пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные							
3	Тип коллектора	терригенный, поровый							
4	Площадь нефтеносности, тыс м^2	2345	3196	1377	2667	4255	973	1450	2068
5	Средняя общая толщина, м	25,97	25,35	10,91	28,84	10,55	12,27	8,76	29,08
6	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	7,17	9,26	3,81	6,90	4,53	5,10	5,52	7,47
7	Пористость по ГИС, доли ед.	0,326	0,321	0,32	0,320	0,312	0,32	0,309	0,298
8	Пористость по керну, доли ед.	0,325	0,31	0,31*	0,322	0,315	0,313	0,31	0,34
9	Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,769	0,839	0,621	0,748	0,685	0,773	0,849	0,668
10	Проницаемость по керну, мкм^2	8,75	6,66	6,66*	5,5	2,04	1,44	5,7	5,7*
11	Проницаемость по ГДИС, мкм^2	6,5	1,6	0,5	1,6	0,04	0,2	1,0	2,3
12	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,46	0,64	0,79	0,50	0,34	0,71	0,61	0,22
13	Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,47	3,18	1,4	3,60	2,01	1,85	1,63	4,38
14	Пластовая температура, ^{0}C	25	24,7	24,7	28,1	30	32	35,7	35,7*
15	Пластовое давление, МПа	1,93	2,88	2,88*	3,85	4,15-4,63	6,15	6,95	6,95*
16	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1068,3	1050	1050*	273,9	65,8-85	58	209,2	209,2*
17	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см^3	0,932	0,922	0,922*	0,908	0,829-0,876	0,875	0,902	0,902*
18	Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см^3	0,93	0,938	0,925	0,928	0,860-0,892	0,891	0,924	0,905
19	Объемный коэффициент нефти, доли ед,	1,007	1,019	1,019*	1,007	1,019-1,042	1,021	1,028	1,028*
20	Содержание серы в нефти, %	0,28	0,25	0,21-0,3	0,29	0,14-0,23	0,23	0,42	0,34
21	Содержание парафина в нефти, %	0,64	0,55	0,72	0,5	0,79-2,23	0,63	0,44	0,81
22	Давление насыщения нефти с газом, МПа	0,23	0,51	0,85	0,89	0,9-1,55	0,46	1,43	0,12
23	Газосодержание нефти, м^3/т	1,26	1,73	1,73*	2,1	2,1-7,1	1,58	3,18	3,18*
24	Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3	1,091	1,102	1,117	1,1314	1,141,	1,1518	1,1639	1,094
25	Начальные геологические запасы нефти (В+С$_1$), тыс.т	3491,9	6021,1	812,1	3358,5	3114,7	618,1	1155,3	1924,9
	по категории С$_2$, тыс.т	125,1	0	146,1	0	0	0	0	0
26	Начальные извлекаемые запасы нефти (В+С$_1$), тыс.т	314,3	722,5	243,5	1444,2	1744,2	333,8	462,5	525,5
	по категории С$_2$, тыс.т	11,3	0	43,8	0	0	0	0	0
27	Коэффициент нефтеизвлечения (В+С$_1$), доли ед.	0,090	0,120	0,300	0,430	0,560	0,540	0,400	0,273
	по категории С$_2$, доли ед.	0,090	0	0,300	0	0	0	0	0

* - по аналогии с соседних объектов

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 продолжением утвержденных проектных решений в рамках ПР-2019г с добуриванием оставшихся 8 вертикальных скважин, а также 3 вывода из консервации и перевод 12 добывающих скважин между объектами.

Второй вариант (рекомендуемый) предусматривает бурение 25 горизонтальных скважин, в том числе 14 с наклонным устьем, а также 71 ГТМ по переводам скважин между объектами, вводам из консервации и прочих категории.

Третий вариант основан на базе второго варианта, с выбытием добывающих скважин при снижении дебита нефти менее 0,5 т/сут.

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 1

№ скв.	Тип конструкции	Объект	Год ввода	Нач. дебит, т/сут
621	Вертикальный	I	2027	2,8
622	Вертикальный	I	2028	2,9
623	Вертикальный	I	2028	2,9
628	Вертикальный	V	2026	2,9
634	Вертикальный	VIII	2026	1,9
635	Вертикальный	VIII	2026	1,9
638	Вертикальный	VIII	2028	1,9
639	Вертикальный	VIII	2028	1,9

Таблица 3.4.3 – Программа проведения ГТМ согласно 1 варианту

№ скв.	Мероприятие	Объект	Год ввода	Нач. дебит, т/сут
346	Перевод между объектами	I	2038	1,5
336	Перевод между объектами	I	2032	1,4
608	Перевод между объектами	I	2033	1,3
603	Перевод между объектами	I	2027	1,5
320	Перевод между объектами	I	2040	1,4
251	Перевод между объектами	I	2037	1,4
606	Перевод между объектами	I	2035	1,5
179	Перевод между объектами	I	2039	1,3
232	Перевод между объектами	I	2031	1,8
24	Перевод между объектами	II	2033	1,5
70	Перевод между объектами	II	2034	1,7
20	Перевод между объектами	II	2027	1,7
104	Вывод из конс.	II	2030	1,7
281	Вывод из конс.	II	2037	1,5
279	Вывод из конс.	II	2040	1,5
25	Перевод между объектами	III	2034	1,8

Таблица 3.4.4 – График бурения скважин по 2 и 3 варианту разработки

№ скв.	Тип конструкции	Объект	Год ввода	Нач. дебит, т/сут
664	Горизонтальный	II	2028	8,0
645	ГС с наклонным устьем	I	2026	8,0
646	ГС с наклонным устьем	I	2026	8,0
647	ГС с наклонным устьем	I	2027	8,0
648	ГС с наклонным устьем	I	2027	8,0
649	ГС с наклонным устьем	I	2027	8,0
650	ГС с наклонным устьем	I	2027	8,0
651	ГС с наклонным устьем	I	2027	8,0
652	ГС с наклонным устьем	I	2028	8,0
653	ГС с наклонным устьем	I	2028	8,0
654	ГС с наклонным устьем	I	2028	8,0
655	ГС с наклонным устьем	I	2028	8,0
656	ГС с наклонным устьем	I	2028	7,0
657	ГС с наклонным устьем	I	2028	7,0
658	ГС с наклонным устьем	I	2029	7,0
659	Горизонтальный	I	2029	7,0
669	Горизонтальный	VIII	2028	8,0
660	Горизонтальный	I	2029	7,0
665	Горизонтальный	II	2028	8,0
661	Горизонтальный	I	2029	7,0
666	Горизонтальный	III	2029	8,0
667	Горизонтальный	III	2031	8,0
668	Горизонтальный	V	2030	8,0
662	Горизонтальный	I	2029	7,0
663	Горизонтальный	I	2029	7,0

Таблица 3.4.5 – Программа проведения ГТМ согласно 2 и 3 варианту

№ скв.	Мероприятие	Объект	Год ввода	Нач. дебит, т/сут
59	Перевод между объектами	VI	2033	1,0
23	Перевод между объектами	V	2040	1,0
281	Перевод под закачку	II	2032	-
66	Перевод под закачку	II	2034	-
33	Перевод между объектами	V	2041	1,0
8	Вывод из конс. + РИР	VI	2029	1,0
229	Перевод под закачку	III	2033	-
41	Вывод из конс. + РИР	III	2034	1,0
45	Вывод из конс. + РИР	VII	2034	1,0
21	Перевод между объектами	VII	2034	1,0
25	Перевод между объектами	VII	2034	1,0
64	Вывод из конс. + РИР	V	2036	1,0
14	Перевод между объектами	VII	2042	1,0
20	Вывод из конс. + РИР	VII	2028	1,0
32	Вывод из конс. + РИР	VII	2029	1,0
35	Перевод с наблюдательного фонда	VII	2028	1,0
36	Перевод между объектами	VII	2033	1,0
40	Вывод из конс. + РИР	VII	2028	1,0
24	Перевод между объектами	VII	2033	1,0
27	Перевод между объектами	VII	2038	1,0
30	Вывод из конс. + РИР	VII	2029	1,0
47	Перевод между объектами	II	2033	1,0
52	Перевод между объектами	II	2033	1,0
55	Перевод между объектами	II	2033	1,0
60	Перевод между объектами	II	2042	1,0
61	Перевод между объектами	II	2035	1,0
62	Перевод между объектами	II	2034	1,0
67	Вывод из конс. + РИР	II	2032	1,0
70	Перевод между объектами	II	2034	1,0
71	Вывод из конс. + РИР	II	2038	1,0

73	Вывод из конс. + РИР	II	2038	1,0
76	Перевод между объектами	II	2034	1,0
87	Вывод из конс. + РИР	II	2037	1,0
97	Вывод из конс. + РИР	II	2034	1,0
164	Перевод между объектами	II	2035	1,0
181	Вывод из конс. + РИР	II	2034	1,0
216	Вывод из конс. + РИР	II	2032	1,0
227	Вывод из конс. + РИР	II	2032	1,0
41	Перевод между объектами	VII	2059	1,0
248	Вывод из конс. + РИР	II	2033	1,0
251	Перевод между объектами	II	2037	1,0
259	Перевод между объектами	II	2031	1,0
261	Перевод между объектами	II	2039	1,0
282	Перевод между объектами	II	2034	1,0
295	Перевод между объектами	II	2038	1,0
300	Вывод из конс. + РИР	II	2032	1,0
301	Вывод из конс. + РИР	II	2038	1,0
303	Перевод между объектами	II	2038	1,0
319	Перевод между объектами	II	2038	1,0
337	Перевод между объектами	II	2038	1,0
366	Вывод из конс. + РИР	II	2034	1,0
607	Перевод между объектами	II	2038	1,0
69	Перевод с наблюдательного фонда	II	2032	1,0
75	Вывод из конс. + РИР	III	2032	1,0
81	Перевод между объектами	III	2049	1,0
82	Перевод между объектами	III	2042	1,0
93	Вывод из конс. + РИР	III	2034	1,0
603	Вывод из конс. + РИР	III	2033	1,0
299	Ввод из ликвид.	III	2032	1,0
84	Ввод из ликвид.	III	2033	1,0
217	Вывод из конс. + РИР	III	2033	1,0
325	Вывод из конс. + РИР	III	2035	1,0
473	Ввод из ликвид.	VIII	2031	1,0
472	Ввод из ликвид.	VIII	2031	1,0
476	Ввод из ликвид.	VIII	2032	1,0
478	Ввод из ликвид.	VIII	2032	1,0
480	Ввод из ликвид.	VIII	2033	1,0
497	Ввод из ликвид.	VIII	2033	1,0
496	Ввод из ликвид.	VIII	2034	1,0
492	Ввод из ликвид.	VIII	2034	1,0
498	Ввод из ликвид.	VIII	2035	1,0
400	Ввод из ликвид.	VIII	2035	1,0

Таблица 3.4.5 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки I объекта

Характеристики		Варианты		
		I	II	III
1		2	3	4
Режим разработки		Водонапорный		
Расстояние между скважинами	На начало	541,4	541,4	541,4
	На конец	461,7	342,4	342,4
Плотность сетки, 10^4 м^2/скв	На начало	29,3	29,3	29,3
	На конец	21,3	11,7	11,7
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		-	-	-
Режим работы скважин:				
–добывающих		$P_{заб} \geq P_{нас}$		
–нагнетательных		-		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.		0,95	0,95	0,95
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
–механизированных		0,98	0,98	0,98
–нагнетательных		-	-	-
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		-	-	-

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	302,2	302,2	302,2
	На конец	290,0	245,6	260,8
Плотность сетки, 10^4 м^2/скв	На начало	9,1	9,1	9,1
	На конец	8,4	6,0	6,8
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		37/1	26/1	23/1
Режим работы скважин:				
–добывающих		$P_{заб} \geq P_{нас}$		
–нагнетательных		$P_{заб} < P_{гидроразрыва}$		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.		0,95	0,95	0,95
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
–механизированных		0,98	0,98	0,98
–нагнетательных		0,95	0,95	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		48	43	43

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	338,7	338,7	338,7
	На конец	338,7	256,1	325,5
Плотность сетки, 10^4 м^2/скв	На начало	11,5	11,5	11,5
	На конец	11,5	6,6	10,6
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		11/1	10/1	6/1
Режим работы скважин:				
–добывающих		$P_{заб} \geq P_{нас}$		
–нагнетательных		$P_{заб} < P_{гидроразрыва}$		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.		0,95	0,95	0,95
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
–механизированных		0,98	0,98	0,98
–нагнетательных		0,95	0,95	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		20	20	20

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	308,6	308,6	308,6
	На конец	308,6	308,6	308,6
Плотность сетки, 10^4 м^2/скв	На начало	9,5	9,5	9,5
	На конец	9,5	9,5	9,5
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		4/1	4/1	4/1
Режим работы скважин:				
–добывающих		$P_{заб} \geq P_{нас}$		
–нагнетательных		$P_{заб} < P_{гидроразрыва}$		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.		0,95	0,95	0,95
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
–механизированных		0,98	0,98	0,98
–нагнетательных		0,95	0,95	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		100	100	100

Таблица 3.4.9 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки V объекта

Характеристики		Варианты		
		I	II	III
1		2	3	4
Режим разработки		ППД водой		
Расстояние между скважинами	На начало	621,9	621,9	621,9
	На конец	595,5	572,1	595,5
Плотность сетки, 10^4 м^2/скв	На начало	38,7	38,7	38,7
	На конец	35,5	32,7	35,5
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		1/1	1/1	1/1
Режим работы скважин:				
–добывающих		$P_{заб} \geq P_{нас}$		
–нагнетательных		$P_{заб} < P_{гидроразрыва}$		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.		0,95	0,95	0,95
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
–механизированных		0,98	0,98	0,98
–нагнетательных		0,95	0,95	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		650	650	650

Таблица 3.4.10 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки VI объекта

Характеристики		Варианты		
		I	II	III
1		2	3	4
Режим разработки		Водонапорный		
Расстояние между скважинами	На начало	697,5	697,5	697,5
	На конец	697,5	493,2	569,5
Плотность сетки, 10^4 м^2/скв	На начало	48,7	48,7	48,7
	На конец	48,7	24,3	32,4
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		-	-	-
Режим работы скважин:				
–добывающих		$P_{заб} \geq P_{нас}$		
–нагнетательных		-		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.		0,95	0,95	0,95
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
–механизированных		0,98	0,98	0,98
–нагнетательных		-	-	-
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		-	-	-

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	695,2	695,2	695,2
	На конец	695,2	310,9	310,9
Плотность сетки, 10^4 м^2/скв	На начало	48,3	48,3	48,3
	На конец	48,3	9,7	9,7
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		-	-	-
Режим работы скважин:				
–добывающих		$P_{заб} \geq P_{нас}$		
–нагнетательных		-		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.		0,95	0,95	0,95
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
–механизированных		0,98	0,98	0,98
–нагнетательных		-	-	-
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		-	-	-

Таблица 3.4.12 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки VIII объекта

Характеристики		Варианты		
		I	II	III
1		2	3	4
Режим разработки		Водонапорный		
Расстояние между скважинами	На начало	454,8	454,8	454,8
	На конец	384,3	313,8	313,8
Плотность сетки, 10^4 м^2/скв	На начало	20,7	20,7	20,7
	На конец	14,8	9,8	9,8
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.		-	-	-
Режим работы скважин:				
–добывающих		$P_{заб} \geq P_{нас}$		
–нагнетательных		-		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.		0,95	0,95	0,95
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
–механизированных		0,98	0,98	0,98
–нагнетательных		-	-	-
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		-	-	-

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Закачка воды с целью поддержания пластового давления на месторождении Карсак начала осуществляется с 1967г. Попутно добываемая вода месторождения Карсак закачивается на нагнетательных скважинах. На 01.05.2026г фонд нагнетательных скважин составляет 17 скважин (№№117, 226, 231, 235, 241, 242, 244, 246, 268, 269, 271, 275, 350, 356, 367, 368, 383).

Закачку воды осуществлять по герметизированной системе, что исключает возможность попадания агрессивных компонентов, механических примесей в закачиваемую воду, при этом необходимо использовать блочные установки очистки пластовых вод, дозировочные установки подачи ингибиторов коррозии и солеотложения.

Как правило, требования к качеству закачиваемой воды определяют по результатам опытной закачки, или по аналогии с месторождениями, на которых имеются объекты разработки и достаточный опыт эксплуатации системы заводнения. Исходя из требований, предъявляемых к качеству воды для заводнения пластов согласно СТ РК 1662-2007 в условиях месторождения для предварительных расчетов, могут быть приняты следующие величины:

- значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;
- при снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды;
- при контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора допускается снижение фильтрационной характеристики;
- содержание нефти должно быть не более 30 мг/л;
- содержание механических примесей также не более 30 мг/л, причем размер частиц механических примесей и нефти должен быть меньше среднего размера каналов поровых коллекторов продуктивных пластов, т.е. не более 1 мкм;
- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,05 мг/л;
- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в пластовой воде месторождения;
- при коррозионной активности воды свыше 0,1 мг/см^{2}сут, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506;
- в воде, нагнетаемой в продуктивном коллекторе, пластовые воды которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать;

- не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород;
- при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

В настоящем проекте 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 (3.4.1) 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:

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \quad (3.7.1)$$

где, k – проницаемость, мД;

h – мощность интервала перфорации, м;

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

В – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия.

Расчёт дебита горизонтальной нефтяной скважины по методу Джоши.

Преимущества скважин с горизонтальным стволом наилучшим образом можно обосновать путем простого анализа работы скважины. Поведение горизонтальной скважины анализируется, когда приток пластовой жидкости происходит по всей длине горизонтального ствола в продуктивном пласте, что отвечает открытому стволу, с хвостовиком, имеющим щелевидные отверстия, или перфорированной колонне с достаточно высокой плотностью, что позволяет не учитывать дополнительные фильтрационные сопротивления за счет перфорации, а также скин-эффект, обусловленный загрязнением призабойной зоны. Для выполнения более надежных сравнений необходимо рассматривать как переходный, так и псевдостационарный процессы фильтрации. Это особенно важно для низкопроницаемых коллекторов, в которых продолжительность переходного режима фильтрации очень высока.

Формула Джоши:

$$Q = \frac{K_h h \Delta P}{\mu B_o \{ ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} ln \frac{\beta h}{(\beta + 1) r_c} + 1 \}} \tag{3.7.2}$$

$$a = \frac{L}{2} \left[0{,}5 + \sqrt{0{,}25 + \left(\frac{2 r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0{,}5} \qquad \beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \tag{3.7.3}$$

где:

μ – вязкость жидкости, сП;

r_{eh} – радиус контура питания, м;

r_c – радиус ствола скв., м;

B_o – объемный коэффициент;

L – длина горизонтального ствола, м;

S – скин фактор;

K_h – горизонтальная проницаемость

K_v – вертикальная проницаемость

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

ΔP – депрессия.

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.**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Ближнее зарубежье	%	17%	15%	15%	16%	16%
Дальнее зарубежье	%	32%	31%	42%	44%	47%
на внутренний рынок	%	51%	54%	43%	40%	37%
Транспортные тарифы по направлениям						
Ближнее зарубежье	тг/тонн	16600	16238	16229	16277	16461
Дальнее зарубежье	тг/тонн	29205	30144	30148	30157	30157
на внутренний рынок	тг/тонн	10275	10678	10824	10865	10922
Цены по направлениям						
Ближнее зарубежье с учетом скидки	тг/тонн	207619	236390	239846	239846	239846
Дальнее зарубежье	тг/тонн	230259	262210	264096	264096	264096
на внутренний рынок	тг/тонн	93306	94915	96004	97780	98998
Курс доллара	тг/долл	540	480	480	480	480

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 и реконструкция 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 «Эмбамунайгаз» 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 таблицах 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 - Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных и капитальных затрат

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Эксплуатационные затраты		
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тг/тн.н	2087,38
Расходы на материалы	тг/тн.н	892,56
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг/скв	43,31
НИР	тыс.тг/скв	718,94
Геофизические работы	тыс.тг/скв	125,86
Маркшейдерские работы	тыс.тг/скв	7,00
Транспортные услуги	тыс.тг/скв	2438,13
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг/скв	514,05
Охрана труда	тыс.тг/скв	755,67
Охрана объектов	тыс.тг/скв	590,50
Аренда	тыс.тг/скв	1552,24
Страхование	тыс.тг/скв	221,85
Расходы на экологию	тыс.тг/скв	623,51

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Командировочные расходы	тыс.тг/скв	0,31
Почтовые услуги и связь	тыс.тг/скв	22,29
Потери нефти	%	0,5778%
Бригады (ПТГ, БДНГ...)	тыс.тг/скв	7913,82
ЦИР, ЦНИПР	тыс.тг/скв	1137,71
ЦППН	тыс.тг/тн.н	17971,66
Химлаборатория	тыс.тг/тн.н	1453,55
Цех ПРС	тыс.тг/скв	7845,57
Гараж спецтехники	тыс.тг/скв	3955,66
Участки (УПРЭО, УТГВС, УТРО...)	тыс.тг/скв	8457,47
Вспомогательные (ПК, медпункт, ДОС...)	тыс.тг/скв	565,53
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1работника ОПП в месяц	тг	1 304 810
Пособия и выплаты, путевки	тыс.тг/чел	1513,20
Затраты на обучение персонала от КВЛ	%	1
Плата за пользование зем участками	тыс.тг/год	1179,13
Прочие налоги и платежи	тыс.тг/год	678,27
Плата за загрязнение окр среды	тг/тн.н	37,43
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг/тн	432,78
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	7507,87
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	18606,47
Ликвидация	тыс.тг	8205,39
Вывод из консервации	тыс.тг	10935,38
Ввод из наблюдательного ф	тыс.тг	3 346
РИР	тыс.тг	19 504
Ввод из ликвиадции	тыс.тг	13 792
Капитальные вложения		
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины	тыс.тг	158 723
Средняя стоимость бурения наклонно-направленная скважина	тыс.тг	599 220
Средняя стоимость бурения горизонтальной скважины	тыс.тг	543 092
Средняя стоимость наземного оборудования добывающей скважины	тыс.тг	75 000
ПИР на бурение	тыс.тг	8 000

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 контрактам на недропользование. Согласно контракту, на недропользование АО «Эмбамунайгаз» 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 -6%.
- Социальные отчисления - 5%.
- ОСМС – 3%.

Таблица 3.5.4 - Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем добычи	Ставка, в %
1.	До 250 000 тонн включительно	5
2.	До 500 000 тонн включительно	7
3.	До 1 000 000 тонн включительно	8
4.	До 2 000 000 тонн включительно	9
5.	До 3 000 000 тонн включительно	10
6.	До 4 000 000 тонн включительно	11
7.	До 5 000 000 тонн включительно	12
8.	До 7 000 000 тонн включительно	13
9.	До 10 000 000 тонн включительно	15
10.	Свыше 10 000 000 тонн	18

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.	До120 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

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
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 2 вариант разработки.

Прогнозные технологические показатели разработки согласно рекомендуемому 2 варианту разработки по объектам и месторождению в целом представлены в таблицах 4.1.1-4.1.18.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	2	2	0	18	0	0	0	0,4	0	0	1	1	0	3	0	4,4	15,7	0,0
2027	5	5	0	23	0	0	0	1,6	0	0	0	0	0	8	0	4,6	16,2	0,0
2028	6	6	0	29	0	0	0	2,9	0	0	0	0	0	14	0	5,1	16,5	0,0
2029	6	6	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	20	0	4,8	18,8	0,0
2030	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	20	0	4,2	22,5	0,0
2031	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	1	1	0	19	0	3,6	30,5	0,0
2032	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	3,0	37,6	0,0
2033	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	2,6	42,0	0,0
2034	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	2,3	42,0	0,0
2035	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	2,0	42,0	0,0
2036	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,8	42,0	0,0
2037	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,6	42,0	0,0

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.$м^3$		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	3,2	1,0	1,2	61,0	19,4	0,017	11,4	2440,0	72,0	0,0	364,7	0,0	16,4
2027	5,5	1,8	2,2	66,5	21,2	0,019	19,3	2459,3	71,3	0,0	364,7	0,0	16,2
2028	15,2	4,8	6,1	81,7	26,0	0,023	49,0	2508,2	69,0	0,0	364,7	0,0	15,9
2029	24,1	7,7	10,4	105,8	33,7	0,030	94,4	2602,6	74,4	0,0	364,7	0,0	15,3
2030	29,2	9,3	14,0	135,0	43,0	0,039	156,3	2759,0	81,3	0,0	364,7	0,0	14,4
2031	23,5	7,5	13,1	158,5	50,4	0,045	200,7	2959,6	88,3	0,0	364,7	0,0	13,4
2032	19,6	6,2	12,6	178,1	56,7	0,051	248,3	3207,9	92,1	0,0	364,7	0,0	12,4
2033	16,8	5,4	12,4	194,9	62,0	0,056	276,9	3484,8	93,9	0,0	364,7	0,0	11,4
2034	15,1	4,8	12,6	209,9	66,8	0,060	276,9	3761,7	94,6	0,0	364,7	0,0	10,6
2035	13,5	4,3	12,9	223,4	71,1	0,064	276,9	4038,6	95,1	0,0	364,7	0,0	9,8
2036	12,1	3,9	13,4	235,5	75,0	0,067	277,7	4316,2	95,6	0,0	364,7	0,0	9,2
2037	10,8	3,4	13,8	246,4	78,4	0,071	276,9	4593,1	96,1	0,0	364,7	0,0	8,7

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	3	3	0	104	1	0	0	2,6	0	0	2	2	0	36	1	2,2	19,4	161,1
2027	0	0	0	104	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	36	1	1,9	17,5	163,3
2028	2	2	0	106	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	38	1	2,0	17,3	167,5
2029	0	0	0	106	0	0	0	3,1	0	0	1	1	0	37	1	1,9	17,4	167,0
2030	0	0	0	106	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	37	1	1,7	17,9	164,8
2031	0	0	0	107	1	0	0	3,1	0	0	0	0	0	38	1	1,5	18,3	167,1
2032	0	0	0	112	0	4	1	3,1	1	0	1	1	0	42	2	1,3	18,0	167,0
2033	0	0	0	116	3	1	0	3,1	0	0	3	3	0	43	2	1,2	17,8	169,1
2034	0	0	0	123	4	3	0	3,1	1	0	0	0	0	50	3	1,1	16,8	124,0
2035	0	0	0	125	2	0	0	3,1	0	0	3	2	1	50	2	1,0	16,8	165,8
2036	0	0	0	125	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	50	2	1,0	16,8	165,6
2037	0	0	0	127	1	1	0	3,1	0	0	2	2	0	50	2	0,9	16,9	166,4

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	24,2	3,3	5,7	320,4	44,3	0,053	215,1	9663,2	88,8	55,9	5354,7	28,0	60,6
2027	24,3	3,4	6,1	344,8	47,7	0,057	218,1	9881,2	88,8	56,6	5411,3	28,0	59,9
2028	25,5	3,5	6,8	370,3	51,2	0,061	224,2	10105,4	88,6	58,2	5469,6	28,0	59,2
2029	24,1	3,3	6,8	394,3	54,6	0,065	223,1	10328,5	89,2	57,9	5527,5	28,0	58,5
2030	21,3	2,9	6,5	415,6	57,5	0,069	229,0	10557,5	90,7	57,2	5584,6	27,0	57,8
2031	19,3	2,7	6,3	434,9	60,2	0,072	241,6	10799,2	92,0	57,9	5642,6	26,0	57,1
2032	19,1	2,6	6,6	454,0	62,8	0,075	262,6	11061,8	92,7	116,1	5758,7	48,0	56,8
2033	18,5	2,6	6,9	472,5	65,4	0,078	265,4	11327,2	93,0	117,3	5875,9	48,0	56,6
2034	19,2	2,7	7,7	491,7	68,1	0,082	292,1	11619,3	93,4	129,0	6004,9	48,0	56,4
2035	18,2	2,5	7,9	509,9	70,6	0,085	290,8	11910,1	93,7	115,0	6119,9	43,0	56,1
2036	16,7	2,3	7,9	526,6	72,9	0,087	291,6	12201,8	94,3	115,2	6235,1	43,0	55,8
2037	16,0	2,2	8,2	542,6	75,1	0,090	292,3	12494,0	94,5	115,4	6350,5	43,0	55,5

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м^3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	3	3	0	10	1	0,7	34,5	63,0
2027	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	10	1	0,7	35,0	63,9
2028	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	10	1	0,6	35,0	63,8
2029	1	1	0	40	0	0	0	0,8	0	0	0	0	0	11	1	0,8	34,0	64,7
2030	0	0	0	40	0	0	0	0,8	0	0	0	0	0	11	1	1,1	33,3	67,1
2031	1	1	0	41	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	12	1	1,6	32,2	70,9
2032	0	0	0	43	0	1	1	1,2	0	0	0	0	0	14	1	1,4	30,3	77,7
2033	0	0	0	46	0	2	1	1,2	1	0	0	0	0	17	2	1,3	28,0	43,7
2034	0	0	0	48	0	2	0	1,2	0	0	0	0	0	19	2	1,2	26,7	46,5
2035	0	0	0	49	0	1	0	1,2	0	0	2	2	0	18	2	1,3	25,5	42,2
2036	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	18	2	1,3	25,5	42,2
2037	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	18	2	1,2	25,5	42,1

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	2,5	0,9	1,5	120,1	42,0	0,126	119,7	4182,0	97,9	21,9	1414,7	20,0	37,0
2027	2,3	0,8	1,4	122,4	42,8	0,129	121,4	4303,3	98,1	22,1	1436,8	20,0	36,5
2028	2,1	0,7	1,3	124,5	43,5	0,131	121,7	4425,0	98,3	22,2	1459,0	20,0	36,1
2029	2,9	1,0	1,8	127,4	44,6	0,134	123,0	4548,0	97,6	22,5	1481,5	20,0	35,7
2030	4,2	1,5	2,6	131,6	46,0	0,138	127,2	4675,1	96,7	23,3	1504,8	20,0	35,2
2031	6,5	2,3	4,2	138,2	48,3	0,145	134,1	4809,2	95,1	24,6	1529,4	20,0	34,8
2032	7,0	2,4	4,7	145,2	50,8	0,152	147,3	4956,5	95,3	27,0	1556,4	20,0	34,4
2033	7,8	2,7	5,5	152,9	53,5	0,161	165,3	5121,8	95,3	30,3	1586,7	20,0	33,9
2034	8,2	2,9	6,2	161,2	56,4	0,169	176,0	5297,8	95,3	32,3	1619,0	20,0	33,4
2035	8,3	2,9	6,6	169,4	59,2	0,178	159,3	5457,2	94,8	29,2	1648,2	20,0	33,0
2036	8,0	2,8	6,9	177,5	62,0	0,186	159,8	5616,9	95,0	29,3	1677,5	20,0	32,7
2037	7,8	2,7	7,2	185,2	64,8	0,195	159,3	5776,3	95,1	29,2	1706,8	20,0	32,3

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	4	4	0	22	6	0,6	40,1	134,1
2027	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,5	34,7	116,0
2028	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,4	32,7	109,3
2029	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,4	32,2	107,7
2030	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,3	31,8	106,1
2031	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	21	6	0,3	31,6	100,7
2032	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	21	6	0,3	31,2	99,3
2033	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	5	5	0	16	6	0,3	31,5	76,4
2034	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	6	6	0	10	6	0,2	33,1	50,3
2035	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	10	6	0,2	33,1	50,3
2036	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	10	6	0,2	33,1	50,1
2037	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	9	6	0,2	34,9	47,6

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.$м^3$		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	4,6	0,3	17,9	1423,2	98,5	0,424	306,1	39765,4	98,5	279,1	21863,3	100,0	60,1
2027	3,5	0,2	16,7	1426,7	98,8	0,425	264,8	40030,2	98,7	241,3	22104,7	100,0	60,3
2028	3,2	0,2	18,2	1429,9	99,0	0,426	250,2	40280,4	98,7	228,0	22332,7	100,0	60,6
2029	2,9	0,2	20,0	1432,7	99,2	0,427	245,9	40526,3	98,8	224,0	22556,7	100,0	60,8
2030	2,6	0,2	22,6	1435,3	99,4	0,427	242,2	40768,5	98,9	220,7	22777,4	100,0	61,0
2031	2,2	0,2	25,3	1437,6	99,5	0,428	230,1	40998,6	99,0	209,6	22987,0	100,0	61,3
2032	2,0	0,1	30,8	1439,6	99,7	0,429	227,5	41226,1	99,1	207,2	23194,2	100,0	61,5
2033	1,5	0,1	31,8	1441,1	99,8	0,429	174,6	41400,8	99,2	159,0	23353,2	100,0	61,6
2034	0,8	0,1	25,6	1441,9	99,8	0,429	114,9	41515,7	99,3	104,6	23457,8	100,0	61,7
2035	0,7	0,1	31,1	1442,6	99,9	0,430	114,9	41630,6	99,4	104,6	23562,4	100,0	61,9
2036	0,7	0,0	41,0	1443,3	99,9	0,430	114,9	41745,6	99,4	104,6	23667,0	100,0	62,0
2037	0,6	0,0	59,1	1443,8	100,0	0,430	108,9	41854,5	99,5	99,1	23766,1	100,0	62,1

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по V объекту. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	125	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	3	9	0,8	43,2	85,5
2027	0	0	0	125	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	9	0,7	43,8	86,6
2028	0	0	0	125	0	0	0	0,0	0	0	1	0	1	3	8	0,6	43,8	97,4
2029	0	0	0	125	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	8	0,5	43,8	97,3
2030	1	1	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	1,6	38,5	103,1
2031	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	2,1	37,0	111,2
2032	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	2,1	39,0	117,0
2033	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	2,0	42,0	125,7
2034	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	2,0	46,3	138,4
2035	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	1,9	46,3	138,4
2036	0	0	0	127	0	1	0	0,5	0	0	0	0	0	5	8	1,6	39,6	147,9
2037	0	0	0	127	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	5	8	1,5	39,6	147,7

Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по V объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	0,8	0,0	1,6	1694,4	97,1	0,544	44,9	38301,4	98,3	266,8	39645,0	650,0	112,5
2027	0,7	0,0	1,4	1695,1	97,2	0,544	45,5	38346,9	98,5	270,3	39915,3	650,0	113,1
2028	0,6	0,0	1,2	1695,7	97,2	0,544	45,7	38392,6	98,7	270,9	40186,2	650,0	113,7
2029	0,5	0,0	1,1	1696,3	97,3	0,545	45,5	38438,2	98,8	270,0	40456,2	650,0	114,4
2030	2,0	0,1	4,1	1698,2	97,4	0,545	47,9	38486,0	95,9	286,1	40742,3	650,0	115,0
2031	2,9	0,2	6,4	1701,2	97,5	0,546	51,4	38537,4	94,3	308,5	41050,8	650,0	115,8
2032	2,9	0,2	6,7	1704,0	97,7	0,547	54,3	38591,7	94,7	325,6	41376,4	650,0	116,5
2033	2,8	0,2	7,0	1706,8	97,9	0,548	58,2	38649,9	95,2	348,6	41725,0	650,0	117,3
2034	2,7	0,2	7,3	1709,6	98,0	0,549	64,2	38714,1	95,7	383,9	42108,9	650,0	118,2
2035	2,7	0,2	7,7	1712,3	98,2	0,550	64,2	38778,3	95,8	383,9	42492,8	650,0	119,1
2036	2,8	0,2	8,7	1715,0	98,3	0,551	68,8	38847,2	96,0	411,3	42904,0	650,0	120,0
2037	2,5	0,1	8,6	1717,5	98,5	0,551	68,6	38915,8	96,3	409,8	43313,8	650,0	120,9

Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин по VI объекту. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м^3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,5	51,6	0,0
2027	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,5	43,1	0,0
2028	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,4	38,0	0,0
2029	0	0	0	22	0	1	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,6	22,6	0,0
2030	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,6	20,8	0,0
2031	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,6	19,2	0,0
2032	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,6	17,8	0,0
2033	0	0	0	23	1	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	0,7	15,7	0,0
2034	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	0,7	15,7	0,0
2035	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	0,6	15,7	0,0
2036	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	0,6	15,7	0,0
2037	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	0,6	15,7	0,0

Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VI объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	0,3	0,1	2,1	317,9	95,2	0,514	35,8	9307,2	99,1	0,0	614,2	0,0	7,2
2027	0,3	0,1	2,0	318,2	95,3	0,515	29,9	9337,1	98,9	0,0	614,2	0,0	7,2
2028	0,3	0,1	2,0	318,5	95,4	0,515	26,4	9363,5	98,8	0,0	614,2	0,0	7,2
2029	0,6	0,2	4,2	319,2	95,6	0,516	23,5	9387,1	97,3	0,0	614,2	0,0	7,1
2030	0,6	0,2	4,3	319,8	95,8	0,517	21,6	9408,7	97,1	0,0	614,2	0,0	7,1
2031	0,6	0,2	4,3	320,4	96,0	0,518	20,0	9428,7	97,0	0,0	614,2	0,0	7,1
2032	0,6	0,2	4,4	321,0	96,2	0,519	18,5	9447,2	96,8	0,0	614,2	0,0	7,1
2033	0,9	0,3	7,3	321,9	96,4	0,521	21,7	9468,9	95,7	0,0	614,2	0,0	7,1
2034	0,9	0,3	7,6	322,8	96,7	0,522	21,7	9490,6	95,8	0,0	614,2	0,0	7,1
2035	0,9	0,3	8,1	323,7	97,0	0,524	21,7	9512,3	95,9	0,0	614,2	0,0	7,0
2036	0,9	0,3	8,7	324,6	97,2	0,525	21,8	9534,1	96,0	0,0	614,2	0,0	7,0
2037	0,8	0,2	9,0	325,4	97,5	0,527	21,7	9555,8	96,2	0,0	614,2	0,0	7,0

Таблица 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин по VII объекту. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,9	18,3	0,0
2027	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	1,4	18,0	0,0
2028	0	0	0	21	0	2	1	1,4	0	0	0	0	0	6	0	1,1	15,6	0,0
2029	0	0	0	23	0	2	0	1,4	0	0	0	0	0	8	0	1,0	15,0	0,0
2030	0	0	0	23	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	8	0	1,0	15,0	0,0
2031	0	0	0	23	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	8	0	0,9	15,0	0,0
2032	0	0	0	23	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	8	0	0,9	15,0	0,0
2033	0	0	0	25	2	0	0	1,4	0	0	0	0	0	10	0	0,9	14,6	0,0
2034	0	0	0	28	2	1	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,9	14,3	0,0
2035	0	0	0	28	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,9	14,3	0,0
2036	0	0	0	28	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,9	14,3	0,0
2037	0	0	0	28	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,9	14,3	0,0

Таблица 4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VII объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	0,9	0,2	0,4	257,6	55,7	0,223	19,1	6790,6	95,3	0,0	2005,4	0,0	32,1
2027	1,5	0,3	0,7	259,1	56,0	0,224	18,7	6809,3	92,1	0,0	2005,4	0,0	32,0
2028	2,3	0,5	1,1	261,4	56,5	0,226	32,5	6841,8	92,9	0,0	2005,4	0,0	31,8
2029	2,8	0,6	1,4	264,2	57,1	0,229	41,5	6883,3	93,2	0,0	2005,4	0,0	31,6
2030	2,6	0,6	1,3	266,9	57,7	0,231	41,5	6924,8	93,6	0,0	2005,4	0,0	31,4
2031	2,5	0,5	1,3	269,4	58,2	0,233	41,5	6966,3	94,0	0,0	2005,4	0,0	31,2
2032	2,5	0,5	1,3	271,8	58,8	0,235	41,6	7008,0	94,0	0,0	2005,4	0,0	31,1
2033	3,2	0,7	1,7	275,0	59,5	0,238	50,6	7058,6	93,8	0,0	2005,4	0,0	30,8
2034	4,2	0,9	2,2	279,2	60,4	0,242	64,3	7122,9	93,5	0,0	2005,4	0,0	30,5
2035	4,2	0,9	2,3	283,4	61,3	0,245	64,3	7187,2	93,5	0,0	2005,4	0,0	30,3
2036	4,1	0,9	2,3	287,5	62,2	0,249	64,5	7251,7	93,6	0,0	2005,4	0,0	30,0
2037	4,1	0,9	2,3	291,5	63,0	0,252	64,3	7316,0	93,7	0,0	2005,4	0,0	29,7

Таблица 4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин по VIII объекту. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	33	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	11	0	0,6	16,2	0,0
2027	0	0	0	33	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	10	0	0,6	16,5	0,0
2028	1	1	0	34	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	11	0	1,3	16,2	0,0
2029	0	0	0	34	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	11	0	1,2	16,9	0,0
2030	0	0	0	34	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	11	0	1,2	17,9	0,0
2031	0	0	0	36	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	13	0	1,2	18,8	0,0
2032	0	0	0	38	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	15	0	1,1	20,1	0,0
2033	0	0	0	40	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	17	0	1,0	19,6	0,0
2034	0	0	0	42	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	19	0	1,0	19,2	0,0
2035	0	0	0	44	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	21	0	1,0	18,8	0,0
2036	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,9	18,8	0,0
2037	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,9	18,8	0,0

Таблица 4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VIII объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	2,2	0,4	1,0	305,2	58,1	0,159	61,6	2802,4	96,4	0,0	770,5	0,0	29,5
2027	2,0	0,4	0,9	307,2	58,5	0,160	57,4	2859,7	96,6	0,0	770,5	0,0	28,9
2028	4,8	0,9	2,2	312,0	59,4	0,162	62,0	2921,7	92,3	0,0	770,5	0,0	28,3
2029	4,7	0,9	2,2	316,7	60,3	0,164	64,3	2986,0	92,7	0,0	770,5	0,0	27,7
2030	4,6	0,9	2,2	321,3	61,2	0,167	68,1	3054,1	93,2	0,0	770,5	0,0	27,1
2031	5,3	1,0	2,6	326,6	62,2	0,170	84,8	3138,9	93,8	0,0	770,5	0,0	26,4
2032	5,7	1,1	2,9	332,3	63,3	0,173	104,9	3243,8	94,6	0,0	770,5	0,0	25,5
2033	6,1	1,2	3,2	338,4	64,5	0,176	115,5	3359,2	94,7	0,0	770,5	0,0	24,7
2034	6,6	1,3	3,5	345,0	65,7	0,179	126,3	3485,5	94,8	0,0	770,5	0,0	23,8
2035	7,1	1,3	3,9	352,1	67,1	0,183	137,0	3622,5	94,8	0,0	770,5	0,0	22,9
2036	6,8	1,3	3,9	358,9	68,4	0,186	137,5	3760,0	95,0	0,0	770,5	0,0	22,1
2037	6,6	1,3	4,0	365,5	69,6	0,190	137,2	3897,2	95,2	0,0	770,5	0,0	21,3

Таблица 4.1.17 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, 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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м^3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	5	5	0	293	0	0	0	0	10	10	0	90	17	1,3	27,6	105,8
2027	5	5	0	298	0	0	0	0	1	1	0	94	17	1,3	25,0	100,2
2028	9	9	0	308	2	1	0	0	1	0	1	106	16	1,5	22,9	104,1
2029	7	7	0	315	3	0	0	0	1	1	0	115	16	1,6	22,2	103,5
2030	1	1	0	316	0	0	0	0	0	0	0	116	16	1,7	23,3	105,8
2031	1	1	0	319	0	2	0	0	1	1	0	118	16	1,5	24,5	108,3
2032	0	0	0	323	5	4	1	0	1	1	0	126	17	1,3	24,3	114,3
2033	0	0	0	326	3	3	1	0	2	2	0	130	18	1,2	24,5	105,0
2034	0	0	0	328	6	2	1	0	0	0	0	138	19	1,2	22,8	98,6
2035	0	0	0	330	1	2	0	0	3	2	1	139	18	1,1	23,3	101,4
2036	0	0	0	330	1	0	0	0	0	0	0	140	18	1,1	23,2	105,5
2037	0	0	0	330	1	0	0	0	2	2	0	139	18	1,0	23,3	104,7

Таблица 4.1.18 – Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

	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 воды, тыс.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2026	38,7	0,7	2,8	4499,9	77,2	0,218	813,7	113252,1	95,2	623,5	72032,6
2027	40,1	0,7	3,0	4540,0	77,8	0,220	775,1	114027,2	94,8	590,4	72623,0
2028	53,9	0,9	4,2	4593,9	78,8	0,223	811,5	114838,7	93,4	579,3	73202,4
2029	62,7	1,1	5,1	4656,6	79,8	0,226	861,2	115700,0	92,7	574,4	73776,8
2030	67,1	1,2	5,7	4723,7	81,0	0,229	933,9	116633,9	92,8	587,2	74364,0
2031	63,0	1,1	5,7	4786,6	82,1	0,232	1004,1	117638,0	93,7	600,6	74964,6
2032	59,4	1,0	5,7	4846,0	83,1	0,235	1105,1	118743,0	94,6	675,9	75640,4
2033	57,6	1,0	5,8	4903,6	84,1	0,238	1128,2	119871,3	94,9	655,2	76295,6
2034	57,7	1,0	6,2	4961,3	85,1	0,240	1136,4	121007,7	94,9	649,8	76945,5
2035	55,4	1,0	6,4	5016,7	86,0	0,243	1129,2	122136,9	95,1	632,7	77578,2
2036	52,1	0,9	6,4	5068,8	86,9	0,246	1136,5	123273,4	95,4	660,4	78238,5
2037	49,1	0,8	6,4	5118,0	87,8	0,248	1129,3	124402,7	95,6	653,5	78892,0

Таблица 4.1.19 – Основные характеристики расчетных вариантов разработки

№№ п/п	Параметры	Объекты							
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
1	Плотность сетки скважин на начало разбуривания, га/скв	541,4	302,2	338,7	308,6	621,9	697,5	695,2	454,8
	Плотность сетки скважин на конец разбуривания, га/скв	342,4	245,6	256,1	308,6	572,1	493,2	310,9	313,8
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	-	26/1	10/1	4/1	1/1	-	-	-
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	Рпл>Рнас; Рзаб≥Рнас							
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	ΔР=Рпл-Рзаб, где минимальное Рзаб≥Рнас							
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, $м^3/т$	-	-	-	-	-	-	-	-
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 (компании), 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 показали отрицательный экономический результат по всем вариантам разработки. Менее убыточным является первый вариант при расчете до конца контрактного периода, однако по второму варианту наибольшая добыча нефти, доход от которой в рамках контракта дает положительный результат, таким образом к реализации рекомендуется второй вариант.

Согласно налоговому кодексу объектом налогообложения является Контракт на недропользование, выплата налогов осуществляется суммарно по всем месторождениям, включенным в единый Контракт. Месторождение Карсак входит в Контракт №211 от 13.08.1998г., в который также входят 6 месторождений НГДУ «Доссормунайгаз» включая Карсак, 6 месторождений НГДУ «Жайыкмунайгаз» и 1 месторождения НГДУ

«Кайнармунайгаз». В целом по Контракту разработка 13 месторождений является рентабельной, приносит прибыль как Государству так и Недропользователю (таблица 4.1.6).

Тот факт, что несмотря на не окупаемость понесенных затрат, на отсутствие рентабельности эксплуатаций месторождения Карсак, недропользователь продолжает разработку данного месторождения и готов вкладываться в месторождение свидетельствует о том, что это не коммерческий, а социальный проект, обеспечивающий, прежде всего, занятость работающего персонала.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по 2 варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5. Анализ движения денежных средств по контракту приведен в таблице 4.2.6. Экономические показатели по 1 и 3 вариантам приведены в табличных приложениях 4.2.1-4.2.10.

Таблица 4.2.1 – Капитальные вложение, 2 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за контрактный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)									
Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных	тыс.тг.	**8 389 076**	1198439	2996098	3595318	599220	0	0	0
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	**7 603 282**	1629275	0	1629275	3258549	543092	543092	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	**15 992 357**	**2827714**	**2996098**	**5224593**	**3857769**	**543092**	**543092**	**0**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	**16 886 834**	2827714	3085981	5538068	4204968	608263	621840	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО									
Обустройство промысла									
Обустройство скважины	тыс.тг.	**2 100 000**	375000	375000	675000	525000	75000	75000	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	**224 000**	40000	40000	72000	56000	8000	8000	0
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	**88 643**	88643	0	0	0	0	0	0
Прочие затраты не входящие в СМР	тыс.тг.	**119 612**	27121	23407	20193	23995	24896	0	0
ПИР по строительству	тыс.тг.	**124 541**	4413	30000	30000	30127	30000	0	0
Закуп ОС	тыс.тг.	**1 844 665**	368933	368933	368933	368933	368933	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	**4 501 460**	**904110**	**837340**	**1166126**	**1004055**	**506829**	**83000**	**0**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	4 759 767	904110	862460	1236094	1094420	567649	95035	0
ВСЕГО	тыс.тг.	**20 493 818**	**3731824**	**3833438**	**6390719**	**4861824**	**1049921**	**626092**	**0**
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	**21 646 602**	**3731824**	**3948441**	**6774162**	**5299388**	**1175911**	**716875**	**0**

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность, 2 вариант

	Ед.изм	Итого за контрактный 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.	**4 533 982**	292 525	327 717	352 519	391 349	390 133	384 373	380 482	387 502	407 923	411 299	406 230	401 930
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**1 310 406**	53 340	63 648	78 412	89 323	94 604	101 047	113 293	122 734	136 801	144 682	153 009	159 512
Налог на имущество	тыс.тг.	**1 748 378**	76 668	114 237	165 572	217 818	226 533	204 720	178 675	151 958	129 241	109 925	93 499	79 531
Прочие налоги	тыс.тг.	**62 333**	3 305	3 526	4 273	4 866	5 310	5 378	5 466	5 646	5 936	6 100	6 204	6 322
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**16 041 500**	461 239	511 031	869 119	1 057 161	1 193 179	1 496 172	1 481 027	1 508 352	1 814 675	1 829 694	1 920 088	1 899 762
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**14 207 069**	611 121	570 716	956 640	1 163 809	1 312 868	1 326 652	1 340 023	1 299 759	1 389 974	1 418 161	1 412 452	1 404 894
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**11 302 650**	430 773	516 819	778 391	935 636	1 032 707	1 025 903	1 030 955	1 057 259	1 120 600	1 130 693	1 123 832	1 119 083
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**40 138 354**	**1 343 921**	**1 452 260**	**2 499 889**	**3 077 264**	**3 475 069**	**3 775 499**	**3 768 957**	**3 758 205**	**4 189 305**	**4 227 955**	**4 302 854**	**4 267 175**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	**21 818 071**	1 421 369	1 529 341	2 263 958	2 230 602	1 613 984	1 598 254	1 609 595	1 718 602	1 891 884	1 918 642	1 965 091	2 056 751
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	**17 284 089**	1 128 844	1 201 624	1 911 439	1 839 253	1 223 851	1 213 881	1 229 112	1 331 099	1 483 961	1 507 342	1 558 861	1 654 821
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**44 672 336**	**1 636 446**	**1 779 977**	**2 852 408**	**3 468 613**	**3 865 202**	**4 159 872**	**4 149 439**	**4 145 707**	**4 597 228**	**4 639 255**	**4 709 084**	**4 669 104**

Таблица 4.2.3 - Производственный доход, 2 вариант

Производственный доход	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**
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	**394,468**	18,862	18,292	30,662	37,302	42,079	39,484	37,223	36,104	36,197	34,759	32,696	30,8
на внутренний рынок	тыс. тонн	**258,504**	19,595	21,580	22,949	25,015	24,630	23,111	21,788	21,133	21,187	20,345	19,138	18,0
Цена реализации продукции														
Нефти														
на экспорт	тг/тонн		222305,98	253973,73	257687,12	257644,82	257778,38	270667,30	284200,66	298410,69	313331,23	328997,79	345447,68	362720,1
на внутренний рынок	тг/тонн		93305,61	94915,00	96004,00	97780,00	98998,00	103947,90	109145,30	114602,56	120332,69	126349,32	132666,79	139300,1
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	тыс.тг.	**114484207,0**	4193079,47	4645734,44	7901085,51	9610556,82	10847085,99	10686943,00	10578764,53	10773943,05	11341721,54	11435586,63	11294633,08	11175073,0
на внутренний рынок	тыс.тг.	**28337387,1**	1828280,51	2048230,37	2203240,91	2445929,89	2438331,18	2402332,42	2378014,83	2421889,28	2549520,97	2570621,04	2538935,90	2512059,8
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	**142 821 594,12**	**6021359,98**	**6693964,81**	**10104326,42**	**12056486,70**	**13285417,16**	**13089275,41**	**12956779,37**	**13195832,33**	**13891242,52**	**14006207,67**	**13833568,97**	**13687132,8**

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за контрактный период	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)							
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	**1 827 399,52**	80 739,22	87 896,67	124 093,72	151 455,83	170 239,46
Затраты на материалы	тыс.тг.	**781 397,74**	34 524,16	37 584,70	53 062,59	64 762,65	72 794,55
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	**68 940,76**	3 897,65	3 419,54	4 048,88	4 612,29	4 885,02
НИР	тыс.тг.	**1 414 417,66**	64 704,36	70 959,11	84 018,61	95 709,87	101 369,24
Геофизические работы	тыс.тг.	**247 620,25**	11 327,71	12 422,72	14 709,03	16 755,80	17 746,58
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	**13 771,61**	630,00	690,90	818,06	931,89	986,99
Транспортные услуги	тыс.тг.	**4 796 712,07**	219 431,76	240 643,50	284 932,14	324 580,72	343 773,32
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	**1 011 324,48**	46 264,34	50 736,56	60 074,24	68 433,63	72 480,14
Охрана труда	тыс.тг.	**1 486 676,76**	68 009,94	74 584,23	88 310,91	100 599,45	106 547,94
Охрана объектов	тыс.тг.	**845 921,85**	53 145,39	55 802,66	58 592,79	61 522,43	64 598,55
Аренда	тыс.тг.	**3 053 842,05**	139 701,93	153 206,45	181 402,96	206 645,35	218 864,38
Расходы на экологию	тыс.тг.	**1 226 684,25**	56 116,25	61 540,82	72 866,95	83 006,45	87 914,66
Командировочные расходы	тыс.тг.	**601,67**	27,52	30,18	35,74	40,71	43,12
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	**43 849,15**	2 005,94	2 199,84	2 604,71	2 967,16	3 142,60
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	**10 268 194,34**	469 731,76	515 139,16	609 946,69	694 821,34	735 906,43
Затраты на персонал	тыс.тг.	**992 341,22**	45 395,93	49 784,20	58 946,61	67 149,09	71 119,64
Потери нефти	тыс.тг.	**752 989,90**	31 803,90	35 355,84	46 357,72	55 944,73	59 796,72
Бригады (ПТГ, БДНГ...)	тыс.тг.	**15 569 424,61**	712 243,35	781 093,54	924 847,99	1 053 541,46	1 115 837,83
ЦИР, ЦНИПР	тыс.тг.	**2 238 301,41**	102 393,98	112 292,06	132 958,58	151 459,89	160 415,78
ЦППН	тыс.тг.	**15 733 348,33**	695 139,85	756 763,36	1 068 408,81	1 303 988,15	1 465 709,43
Химлаборатория	тыс.тг.	**1 272 516,40**	56 223,05	61 207,17	86 413,12	105 466,83	118 546,88
Цех ПРС	тыс.тг.	**15 435 160,62**	706 101,27	774 357,73	916 872,50	1 044 456,18	1 106 215,33
Гараж спецтехники	тыс.тг.	**7 782 260,56**	356 009,52	390 423,77	462 278,36	526 604,83	557 743,20
Участки (УПРЭО, УТГВС, УТРО...)	тыс.тг.	**16 639 002,21**	761 172,56	834 752,57	988 382,56	1 125 916,93	1 192 492,89
Вспомогательные (ПК, медпункт, ДОС...)	тыс.тг.	**1 112 613,86**	50 897,95	55 818,09	66 090,99	75 287,61	79 739,40
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	**10 564,33**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	**435 328,29**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	**673 554,23**	82 053,90	8 615,66	9 046,44	56 992,59	49 868,51
Вывод из консервации	тыс.тг.	**362 753,88**	0,00	0,00	24 112,51	37 977,21	0,00
Ввод из наблюдательного ф	тыс.тг.	**8 172,68**	0,00	0,00	3 688,85	0,00	0,00
РИР	тыс.тг.	**592 047,40**	0,00	0,00	43 006,64	67 735,46	0,00
Ввод из ликвид.	тыс.тг.	**232 412,76**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**106 930 146,86**	**4 849 693,17**	**5 227 321,05**	**6 470 929,71**	**7 549 366,55**	**7 978 778,60**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**1 310 405,81**	53 340,38	63 648,01	78 411,68	89 322,74	94 604,43
Налог на имущество	тыс.тг.	**1 748 377,62**	76 668,32	114 237,40	165 572,25	217 817,96	226 532,81
Земельный налог	тыс.тг.	**18 768,30**	1 179,13	1 238,08	1 299,99	1 364,99	1 433,24
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	**32 768,12**	1 447,78	1 576,12	2 225,19	2 715,84	3 052,66
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	**10 796,11**	678,27	712,18	747,79	785,18	824,44
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**11 302 650,36**	430 772,86	516 818,51	778 391,14	935 635,91	1 032 706,68
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**121 353 913,17**	**5 413 779,91**	**5 925 551,35**	**7 497 577,75**	**8 797 009,16**	**9 337 932,86**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг							
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	**15 764 129,51**	668 677,06	712 214,22	1 085 455,42	1 301 788,34	1 445 837,41
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**16 041 500,06**	461 238,74	511 030,79	869 119,41	1 057 161,25	1 193 179,46
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**14 207 069,32**	611 120,64	570 716,17	956 640,25	1 163 809,03	1 312 868,39
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**46 012 698,89**	**1 741 036,44**	**1 793 961,17**	**2 911 215,08**	**3 522 758,62**	**3 951 885,26**
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**1 430 737,60**	**103 093,17**	**108 875,61**	**157 528,54**	**156 757,93**	**122 502,41**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	**493 563,93**	29 068,09	30 138,05	40 523,15	47 103,17	50 423,74
Страхование	тыс.тг.	**436 471,41**	19 966,95	21 897,08	25 927,08	29 534,86	31 281,27
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	**216 466,02**	37 318,24	39 484,41	67 741,62	52 993,88	11 759,11
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	**284 236,24**	16 739,89	17 356,06	23 336,69	27 126,02	29 038,29
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**47 443 436,50**	**1 844 129,61**	**1 902 836,78**	**3 068 743,62**	**3 679 516,55**	**4 074 387,66**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**168 797 349,67**	**7 257 909,52**	**7 828 388,14**	**10 566 321,37**	**12 476 525,71**	**13 412 320,52**
Доходы (убытки)							

Составляющие	Ед.изм	Итого за контрактный период	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8
Производственный доход	тыс.тг.	**142 821 594,12**	6 021 359,98	6 693 964,81	10 104 326,42	12 056 486,70	13 285 417,16
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	**168 797 349,67**	7 257 909,52	7 828 388,14	10 566 321,37	12 476 525,71	13 412 320,52
Операционный доход	**тыс.тг.**	**-25 975 755,55**	**-1 236 549,54**	**-1 134 423,33**	**-461 994,95**	**-420 039,01**	**-126 903,36**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	**11 734 311,87**	234 135,37	356 167,41	757 078,54	1 155 194,90	1 304 956,11
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**-37 710 067,41**	**-1 470 684,91**	**-1 490 590,74**	**-1 219 073,48**	**-1 575 233,90**	**-1 431 859,47**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	**20 579 814,81**	1 124 066,70	1 546 988,16	2 330 969,22	2 776 486,28	2 536 832,66
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	**-46 555 570,36**	-2 360 616,24	-2 681 411,49	-2 792 964,17	-3 196 525,29	-2 663 736,02
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**-37 710 067,41**	**-1 470 684,91**	**-1 490 590,74**	**-1 219 073,48**	**-1 575 233,90**	**-1 431 859,47**

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	9	10	11	12	13	14	15
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)								
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	167 726,10	166 028,29	169 091,52	178 002,51	179 475,67	177 263,48	175 387,05
Затраты на материалы	тыс.тг.	71 719,84	70 993,85	72 303,69	76 114,04	76 743,97	75 798,03	74 995,66
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	5 217,70	5 850,02	6 337,52	7 063,89	7 470,84	7 900,81	8 236,60
НИР	тыс.тг.	108 272,83	121 394,03	131 510,20	146 583,30	155 027,77	163 950,23	170 918,11
Геофизические работы	тыс.тг.	18 955,18	21 252,29	23 023,32	25 662,15	27 140,51	28 702,55	29 922,41
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	1 054,21	1 181,96	1 280,46	1 427,22	1 509,44	1 596,32	1 664,16
Транспортные услуги	тыс.тг.	367 185,47	411 683,37	445 990,32	497 107,67	525 745,39	556 004,12	579 634,29
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	77 416,29	86 798,09	94 031,27	104 808,70	110 846,59	117 226,25	122 208,37
Охрана труда	тыс.тг.	113 804,23	127 595,75	138 228,73	154 071,87	162 947,75	172 326,04	179 649,90
Охрана объектов	тыс.тг.	67 828,48	71 219,90	74 780,90	78 519,94	82 445,94	86 568,24	90 896,65
Аренда	тыс.тг.	233 769,80	262 099,53	283 941,16	316 485,18	334 717,48	353 981,80	369 026,02
Расходы на экологию	тыс.тг.	93 901,95	105 281,60	114 055,06	127 127,53	134 451,18	142 189,38	148 232,42
Командировочные расходы	тыс.тг.	46,06	51,64	55,94	62,35	65,95	69,74	72,71
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	3 356,63	3 763,40	4 077,02	4 544,31	4 806,10	5 082,71	5 298,73
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	786 024,20	881 279,67	954 719,64	1 064 145,20	1 125 449,22	1 190 223,28	1 240 807,76
Затраты на персонал	тыс.тг.	75 963,13	85 168,83	92 266,24	102 841,37	108 765,92	115 025,83	119 914,43
Потери нефти	тыс.тг.	62 191,90	67 608,77	71 712,00	78 357,56	79 558,42	81 246,83	83 055,51
Бригады (ПТГ, БДНГ...)	тыс.тг.	1 191 830,23	1 336 263,90	1 447 619,22	1 613 538,66	1 706 492,51	1 804 707,91	1 881 408,00
ЦИР, ЦНИПР	тыс.тг.	171 340,65	192 104,81	208 113,54	231 966,56	245 329,85	259 449,55	270 476,16
ЦППН	тыс.тг.	1 444 070,15	1 429 452,57	1 455 826,01	1 532 546,92	1 545 230,41	1 526 184,10	1 510 028,58
Химлаборатория	тыс.тг.	116 796,69	115 614,41	117 747,50	123 952,71	124 978,55	123 438,08	122 131,42
Цех ПРС	тыс.тг.	1 181 552,40	1 324 740,53	1 435 135,58	1 599 624,20	1 691 776,46	1 789 144,89	1 865 183,55
Гараж спецтехники	тыс.тг.	595 727,44	667 921,53	723 581,65	806 515,24	852 977,53	902 069,76	940 407,73
Участки (УПРЭО, УТГВС, УТРО...)	тыс.тг.	1 273 705,77	1 428 061,63	1 547 066,77	1 724 384,42	1 823 723,96	1 928 686,49	2 010 655,67
Вспомогательные (ПК, медпункт, ДОС...)	тыс.тг.	85 169,93	95 491,37	103 448,99	115 305,83	121 948,45	128 967,07	134 448,17
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	0,00	0,00	10 564,33	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	23 747,09	0,00	157 087,00	164 941,35	57 729,47	0,00	31 823,37
Ликвидация	тыс.тг.	62 834,33	65 976,04	80 820,65	60 615,49	101 834,02	66 828,58	28 068,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	87 926,73	46 161,53	113 095,75	16 964,36	17 812,58	18 703,21
Ввод из наблюдательного ф	тыс.тг.	0,00	4 483,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
РИР	тыс.тг.	0,00	130 687,11	82 332,88	172 899,05	30 257,33	31 770,20	33 358,71
Ввод из ликвид.	тыс.тг.	35 204,02	55 446,33	58 218,65	40 753,05	42 790,71	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**8 436 412,68**	**9 423 421,81**	**10 151 129,30**	**11 263 064,03**	**11 479 201,77**	**11 854 214,85**	**12 246 613,34**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	101 047,32	113 292,89	122 733,96	136 801,16	144 682,10	153 009,12	159 512,01
Налог на имущество	тыс.тг.	204 719,83	178 674,52	151 958,00	129 241,28	109 924,84	93 499,18	79 531,23
Земельный налог	тыс.тг.	1 504,90	1 580,14	1 659,15	1 742,11	1 829,21	1 920,67	2 016,71
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	3 007,59	2 977,15	3 032,07	3 191,86	3 218,28	3 178,61	3 144,96
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	865,66	908,95	954,39	1 002,11	1 052,22	1 104,83	1 160,07
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 025 902,98	1 030 955,41	1 057 258,57	1 120 600,42	1 130 692,82	1 123 832,41	1 119 082,66
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**9 773 460,97**	**10 751 810,86**	**11 488 725,45**	**12 655 642,96**	**12 870 601,24**	**13 230 759,68**	**13 611 060,99**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг								
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	1 424 491,52	1 410 072,12	1 436 087,99	1 511 768,72	1 524 280,25	1 505 492,17	1 737 964,29

Составляющие	Ед.изм	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	9	10	11	12	13	14	15
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	1 496 172,02	1 481 027,03	1 508 352,03	1 814 675,45	1 829 693,86	1 920 087,62	1 899 762,41
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	1 326 651,91	1 340 023,35	1 299 758,88	1 389 973,51	1 418 161,30	1 412 451,66	1 404 894,24
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**4 247 315,44**	**4 231 122,51**	**4 244 198,90**	**4 716 417,67**	**4 772 135,41**	**4 838 031,45**	**5 042 620,94**
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**115 141,21**	**107 752,18**	**108 761,81**	**113 588,45**	**113 478,09**	**112 335,28**	**110 922,92**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	47 313,62	44 604,46	43 264,21	43 375,42	41 651,81	39 179,45	36 918,77
Страхование	тыс.тг.	33 411,63	37 460,66	40 582,39	45 233,75	47 839,61	50 592,97	52 743,17
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	7 168,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	27 247,22	25 687,06	24 915,22	24 979,27	23 986,67	22 562,87	21 260,98
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**4 362 456,65**	**4 338 874,69**	**4 352 960,71**	**4 830 006,12**	**4 885 613,50**	**4 950 366,74**	**5 153 543,85**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**14 135 917,62**	**15 090 685,55**	**15 841 686,16**	**17 485 649,09**	**17 756 214,74**	**18 181 126,42**	**18 764 604,84**
Доходы (убытки)								
Производственный доход	тыс.тг.	13 089 275,41	12 956 779,37	13 195 832,33	13 891 242,52	14 006 207,67	13 833 568,97	13 687 132,79
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	14 135 917,62	15 090 685,55	15 841 686,16	17 485 649,09	17 756 214,74	18 181 126,42	18 764 604,84
Операционный доход	**тыс.тг.**	**-1 046 642,21**	**-2 133 906,18**	**-2 645 853,83**	**-3 594 406,57**	**-3 750 007,07**	**-4 347 557,45**	**-5 077 472,05**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	1 268 358,76	1 194 950,12	1 158 057,40	1 159 818,33	1 113 086,84	1 046 627,35	985 880,75
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**-2 315 000,97**	**-3 328 856,30**	**-3 803 911,23**	**-4 754 224,90**	**-4 863 093,91**	**-5 394 184,80**	**-6 063 352,80**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	2 264 350,65	1 925 231,94	1 636 971,67	1 391 924,41	1 183 600,24	1 006 487,76	855 905,10
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	-3 310 992,86	-4 059 138,12	-4 282 825,51	-4 986 330,98	-4 933 607,32	-5 354 045,21	-5 933 377,15
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**-2 315 000,97**	**-3 328 856,30**	**-3 803 911,23**	**-4 754 224,90**	**-4 863 093,91**	**-5 394 184,80**	**-6 063 352,80**

Таблица 4.2.5- Анализ движения денежных средств предприятия после налогооблажения, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за контрактный 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.	**142 821 594**	6 021 360	6 693 965	10 104 326	12 056 487	13 285 417	13 089 275	12 956 779	13 195 832	13 891 243	14 006 208	13 833 569	13 687 133
Итого приток средств	тыс.тг.	**142 821 594**	6 021 360	6 693 965	10 104 326	12 056 487	13 285 417	13 089 275	12 956 779	13 195 832	13 891 243	14 006 208	13 833 569	13 687 133
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	**168 797 350**	7 257 910	7 828 388	10 566 321	12 476 526	13 412 321	14 135 918	15 090 686	15 841 686	17 485 649	17 756 215	18 181 126	18 764 605
прямые затраты	тыс.тг.	**106 930 147**	4 849 693	5 227 321	6 470 930	7 549 367	7 978 779	8 436 413	9 423 422	10 151 129	11 263 064	11 479 202	11 854 215	12 246 613
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	**14 423 766**	564 087	698 230	1 026 648	1 247 643	1 359 154	1 337 048	1 328 389	1 337 596	1 392 579	1 391 399	1 376 545	1 364 448
расходы периода	тыс.тг.	**47 443 436**	1 844 130	1 902 837	3 068 744	3 679 517	4 074 388	4 362 457	4 338 875	4 352 961	4 830 006	4 885 614	4 950 367	5 153 544
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	**21 646 602**	**3 731 824**	**3 948 441**	**6 774 162**	**5 299 388**	**1 175 911**	**716 875**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**16 886 834**	**2 827 714**	**3 085 981**	**5 538 068**	**4 204 968**	**608 263**	**621 840**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**4 759 767**	**904 110**	**862 460**	**1 236 094**	**1 094 420**	**567 649**	**95 035**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Итого отток средств	тыс.тг.	**190 443 952**	10 989 734	11 776 829	17 340 483	17 775 914	14 588 232	14 852 792	15 090 686	15 841 686	17 485 649	17 756 215	18 181 126	18 764 605
Поток денежной наличности	**тыс.тг.**	**-47 622 357**	**-4 968 374**	**-5 082 865**	**-7 236 157**	**-5 719 427**	**-1 302 815**	**-1 763 517**	**-2 133 906**	**-2 645 854**	**-3 594 407**	**-3 750 007**	**-4 347 557**	**-5 077 472**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**-30 242 584**	-4 968 374	-4 585 354	-5 888 933	-4 198 996	-862 859	-1 053 662	-1 150 168	-1 286 518	-1 576 673	-1 483 921	-1 551 988	-1 635 140
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	**-47 622 357**	-4 968 374	-10 051 238	-17 287 395	-23 006 823	-24 309 637	-26 073 154	-28 207 060	-30 852 914	-34 447 321	-38 197 328	-42 544 885	-47 622 357
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**-30 242 584**	-4 968 374	-9 553 727	-15 442 660	-19 641 656	-20 504 515	-21 558 177	-22 708 344	-23 994 863	-25 571 536	-27 055 457	-28 607 445	-30 242 584

Таблица 4.2.6- Анализ движения денежных средств в целом по 211 контракту, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	2026-2037гг	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Выручка от реализации (без НДС)	млн.тг	**2 192 495**	194 357	196 718	200 889	197 460	195 149	177 319	175 966	175 014	173 719	172 229	168 379	165 297
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн.тг	**1 807 092**	149 804	153 526	158 379	158 698	158 092	142 717	144 788	145 831	147 663	147 838	149 289	150 468
Капитальные Вложения (без НДС)	млн.тг	**56 072**	13 202	11 981	13 055	11 776	5 342	717	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог		**87 025**	9 165	8 904	8 650	7 941	7 578	7 423	7 118	6 891	6 567	6 397	5 501	4 890
Итого отток средств	млн.тг	**1 950 189**	172 170	174 410	180 084	178 415	171 012	150 857	151 906	152 723	154 230	154 235	154 790	155 358
Поток денежной наличности	млн.тг	**242 305**	22 186	22 308	20 805	19 045	24 137	26 461	24 060	22 292	19 488	17 994	13 590	9 939

Составляющие	**Ед.изм**	**2026-2037гг**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**
Чистая приведенная стоимость:	млн.тг													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн.тг	**152 549**	22 186	20 125	16 931	13 982	15 986	15 810	12 968	10 839	8 549	7 121	4 851	3 201
Накопленный поток денежной наличности	млн.тг													
при ставке дисконта в 0%	млн.тг	**1 694 275**	22 186	44 495	65 299	84 344	108 481	134 943	159 002	181 294	200 782	218 777	232 366	242 305
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн.тг	**152 549**	22 186	42 311	59 242	73 225	89 211	105 021	117 989	128 828	137 376	144 497	149 348	152 549

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Технико-экономический анализ вариантов разработки показал, что при принятых исходных технико-экономических условиях ни один из рассмотренных вариантов не обеспечивает положительной экономической эффективности и, соответственно, не является рентабельным. Наименее затратным является 1 вариант, предусматривающий минимальный объем капитальных вложений.

Вместе с тем в качестве рекомендуемого к реализации принят 2 вариант разработки, предусматривающий бурение горизонтальных скважин с наклонным устьем. Несмотря на более высокие капитальные затраты, реализация данного варианта позволяет обеспечить достижение технологических коэффициентов извлечения нефти по всем эксплуатационным объектам, что соответствует требованиям наиболее полного и рационального освоения запасов месторождения. В связи с этим, с технологической точки зрения, 2 вариант является наиболее предпочтительным и рекомендуется к дальнейшей реализации.

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. извлек. запасы, тыс.т
I	0,090	3 492	314	1	0,025	86,4
				2	**0,071**	**246,4**
				3	0,071	246,4
II	0,120	6 021	722	1	0,083	497,1
				2	**0,090**	**542,6**
				3	0,087	526,2
III	0,300	952	286	1	0,145	138,2
				2	**0,195**	**185,2**
				3	0,186	177,5
IV	0,430	3 359	1 444	1	0,430	1 443,8
				2	**0,430**	**1 443,8**
				3	0,430	1 443,8
V	0,560	3 115	1 744	1	0,547	1 705,0
				2	**0,551**	**1 717,5**
				3	0,551	1 715,7
VI	0,540	618	334	1	0,519	320,6
				2	**0,527**	**325,4**
				3	0,524	323,7
VII	0,400	1 155	463	1	0,231	267,1
				2	**0,252**	**291,5**
				3	0,255	295,0
VIII	0,273	1 925	526	1	0,177	340,2
				2	**0,190**	**365,5**
				3	0,190	365,5
Всего по мест.	**0,283**	**20 637**	**5 833**	1	0,233	4 798,4
				2	**0,248**	**5 118,0**
				3	0,247	5 093,7

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Экономический анализ проведен по трем вариантам для оценки возможных финансовых и экономических последствии 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 по трем вариантам за контрактный период 2026-2037гг:

Объем необходимых капитальных вложении при расчете за контрактный период составляет:

1 вариант – 4 303,3 млн. тг.

2 вариант – 21 646,6 млн. тг.

3 вариант – 21 646,6 млн. тг.

Суммарные эксплуатационные затраты за контрактный период составляют:

1 вариант – 99 257,7 млн. тг

2 вариант – 168 797,3 млн. тг.

3 вариант – 149 225,5 млн. тг.

Поступления Государства за контрактный период:

1 вариант – 21 465,4 млн. тг.

2 вариант – 44 672,3 млн. тг.

3 вариант – 42 697,7 млн. тг.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за контрактный период, при ставке дисконта 10,85% имеет следующую величину:

1 вариант – (-19 066,1) млн. тг.

2 вариант – (-30 242,6) млн. тг.

3 вариант – (-22 681,9) млн. тг.

Таким образом, три варианта являются экономический не выгодными, менее убыточный первый вариант, но при меньшем конечном КИН, к реализации рекомендуется второй вариант с наибольшей добычей и большим конченым КИН.

Таблица 5.1- Технико-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты		
		1	2	3
Контрактный период	**период**	**2026 - 2037**	**2026 - 2037**	**2026 - 2037**
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	834	1 137	926
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	40,0	67,1	65,0

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты		
		1	2	3
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	664,7	675,9	623,5
Темп отбора при проектном уровне	%	0,7	1,2	1,1
Ввод новых скважин из бурения	ед.	8	28	28
вертикальных	шт.	8	0	0
наклонно-направленных	шт.	0	14	14
горизонтальных	шт.	0	14	14
Накопленные показатели				
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	337	657	632
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	4 798	5 118	5 094
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	8 569	11 964	9 553
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	121 007	124 403	121 991
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	6 745	7 483	4 694
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	78 155	78 892	76 103
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,233	0,248	0,247
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	97,0%	95,6%	95,2%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	69 455,8	142 821,6	137 489,1
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	4 303,3	21 646,6	21 646,6
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	99 257,7	168 797,3	149 225,5
производственные расходы	млн. тг	69 672,4	106 930,1	90 323,3
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	7 290,6	14 423,8	13 578,2
непроизводственные расходы	млн. тг	22 294,6	47 443,4	45 324,1
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	105 984,4	189 377,2	169 805,3
- Поток денежной наличности	млн. тг	-34 105,1	-47 622,4	-33 383,0
- Поступления Государству	млн. тг	21 465,4	44 672,3	42 697,7
Чистые дисконтированные поступления				
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	-19 066,1	-30 242,6	-22 681,9

Месторождение Карсак разрабатывается в рамках Контракта №211 от 13.08.1998г., в рамках которого в настоящее время разрабатывается всего 13 месторождений. Несмотря на то, что разработка месторождения Карсак **не рентабельна,** но за счет рентабельности других месторождений Контракт №211 от 13.08.1998г обеспечивает стабильное поступление платежей в государственный бюджет. Продолжение разработки месторождения Карсак обеспечит задействованность рабочего персонала, тем самым социальную стабильность региона, а также загрузку нефтеперерабатывающих заводов (таблица 5.3.).

Таблица 5.2. - Месторождения входящие в 211 контракт

№	Наименование
1	Б.Жоламанов (Орысказган)
2	Алтыкуль
3	Ботахан
4	Жолдыбай Северный
5	Карсак
6	Кошкар
7	Макат Восточный
8	Гран

№	Наименование
9	Жанаталап
10	Забурунье
11	Камышитовое Юго-Восточное
12	Камышитовое Юго-Западное
13	С.Балгимбаев (Мартыши)

Таблица 5.3- Экономические показатели по 211 Контракту в целом согласно утвержденным проектным документам

Составляющие	**Ед.изм**	**2 вариант**
Контрактный период		**2026-2037гг**
Выручка от реализации (без НДС)	млн.тг.	2 192 495
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн.тг.	1 807 092
прямые затраты	млн.тг.	802 452
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн.тг.	175 452
расходы периода	млн.тг.	829 188
Капитальные Вложения (без НДС)	млн.тг.	56 072
Корпоративный подоходный налог	млн.тг.	87 025
Итого отток средств	млн.тг.	1 950 189
Поток денежной наличности	млн.тг.	242 305
Чистая приведенная стоимость, при ставке в 10,85%	млн.тг.	152 549

Анализ чувствительности

Анализ чувствительности проекта — это характеристика его устойчивости. При анализе устойчивости его анализируют с позиции основных экономических характеристик эффективности.

Использованные в расчетах показатели различны не только по своему смыслу, но и по степени определенности принятых значений. Например, ставки налогов установлены законодательством и известны с высокой степенью достоверности. Значения же принятых эксплуатационных расходов и капитальных вложений определялись на основе расчетов. В определенной степени это относится и к доходной части, так как цена реализации газа была принята на основе макроэкономических показателей недропользователя, что предполагает изменении использованных макроэкономических показателей.

В данном разделе по первому варианту проведен расчет чувствительности проекта на изменение чистой приведенной стоимости денежного потока (NPV-10,85%), при изменении от базовой величины, как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения следующих исходных факторов:

- объем добычи нефти;
- цена реализации продукции;
- эксплуатационные затраты;
- капитальные вложения;

Проведенные расчеты свидетельствуют, что проект является отрицательным при изменении данных параметров в сторону уменьшения эксплуатационных затрат на 30%

ЧПС показал отрицательное значение, и при увеличении цены реализации нефти на 30% ЧПС показал отрицательное значение.

Для наглядной демонстрации влияния переменных показателей на критерии экономической эффективности проведен анализ чувствительности проекта, представленный на рисунках 5.1.1.

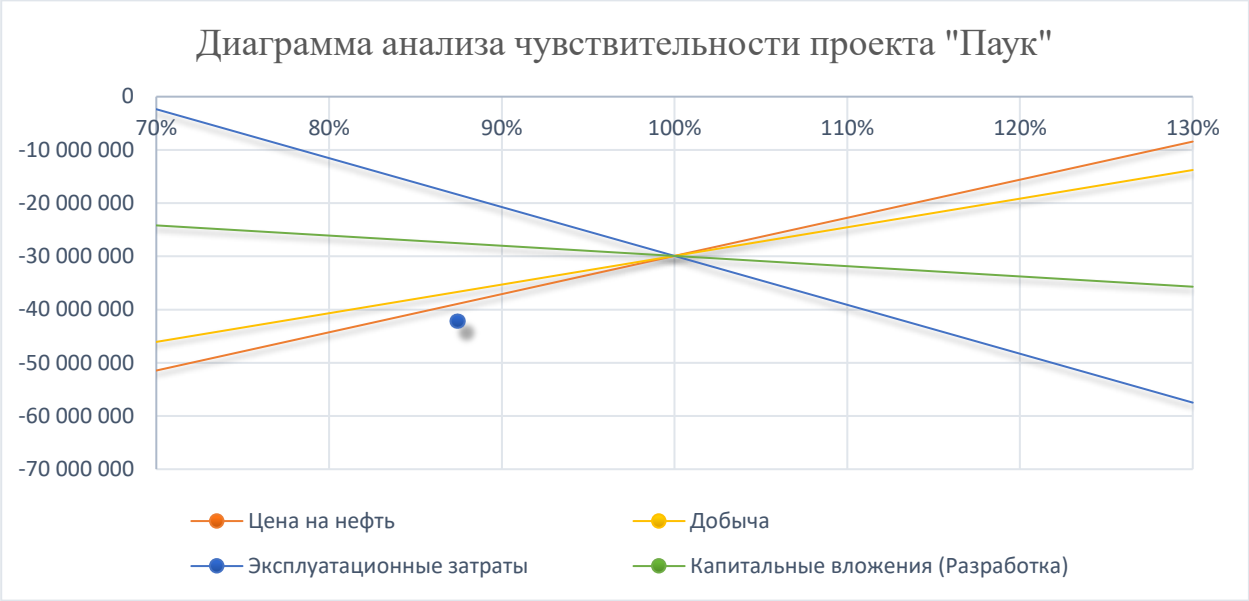


Рисунок 5.1.1 - Чувствительность проекта к изменению NPV на факторном анализе «Паук» (2 вариант)

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

Результаты анализа техники и технологии добычи нефти, применяемых в настоящее время на месторождении, и текущее состояние условий эксплуатации служат основанием для выбора экономичного и рационального способа добычи, для обеспечения проектных показателей на месторождении Карсак.

В настоящее время на месторождении добывающий фонд скважин эксплуатируется УШГН и УШВН. Анализ выполнен по промысловым данным технико-технологического состояния скважин на 01.05.2026г.

Технологические условия эксплуатации скважин определены исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, результатов анализа работы и характеристики скважин.

Анализ работы эксплуатационного фонда скважин

По состоянию на 01.05.2026г на месторождении пробурено 308 скважин.

Фонд добывающих скважин составляет 89 ед., из которых 85 скважин находятся в эксплуатации, 1 скважина в бездействии. В консервации находятся 60 скважин.

Фонд нагнетательных скважин составляет 21 скважин, в том числе 4 в консервации.

Фонд ликвидированных скважин составляет 131 ед.

Фонд наблюдательный скважин составляет 7 ед.

Техническое состояние действующих скважин.

По состоянию на 01.05.2026 года скважины эксплуатируется механизированным способом, из них УШГН 85 скважин. УШВН составляет 52 скважин. Дебит скважинах оборудованиях УШГН по жидкости варьируется от 0,9 м^3/сут. до 50,1 м^3/сут, при обводненности, изменяющейся в широком диапазоне - от 40% до 98%.

Суточные дебиты нефти скважин, оборудованных винтовыми насосами, колеблются от 0,2 т/сутки до 1,2 т/сутки, по жидкости от 1,2 м^3/сутки до 32,8 м^3/сутки, обводненность достигает 98%.

Условия фонтанирования скважин

В связи с тем, что все скважины работают механизированными способами добычи, а также предусмотренные проектом бурения новых добывающих скважин условия фонтанирования не рассматриваются.

Показатели эксплуатации скважин месторождения Карсак по годам указывается в разделе 8.1.

Обоснование выбора подъёмного лифта.

Рассчитать газожидкостный (фонтанный) подъёмник - это значит выбрать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий промысловым условиям. Для таких расчётов используется графический метод, в основе которого лежат кривые изменения давления по колонне НКТ, P=f (H) для труб различного диаметра, при различных дебитах.

По полученным зависимостям P=f (H) строятся характеристические кривые работы подъёмника, т.е. изменение забойного давления (на башмаке подъёмника) от дебита при фиксированных значениях устьевых давлений.

Основным критерием при выборе компоновки НКТ и режима работы скважины является достижение минимальных потерь давления при движении флюида по колонне НКТ, т.е. перепад давления по длине подъёмника должен быть минимальным, а его пропускная способность и соответственно добыча максимально возможной.

В настоящее время для промысловых расчётов используются программы для персональных ЭВМ, в основу которых заложены корреляции для гидродинамического расчёта движения газожидкостной смеси в колонне подъёмных труб.

Однако для каждой конкретной скважины (особенно при обводнённой продукции) спуск колонны НКТ большого диаметра обуславливается рентабельностью, если это не определяется другими более приоритетными факторами (необходимость спуска через колонну НКТ оборудования и приборов большого диаметра, и т.п.).

Выбор компоновок лифтовой колонны (размер и длина секций) основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;

- выполнение интенсификации с помощью гибких (спиральных) труб, а также гидравлического разрыва пласта;
- допуск на коррозию в размере примерно, 20% от толщины стенки (около 1мм);
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Выбор глубины спуска башмака колонны над интервалом перфорации (до 50 м) обоснован следующим условием:

- расположение хвостовика выше интервала перфорации облегчает его техническое обслуживание и снижает подверженность его коррозии и эрозии потоками флюида из перфорационных отверстий, а также предотвращает возможность застревания хвостовика на забое;
- улучшает условия проведения исследований со спуском таких приборов, как PLT и др;

Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче рекомендуется использование установок плунжерных штанговых насосов (УШГН) и винтовых насосных установок (УШВН).

Эксплуатация скважин штангово-глубинными насосными установками (УШГН)

Устьевое оборудование действующего добывающего фонда УШГН представлено станками–качалками типа СК-5, СК-6, СКД-3, СКН-3, ПШГН-4, грузоподъемностью 4, 5 тонн.

На устьях скважин насосные трубы подвешены при помощи планшайбы, устанавливаемой на колонном фланце. 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.

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы не вставного (трубного) исполнения типа условными размерами диаметра 44 и 57мм. с цельным безвтулочным цилиндром. Насосы спускаются в скважину на колонне НКТ диаметром 60, 73, 89 мм.

Применяемая колонна штанг диаметром 19,22 и 25 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.

Технические характеристики УШГН.

УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и среднедебитных скважинах ($2{,}5 \le Q_ж \le 80$ м^3/сут) малой и средней глубины (до 1500 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), не дефицитность и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

Скважинное оборудование УШГН характеризуется многообразием типоразмеров. КПД установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса 0,8÷1,0. Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $p_{пр} >$ 0,35÷0,7 МПа. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %. Недостатком установки является утечки через сальник.

Надежная работа УШГН возможна при правильном подборе оборудования, соответствии технологического режима эксплуатации скважины, качественном выполнении монтажных работ и точном уравновешивании, а также при своевременных профилактических ремонтах и смазках.

В процессе эксплуатации станка-качалки необходим контроль за состоянием сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, а также за уравновешиванием, натяжением ремней и отсутствием течи масла в редукторе и т.п. Кроме того, следует проверять соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка-качалки. При подключении электродвигателя необходимо, чтобы кривошипы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

Наземное оборудование УШГН включает в себя станок-качалку, внутрискважинное оборудование УШГН состоит из колонны НКТ, глубинного насоса и штанг.

Выбор механизированного способа эксплуатации для добычи нефти.

Эксплуатация УШГН

При эксплуатации УШГН по диаграмме из справочника Адонина А.Н. «Добыча нефти штанговыми насосами» на месторождении Карсак рекомендуется применение станков-качалок типа СК-3, ПШГН-4, грузоподъемностью 4 тонн.

В таблице 6.1.4.1 приведены основные параметры, рекомендуемых станков-качалок.

Таблица 6.1.1 – Виды станков-качалок

Тип станка-качалки	Максимальная нагрузка в точке подвеса, тонн	Ход полированного штока, м	Число качаний, в мин
СК-3	**3,0**	**0,6;0,8;0,9;1,05;1,2**	**1,7-4,2**
ПШГН-4	**4,0**	**0,5;0,6;0,8;0,9;1,1;1,3;1,5;**	**2-7,4**

Устьевое оборудование

Оборудование устья включает крестовик, установлена на колонной головке (ОКК) колонну, к боковым отводам каждого присоединены краны, (задвижки) а на верхнем, горизонтальном фланце установлен посадочный фланец, на котором висит колонна НКТ, а в верхней части на посадочном фланце – устьевой сальник СУСГ-2. Сальник устьевой предназначен для герметизации устья скважины, эксплуатируемой штанговыми насосами, исключения утечек нефти между полированным штоком и уплотнением сальника.

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.

Выбор скважинного насоса

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 уменьшения/увеличения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добычных возможностей скважины могут применяться насосы различных диаметров.

В таблице 6.1.4.2 приведена теоретическая производительность насосов, применяемых и рекомендуемых для добычи нефти на месторождении.

Таблица 6.1.2 – Теоритическая производительность насосов

Число качаний	Длина хода	Диаметр насоса, мм	
		44 мм	57 мм
		$м^3$/сут	$м^3$/сут
1,7	0,5	1,7	2,8
	0,6	2,2	3,7
	0,8	3,0	5,0
	0,9	3,3	5,6
	1,1	4,1	6,9
	1,3	4,8	8,1
	1,5	5,6	9,4
7,4	0,5	8,1	13,6
	0,6	9,7	16,3
	0,8	13,0	21,7
	0,9	14,6	24,5
	1,1	17,8	29,9
	1,3	21,1	35,3
	1,5	40,8	14,1

Как видно из таблицы производительность применяемых и рекомендуемых диаметров штанговых глубинных насосов при длине хода от 0,5 м до 1,5 м и числе качаний от 1,7 до 7,4 имеет широкий диапазон для обеспечения проектного дебита.

Эксплуатация скважин штангово-винтовые насосные установки (УШВН)

На дату составления «Проект разработки…» на месторождении с применением винтовых насосов эксплуатируются 57 скважин.

Статор винтовых насосов спускается в скважину на колонне НКТ диаметрами 73 и 89 мм. На колонне НКТ выше насоса установлен сливной клапан. Статор насоса фиксируется внутри эксплуатационной колонны (140,146,168 мм). Устьевой привод

УШВН обеспечивает возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Эксплуатация УШВН. Преимуществом УШВН с верхним приводом по сравнению с УШГН являются: простота конструкции и малая масса привода; отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки; простота транспортировки, монтажа и обслуживания; возможность откачки жидкостей высокой вязкости (μ > 200 МПа·с), с повышенным содержанием газа (до 50 % свободного газа на приеме насоса) и механических примесей (до 400 мг/л); уравновешенность привода; постоянство нагрузок, действующих на штанги; равномерность потока жидкости; снижение энергозатрат и мощности приводного двигателя; минимальное эмульгирующее воздействие на откачиваемую жидкость; отсутствие клапанов в скважинном насосе.

УШВН рекомендуется применять для откачки жидкости дебитом 3÷100 м^3/сутки с напором до 1800 м. Регулирование подачи насоса ограничено изменением числа оборотов ротора. КПД, установки составляет 50-70 % при давлении на приеме насоса $p_{пр}$ < 0,7 МПа. Эксплуатационные затраты УШВН зависят от долговечности эластомера статора.

Недостатком УШВН является заклинивание ротора при повреждении эластомера.

Наземное оборудование

В систему управления входят частотные преобразователи, устройства защиты двигателя, счётчики измерения давления для управления пуском и остановкой электродвигателя. Данное устройство имеет автоматическую индикацию для ведения записи тока, общего рабочего времени и других параметров, а также обладает функциями защиты от перегрузки и недогрузки двигателя для обеспечения нормальной эксплуатации скважины.

Наземный привод передаёт вращающую силу на ротор глубинного насоса и состоит из редукционной коробки, электродвигателя, герметически закрытой коробки и других частей.

Скважинный насос

Глубинный насос состоит из ротора и статора. В комплект УВШН входят также: полированный шток, центраторы насосной штанги, якоря для защиты от отворота НКТ, , газовый сепаратор и др. оборудование.

Выбор параметров УШГН и УШВН диаметра подъёмного лифта (НКТ)

Для повышения эффективности механизированной добычи скважин с использованием УШГН и УШВН снижения гидродинамического сопротивления в процессе эксплуатации необходимо выбрать лифтовый подъёмник с большим диаметром.

Исходные данные для расчета силы трения насосной штанги и столба жидкости в стволе при разных диаметрах НКТ выбраны по принципу большого числа ходов и большой длины хода: число ходов 6 к/мин, длина хода 1,5 м и глубины спуска насоса.

В таблице 6.1.4.3. приведены результаты расчёта.

Таблица 6.1.3 - Сила трения насосной штанги и столба жидкости в стволе скважины (для УШВН)

Диаметр НКТ, мм	Диаметр насосной штанги, мм	Длина хода, м	Число ходов, кач/мин	Подвес насоса, м	Вязкость сырой нефти, мПа*с	Сила трения, Н
60	22	1,5	6	300	1436	1885,91
73	22	1,5	6	300	1436	1212,89
88,9	22	1,5	6	300	1436	887,27

Таблица 6.1.4 – Сила трения насосной штанги и столба жидкости в стволе скважины (для УШГН)

Диаметр НКТ, мм	Диаметр насосной штанги, мм	Длина хода, м	Число ходов, кач/мин	Подвес насоса, м	Вязкость сырой нефти, мПа*с	Сила трения, Н
60	22	1,5	6	250	75	82,08
73	22	1,5	6	250	75	52,79
88,9	22	1,5	6	250	75	38,62

Согласно результатам расчета, для подъёмного лифта наиболее оптимальным вариантом для глубин спуска рекомендуется применение НКТ диаметром 73 мм и 89 мм.

Обоснование устьевого и внутрискважинного оборудования на нагнетательных скважинах

По состоянию на 01.05.2026г на месторождении Карсак фонд действующих нагнетательных скважин составляет 53 скважин. Суточная приемистость варьируется от 5м^3/сут (скв. №321, 365, 376) до 170м^3/сут (скв. № 383).

На I объекте количество нагнетательных скважин составляют 2 ед. Среднее устьевое давление нагнетательных скважин 32 МПа, среднее забойное давление 48,35 МПа, тогда как пластовое давление 16,4 МПа. Средняя суточная закачка 28 м^3/сут., при коэффициенте приемистости 0,61 м^3/сут/атм.

На II объекте количество нагнетательных скважин составляют 13 ед. Среднее устьевое давление нагнетательных скважин 26,5 МПа, среднее забойное давление 53,5 МПа, тогда как пластовое давление 28 МПа. Средняя суточная закачка 63,5 м^3/сут., при коэффициенте приемистости 0,39 м^3/сут/атм.

На III объекте количество нагнетательных скважин составляют 4 ед. Среднее устьевое давление нагнетательных скважин 33,3 МПа, среднее забойное давление 61,5 МПа, тогда как пластовое давление 28,5 МПа. Средняя суточная закачка 44,5 м^3/сут., при коэффициенте приемистости 0,38 м^3/сут/атм.

На IV объекте количество нагнетательных скважин составляют 13 ед. Среднее устьевое давление нагнетательных скважин 33,8 МПа, среднее забойное давление 71 МПа, тогда как пластовое давление 37,0 МПа. Средняя суточная закачка 62 м^3/сут., при коэффициенте приемистости 0,47 м^3/сут/атм.

На V объекте количество нагнетательных скважин составляют 12 ед. Среднее устьевое давление нагнетательных скважин 32 МПа, среднее забойное давление 79,05 МПа, тогда как пластовое давление 46,2 МПа. Средняя суточная закачка 63,2 м^3/сут., при коэффициенте приемистости 0,54 м^3/сут/атм.

На VI объекте количество нагнетательных скважин составляют 1 ед. Среднее устьевое давление нагнетательных скважин 38 МПа, среднее забойное давление 93 МПа, тогда как пластовое давление 55 МПа. Средняя суточная закачка 30 м^3/сут., при коэффициенте приемистости 0,27 м^3/сут/атм.

На VII объекте количество нагнетательных скважин составляют 3 ед. Среднее устьевое давление нагнетательных скважин 32,3 МПа, среднее забойное давление 88,4 МПа, тогда как пластовое давление 56,1 МПа. Средняя суточная закачка 47 м^3/сут., при коэффициенте приемистости 0,35 м^3/сут/атм.

На VIII объекте количество нагнетательных скважин составляют 5 ед. Среднее устьевое давление нагнетательных скважин 10 МПа, среднее забойное давление 20,74 МПа, тогда как пластовое давление 10,74 МПа. Средняя суточная закачка 10 м^3/сут., при коэффициенте приемистости 0,18 м^3/сут/атм.

В 2019г предусмотрено бурение четырех скважины. Две скважины на II объекте (№№48д, 378д) остальные две скважины на VII объекте (№16д и №49д).

Внутрискважинное оборудование нагнетательных скважин

Выбор внутрискважинного оборудования нагнетательных скважин основывается на технологических показателях и конкретных условиях закачки рабочего агента. Подземное оборудование нагнетательных скважин должно включать весь комплекс оборудования, которым оснащены эксплуатационные скважины.

Диаметр скважинного трубопровода (лифтовой колонны), через который рабочую среду нагнетают в пласт, определяется подачей насосных установок (максимальный темп закачки рабочего агента до 2000 м^3/сут). Исходя из этого, рекомендуется односекционная конструкция лифтовых колонн диаметром 114 мм, состоящих из труб марки стали 90 SS, прочность которых позволяет поддерживать противодавление в затрубе.

Для разобщения трубного и затрубного пространства, а также уменьшения нагрузки на колонну устанавливается извлекаемый гидравлический пакер. Под пакером располагается посадочный ниппель для установки в нём необходимого оборудования и

различных приборов исследования и приборов контроля притока, а башмак НКТ оборудуется направляющей воронкой, которая служит для предотвращения обрыва кабеля во время проведения исследовательских и ремонтных работ.

Устьевое оборудование нагнетательных скважин

Нагнетательная арматура предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин и контроля закачки воды. Нагнетательная арматура устанавливается на колонную обвязку или колонный фланец. Через нагнетательную арматуру производится спуск инструмента и приборов при исследовании скважин. Типоразмер нагнетательной арматуры определяется расчётным давлением нагнетания на устье (максимальное избыточное давление на устье 17 МПа). Согласно ГОСТ 13846-2003 в качестве нагнетательной рекомендуется применять фонтанную арматуру на рабочее давление 35 МПа.

Нагнетательная арматура состоит из фонтанной елки и трубной обвязки. Для оборудования устья нагнетательных скважин применяется арматура типов АНК1-65Х210 и АНК1-65Х350

Устьевая арматура типа АНК1 для нагнетательных скважин состоит:

1 — трубная головка; 2 — быстросборное соединение; 3 — разделитель под манометр;

4 — задвижка ЗМС1; 5 — обратный клапан.

Скважинный клапан-отсекатель, верхняя центральная задвижка и задвижка бокового отвода для нагнетаемой продукции регулируются гидравлическим приводом через панель управления и при сбоях системы закрываются (при потере гидравлического давления в системе и потере сигнала контроля).

6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

Осложняющими факторами эксплуатации скважин на месторождении являются асфальто-смолистые парафиновые отложения (АСПО) в призабойной зоне скважины (ПЗС), в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании, а также высокая обводненность скважинной продукции. Кроме того, породы, слагающие пласты-коллекторы, содержат значительное количество песка, что приводит к осаждению части его на забое, образованию песчаных пробок и снижению продуктивности скважин.

Мероприятия по борьбе с асфальто-смолистыми парафиновыми отложениями

Интенсивность образования АСПО, в основном, зависит от технологического режима работы скважин: производительности, обводненности продукции, температуры и давления. Выбор эффективного способа борьбы с АСПО определяется конкретными условиями: составом и свойствами отложений, местом и интенсивностью образования.

Анализ добычи нефти показывает, что основными местами отложений АСПО являются: скважинные насосы, колонны НКТ в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности НКТ. В выкидных линиях парафи нообразование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока.

Парафинообразование в скважинах, оборудованных УШГН, имеет некоторые особенности. Они заключаются в следующем:

- ✓ парафин откладывается на фильтре насоса, уменьшая его полезное сечение, а значит, ухудшая поступление жидкости в насос и снижая его подачу;
- ✓ парафин прилипает к седлам и клапанам, ухудшая герметичность этой пары, что приводит к утечкам части жидкости из цилиндра;
- ✓ парафин откладывается в зазоре между цилиндром и плунжером, приводя к заклиниванию последнего;
- ✓ парафин осаждается на штангах, увеличивая их массу и значение сил гидравлического сопротивления при их перемещении;
- ✓ парафин откладывается на НКТ, уменьшая свободное сечение для движения добываемой жидкости и увеличивая нагрузку на головку балансира и штанги; последнее может привести к обрывам штанг.

Для предотвращения и удаления возможных отложений АСПО из ствола скважин необходимо разработать мероприятия с применением механических, тепловых, термохимических, физических методов и их комбинаций. Геолого-физические условия

продуктивных горизонтов, состав и свойства продукции скважин позволяет применить традиционные методы борьбы с АСПО.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах, эксплуатируемых УШГН, рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- ✓ металлические пластинчатые со штанговращателем, имеющие две режущие пластины, способные удалять АСПО только при вращении;
- ✓ спиральные, возвратно-поступательного действия;
- ✓ «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- ✓ полимерные скребки-центраторы.

При небольших отложениях для растворения и удаления АСПО из ПЗС и скважинного оборудования рекомендуется использовать:

- ✓ пропарку и промывку ствола скважин, и обработку ПЗС горячей нефтью с помощью депарафинизационных агрегатов АДПМ;
- ✓ реагенты и ингибиторы парафиноотложений которые прошли необходимые лабораторные и промысловые тестирования для условия месторождения.

Использование этих мероприятий способствует улучшению фильтрационных характеристик ПЗС, значительно облегчает освоение скважин после проведения в них ремонтных работ, отмывает НКТ и скважинное оборудование от парафина.

Можно использовать промывку горячей нефтью одновременно с работой УШГН. Это повышает эффективность отмыва отложений за счет интенсификации воздействия прокачиваемой жидкости на элементы оборудования и лучшего выноса АСПО из скважины. С целью лучшей очистки труб и оборудования в теплоноситель можно добавлять химические реагенты.

Если АСПО будут выделяться в большом количестве, то наиболее рациональной по времени является периодическая задавка ингибитора через затрубное пространство, так как подача через НКТ потребует подъема оборудования. Дозированная подача в затрубное пространство может осуществляться как автономными дозировочными насосами, так и насосами с приводом от станка-качалки.

С увеличением обводненности продукции скважин возможно изменение характера процессов, происходящих как в самом продуктивном пласте, так и в стволе скважины при движении жидкости. Обводнение изменяет химические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию, а также ведет к образованию эмульсий, которые способствуют

возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-смолопарафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Применение ингибиторов парафиноотложений в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенц иала и солевого баланса. Исследования показывают, что увеличение доли воды в нефти при применении одних реагентов эффективно, при использовании других неэффективно. Одни реагенты хорошо работают в безводной нефти, другие – сохраняют высокую отмывающую способность при любой обводненности.

Поэтому, тип реагента, его расход, способ и периодичность применения требуется подбирать для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Одной из разновидностей депарафинизации является применение устройств, располагаемых в области интенсивного парафинообразования, например, электропечей Перспективным является применение над- и поднасосных нагревателей индукционного типа, монтируемых на приеме насоса или над ним и работающих одновременно с насосом.

Для очистки манифольдов, арматуры и трубопроводов в зоне расположения скважины целесообразно применять острый пар, вырабатываемый паропередвижными установками типа ППУА.

На месторождении с целью удаления и предотвращения парафиноотложений применяются водные растворы препарата «МЛ-80». Использование водных растворов МЛ-80 способствует улучшению фильтрационных характеристик ПЗС, значительно облегчает освоение скважин после проведения в них ремонтных работ, отмывает НКТ и скважинное оборудование от парафина. На месторождении Карсак регулярно проводятся мероприятия по промывке скважин растворителем МЛ-80. За отчетный период было проведено 5 скважино-операции по промывке результаты приведены в таблице №6.2.1.1

Таблица 6.2.1 - Результаты проведения обработки призабойной зоны растворителем МЛ-Супер на м/р. Карсак за 2017-2018гг.

№ №	№ Скв	Горизонт	Наименование проведенных работ	Дата пуска	Дебит до мероприятий			Дебит после мероприятий			Первоначал сут. эффект	
					ж, $м^3$/сут	%	н, тн/сут	ж, $м^3$/сут	%	н, тн/сут	ж, $м^3$/сут	н, тн/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	606	альб - I	Обработка призабойной зоны пласта с МЛ - 80	20.09.2017г.	3,0	55	1,2	2,8	55	1,11	-0,2	-0,08
2	329	неоком - I	Обработка призабойной зоны пласта с МЛ - 81	27.12.2017г.	22,0	98	0,4	22,9	98	0,4	0,9	0,02
3	30	неоком-1	Обработка призабойной зоны пласта с МЛ - 82	17.05.2018г.	14	92	0,99	17	93	1,05	3,0	0,06
4	22	альб	Обработка призабойной зоны пласта с МЛ - 83	06.06.2018г.	27	96	0,95	27	96	0,95	0,0	0,00
5	412	неоком-1	Обработка призабойной зоны пласта с МЛ - 84	30.07.2018г.	17	94	0,9	16	94	0,85	-1,0	-0,05

Мероприятия по борьбе с обводненностью добываемой продукции

Текущее состояние разработки месторождения Карсак характеризуется прогрессирующим ростом обводненности добываемой продукции, снижением отбора нефти, большими удельными затратами на добычу 1 т нефти.

Основными причинами обводнения скважин являются:

негерметичность обсадных и эксплуатационных колонн;

заколонные и межколонные перетоки воды, газа и нефти;

внутрипластовые перетоки воды и углеводородов;

перемещение ВНК, ГВК в процессе разработки месторождения;

конусообразование в скважинах в результате фильтрации подошвенных и межпластовых вод.

В качестве эксперимента рекомендуется испытать новые технологии РИР водоизолирующими составами на основе синтетических смол. Выбор синтетических смол в качестве материала для РИР обусловлен прежде всего хорошей фильтруемостью в поры и каналы пласта, отсутствием в них взвешенных частиц и возможностью регулирования времени их отверждения.

Также для увеличения нефтеотдачи пласта в качестве эксперимента рекомендуется испытать физико-химическое воздействие на пласт полимерно-гелевых систем (ПГС), хорошо зарекомендовавшее себя на месторождениях Западной Сибири, Татарии и Казахстана (Узень и др.).

Мероприятия по борьбе с пескопроявлением

Серьезно осложняющим работу УШГН фактором является содержание в откачиваемой продукции механических примесей (песка). Такая продукция, попадая в глубинный насос, приводит к износу пары трения «цилиндр-плунжер», клапанов, вызывают утечки, а в ряде случаев вызывает заклинивание плунжера в цилиндре и обрыв штанг. Кроме того, чрезмерное количество песка в продукции приводит к осаждению части его на забое скважин, образованию песчаных пробок и снижению продуктивности (так называемые пескообразующие скважины).

Для предотвращения поступления песка в скважины широко используют специальное оборудование их забоев, а также методы крепления ПЗС специальными составами, которые после затвердевания образуют в призабойной зоне прочную пористую и проницаемую среду, предотвращающую в той или иной степени поступление песка в скважину. Существует различные технологии таких обработок ПЗС.

В настоящее время на месторождении Карсак для очистки песчаных пробок применяется промывка, дающая хороший эффект из-за небольших глубин скважин.

В настоящее время на месторождении, проблему, связанную с песчаными пробками в скважинах решается посредством промывки призабойной зоны скважины. Промывки песчаной пробки (далее ППП) проводились в добывающих скважинах.

За анализируемый период на месторождении Карсак были проведены 35 скважино-операций по промывке песчаных пробок, в том числе 24 скв-операций на добывающих скважинах и 11 свк-операции на нагнетательных скважин. Результаты приведены ниже.

Таблица 6.2.2 - Результаты проведённых работ по промывке песчаных пробок на м/р Карсак. за период 2017-2018гг.

№№	№ Скв	Горизонт	Наименование проведенных работ	Дата пуска	Дебит до мероприятий			Дебит после мероприятий		
					ж, м³/сут	%	н, тн/сут	ж, м³/сут	%	н, тн/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Промывка песчаных пробок нефтяных скважин										
1	227	III а+с	Промывка песчаной пробки	09.01.2018	14,3	97	0,38	14,8	97	0,39
2	612	II а+с	Промывка песчаной пробки	14.01.2018	10,8	95	0,48	13,6	95	0,45

3	27	ZP IValb	Промывка песчаной пробки	31.01.2018	16,2	97	0,44	26,5	97	0,71
4	58	III а+с	Промывка песчаной пробки	21.01.2018	12	97	0,32	12	97	0,32
5	620	Iпром	Промывка песчаной пробки	27.01.2018	7,5	85	1,01	7,7	85	1,03
6	70	III а+с	Промывка песчаной пробки	05.02.2018	23,1	97	0,61	24,6	97	0,64
7	616	Iпром	Промывка песчаной пробки	18.02.2018	6,9	85	0,93	8,6	85	1,15
8	295	III а+с	Промывка песчаной пробки	20.02.2018	19,5	96	0,69	20,3	96	0,72
9	23	III а+с	Промывка песчаной пробки	23.02.2018	18	95	0,8	18,8	95	0,84
10	606	III а+с	Промывка песчаной пробки	04.03.2018	16,8	96	0,6	19,4	96	0,69
11	620	Iпром	Промывка песчаной пробки	13.03.2018	8,2	85	1,09	10,5	85	1,41
12	603	II а+с	Промывка песчаной пробки	19.03.2018	30,6	98	0,54	31,2	98	0,55
13	482	Ne	Промывка песчаной пробки	21.03.2018	12,8	92	0,91	15,6	95	0,69
14	254	II а+с	Промывка песчаной пробки	23.03.2018	0,4	50	0,18	0,4	50	0,18
15	51	II а+с	Промывка песчаной пробки	26.03.2018	2,4	40	1,28	2,4	40	1,28
16	74	II а+с	Промывка песчаной пробки	15.04.2018	23,1	98	0,41	27,6	98	0,49
17	62	III а+с	Промывка песчаной пробки	25.04.2018	13,5	94	0,72	12,6	94	0,68
18	231	Iпром	Промывка песчаной пробки	04.05.2018	38,3	99	0,34	37	99	0,33
19	358	III а+с	Промывка песчаной пробки	15.05.2018	26,8	97	0,71	23,5	98	0,62
20	325	II а+с	Промывка песчаной пробки	19.05.2018	6,9	85	0,93	5,6	90	0,5
21	232	II а+с	Промывка песчаной пробки	23.05.2018	9,6	98	0,17	10,2	98	0,18
22	248	II пром	Промывка песчаной пробки	29.05.2018	13,4	96	0,48	13,4	96	0,48
23	259	III а+с	Промывка песчаной пробки	29.05.2018	12,3	97	0,33	12	97	0,32
24	313	II пром	Промывка песчаной пробки	02.06.2018	20	98	0,36	25,9	97	0,46
Промывка песчаных пробок нагнетательных скважин										
25	246	IV з/п	Промывка песчаной пробки	28.04.2017г.	Qприем.- 4м³/сут			Qприем.- 88м³/сут		
26	275н	IV в/п	Промывка песчаной пробки	03.05.2017г.	Qприем.- 2м³/сут			Qприем.- 85м³/сут		
27	333	II а+с	Промывка песчаной пробки	15.09.2017г.				Qприем.- 35м³/сут		
28	245	II а+с	Промывка песчаной пробки	09.10.2017г.				Qприем.- 15м³/сут		
29	368	III а+с	Промывка песчаной пробки	27.02.2018	Qприем.- 233м³/сут			Qприем.- 350м³/сут		
30	215	II а+с	Промывка песчаной пробки	07.03.2018	Qприем.- 3м³/сут			Qприем.- 3м³/сут		
31	50	III а+с	Промывка песчаной пробки	02.04.2018	Qприем.- 12м³/сут			Qприем.- 14м³/сут		
32	102н	II а+с	Промывка песчаной пробки	22.04.2018	Qприем.- 21м³/сут			Qприем.- 35м³/сут		

33	225н	II а+с	Промывка песчаной пробки	23.04.2018	Qприем.- 20м³/сут	Qприем.- 22м³/сут
34	214н	II а+с	Промывка песчаной пробки	27.04.2018	Qприем.- 60м³/сут	Qприем.- 60м³/сут
35	247	II а+с	Промывка песчаной пробки	19.05.2018	Qприем.- 2м³/сут	Qприем.- 2м³/сут

Мероприятия по борьбе с коррозией скважинного и внутрипромыслового оборудования

Эксплуатация обводненных скважин сопровождается коррозией НКТ и трубопроводов внутрипромыслового сбора и подготовки скважинной продукции. Для защиты от коррозии скважинного и наземного оборудования и трубопроводов рекомендуется использовать водорастворимые ингибиторы коррозии.

Для защиты НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн от коррозии необходимо установить пакер и предусмотреть ингибиторную защиту (заполнение затрубного пространства жидкостью с ингибиторами коррозии). Подачу ингибиторов осуществлять периодически в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ с помощью передвижных (ЦР-500) или устьевых дозировочных насосов НД.

Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии в систему сбора и подготовки нефти применяются блочные установки БР-2,5 и БР-10 (ОСТ 26-02-376-72). Более высокий эффект достигается при непрерывной подаче ингибитора в систему.

Производительность насоса для закачки ингибиторов в защищаемую систему определяется по формуле $q = (Q + C_2)/(240C_1\rho)$, где Q - расход жидкости в защищаемой системе, м^3/сут; C_1 – концентрация ингибитора в рабочем растворе, %; C_2 – рекомендуемая концентрация ингибитора в транспортируемой жидкости, г/см^3; ρ - плотность рабочего ингибитора, г/см^3; 240 - переводной коэффициент.

Основные выводы и рекомендации по разделу:

- Мероприятия, проводимые по борьбе с АСПО и по промывке песчаных пробок на месторождении Карсак показывают высокую эффективность и рекомендуется их продолжать.
- К основным способам борьбы с отложениями парафина относится использование НКТ с гладкими защитными поверхностями. Для создания защитных поверхностей можно использовать лакокрасочные материалы (бакелитовый, эпоксидный, бакелито-эпоксидный модифицированный типа ЮЭЛ лаки). Применение ингибиторов парафиноотложений в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного показателя и солевого баланса. Эффект, полученный от применения ингибитора в безводных или малообводненных скважинах, может оказаться

нулевым при его применении в высокообводненных скважинах. На этом должен базироваться квалифицированный выбор реагентов.

- 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.
- Для защиты НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн необходимо предусмотреть ингибиторную защиту, как наиболее эффективную в условиях добычи нефти. Подачу ингибиторов осуществлять периодической подачей в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ. Ингибиторы должны подаваться на узлы подготовки сточной воды из расчета 50-100 г/м^3. Нагнетательные скважины необходимо оборудовать пакерами, а затрубное пространство заполнить раствором ингибитора коррозии.

Таблица 6.2.3 – Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	На период прогноза	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью или растворителями	5 скв-операции	1 раз в 1,5-3 месяца	глубинное оборудование, выкидные линии
2		Промывка песчаных пробок	31 скв-операции	1 раз в 1,5-3 месяца	глубинное оборудование, выкидные линии

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система сбора и подготовки скважинной продукции – это совокупность трубопроводных коммуникаций и другого оборудования, задачей которых является сбор продукции скважин и транспортировка ее до пунктов подготовки воды, природного газа и нефти.

В основе существующей системы промыслового сбора и транспорта добываемой продукции заложена герметизированная система, в соответствии с которой продукция скважин по выкидным трубопроводам, проложенным по однотрубной лучевой системе, поступает на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ).

На АГЗУ производятся индивидуальные поочередные замеры дебита продукции скважин. На месторождении установлен 13 ГЗУ типа «АМ 40-14-120», рассчитанных на подключение 14 скважин.

После замера добытая скважинами продукция транспортируется по нефтесборным трубопроводам на сборный пункт продукции скважин месторождения Карсак.

Технологическая схема системы сбора продукции добывающих скважин месторождения Карсак представлена на рисунке 6.3.1.

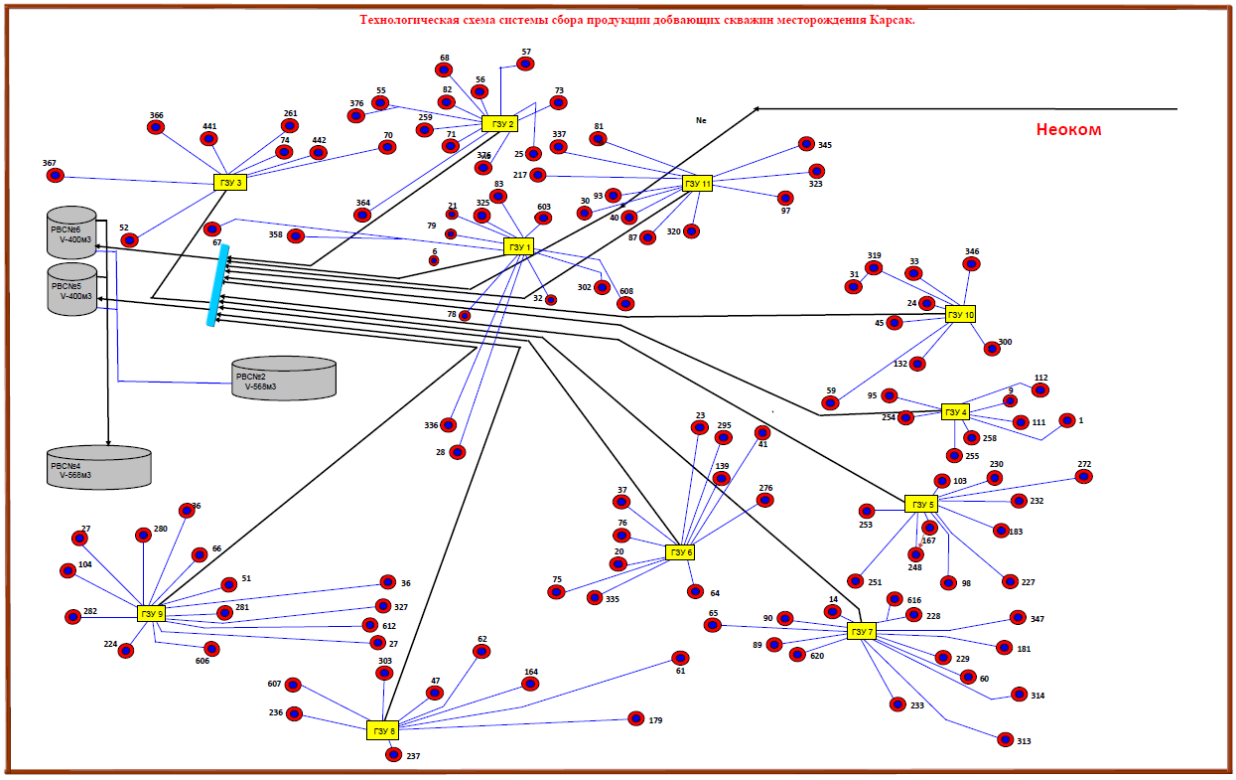


Рисунок 6.3.1 - Технологическая схема системы сбора продукции добывающих скважин месторождения Карсак

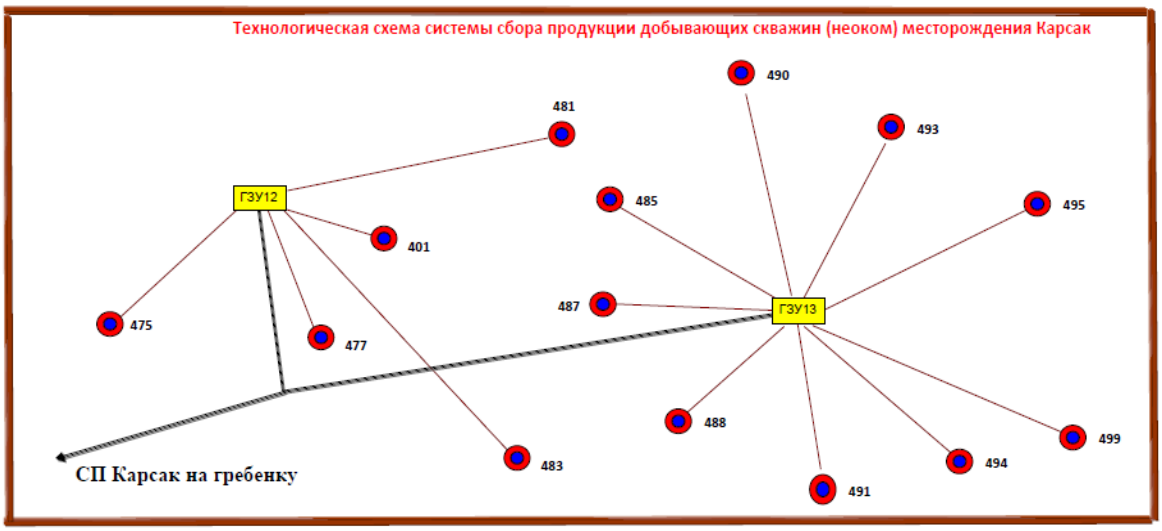


Рисунок 6.3.2 - Технологическая схема системы сбора продукции добывающих скважин Неокомского горизонта месторождения Карсак

Описание технологического процесса сборного пункта нефти Карсак

Нефтяная эмульсия со скважин добывающего фонда месторождения Карсак по выкидным линиям поступает для замера в ГЗУ. ГЗУ предназначена для автоматического периодического определения по программе количества жидкости, добываемой из эксплуатационных скважин.

Сборный пункт Карсак

Скважинная продукция эксплуатационных скважин по выкидным линиям поступает в 13 групповые замерные установки марки «АМ 40-14-120» (АГЗУ) в кол-ве 11-единиц центрального участка и в 2 групповые замерные установки (АГЗУ) №12, №13 участка Неокомского горизонта.

Нефтяная эмульсия поступает в горизонтальный отстойник ОГ-200 для разделения воды от поступающей жидкости. Отделившаяся вода через фильтр марки «ТС-ФБ ППД» поступает в ОПФ-3000 №4 и ОПФ-3000 №5.

Нефтяная эмульсия для гравитационного отстоя поступает в резервуар вертикальный стальной РВС №5, №6 V=400 м^3.

Далее с помощью насосов №1, №2 НБ-125 (1 – раб, 1 – рез) по трубопроводу Ø219х8 мм перекачивается через узел замера «Promass 80F» в резервуар РВС №8 на ЦППН «Карсак» для дальнейшей подготовки до товарного качества и сдачи в систему АО «КазТрансОйл».

Отделившиеся вода с резервуаров РВС №5, №6 V-400 м^3 с помощью консольных насосов откачивается в ОПФ №4, №5 и поступает в РВС №3, №4 V-1000м^3. Далее попутно-добываемая вода с помощью бустерных насосов К-150-125-315 №1 и К-150-125-250 №2 откачивается на прием насосов ЦНС-180/425№1 и ЦНС-180/340 №2, №3,№4 далее

закачивается через ВРП в систему ППД.

Принципиальная схема сборного пункта месторождения Карсак представлена на рисунке 6.3.3.



Рисунок 6.3.3 - Технологическая схема сборного пункта месторождения Карсак

ЦППН месторождения Карсак

На ЦППН Карсак производится подготовка и сдача нефти с 2-х месторождений ЦДНГ №1 Ботахан и УДН Карсак. Сырая нефть из месторождений ЦДНГ Ботахан с содержанием воды 0,5-1,8 % по нефтепроводному коллектору Ø219 мм, с протяженностью 10,160 км поступает на РВС №2 V=1000 м^3 и РВС №7 V=2000 м^3.

Сырая нефть с месторождений УДН Карсак по нефтепроводу с диаметром Ø219 мм с протяженностью 2,600 км с содержанием воды 5-10 % поступает в РВС №8 V=2000 м^3. Подача газа на ЦППН Карсак поступает по газопроводу с диаметром Ø159 мм, с протяжённостью 10,160 км из ЦДНГ Ботахан.

Попутный газ используется для печей подогрева ЦППН, отопительных котлов расположенных в территорий ЦППН и в котельной общежитий Карсак. Поступление пресной воды на ЦППН Карсак из водопровода «Астрахань-Мангышлак» производится с водоводом Ø114 мм, с протяжённостью 1,043 км. Пресная вода используется при подготовке нефти на ЦППН, для производственных и социальных нужд м/р Карсак и Ботахан.

Пластовая вода сливаться из резервуара №№2,7,8. После дренирования пластовой воды из резервуаров № 2,7,8 идет подготовка для обессоливания нефти.

Слив воды из резервуара № 2, № 7 и № 8 производится через запорные арматуры № 56, на дренажную емкости V=60 м^3, из емкости V=60 м^3 насосами НБ-125 №4

перекачивается в систему ППД Карсак.

Нефтяная эмульсия с резервуаров №7, №2 поступает на прием поршневых насосов НБ 125 № 1, № 2 и №3. Далее нефтяная эмульсия с помощью насосов откачивается через печь подогрева ПТ-16/150 №1, №3 в РВС №14 1000м^3. На выходе РВС поступает подогретая пресная вода с водопровода «Астрахань-Мангышлак». В качестве печи используется печь ПП-0,63 №2.

На входе печей подается через блок реагентов БР-2,5 деэмульгатор марки «Ecodem-15».

Нефтяная эмульсия из резервуара № 8 с помощью насосов НБ-125 №1, № 2, № 3 перекачивается через ПТ 16/150 № 4 в резервуар №14.

В технологическом резервуаре № 14 производится полное обессоливание и обезвоживание смеси 2-х месторождении. С технологического резервуара № 14 по перетоку высотой 6,5 м нефть поступает в резервуар РВС№ 1-1000 м^3. После контрольного анализа нефти товарная нефть из резервуара № l центробежными насосами ЦНС-180/85 № 6 (ЦНС-180/85 № 7 резерв) через печи ПТ 16/150 № 6 и на производственной нужды на эстакаду. Для учета расхода жидкости используется расходомер массовый «OPTIMASS 1400». Далее товарная нефть поступает на один из коммерческих резервуаров РВС№10, 11 и 12.

После отстоя подтоварная вода сливается в дренажную емкость ЕП-16 м^3. Подтоварная вода из емкости ЕП-16 м^3 прокачивается с буровым насосом НБ-125 № 5 на резервуар РВС№ 7. После проведения анализа качества нефти с соответствием СТ РК 1347-2024, подготовленная нефть с коммерческих резервуаров сдается представителями АО «КазТрансОйл» и центробежными насосами ЦИС 180/340 №1 и №2 через «Коммерческого узла учета нефти» откачивается в магистральный нефтепровод с диаметром Ø219 мм «Узень-Атырау-Самара».

Принципиальная схема центрального пункта подготовки нефти (ЦППН) месторождения Карсак представлена на рисунке 6.3.4.

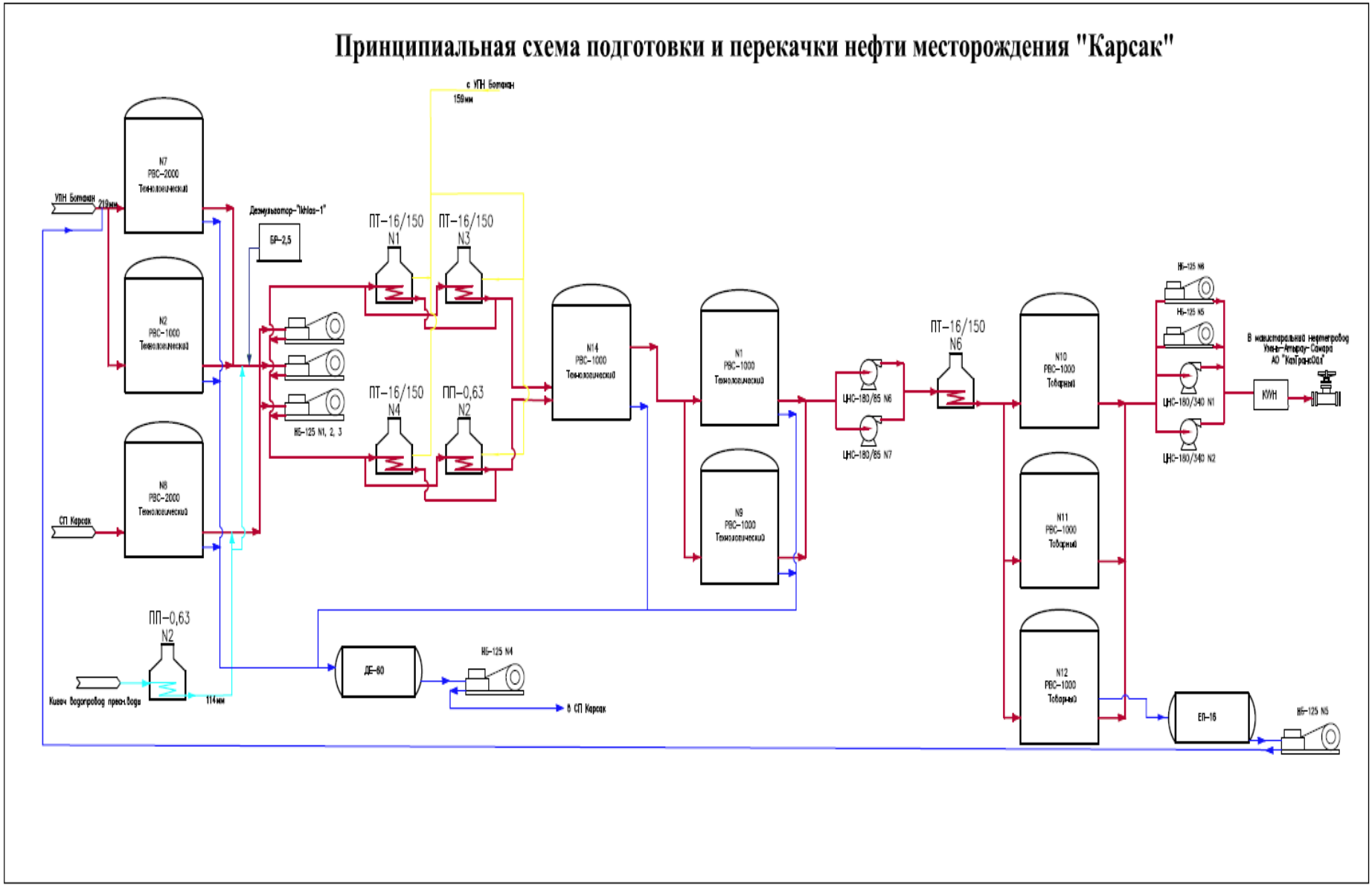


Рисунок 6.3.4 – Принципиальная схема подготовки и перекачки нефти месторождения Карсак

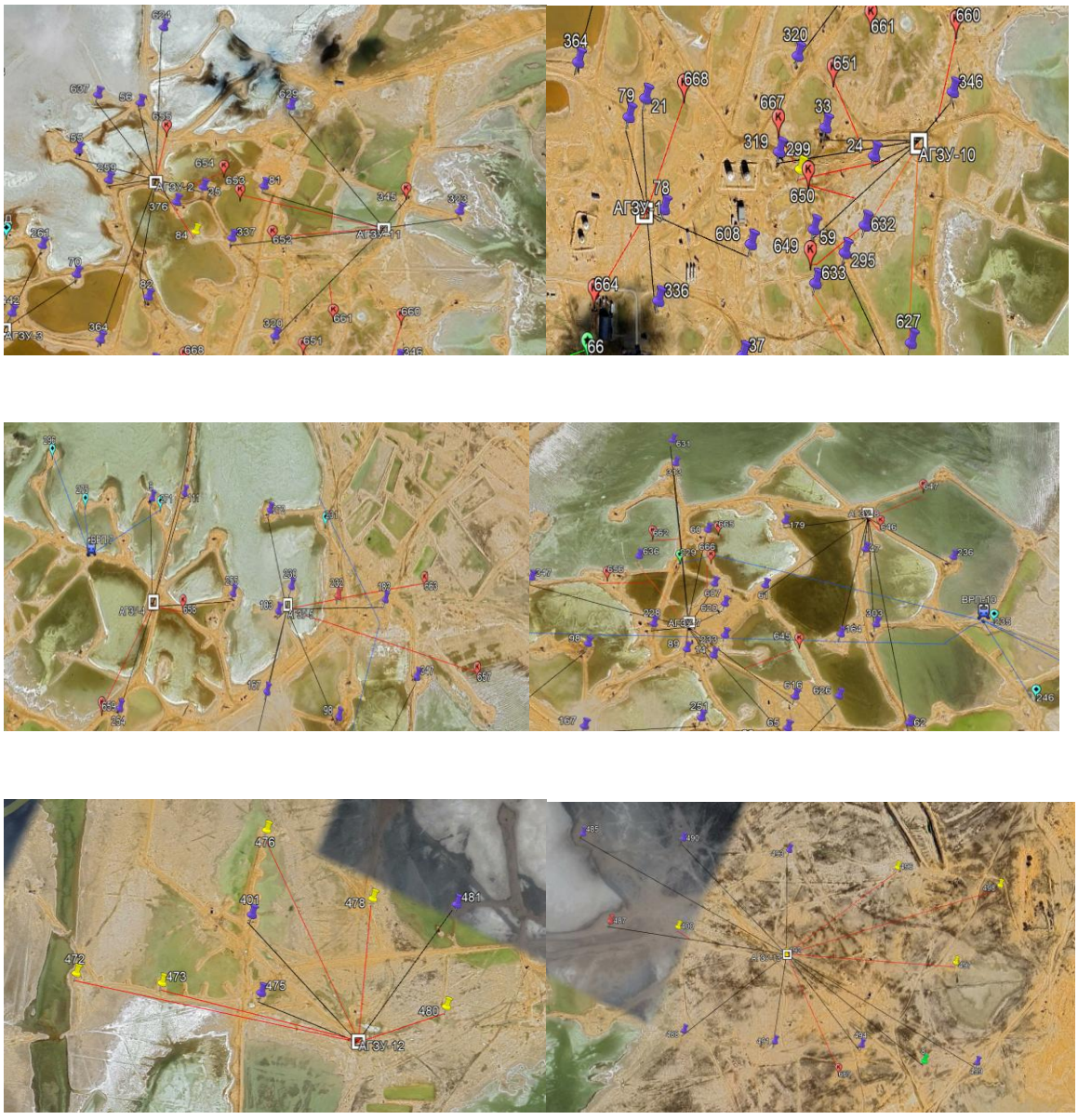
В проектный период 2026-2040 годы ожидается ввод из бурения, ликвидации добывающих скважин. Рекомендуется подземная прокладка выкидных трубопроводов, ниже глубины промерзания грунта. Выкидные трубопроводы проектных добывающих скважин будет подключаться к существующим ГЗУ.

В таблице 6.3.2 технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Карсак.

Таблица 6.3.1 — Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Карсак

№	№ ГЗУ	Ввод из бурения /ликвидации	Год ввода	№ скважин	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1.	7	бурение	2026	645	89х6	130 (спар с 616)	сталь
2.	8	бурение	2026	646	89х6	90	сталь
3.	8	бурение	2027	647	89х6	470	сталь
4.	6	бурение	2027	648	89х6	50 (спар с 23)	сталь
5.	10	бурение	2027	649	89х6	155 (спар с 632)	сталь
6.	10	бурение	2027	650	89х6	135 (спар с 59)	сталь
7.	10	бурение	2027	651	89х6	140 (спар с 33)	сталь
8.	1	бурение	2028	664	89х6	200	сталь
9.	11	бурение	2028	652	89х6	285	сталь
10.	11	бурение	2028	653	89х6	360	сталь
11.	2	бурение	2028	654	89х6	140 (спар с 25)	сталь
12.	2	бурение	2028	655	89х6	145	сталь
13.	7	бурение	2028	656	89х6	150 (спар с 636)	сталь
14.	5	бурение	2028	657	89х6	470	сталь
15.	13	бурение	2028	669	89х6	310	сталь
16.	7	бурение	2028	665	89х6	90 (спар с 60)	сталь
17.	4	бурение	2029	658	89х6	110	сталь
18.	4	бурение	2029	659	89х6	245	сталь
19.	10	бурение	2029	660	89х6	170 (спар с 346)	сталь
20.	11	бурение	2029	661	89х6	120 (спар с 320)	сталь
21.	7	бурение	2029	666	89х6	110 (спар с 607)	сталь
22.	7	бурение	2029	662	89х6	110 (спар с 631)	сталь
23.	5	бурение	2029	663	89х6	360	сталь
24.	1	бурение	2029	668	89х6	215	сталь
25.	10	бурение	2031	667	89х6	100	сталь
26.	12	ликвид	2031	473	89х6	465	сталь
27.	12	ликвид	2031	472	89х6	650	сталь
28.	10	ликвид	2032	299	89х6	200 (спар с 24)	сталь
29.	12	ликвид	2032	476	89х6	485	сталь
30.	12	ликвид	2032	478	89х6	305	сталь
31.	2	ликвид	2033	84	89х6	140 (спар с 376)	сталь
32.	12	ликвид	2033	480	89х6	230	сталь
33.	13	ликвид	2033	497	89х6	425	сталь
34.	13	ликвид	2034	496	89х6	340	сталь
35.	13	ликвид	2034	492	89х6	60	сталь
36.	13	ликвид	2035	498	89х6	535	сталь
37.	13	ликвид	2035	400	89х6	80 (спар с 487)	сталь

Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Карсак представлена приведена на рис 6.3.5.



- ввод из ликвидации - ввод из бурения

Рисунок 6.3.5 – Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Карсак

Расчет потерь нефти и газа

Норматив технологических потерь нефти по месторождению Карсак составляет - 0,5799 %, куда входят:

- технологические потери через уплотнения оборудования;
- технологические потери от испарения нефти;
- технологические потери от уноса со сточной водой.

Выводы

1. Требования и рекомендации, предусмотренные действующим проектным документом разработки касательно системы сбора и подготовки скважинной продукции, на месторождении Карсак выполняются.

2. Существующее оборудование системы сбора и подготовки скважинной продукции по технологическим возможностям и пропускным способностям способно обеспечить достижение прогнозных технологических показателей разработки, принятых в настоящем отчете.

3. Подключить выкидные линий проектных новых скважин

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

На месторождении Карсак добыча нефтяного газа отсутствует и для собственных нужд используется газ месторождения Ботахан, который используется для отопления общежития, столовой, для отопления системы пожаротушения и здания КНС КС. В рамках проекта утилизация нефтяного газа месторождения Карсак не предусматривается.

Для отопления производственных и жилищно-бытовых объектов месторождения Карсак используются котлы:

- Котел «Буран КВА – 233» – 2-единицы (1-в раб,1 – в резерве) - отопление общежития и новой столовой Карсак;
- Котел Буран 47, Сигнал КОВ-63 СТ – 2-единицы (1-в раб,1 – в резерве) - отопление общежития (старой) Карсак;
- Котел «КСВГ-20 Юнкер» – 1-единица - отопление административного здания участка ППД Карсак;
- Котел «КСВГ-40 Юнкер» – 1-единица - отопление административного здания вахтового городка Карсак;
- Котел «RLS28 RIELLO TMR2» – 2-единицы (1-в раб,1 – в резерве) - отопление общежития (новой) Карсак;
- Печь ПТ-16/150 №1,3,4 - 3-единицы - подготовка нефти на ЦППН Карсак;
- Печь ПТ-16/150 №6 - 1-единица – подогрев товарной нефти на ЦППН Карсак;
- Печь ПП-0,63 – 1-единица – для подготовки нефти ЦППН Карсак.

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Система ППД (поддержание пластового давления) представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

На месторождении Карсак с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта, используется система

ППД.

Система ППД месторождения Карсак включает в себя следующие технологические узлы: оборудования по подготовке агента, кустовые насосные станции (КНС) по закачке агента, систему трубопроводов и распределительных пунктов (ВРП) систему нагнетательных скважин.

Источником водоснабжения для ППД является попутно-добываемая (сточная) вода. В настоящее время подготовка воды для ППД осуществляется на сборном пункте Карсак.

В качестве основного источника водоснабжения для ППД на месторождении Карсак используется вода, попутно-добываемая с нефтью, проходящая предварительную подготовку.

Закачку воды осуществляют по герметизированной системе, что исключает возможность попадания агрессивных компонентов, сероводорода, механических примесей в закачиваемую воду, при этом необходимо использовать блочные установки очистки пластовых вод, дозировочные установки подачи ингибиторов коррозии и солеотложения.

Нагнетательный действующий фонд месторождения составляет 17 скважин.

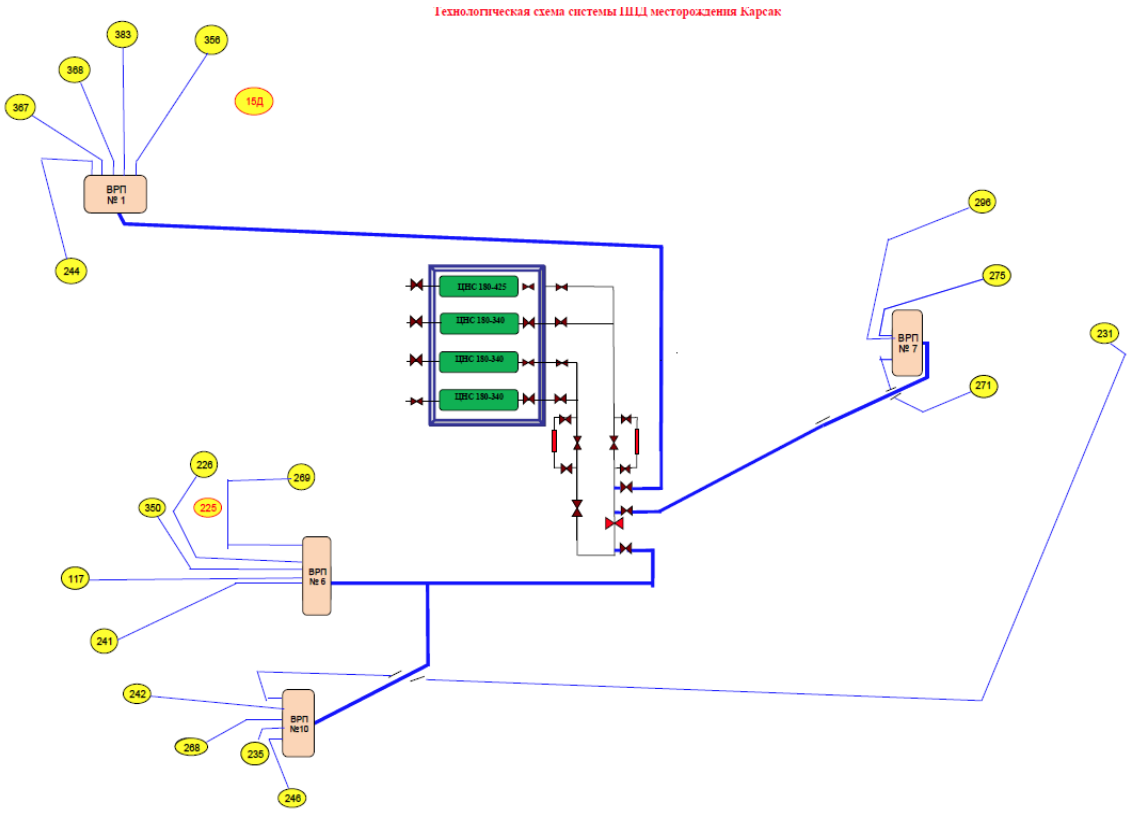


Рис. 6.5.1 – Принципиальная схема закачки воды для ППД месторождения Карсак

В состав системы ППД входит следующее оборудование:

- РВС №3, №4 V-1000 м^3 (2-ед) для сбора и отстоя пластовой воды месторождения Карсак;
- ОПФ-3000 (2-ед) для глубокой очистки нефтепромысловых сточных вод от

эмульгированной нефти и твердых механических примесей;

- Центробежные секционные насосы ЦНС-180/425 (1-ед) и ЦНС-180/340 (3-ед);
- Насосы К-150-125-250 и К-150-125-315 (2-ед);
- Водораспределительные пункты – 10-ед.

Технологическая схема подготовки воды системы ППД месторождения Карсак представлена на рисунке 6.5.2.

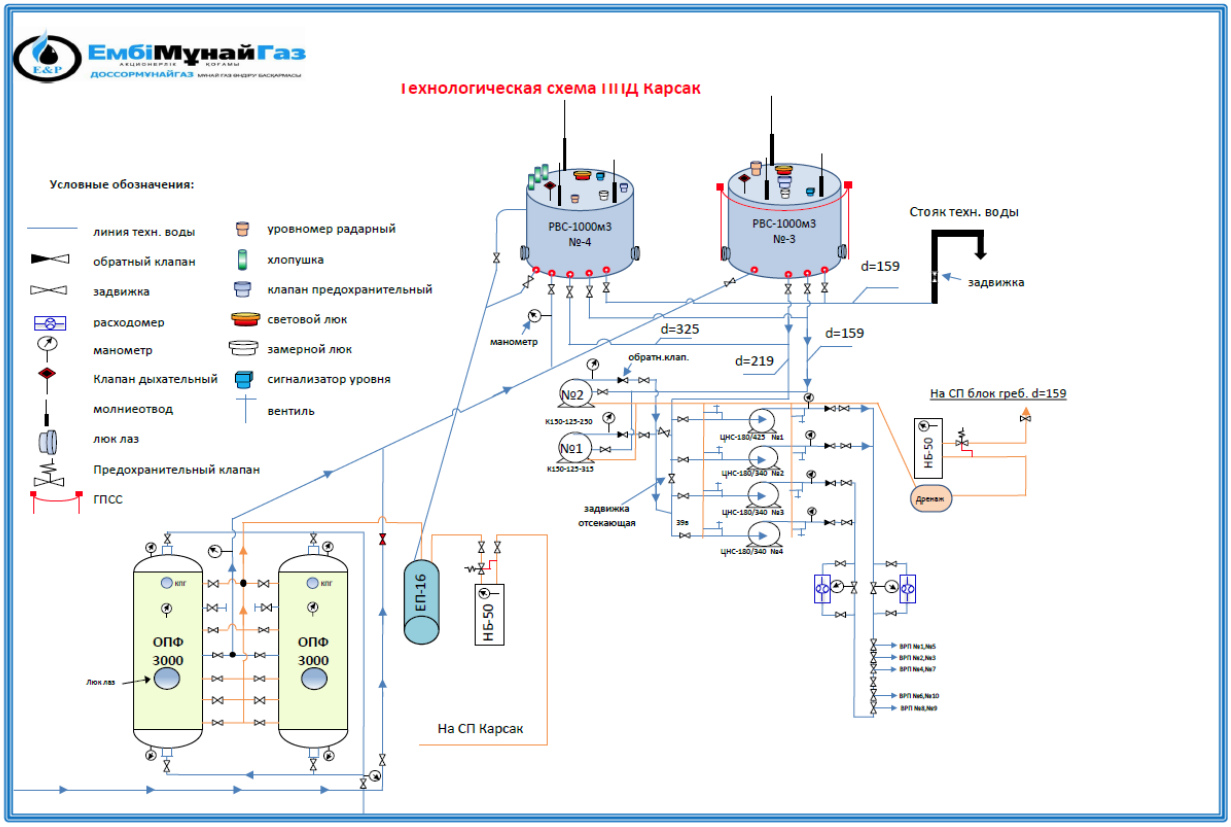


Рисунок 6.5.2 – Технологическая схема подготовки воды системы ППД месторождения Карсак

Описание технологического процесса подготовки воды системы ППД

Отделившееся от нефти попутно-добываемая вода с ОГ-200 поступает на ОПФ-3000 №4 и ОПФ-3000 №5, где происходит очистка пластовой воды от нефтепродуктов и механических примесей. Пластовая вода наполняется в ОПФ и поступает в РВС-1000м^3 №3 и в РВС-1000м^3. С РВС-1000м^3 №3 и с РВС-1000м^3 №4 пластовая вода поступает на приём насосных установок ЦНС 180-425 в кол-ве 1-ед и ЦНС 180-340 в кол-ве 3-ед (2-в резерве). С РВС№3 и с РВС№4 попутно-добываемая вода по водопроводной линии поступает на приём бустерных насосов К-150-125-250 №1, К-150-125-315 №2, далее подается на приём ЦНС-180/340 в кол-ве 1-ед и ЦНС 180-425 в кол-ве 1-ед. Вода через счётчик «KROHNE-200», через водораспределительные пункты (ВРП) закачивается в нагнетательные скважины.

В качестве используемого агента для системы ППД используется своя попутно-добываемая вода, проведение исследований на совместимость вод не требуется. На прогнозный период 2026-2046гг. максимальная закачка воды ожидается в 2032 г. в объеме 675,88 тыс. м^3/год.

Максимальная производительность имеющего насоса ЦНС 180-340 и ЦНС 180-425 системы ППД месторождения Карсак составляет 180 м^3/ч или 1576,8 тыс. м^3/год. На КНС имеются также 2 резервных насоса ЦНС 180-340 в кол-ве 2-единиц.

При существующей средней суточной добыче воды по месторождению мощности нагнетательных агрегатов достаточны для обеспечения закачки.

Техническая характеристика насосной установки ЦНС 180-340 и ЦНС 180-425 приведены в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 – Параметры работы насосов системы ППД

	Насос	Рабочий агент	Напор, м	Частота вращения рабочего колеса, об/мин	Мощность двигателя, кВт
1	ЦНС-180-340	Попутно-добываемая вода	180	1500	250
2	ЦНС-180-425	Попутно-добываемая вода	180	1500	315

В 2023г. проведены лабораторные исследования воды из проб, отобранных с РВС №3. Результаты этих исследований приведены в таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.2 – Химический состав и физические свойства пластовых вод, с отобранный с РВС №3

Источники водоснабжения	Содержание механических примесей, мг/дм^3	Содержание ионов мг*л									Общая минерализация, г/л	Содержание нефтепродуктов, мг/дм^3	H_2S, мг/дм^3
		pH	SO_4^-	Cl^-	HCO_3^-	Ca^{++}	Mg^{++}	K^++Na^+	Fe2+	F3+			
Попутная вода	19	6,23	77,0	108663,11	131,15	3206,4	2158,4	62824,5	3,78	9,8	177060,56	2,83	Менее 0,8

Из таблицы 6.5.2 можно заметить высокую минерализацию 177060,56 мг/дм^3), а также высокое механических примесей 19 мг/дм^3) и содержание нефтепродуктов (2,83 мг/дм^3). Сероводород менее 0,8 мг/дм^3.

Согласно СТ РК 1662-2007 содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 6.5.3. При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Таблица 6.5.3 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм^2	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30

до 0,6 вкл свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

1) Водородный показатель (pH) находится в пределах нормы и составляет 6,23.

2) Механические примеси составляют на выходе ППД 19 мг/л, содержание нефтепродуктов составляет менее 2,83, что превышает норму. Необходимо уделить внимание качеству очистки воды (отстаивание и фильтрация).

3) Необходимо проведение детального анализа на СВБ, так как наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) не допускается согласно требованиям СТ РК 1662 – 2007.

4) Необходим детальный анализ на содержание растворенного кислорода, чтобы определить и предотвратить процесс образования коррозии.

По результатам гидродинамических исследований коэффициент проницаемости пород по I объекту составляет 0,03419 мкм^2, по II объекту-0,36066 мкм^2, III объекту-0,2759 мкм^2, IV объекту-0,652 мкм^2, V объекту-0,085 мкм^2, VI объекту-0,235 мкм^2 и по VII объекту составляет 0,18068 и VI объекту-0,32856 мкм^2. Результат указанного исследования показывает, что содержание механических примесей и нефтепродуктов превышает допустимое. Рекомендуется улучшить качество воды для заводнения нефтяных пластов и привести ее в соответствии с СТ РК 1662-2007.

При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

В проектный период 2026-2046 годы ожидается ввод под нагнетания скважин №69 в 2026 г и №60 в 2029 году. Прокладка нагнетательного трубопровода будет подключаться подземно к существуюшей ВРП.

В таблице 6.5.6 технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Карсак.

Таблица 6.5.4 — Технические характеристики трубопроводов проектных нагнетательных скважин месторождения Карсак

№	№ ВРП	№ скважин	Год ввода	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1	6	281	2032	114х7	323	сталь
2	10	229	2033	114х7	610	сталь
3	6	66	2034	114х7	336	сталь



-проектная нагнетательная скважина

Рисунок 6.5.3 - Схема расположения проектных нагнетательных скважин месторождения Карсак

Вывод:

1. Существующее насосное оборудование системы ППД позволяет достичь прогнозных показателей по закачке воды с большим запасом.

2. Вода применяемая для заводнения должна соответствовать требованиям стандарта СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

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.

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

По проекту предусматривается бурение **14 – НГС**, **14** – **ГС и 8 – ВС**.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки 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 колон 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 скважин НГС, ГС и ВС на месторождении Карсак:

Скважины, предназначенные для эксплуатации 5-ти объектов:

1) Скважины № 645(НГС), 646(НГС), 647(НГС), 648(НГС), 649(НГС), 650(НГС), 651(НГС), 652(НГС), 653(НГС), 654(НГС), 655(НГС), 656(НГС), 657(НГС), 658(НГС), 659(ГС), 660(ГС) , 661(ГС), 662(ГС), 663(ГС) - **I объект**;
2) Скважины № 627, 636, 637, 664, 665 (ГС) – **II объект**;
3) Скважины № 666, 667 (ГС) – **III объект**;
4) Скважины № 668 (ГС) – **V объект**;
5) Скважина № 669 (ГС) – **VIII объект**;
6) Скважины № 621, 622, 623 (ВС) - **I, II объект;**
7) Скважины № 634, 635, 638, 639 (ВС) - **VIII объект;**
8) Скважина № 628 **- VII объект;**

Рекомендуемая конструкции НГС для I объекта

- **Кондуктор Ø244,5мм**, спускается с целью перекрытие верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.
- **Эксплуатационная колонна Ø177,8мм,** спускается с целью освоение продуктивных горизонтов.
- **Хвостовик с щелевым фильтром Ø114,3мм,** спускается с целью освоение продуктивных горизонтов.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1- 7.1.19.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 645 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	50/35,36	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	400,33/166,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	819,2/166,0	Не цементируется	-

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ								
Точка	Глубина по стволу	Зенитный угол	Азимут	Вертикальная глубина	Север	Восток	deg/30m	Отход от устья
Привязка	0,00	45,00	144,00	0,00	S 0,00	W 0,00		0,00
Конец стабилизации	50,00	45,00	144,00	35,36	S 28,60	E 20,78	0,00	35,36
НК	400,33	90,00	144,00	166,00	S 283,77	E 206,17	3,85	350,76
ЦЕЛЬ W #645- T1	450,35	90,00	144,00	166,00	S 324,28	E 235,52	0,00	400,78
Глубина и конец стабилизации	815,00	90,00	144,00	166,00	S 619,29	E 449,85	0,00	765,43

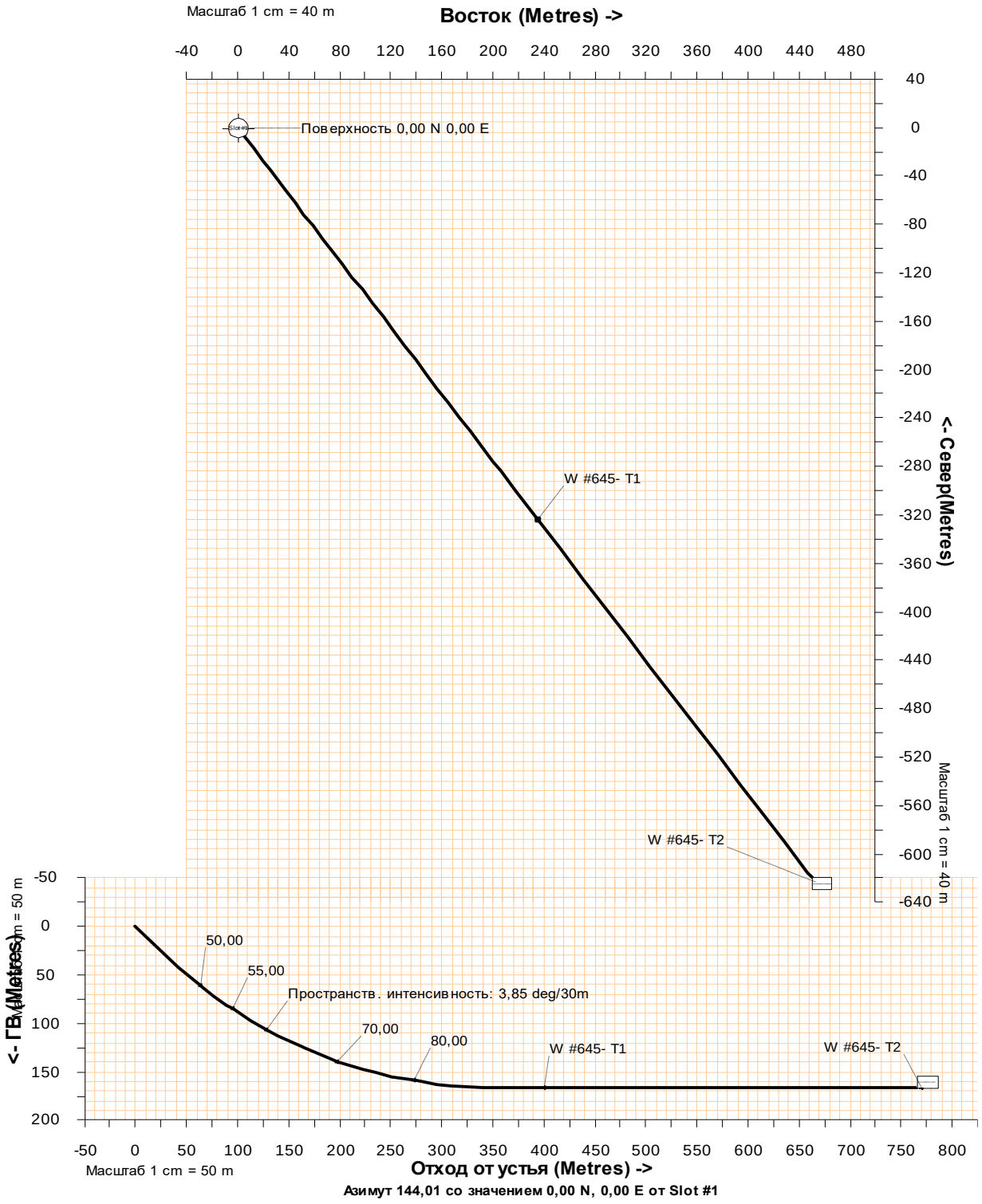


Рис. 7.1.1 – Профиль скважины № 645 (НГС)

Таблица 7.1.2 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 646 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	50/35,36	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	413,73/171,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	714,0/171,0	Не цементируется	-

Таблица 7.1.3 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 647 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	44,11/29,97	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	455,85/170,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	855,86/170,0	Не цементируется	-

Таблица 7.1.4 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 648 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	44,16/29,0	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	455,85/170,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	855,86/170,0	Не цементируется	-

Таблица 7.1.5 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 649 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	44,16/29,35	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	455,95/170,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	845,96/176,98	Не цементируется	-

Таблица 7.1.6 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 650 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	43,65/29,67	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	436,50/170,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	836,50/183,95	Не цементируется	-

Таблица 7.1.7 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 651 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	43,65/29,67	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	436,50/170,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	836,50/183,95	Не цементируется	-

Таблица 7.1.8 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 652 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	43,65/29,67	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	436,50/170,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	836,50/183,95	Не цементируется	-

Таблица 7.1.9 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 653 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	43,65/29,67	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	436,50/170,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	836,50/183,95	Не цементируется	-

Таблица 7.1.10 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 654 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	43,65/29,67	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	436,50/170,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	836,50/183,95	Не цементируется	-

Таблица 7.1.11 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 655 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	43,65/29,67	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	436,50/170,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	836,50/183,95	Не цементируется	-

Таблица 7.1.12 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 656 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	42,82/29,09	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	442,45/165,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	842,45/165,0	Не цементируется	-

Таблица 7.1.13 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 657 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	44,49/30,27	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	474,62/177,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	874,62/177,0	Не цементируется	-

Таблица 7.1.14 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 658 (НГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	44,49/30,27	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	474,62/177,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Хвостовик	152,4	114,3	874,62/177,0	Не цементируется	-

Таблица 7.1.15 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 659 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	44,49/30,27	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	474,62/177,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Хвостовик	152,4	114,3	874,62/177,0	Не цементируется	-

Таблица 7.1.16 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 660 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	44,11/29,97	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	455,85/170,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Хвостовик	152,4	114,3	855,85/170,0	Не цементируется	-

Таблица 7.1.17 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 661 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	44,11/29,97	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	455,85/170,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Хвостовик	152,4	114,3	855,85/170,0	Не цементируется	-

Таблица 7.1.18 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 662 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	44,49/30,27	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	474,62/177,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Хвостовик	152,4	114,3	874,62/177,0	Не цементируется	-

Таблица 7.1.19 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 663 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	43,15/29,35	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	445,95/170,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Хвостовик	152,4	114,3	845,95/176,98	Не цементируется	-

Примечание: *глубины спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

Рекомендуемая конструкции ГС для II объекта

- **Направление Ø323,9мм**, перекрытие верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.
- **Кондуктор Ø244,5мм**, спускается с целью перекрытие верхней части разреза, склонных к обваливанию. Оборудование устья скважины ПВО.
- **Эксплуатационная колонна Ø177,8мм,** спускается с целью освоение продуктивных горизонтов.
- **Хвостовик с щелевым фильтром Ø114,3мм,** спускается с целью освоение продуктивных горизонтов.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.19 - 7.1.23

Таблица 7.1.19 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 627 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	393,7	323,9	15	До устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	70	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	666,20/801,02	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	666,02/1100,0	Не цементируется	-

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ

Точка	ИГ	ЗУ	Азимут	ВГ	Север	Восток	deg/30m	Вертик. секция
Конец стабилизации	430,00	0,00	165,05	430,00	0,00	0,00	0,00	0,00
НК	801,02	90,00	165,05	666,20	-228,20	60,93	7,28	236,20
ЦЕЛЬ Скв #627 - T1	1080,09	90,00	165,05	666,20	-497,82	132,95	0,00	515,27
Глубина и конец стабилизации	1100,00	90,00	165,05	666,20	-517,06	138,09	0,00	535,18

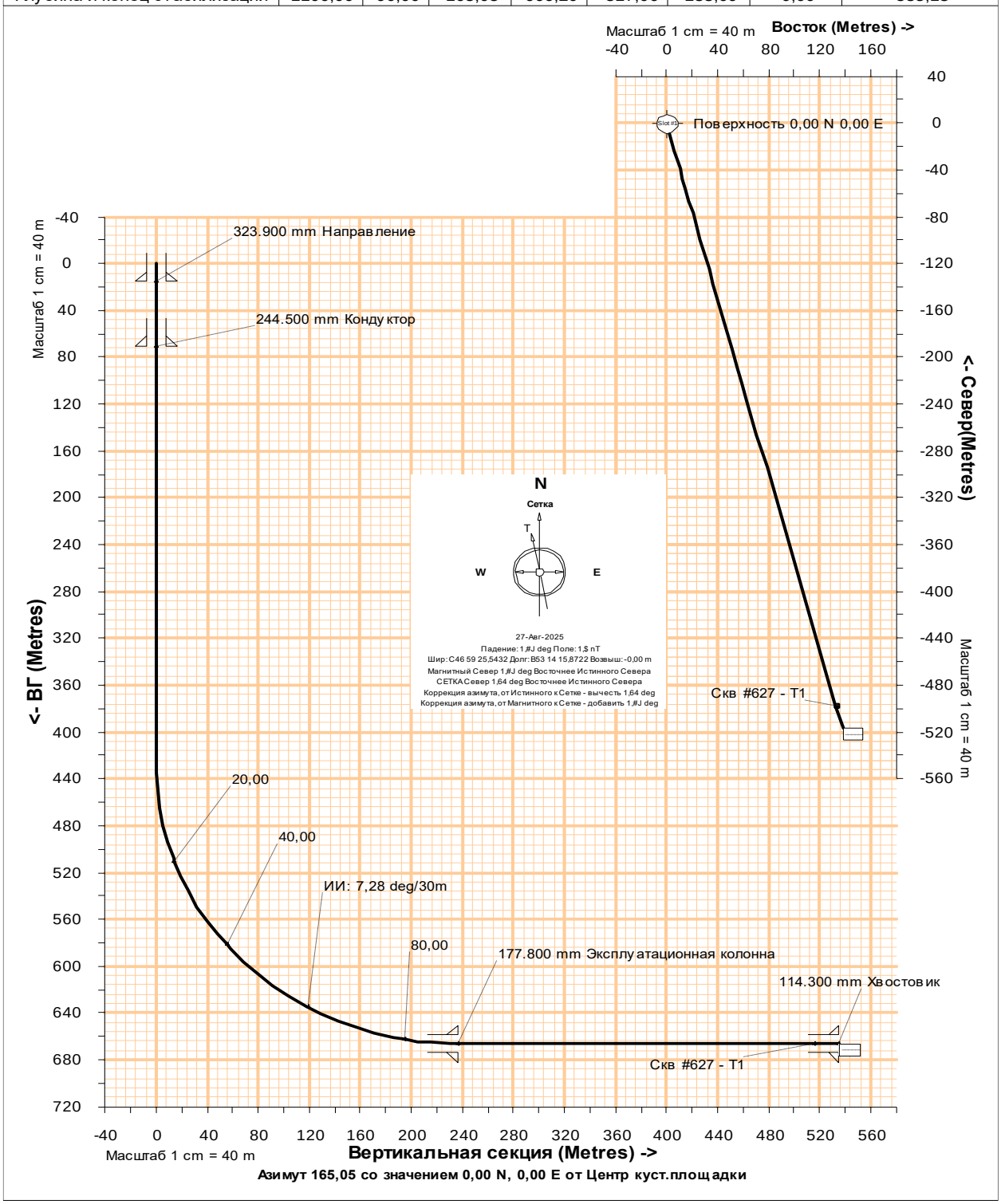


Рис. 7.1.2 – Профиль скважины № 627 (ГС)

Таблица 7.1.20 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 636 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	50	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	226,98/328,11	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	226,79/630,0	Не цементируется	-

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

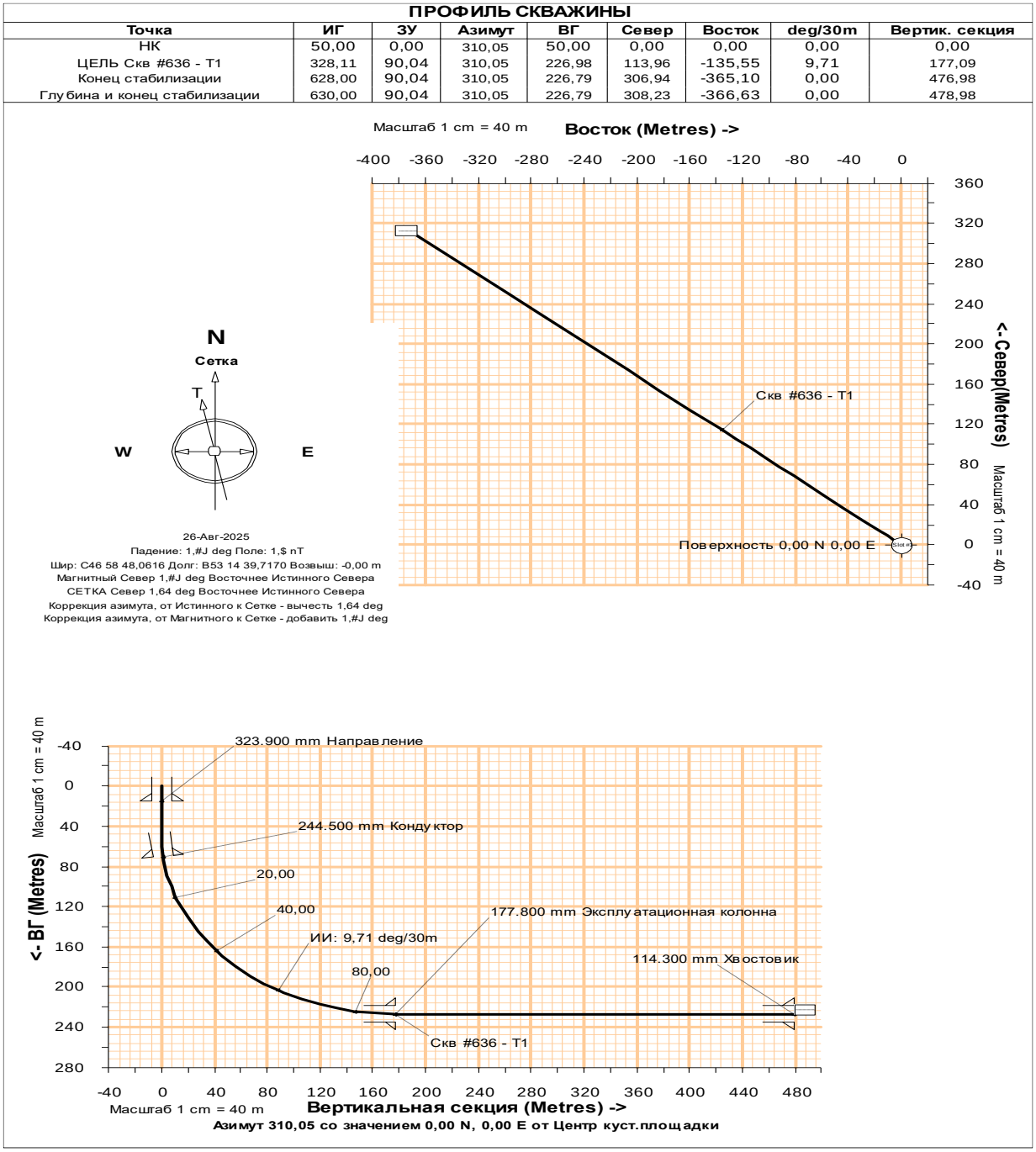


Рис. 7.1.3 – Профиль скважины № 636 (ГС)

Таблица 7.1.21 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 637 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	50	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	226,98/328,11	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	226,79/630,0	Не цементируется	-

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ

Точка	ИГ	ЗУ	Азимут	ВГ	Север	Восток	deg/30m	Вертик. секция
НК	50,00	0,00	310,05	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЦЕЛЬ Скв #636 - Т1	328,11	90,04	310,05	226,98	113,96	-135,55	9,71	177,09
Конец стабилизации	628,00	90,04	310,05	226,79	306,94	-365,10	0,00	476,98
Глубина и конец стабилизации	630,00	90,04	310,05	226,79	308,23	-366,63	0,00	478,98

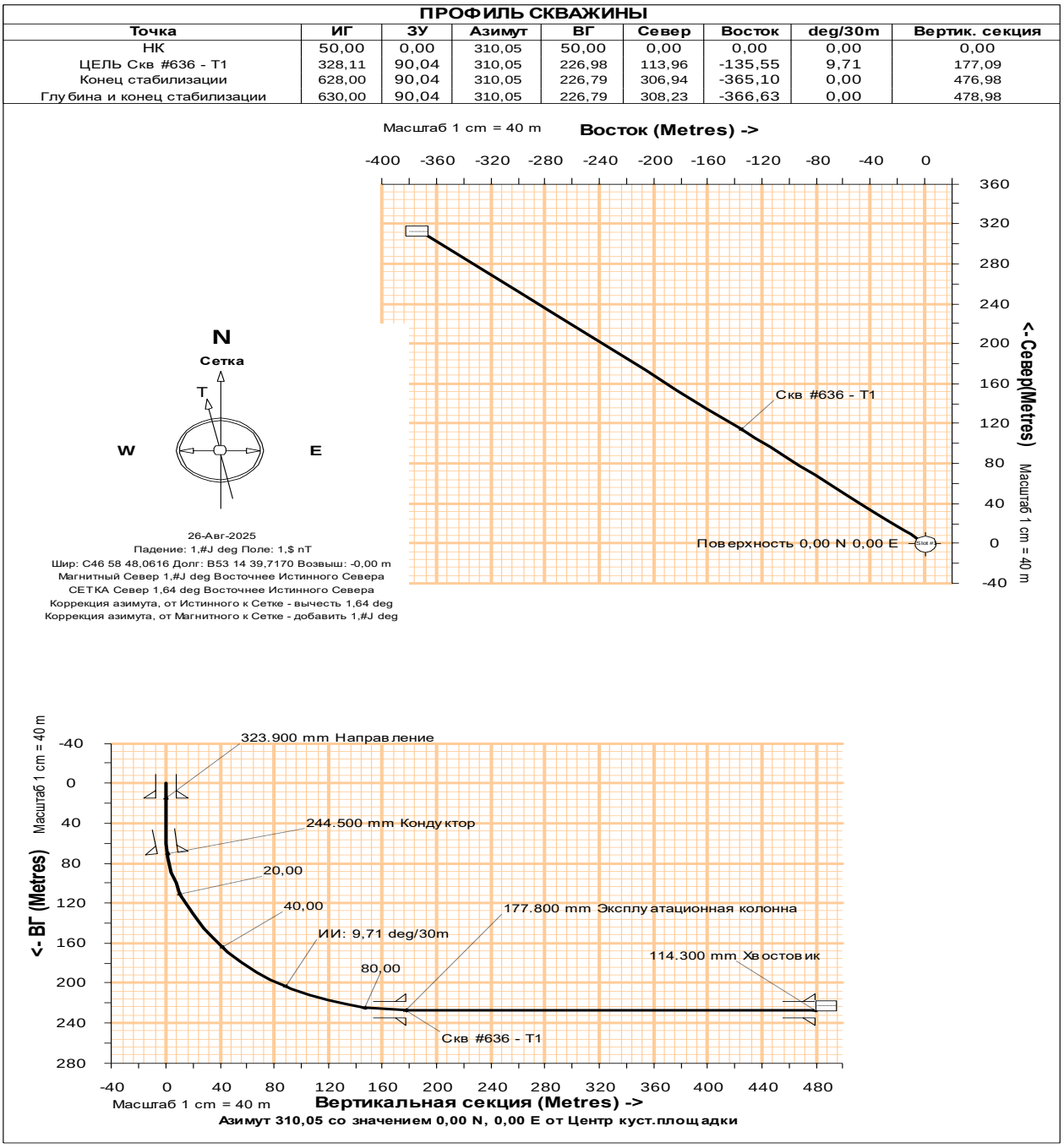


Рис. 7.1.4 – Профиль скважины № 637 (ГС)

Таблица 7.1.22 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 664 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	50	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	260,25/300,44	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	254,05/667,78	Не цементируется	-

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

Таблица 7.1.23 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 665 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	50	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	258,0/344,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	259,0/540,0	Не цементируется	-

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

Рекомендуемая конструкции ГС для III объекта

- **Кондуктор Ø244,5мм**, спускается с целью перекрытие верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.
- **Эксплуатационная колонна Ø177,8мм,** спускается с целью освоение продуктивных горизонтов.
- **Хвостовик с щелевым фильтром Ø114,3мм,** спускается с целью освоение продуктивных горизонтов.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.24 - 7.1.25.

Таблица 7.1.24 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 666 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	50	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	311,0/347,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	310,0/571,0	Не цементируется	-

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

Таблица 7.1.25 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 667 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	50	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	311,0/347,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	310,0/571,0	Не цементируется	-

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

Рекомендуемая конструкции ГС для V объекта

- **Кондуктор Ø244,5мм**, спускается с целью перекрытие верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.
- **Эксплуатационная колонна Ø177,8мм,** спускается с целью освоение продуктивных горизонтов.
- **Хвостовик с щелевым фильтром Ø114,3мм,** спускается с целью освоение продуктивных горизонтов.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая конструкция скважины приведена в таблице 7.1.26

Таблица 7.1.26 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 668 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	50	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	571,0/501,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	500,0/794,0	Не цементируется	-

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

Рекомендуемая конструкции ГС для VIII объекта

- **Кондуктор Ø244,5мм**, спускается с целью перекрытие верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.
- **Эксплуатационная колонна Ø177,8мм,** спускается с целью освоение продуктивных горизонтов.
- **Хвостовик с щелевым фильтром Ø114,3мм,** спускается с целью освоение продуктивных горизонтов.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая конструкция скважины приведена в таблице 7.1.27

Таблица 7.1.27 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 669 (ГС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	295,3	244,5	50	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	215,9	177,8	142,0/191,0	До устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	114,3	141,0/465,0	Не цементируется	-

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

Рекомендуемая конструкции ВС для I, II объектов

- **Направление Ø324мм,** спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- **Кондуктор Ø245мм**, спускается цементируется до устья с целью перекрытия возможных водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
- **Эксплуатационная колонна Ø168мм**, спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья прямым способом с установкой башмака на глубину для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая конструкция скважины приведена в таблице 7.1.28

Таблица 7.1.28 – Рекомендуемая конструкция для скважин № 621, 622, 623 (ВС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	393,7	323,7	10	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	295,3	244,5	70	До устья	ПЦТ-1-50
Хвостовик	215,9	168,3	225	До устья	ПЦТ-I-Ġ-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 конструкции ВС для VIII объекта

- **Направление Ø324мм,** спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- **Кондуктор Ø245мм**, спускается цементируется до устья с целью перекрытия возможных водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
- **Эксплуатационная колонна Ø168мм**, спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья прямым способом с установкой башмака на глубину для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая конструкция скважины приведена в таблице 7.1.29

Таблица 7.1.29 – Рекомендуемая конструкция для скважин № 634, 635, 638, 639 (ВС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	393,7	323,7	10	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	295,3	244,5	70	До устья	ПЦТ-1-50
Хвостовик	215,9	168,3	160	До устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

Рекомендуемая конструкции ВС для VII объекта

- **Направление Ø324мм,** спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- **Кондуктор Ø245мм**, спускается цементируется до устья с целью перекрытия возможных водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
- **Эксплуатационная колонна Ø168мм**, спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья прямым способом с установкой башмака на глубину для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая конструкция скважины приведена в таблице 7.1.30

Таблица 7.1.30 – Рекомендуемая конструкция для скважины № 628 (ВС)

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, по вертикали/по стволу (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Кондуктор	393,7	323,7	10	До устья	ПЦТ-1-50
Эксплуатационная	295,3	244,5	70	До устья	ПЦТ-1-50
Хвостовик	215,9	168,3	520	До устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-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 проектной глубины, желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождения Карсак более полно отвечает буровой установки (SVR-150) грузоподъемностью не менее 100 тонн или аналог (*Herrenknecht HK250F*). 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 (плашечные 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 7.1.24 – 7.1.25.

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 7.1.31 – Расчет продолжительности бурения скважины № 645 НГС для I объектов

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовка площадки, мобилизация БУ	7
Строительно-монтажные работы	3
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	19,21
Бурение	12,21
Крепление	7,0
Испытание (освоение в колонне)	5,9
Полная продолжительность цикла строительства скважины	**37,11**

Таблица 7.1.32 – Расчет продолжительности бурения скважины № 627 ГС для II объектов

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовка площадки, мобилизация БУ	7
Строительно-монтажные работы	4
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	20,36
Бурение	12,94
Крепление	7,42
Испытание (освоение в колонне)	5,9
Полная продолжительность цикла строительства скважины	**39,26**

Продолжительность бурения скважин для III; V; VIII объектов будут идентичны.

Таблица 7.1.33 – Расчет продолжительности бурения вертикальных скважин (ВС) проектной глубиной 225 м для I, II объектов

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовка площадки, мобилизация БУ	4
Строительно-монтажные работы	3
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	7,45
Бурение	5,30
Крепление	2,15
Испытание (освоение в колонне)	4,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	**20,45**

Таблица 7.1.34 – Расчет продолжительности бурения вертикальных скважин (ВС) проектной глубиной 520 м для VII объекта

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовка площадки, мобилизация БУ	4
Строительно-монтажные работы	3
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	12,30
Бурение	7,20
Крепление	5,1
Испытание (освоение в колонне)	4,2
Полная продолжительность цикла строительства скважины	**25,50**

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 7.1.2.

Таблица 7.1.35 – Рекомендуемые параметры бурового раствора для ГС месторождения Карсак

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	50	1,07-1,09	30-35	-	-
Ингибирующий полимеркалиевый	50	400	1,10-1,12	40-45	6-8	<1
Ингибирующий полимеркалиевый	400	815	1,10-1,20	40-55	4-5	<1

Таблица 7.1.36 – Параметры бурового раствора для ВС проектной глубиной 520м

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)				
Тех. вода	0	10	1,10-1,12	45-50	-	-
Полимерный	10	70	1,12-1,14	40-45	6-8	0,5
Полимеркалиевый	70	500/700	1,13-1,15	35-40	5-7	0,5

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин, и корректироваться в процессе бурения, с учетом последних данных о пластовых давлениях.

Цементирование обсадных колон

Рекомендации к цементированию обсадных колонн. Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождении Карсак использовались различные типы цементов: портландцементы, 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. В качестве буферной жидкости для разобщения бурового и цементного раствора применяется техническая вода в объеме 3-4 м^3, обработанная солями хлористого кальция в концентрации 1,0-1,5% к объему воды.

Эксплуатационная колонна цементируется в интервале 0-200/300 и 0-500/700м тампонажным раствором плотностью 1,83-1,85 г/см^3. 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-СС-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения. 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, регуляторов сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часов, а в качестве замедлителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) ТУ 2439-347-05763441-2001 в количестве 0,01-0,015% 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 противодавления 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 2 варианту разработки приведены в таблицах 8.1-8.9.

Таблица 8.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. I объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Добыча нефти всего, тыс.т	3,19	5,52	15,15	24,13	29,20	23,52	19,57	16,82	15,06	13,49	12,12	10,82	9,69	8,68	7,80	6,97	6,25	5,61
2	*В том числе из: переходящих скважин*	0,39	4,43	13,90	22,98	29,20	23,52	19,57	16,82	15,06	13,49	12,12	10,82	9,69	8,68	7,80	6,97	6,25	5,61
3	*новых скважин*	2,8	1,1	1,3	1,1	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	0,0
4	*механизированным способом*																		
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	2	5	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	2	5	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*																		
8	*переводом с других объектов*	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	7,4	7,4	7,1	6,5	0,0	0,0	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	198,5	31	31	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	222,4	222,4	222,4	222,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,44	1,56	2,89	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	0,44	1,56	2,89	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
14	*вспомогательные и специальные скважины*																		
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	693,5	1733,75	2080,5	2080,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	5,1392	12,848	14,7752	13,4904	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,21	0,39	4,43	13,90	22,98	29,20	23,52	19,57	16,82	15,06	13,49	12,12	10,82	9,69	8,68	7,80	6,97	6,25
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,2053	5,531	17,27703105	28,67478921	36,469851	29,20019371	23,515052	19,56636	16,818032	15,061068	13,487188	12,1198704	10,82444	9,687392	8,675612	7,7975568	6,97004	6,24734
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,4	4,4	13,9	23,0	29,2	23,5	19,6	16,8	15,1	13,5	12,1	10,8	9,7	8,7	7,8	7,0	6,2	5,6
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,2	-1,1	-3,4	-5,7	-7,3	-5,7	-3,9	-2,7	-1,8	-1,6	-1,4	-1,3	-1,1	-1,0	-0,9	-0,8	-0,7	-0,6
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	90,8	-19,9	-19,5	-19,9	-19,9	-19,5	-16,8	-14,0	-10,4	-10,4	-10,1	-10,7	-10,5	-10,4	-10,1	-10,6	-10,4	-10,2
23	Мощность новых скважин, тыс.т	2,8	1,1	1,3	1,1	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	0,0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	8	14	20	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
27	*В том числе нагнет, в отработке*																		
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	8	14	20	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																		
30	Фонд механизированных скважин, шт.																		
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	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
34	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
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																		
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	15,7	16,2	16,5	18,8	22,5	30,5	37,6	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	41,8	41,4	37,2	33,5	30,2
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	22,1	17,1	17,0	19,1	22,5	30,5	37,6	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	41,8	41,4	37,2	33,5	30,2
38	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	9,9	9,9	9,5	8,6	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	72,0	71,3	69,0	74,4	81,3	88,3	92,1	93,9	94,6	95,1	95,6	96,1	96,5	96,8	97,1	97,2	97,2	97,2
40	*переходящих*	94,9	75,1	70,6	75,3	81,3	88,3	92,1	93,9	94,6	95,1	95,6	96,1	96,5	96,8	97,1	97,2	97,2	97,2
41	*новых*	25	25	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,4	4,6	5,1	4,8	4,2	3,6	3,0	2,6	2,3	2,0	1,8	1,6	1,5	1,3	1,2	1,1	0,9	0,9
43	*переходящих*	1,1	4,3	5,0	4,7	4,2	3,6	3,0	2,6	2,3	2,0	1,8	1,6	1,5	1,3	1,2	1,1	0,9	0,9
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/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
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	11,4	19,3	49,0	94,4	156,3	200,7	248,3	276,9	276,9	276,9	277,7	276,9	276,9	275,3	273,3	245,3	220,8	198,7
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	7,7	17,8	47,3	92,9	156,3	200,7	248,3	276,9	276,9	276,9	277,7	276,9	276,9	275,3	273,3	245,3	220,8	198,7
47	*из новых скважин*	3,7	1,5	1,7	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*																		
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	2440,0	2459,3	2508,2	2602,6	2759,0	2959,6	3207,9	3484,8	3761,7	4038,6	4316,2	4593,1	4870,0	5145,3	5418,6	5664,0	5884,8	6083,5
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	61,0	66,5	81,7	105,8	135,0	158,5	178,1	194,9	209,9	223,4	235,5	246,4	256,1	264,7	272,5	279,5	285,7	291,4
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,017	0,019	0,023	0,030	0,039	0,045	0,051	0,056	0,060	0,064	0,067	0,071	0,073	0,076	0,078	0,080	0,082	0,083
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	19,4	21,2	26,0	33,7	43,0	50,4	56,7	62,0	66,8	71,1	75,0	78,4	81,5	84,3	86,7	89,0	90,9	92,7
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,0	1,8	4,8	7,7	9,3	7,5	6,2	5,4	4,8	4,3	3,9	3,4	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8
54	Темп отбора от текущих, %	1,2	2,2	6,1	10,4	14,0	13,1	12,6	12,4	12,6	12,9	13,4	13,8	14,3	14,9	15,8	16,7	18,0	19,7
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7
57	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
58	*с начала разработки, %*	16,4	16,2	15,9	15,3	14,4	13,4	12,4	11,4	10,6	9,8	9,2	8,7	8,2	7,7	7,3	7,0	6,8	6,5

Продолжение таблицы 8.1

№ п/п	Показатели	Годы								
		2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
1	2	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	Добыча нефти всего, тыс.т	5,04	4,51	4,05	3,63	2,96	1,44	0,84	0,39	0,00
2	*В том числе из: переходящих скважин*	5,04	4,51	4,05	3,63	2,96	1,44	0,84	0,39	0,00
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	*механизированным способом*									
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*									
8	*переводом с других объектов*	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	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
14	*вспомогательные и специальные скважины*									
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	5,61	5,04	4,51	4,05	3,63	2,96	1,44	0,84	0,39
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,611364	5,0437728	4,509648	4,050332	3,632772	2,9599152	1,435764	0,838332	0,38544
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,5	0,6	0,5	0,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,0	4,5	4,1	3,6	3,0	1,4	0,8	0,4	0,0
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,7	-1,5	-0,6	-0,5	-0,4
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,1	-10,6	-10,2	-10,3	-18,5	-51,5	-41,6	-54,0	-100,0
23	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	2	8	3	3	3
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	19	19	19	19	17	9	6	3	0
27	*В том числе нагнет, в отработке*									
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	19	19	19	19	17	9	6	3	0
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.									
30	Фонд механизированных скважин, шт.									
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.									
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	27,1	24,4	22,0	19,8	18,1	17,0	16,8	16,8	0,0
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	27,1	24,4	22,0	19,8	18,1	17,0	16,8	16,8	0,0
38	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,3	97,6	97,8	0,0
40	*переходящих*	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,3	97,6	97,8	0,0
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,0
43	*переходящих*	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,0
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	179,3	161,0	144,9	130,4	107,1	52,9	35,0	17,5	0,0
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	179,3	161,0	144,9	130,4	107,1	52,9	35,0	17,5	0,0
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*									
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	6262,8	6423,7	6568,6	6699,0	6806,0	6859,0	6894,0	6911,5	6911,5
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	296,4	300,9	305,0	308,6	311,6	313,0	313,8	314,2	314,2
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,085	0,086	0,087	0,088	0,089	0,090	0,090	0,090	0,090
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	94,3	95,8	97,1	98,2	99,2	99,6	99,9	100,0	100,0
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,6	1,4	1,3	1,2	0,9	0,5	0,3	0,1	0,0
54	Темп отбора от текущих, %	22,1	25,3	30,5	39,3	52,8	54,3	69,4	104,1	0,0
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7	364,7
57	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
58	*с начала разработки, %*	6,4	6,2	6,1	5,9	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8

Таблица 8.2 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. II объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Добыча нефти всего, тыс.т	24,16	24,33	25,50	24,06	21,25	19,35	19,09	18,47	19,19	18,18	16,74	15,98	17,52	16,50	15,30	14,17	13,56	12,66
2	*В том числе из: переходящих скважин*	23,86	24,33	21,79	24,06	21,25	19,35	19,09	18,47	19,19	18,18	16,74	15,98	17,52	16,50	15,30	14,17	13,56	12,66
3	*новых скважин*	0,3	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																		
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	4	0	2	0	0	1	0	3	4	2	0	1	5	1	0	0	1	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	3	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*																		
8	*переводом с других объектов*	1	0	0	0	0	1	0	3	4	2	0	1	5	1	0	0	1	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	1,50	0,0	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
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	70	0	244	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	283,4	0	283,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	2,55	2,55	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	2,55	2,55	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
14	*вспомогательные и специальные скважины*																		
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	693,5	1387	0	693,5	0	0	346,75	0	1040,25	1387	693,5	0	346,75	1733,75	346,75	0	0	346,75
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	2,08571429	0	5,548	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	20,05	23,86	24,33	21,79	24,06	21,25	19,35	19,09	18,47	19,19	18,18	16,74	15,98	17,52	16,50	15,30	14,17	13,56
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	20,05	25,94	24,33	27,34	24,06	21,25	19,35	19,09	18,47	19,19	18,18	16,74	15,98	17,52	16,50	15,30	14,17	13,56
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,1	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	23,9	24,3	21,8	24,1	21,3	19,3	19,1	18,5	19,2	18,2	16,7	16,0	17,5	16,5	15,3	14,2	13,6	12,7
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	3,8	-1,6	-2,5	-3,3	-2,8	-1,9	-0,3	-0,6	0,7	-1,0	-1,4	-0,8	1,5	-1,0	-1,2	-1,1	-0,6	-0,9
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	19,0	-6,2	-10,4	-12,0	-11,6	-9,0	-1,3	-3,2	3,9	-5,3	-8,0	-4,5	9,6	-5,8	-7,2	-7,4	-4,3	-6,6
23	Мощность новых скважин, тыс.т	0,4	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	0	0	1	0	0	1	3	0	2	0	2	0	3	3	2	1	1
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	36	36	38	37	37	38	42	43	50	50	50	50	58	56	53	51	51	50
27	*В том числе нагнет. в отработке*																		
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	36	36	38	37	37	38	42	43	50	50	50	50	58	56	53	51	51	50
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																		
30	Фонд механизированных скважин, шт.																		
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	2	2	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2
34	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	2	2	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																		
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19,4	17,5	17,3	17,4	17,9	18,3	18,0	17,8	16,8	16,8	16,8	16,9	16,0	15,2	13,8	13,9	14,0	14,3
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	18,8	17,5	17,5	17,4	17,9	18,3	18,0	17,8	16,8	16,8	16,8	16,9	16,0	15,2	13,8	13,9	14,0	14,3
38	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	2,1	0,0	11,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	88,8	88,8	88,6	89,2	90,7	92,0	92,7	93,0	93,4	93,7	94,3	94,5	94,6	94,4	94,0	94,2	94,5	94,9
40	*переходящих*	88,9	88,8	90,0	89,2	90,7	92,0	92,7	93,0	93,4	93,7	94,3	94,5	94,6	94,4	94,0	94,2	94,5	94,9
41	*новых*	28,4	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,2	1,9	2,0	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7
43	*переходящих*	2,1	1,9	1,7	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	161,1	163,3	167,5	167,0	164,8	167,1	167,0	169,1	124,0	165,8	165,6	166,4	183,7	168,5	144,9	140,1	141,4	141,0
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	215,1	218,1	224,2	223,1	229,0	241,6	262,6	265,4	292,1	290,8	291,6	292,3	322,8	295,9	255,0	246,0	248,4	247,9
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	214,7	218,1	218,9	223,1	229,0	241,6	262,6	265,4	292,1	290,8	291,6	292,3	322,8	295,9	255,0	246,0	248,4	247,9
47	*из новых скважин*	0,4	0,0	5,3	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	0,0	0,0
48	*механизированным способом*																		
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	9663,2	9881,2	10105,4	10328,5	10557,5	10799,2	11061,8	11327,2	11619,3	11910,1	12201,8	12494,0	12816,8	13112,7	13367,7	13613,7	13862,1	14110,0
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	320,4	344,8	370,3	394,3	415,6	434,9	454,0	472,5	491,7	509,9	526,6	542,6	560,1	576,6	591,9	606,1	619,6	632,3
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,053	0,057	0,061	0,065	0,069	0,072	0,075	0,078	0,082	0,085	0,087	0,090	0,093	0,096	0,098	0,101	0,103	0,105
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	44,3	47,7	51,2	54,6	57,5	60,2	62,8	65,4	68,1	70,6	72,9	75,1	77,5	79,8	81,9	83,9	85,8	87,5
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,3	3,4	3,5	3,3	2,9	2,7	2,6	2,6	2,7	2,5	2,3	2,2	2,4	2,3	2,1	2,0	1,9	1,8
54	Темп отбора от текущих, %	5,7	6,1	6,8	6,8	6,5	6,3	6,6	6,9	7,7	7,9	7,9	8,2	9,7	10,2	10,5	10,8	11,6	12,3
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	55,9	56,6	58,2	57,9	57,2	57,9	116,1	117,3	129,0	115,0	115,2	115,4	127,4	116,8	100,8	97,2	98,1	97,8
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	5354,7	5411,3	5469,6	5527,5	5584,6	5642,6	5758,7	5875,9	6004,9	6119,9	6235,1	6350,5	6477,9	6594,7	6695,5	6792,7	6890,7	6988,5
57	Компенсация отбора: текущая, %	28,0	28,0	28,0	28,0	27,0	26,0	48,0	48,0	48,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0
58	*с начала разработки, %*	60,6	59,9	59,2	58,5	57,8	57,1	56,8	56,6	56,4	56,1	55,8	55,5	55,2	54,9	54,7	54,5	54,2	54,0

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	2062	2063	2064
1	2	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
1	Добыча нефти всего, тыс.т	11,90	11,10	10,43	8,49	7,47	5,24	4,98	4,72	4,49	4,15	3,65	3,17	2,50	2,26	1,74	1,34	1,17	0,89	0,44	0,11	0,00
2	*В том числе из: переходящих скважин*	11,90	11,10	10,43	8,49	7,47	5,24	4,98	4,72	4,49	4,15	3,65	3,17	2,50	2,26	1,74	1,34	1,17	0,89	0,44	0,11	0,00
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																					
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*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	0	0
7	*из разведочного бурения*																					
8	*переводом с других объектов*	0	0	0	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	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	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	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
14	*вспомогательные и специальные скважины*																					
15	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	0	0	0
16	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	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	12,66	11,90	11,10	10,43	8,49	7,47	5,24	4,98	4,72	4,49	4,15	3,65	3,17	2,50	2,26	1,74	1,34	1,17	0,89	0,44	0,11
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	12,66	11,90	11,10	10,43	8,49	7,47	5,24	4,98	4,72	4,49	4,15	3,65	3,17	2,50	2,26	1,74	1,34	1,17	0,89	0,44	0,11
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	0,7	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	0,8	0,8	0,9	0,8	0,5	0,2	0,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11,9	11,1	10,4	8,5	7,5	5,2	5,0	4,7	4,5	4,2	3,7	3,2	2,5	2,3	1,7	1,3	1,2	0,9	0,4	0,1	0,0
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,8	-0,8	-0,7	-1,9	-1,0	-2,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,5	-0,5	-0,7	-0,2	-0,5	-0,4	-0,2	-0,3	-0,5	-0,3	-0,1
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-6,0	-6,7	-6,0	-18,6	-12,0	-29,8	-5,0	-5,2	-4,9	-7,5	-12,1	-13,3	-20,9	-9,6	-23,3	-22,8	-12,9	-23,4	-51,2	-75,4	-100,0
23	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	0,0	0,0	0,0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	0	9	2	7	0	0	0	1	3	3	5	1	4	3	1	2	4	3	1
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	50	49	49	40	38	31	31	31	31	30	27	24	19	18	14	11	10	8	4	1	0
27	*В том числе нагнет, в отработке*																					
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	50	49	49	40	38	31	31	31	31	30	27	24	19	18	14	11	10	8	4	1	0
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																					
30	Фонд механизированных скважин, шт.																					
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
33	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	2	2	0
34	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	2	2	0
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																					
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	14,3	14,5	14,5	15,4	15,9	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	0,0
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	14,3	14,5	14,5	15,4	15,9	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	0,0
38	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	0,0	0,0
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,2	95,5	95,8	96,0	96,4	95,6	95,8	96,0	96,2	96,4	96,5	96,5	96,6	96,7	96,7	96,8	96,9	97,1	97,1	97,2	0,0
40	*переходящих*	95,2	95,5	95,8	96,0	96,4	95,6	95,8	96,0	96,2	96,4	96,5	96,5	96,6	96,7	96,7	96,8	96,9	97,1	97,1	97,2	0,0
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0
43	*переходящих*	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	140,9	140,1	140,1	121,5	118,8	67,1	67,1	67,1	67,0	64,9	58,4	51,9	41,1	38,9	30,2	23,8	21,6	17,3	8,6	2,2	0,0
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	248,6	246,6	246,6	213,9	209,9	118,1	118,1	118,1	118,4	114,3	102,9	91,4	72,6	68,6	53,3	41,9	38,2	30,5	15,2	3,8	0,0
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	248,6	246,6	246,6	213,9	209,9	118,1	118,1	118,1	118,4	114,3	102,9	91,4	72,6	68,6	53,3	41,9	38,2	30,5	15,2	3,8	0,0
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*																					
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	14358,6	14605,2	14851,8	15065,7	15275,6	15393,7	15511,8	15629,9	15748,3	15862,6	15965,5	16057,0	16129,5	16198,1	16251,5	16293,4	16331,6	16362,1	16377,3	16381,1	16381,1
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	644,2	655,3	665,7	674,2	681,7	686,9	691,9	696,6	701,1	705,2	708,9	712,0	714,5	716,8	718,5	719,9	721,1	722,0	722,4	722,5	722,5
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,107	0,109	0,111	0,112	0,113	0,114	0,115	0,116	0,116	0,117	0,118	0,118	0,119	0,119	0,119	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	89,2	90,7	92,1	93,3	94,3	95,1	95,8	96,4	97,0	97,6	98,1	98,6	98,9	99,2	99,5	99,6	99,8	99,9	100,0	100,0	100,0
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,6	1,5	1,4	1,2	1,0	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
54	Темп отбора от текущих, %	13,2	14,2	15,5	14,9	15,5	12,8	14,0	15,4	17,3	19,4	21,1	23,2	23,9	28,5	30,5	34,0	44,8	62,1	80,1	98,9	0,0
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	98,0	97,2	97,1	84,2	82,6	46,5	46,5	46,5	46,6	45,0	40,5	36,0	28,6	27,0	21,0	16,5	15,0	12,0	6,0	1,5	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	7086,5	7183,7	7280,8	7365,1	7447,6	7494,2	7540,7	7587,2	7633,8	7678,8	7719,3	7755,2	7783,8	7810,7	7831,7	7848,2	7863,2	7875,2	7881,2	7882,7	7882,7
57	Компенсация отбора: текущая, %	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	0,0
58	*с начала разработки, %*	53,9	53,7	53,5	53,3	53,2	53,1	53,1	53,0	52,9	52,8	52,8	52,7	52,7	52,6	52,6	52,6	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5

Таблица 8.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. III объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Добыча нефти всего, тыс.т	2,51	2,30	2,09	2,95	4,19	6,52	7,00	7,79	8,22	8,26	8,04	7,79	7,45	7,14	6,73	6,28	6,11	5,66
2	*В том числе из: переходящих скважин*	2,51	2,30	2,09	1,88	4,19	3,98	7,00	7,79	8,22	8,26	8,04	7,79	7,45	7,14	6,73	6,28	6,11	5,66
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	1,1	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	0,0
4	*механизированным способом*																		
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*																		
8	*переводом с других объектов*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	7,3	0,0	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	153	0	365	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	391,1	0	391,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,39	0,39	0,39	0,78	0,78	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	0,39	0,39	0,39	0,78	0,78	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
14	*вспомогательные и специальные скважины*																		
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	346,75	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	346,75
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	2,5404	0	2,5404	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	2,76	2,51	2,30	2,09	1,88	4,19	3,98	7,00	7,79	8,22	8,26	8,04	7,79	7,45	7,14	6,73	6,28	6,11
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	2,76	2,51	2,30	2,09	4,42	4,19	6,52	7,00	7,79	8,22	8,26	8,04	7,79	7,45	7,14	6,73	6,28	6,11
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	0,9
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	2,5	2,3	2,1	1,9	4,2	4,0	7,0	7,8	8,2	8,3	8,0	7,8	7,5	7,1	6,7	6,3	6,1	5,7
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	0,5	0,8	0,4	0,0	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,5	-0,2	-0,4
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-9,0	-8,3	-9,3	-9,8	-5,2	-5,1	7,3	11,3	5,5	0,5	-2,6	-3,1	-4,3	-4,2	-5,7	-6,7	-2,7	-7,3
23	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	1,1	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	0,0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	3	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	0
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	10	10	11	11	12	14	17	19	18	18	18	18	18	18	18	17	17
27	*В том числе нагнет, в отработке*																		
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	10	10	11	11	12	14	17	19	18	18	18	18	18	18	18	17	17
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																		
30	Фонд механизированных скважин, шт.																		
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
34	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																		
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	34,5	35,0	35,0	34,0	33,3	32,2	30,3	28,0	26,7	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	24,2	24,2
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	34,5	35,0	35,0	35,0	33,3	34,2	30,3	28,0	26,7	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	24,2	24,2
38	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	10,5	0,0	10,5	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	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	97,9	98,1	98,3	97,6	96,7	95,1	95,3	95,3	95,3	94,8	95,0	95,1	95,3	95,5	95,8	96,1	95,7	96,0
40	*переходящих*	97,9	98,1	98,3	98,4	96,7	96,9	95,3	95,3	95,3	94,8	95,0	95,1	95,3	95,5	95,8	96,1	95,7	96,0
41	*новых*	0	0	0	30	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,7	0,7	0,6	0,8	1,1	1,6	1,4	1,3	1,2	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0
43	*переходящих*	0,7	0,7	0,6	0,5	1,1	1,0	1,4	1,3	1,2	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	63,0	63,9	63,8	64,7	67,1	70,9	77,7	43,7	46,5	42,2	42,2	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	37,7	37,7
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	119,7	121,4	121,7	123,0	127,2	134,1	147,3	165,3	176,0	159,3	159,8	159,3	159,3	159,3	159,8	159,3	142,6	142,6
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	119,7	121,4	121,7	121,4	127,2	130,5	147,3	165,3	176,0	159,3	159,8	159,3	159,3	159,3	159,8	159,3	142,6	142,6
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	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
48	*механизированным способом*																		
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	4182,0	4303,3	4425,0	4548,0	4675,1	4809,2	4956,5	5121,8	5297,8	5457,2	5616,9	5776,3	5935,6	6094,9	6254,7	6414,0	6556,6	6699,2
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	120,1	122,4	124,5	127,4	131,6	138,2	145,2	152,9	161,2	169,4	177,5	185,2	192,7	199,8	206,6	212,8	219,0	224,6
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,126	0,129	0,131	0,134	0,138	0,145	0,152	0,161	0,169	0,178	0,186	0,195	0,202	0,210	0,217	0,224	0,230	0,236
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	42,0	42,8	43,5	44,6	46,0	48,3	50,8	53,5	56,4	59,2	62,0	64,8	67,4	69,9	72,2	74,4	76,6	78,5
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,9	0,8	0,7	1,0	1,5	2,3	2,4	2,7	2,9	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0
54	Темп отбора от текущих, %	1,5	1,4	1,3	1,8	2,6	4,2	4,7	5,5	6,2	6,6	6,9	7,2	7,4	7,7	7,8	7,9	8,4	8,4
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	21,9	22,1	22,2	22,5	23,3	24,6	27,0	30,3	32,3	29,2	29,3	29,2	29,2	29,2	29,3	29,2	26,1	26,1
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	1414,7	1436,8	1459,0	1481,5	1504,8	1529,4	1556,4	1586,7	1619,0	1648,2	1677,5	1706,8	1736,0	1765,2	1794,5	1823,6	1849,8	1875,9
57	Компенсация отбора: текущая, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
58	*с начала разработки, %*	37,0	36,5	36,1	35,7	35,2	34,8	34,4	33,9	33,4	33,0	32,7	32,3	32,0	31,7	31,4	31,1	30,8	30,6

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	2061
1	2	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
1	Добыча нефти всего, тыс.т	5,19	4,79	4,44	4,08	3,77	3,83	3,54	3,28	3,05	2,82	2,58	2,34	2,12	1,91	1,76	1,56	1,45	1,33
2	*В том числе из: переходящих скважин*	5,19	4,79	4,44	4,08	3,77	3,83	3,54	3,28	3,05	2,82	2,58	2,34	2,12	1,91	1,76	1,56	1,45	1,33
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																		
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*																		
8	*переводом с других объектов*	0	0	0	0	0	1	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	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
14	*вспомогательные и специальные скважины*																		
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	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
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	5,66	5,19	4,79	4,44	4,08	3,77	3,83	3,54	3,28	3,05	2,82	2,58	2,34	2,12	1,91	1,76	1,56	1,45
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,66	5,19	4,79	4,44	4,08	3,77	3,83	3,54	3,28	3,05	2,82	2,58	2,34	2,12	1,91	1,76	1,56	1,45
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,8	3,5	3,3	3,1	2,8	2,6	2,3	2,1	1,9	1,8	1,6	1,4	1,3
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	0,1	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-8,4	-7,6	-7,4	-8,0	-7,7	1,7	-7,6	-7,3	-7,0	-7,5	-8,5	-9,4	-9,4	-10,1	-7,7	-11,4	-7,4	-8,1
23	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
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	0	0	1	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	0	1	0	0
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	15	15	15	14	13	14	13	13	13	13	12	11	10	9	9	8	8	8
27	*В том числе нагнет, в отработке*																		
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	15	15	15	14	13	14	13	13	13	13	12	11	10	9	9	8	8	8
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																		
30	Фонд механизированных скважин, шт.																		
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	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
34	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
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																		
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	23,0	23,0	23,0	22,8	21,8	21,1	20,1	20,1	20,1	20,1	17,3	17,8	18,4	19,2	19,2	20,9	20,9	20,9
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	23,0	23,0	23,0	22,8	21,8	21,1	20,1	20,1	20,1	20,1	17,3	17,8	18,4	19,2	19,2	20,9	20,9	20,9
38	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,7	96,0	96,3	96,3	96,2	96,3	96,1	96,4	96,6	96,9	96,4	96,6	96,7	96,8	97,1	97,3	97,5	97,7
40	*переходящих*	95,7	96,0	96,3	96,3	96,2	96,3	96,1	96,4	96,6	96,9	96,4	96,6	96,7	96,8	97,1	97,3	97,5	97,7
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
43	*переходящих*	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	31,7	31,6	31,6	29,3	26,0	27,0	23,9	23,9	23,9	23,9	19,0	17,9	16,9	15,8	15,8	15,3	15,2	15,2
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	120,1	119,7	119,7	110,9	98,6	102,4	90,5	90,5	90,8	90,5	72,0	67,9	64,0	59,8	59,8	57,9	58,0	57,9
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	120,1	119,7	119,7	110,9	98,6	102,4	90,5	90,5	90,8	90,5	72,0	67,9	64,0	59,8	59,8	57,9	58,0	57,9
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*																		
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	6819,3	6939,1	7058,8	7169,7	7268,3	7370,8	7461,3	7551,8	7642,6	7733,1	7805,1	7873,1	7937,1	7996,9	8056,7	8114,6	8172,7	8230,5
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	229,8	234,6	239,0	243,1	246,9	250,7	254,3	257,5	260,6	263,4	266,0	268,3	270,5	272,4	274,1	275,7	277,1	278,5
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,241	0,246	0,251	0,255	0,259	0,263	0,267	0,271	0,274	0,277	0,279	0,282	0,284	0,286	0,288	0,290	0,291	0,293
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	80,4	82,0	83,6	85,0	86,3	87,7	88,9	90,0	91,1	92,1	93,0	93,8	94,6	95,2	95,8	96,4	96,9	97,4
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5
54	Темп отбора от текущих, %	8,5	8,5	8,6	8,7	8,8	9,8	10,0	10,3	10,7	11,1	11,4	11,7	12,0	12,3	12,9	13,2	14,0	15,0
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	22,0	21,9	21,9	20,3	18,1	18,8	16,6	16,6	16,6	16,6	13,2	12,4	11,7	10,9	10,9	10,6	10,6	10,6
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	1897,9	1919,8	1941,8	1962,1	1980,1	1998,9	2015,4	2032,0	2048,6	2065,2	2078,4	2090,8	2102,5	2113,4	2124,4	2135,0	2145,6	2156,1
57	Компенсация отбора: текущая, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
58	*с начала разработки, %*	30,4	30,3	30,1	29,9	29,8	29,7	29,5	29,4	29,3	29,2	29,1	29,0	29,0	28,9	28,8	28,8	28,7	28,6

Продолжение таблицы 8.3

№ п/п	Показатели	Годы												
		2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074
1	2	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
1	Добыча нефти всего, тыс.т	1,23	1,14	0,99	0,77	0,72	0,59	0,50	0,45	0,42	0,39	0,23	0,07	0,00
2	*В том числе из: переходящих скважин*	1,23	1,14	0,99	0,77	0,72	0,59	0,50	0,45	0,42	0,39	0,23	0,07	0,00
3	*новых скважин*	0,0	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	*механизированным способом*													
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*													
8	*переводом с других объектов*	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
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	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
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
14	*вспомогательные и специальные скважины*													
15	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
16	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
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1,33	1,23	1,14	0,99	0,77	0,72	0,59	0,50	0,45	0,42	0,39	0,23	0,07
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,33	1,23	1,14	0,99	0,77	0,72	0,59	0,50	0,45	0,42	0,39	0,23	0,07
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,6	0,3	0,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,2	1,1	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,2	0,1	0,0
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,1
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-7,5	-7,3	-12,9	-21,9	-7,6	-17,7	-15,8	-8,8	-7,1	-7,7	-41,7	-69,3	-100,0
23	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
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	1	2	0	1	1	0	0	0	1	1	1
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	8	8	7	5	5	4	3	3	3	3	2	1	0
27	*В том числе нагнет, в отработке*													
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	8	8	7	5	5	4	3	3	3	3	2	1	0
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.													
30	Фонд механизированных скважин, шт.													
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0
34	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.													
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	20,9	20,9	23,0	29,9	29,9	35,8	43,9	43,9	43,9	43,9	35,8	11,7	0,0
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	20,9	20,9	23,0	29,9	29,9	35,8	43,9	43,9	43,9	43,9	35,8	11,7	0,0
38	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	97,9	98,0	98,2	98,5	98,6	98,8	98,9	99,0	99,1	99,2	99,1	98,3	0,0
40	*переходящих*	97,9	98,0	98,2	98,5	98,6	98,8	98,9	99,0	99,1	99,2	99,1	98,3	0,0
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,0
43	*переходящих*	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,0
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	15,2	15,2	14,7	13,6	13,6	13,1	12,0	12,0	12,0	12,0	6,5	1,1	0,0
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	57,9	57,9	56,0	51,8	51,8	49,7	45,8	45,7	45,7	45,7	24,9	4,1	0,0
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	57,9	57,9	56,0	51,8	51,8	49,7	45,8	45,7	45,7	45,7	24,9	4,1	0,0
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*													
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	8288,4	8346,3	8402,3	8454,0	8505,8	8555,5	8601,3	8647,0	8692,6	8738,3	8763,2	8767,3	8767,3
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	279,7	280,8	281,8	282,6	283,3	283,9	284,4	284,9	285,3	285,7	285,9	286,0	286,0
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,294	0,295	0,296	0,297	0,298	0,298	0,299	0,299	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,8	98,2	98,5	98,8	99,1	99,3	99,4	99,6	99,7	99,9	100,0	100,0	100,0
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
54	Темп отбора от текущих, %	16,3	18,1	19,2	18,6	21,1	21,9	23,7	28,3	36,7	53,5	67,0	62,2	0,0
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	10,6	10,6	10,2	9,4	9,4	9,1	8,3	8,3	8,3	8,3	4,5	0,7	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	2166,7	2177,2	2187,5	2196,9	2206,3	2215,4	2223,7	2232,0	2240,4	2248,7	2253,2	2254,0	2254,0
57	Компенсация отбора: текущая, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	0,0
58	*с начала разработки, %*	28,6	28,5	28,5	28,4	28,4	28,3	28,3	28,2	28,2	28,1	28,1	28,1	28,1

Таблица 8.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. IV объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы												
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Добыча нефти всего, тыс.т	4,57	3,50	3,17	2,86	2,59	2,25	2,04	1,46	0,80	0,72	0,66	0,56	0,00
2	*В том числе из: переходящих скважин*	4,57	3,50	3,17	2,86	2,59	2,25	2,04	1,46	0,80	0,72	0,66	0,56	0,00
3	*новых скважин*	0,0	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	*механизированным способом*													
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*													
8	*переводом с других объектов*	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
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	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
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	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
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	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
14	*вспомогательные и специальные скважины*													
15	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
16	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
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	6,18	4,57	3,50	3,17	2,86	2,59	2,25	2,04	1,46	0,80	0,72	0,66	0,56
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	6,18	4,57	3,50	3,17	2,86	2,59	2,25	2,04	1,46	0,80	0,72	0,66	0,56
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,7	0,5	0,9	0,9	0,8	0,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,6	3,5	3,2	2,9	2,6	2,2	2,0	1,5	0,8	0,7	0,7	0,6	0,0
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-1,6	-1,1	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,6	-0,7	-0,1	-0,1	-0,1	-0,6
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-26,0	-23,3	-9,4	-9,9	-9,6	-13,1	-9,4	-28,3	-45,2	-9,5	-9,3	-15,1	-100,0
23	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
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	4	0	0	0	0	1	0	5	6	0	0	1	9
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	22	22	22	22	22	21	21	16	10	10	10	9	0
27	*В том числе нагнет, в отработке*													
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	22	22	22	22	22	21	21	16	10	10	10	9	0
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.													
30	Фонд механизированных скважин, шт.													
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	0
34	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	0
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.													
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	40,1	34,7	32,7	32,2	31,8	31,6	31,2	31,5	33,1	33,1	33,1	34,9	0,0
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	40,1	34,7	32,7	32,2	31,8	31,6	31,2	31,5	33,1	33,1	33,1	34,9	0,0
38	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	98,5	98,7	98,7	98,8	98,9	99,0	99,1	99,2	99,3	99,4	99,4	99,5	0,0
40	*переходящих*	98,5	98,7	98,7	98,8	98,9	99,0	99,1	99,2	99,3	99,4	99,4	99,5	0,0
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0
43	*переходящих*	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	134,1	116,0	109,3	107,7	106,1	100,7	99,3	76,4	50,3	50,3	50,1	47,6	0,0
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	306,1	264,8	250,2	245,9	242,2	230,1	227,5	174,6	114,9	114,9	114,9	108,9	0,0
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	306,1	264,8	250,2	245,9	242,2	230,1	227,5	174,6	114,9	114,9	114,9	108,9	0,0
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*													
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	39765,4	40030,2	40280,4	40526,3	40768,5	40998,6	41226,1	41400,8	41515,7	41630,6	41745,6	41854,5	41854,5
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1423,2	1426,7	1429,9	1432,7	1435,3	1437,6	1439,6	1441,1	1441,9	1442,6	1443,3	1443,8	1443,8
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,424	0,425	0,426	0,427	0,427	0,428	0,429	0,429	0,429	0,430	0,430	0,430	0,430
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,5	98,8	99,0	99,2	99,4	99,5	99,7	99,8	99,8	99,9	99,9	100,0	100,0
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
54	Темп отбора от текущих, %	17,9	16,7	18,2	20,0	22,6	25,3	30,8	31,8	25,6	31,1	41,0	59,1	0,0
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	279,1	241,3	228,0	224,0	220,7	209,6	207,2	159,0	104,6	104,6	104,6	99,1	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	21863,3	22104,7	22332,7	22556,7	22777,4	22987,0	23194,2	23353,2	23457,8	23562,4	23667,0	23766,1	23766,1
57	Компенсация отбора: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	0,0
58	*с начала разработки, %*	60,1	60,3	60,6	60,8	61,0	61,3	61,5	61,6	61,7	61,9	62,0	62,1	62,1

Таблица 8.5 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. V объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,78	0,69	0,61	0,53	1,97	2,95	2,88	2,80	2,73	2,67	2,77	2,52	2,27	2,05	2,20	2,35	2,18	1,98
2	*В том числе из: переходящих скважин*	0,78	0,69	0,61	0,53	0,46	2,95	2,88	2,80	2,73	2,67	2,77	2,52	2,27	2,05	2,20	2,35	2,18	1,98
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	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	*механизированным способом*																		
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*																		
8	*переводом с других объектов*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	517,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
14	*вспомогательные и специальные скважины*																		
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	346,75	346,75	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	2,5696	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1,13	0,78	0,69	0,61	0,53	0,46	2,95	2,88	2,80	2,73	2,67	2,77	2,52	2,27	2,05	2,20	2,35	2,18
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,13	0,78	0,69	0,61	0,53	3,03	2,95	2,88	2,80	2,73	2,67	2,77	2,52	2,27	2,05	2,20	2,35	2,18
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	0,9	0,9
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	2,9	2,9	2,8	2,7	2,7	2,8	2,5	2,3	2,0	2,2	2,3	2,2	2,0
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,1	-0,2	-0,3	-0,2	0,1	0,2	-0,2	-0,2
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-30,5	-11,6	-12,5	-13,0	-12,7	-2,8	-2,3	-2,7	-2,3	-2,2	3,5	-8,9	-10,0	-9,9	7,3	7,0	-7,4	-9,2
23	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	5	5	4	3	4	5	5	4
27	*В том числе нагнет. в отработке*																		
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	5	5	4	3	4	5	5	4
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																		
30	Фонд механизированных скважин, шт.																		
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	5	5	5	5	5	5
34	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	5	5	5	5	5	5
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																		
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	43,2	43,8	43,8	43,8	38,5	37,0	39,0	42,0	46,3	46,3	39,6	39,6	40,4	32,0	27,2	24,3	24,3	23,0
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	43,2	43,8	43,8	43,8	43,9	37,0	39,0	42,0	46,3	46,3	39,6	39,6	40,4	32,0	27,2	24,3	24,3	23,0
38	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	10,6	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	98,3	98,5	98,7	98,8	95,9	94,3	94,7	95,2	95,7	95,8	96,0	96,3	95,9	93,8	94,2	94,4	94,8	93,8
40	*переходящих*	98,3	98,5	98,7	98,8	99,0	94,3	94,7	95,2	95,7	95,8	96,0	96,3	95,9	93,8	94,2	94,4	94,8	93,8
41	*новых*	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,8	0,7	0,6	0,5	1,6	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9	1,6	1,5	1,6	2,0	1,6	1,4	1,3	1,4
43	*переходящих*	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9	1,6	1,5	1,6	2,0	1,6	1,4	1,3	1,4
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	85,5	86,6	97,4	97,3	103,1	111,2	117,0	125,7	138,4	138,4	147,9	147,7	193,2	115,2	130,5	145,7	145,5	110,7
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	44,9	45,5	45,7	45,5	47,9	51,4	54,3	58,2	64,2	64,2	68,8	68,6	56,0	33,2	37,8	42,1	42,1	31,9
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	44,9	45,5	45,7	45,5	45,7	51,4	54,3	58,2	64,2	64,2	68,8	68,6	56,0	33,2	37,8	42,1	42,1	31,9
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	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
48	*механизированным способом*																		
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	38301,4	38346,9	38392,6	38438,2	38486,0	38537,4	38591,7	38649,9	38714,1	38778,3	38847,2	38915,8	38971,8	39005,1	39042,9	39085,0	39127,0	39159,0
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1694,4	1695,1	1695,7	1696,3	1698,2	1701,2	1704,0	1706,8	1709,6	1712,3	1715,0	1717,5	1719,8	1721,9	1724,1	1726,4	1728,6	1730,6
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,544	0,544	0,544	0,545	0,545	0,546	0,547	0,548	0,549	0,550	0,551	0,551	0,552	0,553	0,554	0,554	0,555	0,556
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,1	97,2	97,2	97,3	97,4	97,5	97,7	97,9	98,0	98,2	98,3	98,5	98,6	98,7	98,8	99,0	99,1	99,2
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	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
54	Темп отбора от текущих, %	1,6	1,4	1,2	1,1	4,1	6,4	6,7	7,0	7,3	7,7	8,7	8,6	8,5	8,4	9,8	11,7	12,2	12,7
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	266,8	270,3	270,9	270,0	286,1	308,5	325,6	348,6	383,9	383,9	411,3	409,8	334,9	199,8	226,8	252,6	252,3	192,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	39645,0	39915,3	40186,2	40456,2	40742,3	41050,8	41376,4	41725,0	42108,9	42492,8	42904,0	43313,8	43648,7	43848,5	44075,3	44327,9	44580,3	44772,3
57	Компенсация отбора: текущая, %	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0
58	*с начала разработки, %*	112,5	113,1	113,7	114,4	115,0	115,8	116,5	117,3	118,2	119,1	120,0	120,9	121,7	122,2	122,7	123,2	123,8	124,2

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	2	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
1	Добыча нефти всего, тыс.т	1,82	1,65	1,50	1,37	1,25	1,03	0,94	0,86	0,79	0,72	0,66	0,45	0,40	0,36	0,33	0,00
2	*В том числе из: переходящих скважин*	1,82	1,65	1,50	1,37	1,25	1,03	0,94	0,86	0,79	0,72	0,66	0,45	0,40	0,36	0,33	0,00
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*																
8	*переводом с других объектов*	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	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
14	*вспомогательные и специальные скважины*																
15	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
16	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
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1,98	1,82	1,65	1,50	1,37	1,25	1,03	0,94	0,86	0,79	0,72	0,66	0,45	0,40	0,36	0,33
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,98	1,82	1,65	1,50	1,37	1,25	1,03	0,94	0,86	0,79	0,72	0,66	0,45	0,40	0,36	0,33
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,7	0,9	0,9	0,9	0,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4	0,3	0,0
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	0,0	0,0	0,0	-0,3
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-7,8	-9,4	-9,0	-9,1	-8,7	-17,1	-8,9	-8,4	-8,6	-9,1	-8,3	-32,3	-9,3	-10,0	-9,0	-100,0
23	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
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	0
27	*В том числе нагнет, в отработке*																
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	0
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																
30	Фонд механизированных скважин, шт.																
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0
34	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	33,3	33,3	33,3	33,3	0,0
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	33,3	33,3	33,3	33,3	0,0
38	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	94,3	94,8	95,3	95,7	96,1	96,2	96,6	96,9	97,1	97,4	97,6	98,1	98,3	98,4	98,6	0,0
40	*переходящих*	94,3	94,8	95,3	95,7	96,1	96,2	96,6	96,9	97,1	97,4	97,6	98,1	98,3	98,4	98,6	0,0
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,0
43	*переходящих*	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,0
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	110,6	110,4	110,3	110,2	110,0	94,8	94,7	94,6	94,5	94,5	94,4	79,1	79,1	79,0	79,0	0,0
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	32,0	31,9	31,9	31,9	32,0	27,5	27,5	27,5	27,6	27,5	27,5	23,1	23,2	23,1	23,1	0,0
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	32,0	31,9	31,9	31,9	32,0	27,5	27,5	27,5	27,6	27,5	27,5	23,1	23,2	23,1	23,1	0,0
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*																
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	39191,0	39222,9	39254,9	39286,8	39318,9	39346,4	39373,9	39401,4	39429,0	39456,5	39484,0	39507,1	39530,2	39553,3	39576,4	39576,4
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1732,4	1734,0	1735,5	1736,9	1738,2	1739,2	1740,1	1741,0	1741,8	1742,5	1743,2	1743,6	1744,0	1744,4	1744,7	1744,7
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,556	0,557	0,557	0,558	0,558	0,558	0,559	0,559	0,559	0,559	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,3	99,4	99,5	99,6	99,7	99,7	99,8	99,8	99,9	99,9	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,1	0,1	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	0,0
54	Темп отбора от текущих, %	13,4	14,0	14,8	15,8	17,1	17,1	18,8	21,2	24,6	29,7	38,7	42,7	67,6	188,0	-194,5	0,0
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	192,3	191,5	191,2	191,0	191,3	164,3	164,1	164,0	164,3	163,8	163,7	137,2	137,5	137,0	137,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	44964,5	45156,0	45347,2	45538,2	45729,5	45893,7	46057,9	46221,9	46386,2	46550,0	46713,6	46850,8	46988,2	47125,3	47262,2	47262,2
57	Компенсация отбора: текущая, %	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	0,0
58	*с начала разработки, %*	124,7	125,1	125,5	126,0	126,4	126,7	127,1	127,5	127,8	128,2	128,6	128,9	129,2	129,5	129,8	129,8

Таблица 8.6 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. VI объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№	Показатели	Годы																	
п/п		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,34	0,32	0,31	0,65	0,62	0,61	0,59	0,93	0,91	0,89	0,87	0,83	0,79	0,76	0,72	0,65	0,61	0,56
2	*В том числе из: переходящих скважин*	0,34	0,32	0,31	0,65	0,62	0,61	0,59	0,93	0,91	0,89	0,87	0,83	0,79	0,76	0,72	0,65	0,61	0,56
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																		
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*																		
8	*переводом с других объектов*	0	0	0	0	0	0	0	1	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	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
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	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
14	*вспомогательные и специальные скважины*																		
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	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
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,38	0,34	0,32	0,31	0,65	0,62	0,61	0,59	0,93	0,91	0,89	0,87	0,83	0,79	0,76	0,72	0,65	0,61
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,38	0,34	0,32	0,31	0,65	0,62	0,61	0,59	0,93	0,91	0,89	0,87	0,83	0,79	0,76	0,72	0,65	0,61
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	1,0	0,9	2,1	1,0	1,0	1,0	1,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,3	0,3	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,0	-4,5	-5,5	110,9	-3,1	-3,1	-2,8	57,5	-2,2	-2,1	-1,8	-4,8	-4,7	-4,4	-4,3	-9,7	-7,4	-7,4
23	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
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3
27	*В том числе нагнет, в отработке*																		
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																		
30	Фонд механизированных скважин, шт.																		
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	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
34	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
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																		
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	51,6	43,1	38,0	22,6	20,8	19,2	17,8	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	13,8	13,8	13,8
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	51,6	43,1	38,0	22,6	20,8	19,2	17,8	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	13,8	13,8	13,8
38	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	99,1	98,9	98,8	97,3	97,1	97,0	96,8	95,7	95,8	95,9	96,0	96,2	96,4	96,5	96,7	95,4	95,8	96,1
40	*переходящих*	99,1	98,9	98,8	97,3	97,1	97,0	96,8	95,7	95,8	95,9	96,0	96,2	96,4	96,5	96,7	95,4	95,8	96,1
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,5	0,5	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5
43	*переходящих*	0,5	0,5	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/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
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	35,8	29,9	26,4	23,5	21,6	20,0	18,5	21,7	21,7	21,7	21,8	21,7	21,7	21,7	21,8	14,3	14,3	14,3
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	35,8	29,9	26,4	23,5	21,6	20,0	18,5	21,7	21,7	21,7	21,8	21,7	21,7	21,7	21,8	14,3	14,3	14,3
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*																		
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	9307,2	9337,1	9363,5	9387,1	9408,7	9428,7	9447,2	9468,9	9490,6	9512,3	9534,1	9555,8	9577,5	9599,3	9621,0	9635,4	9649,7	9664,0
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	317,9	318,2	318,5	319,2	319,8	320,4	321,0	321,9	322,8	323,7	324,6	325,4	326,2	327,0	327,7	328,4	329,0	329,5
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,514	0,515	0,515	0,516	0,517	0,518	0,519	0,521	0,522	0,524	0,525	0,527	0,528	0,529	0,530	0,531	0,532	0,533
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	95,2	95,3	95,4	95,6	95,8	96,0	96,2	96,4	96,7	97,0	97,2	97,5	97,7	98,0	98,2	98,4	98,6	98,7
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
54	Темп отбора от текущих, %	2,1	2,0	2,0	4,2	4,3	4,3	4,4	7,3	7,6	8,1	8,7	9,0	9,5	10,0	10,6	10,7	11,1	11,6
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2
57	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
58	*с начала разработки, %*	7,2	7,2	7,2	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	6,9	6,9

Продолжение таблицы 8.6

№ п/п	Показатели	Годы													
		2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,52	0,48	0,45	0,41	0,39	0,36	0,33	0,31	0,29	0,26	0,24	0,23	0,21	0,00
2	*В том числе из: переходящих скважин*	0,52	0,48	0,45	0,41	0,39	0,36	0,33	0,31	0,29	0,26	0,24	0,23	0,21	0,00
3	*новых скважин*	0,0	0,0	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	*механизированным способом*														
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*														
8	*переводом с других объектов*	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
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	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
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	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
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	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
14	*вспомогательные и специальные скважины*														
15	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
16	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
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,56	0,52	0,48	0,45	0,41	0,39	0,36	0,33	0,31	0,29	0,26	0,24	0,23	0,21
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,56	0,52	0,48	0,45	0,41	0,39	0,36	0,33	0,31	0,29	0,26	0,24	0,23	0,21
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,0
21	Изменение добычи нефти из переходящих 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	-0,2
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-7,0	-8,0	-6,9	-7,3	-6,8	-7,7	-8,0	-6,5	-6,6	-7,6	-7,8	-7,0	-7,2	-100,0
23	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
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0
27	*В том числе нагнет, в отработке*														
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.														
30	Фонд механизированных скважин, шт.														
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.														
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	0,0
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	0,0
38	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	96,4	96,7	96,9	97,1	97,3	97,5	97,7	97,9	98,0	98,2	98,3	98,4	98,5	0,0
40	*переходящих*	96,4	96,7	96,9	97,1	97,3	97,5	97,7	97,9	98,0	98,2	98,3	98,4	98,5	0,0
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,0
43	*переходящих*	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,0
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/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
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	14,4	14,3	14,3	14,3	14,4	14,3	14,3	14,3	14,4	14,3	14,3	14,3	14,4	0,0
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	14,4	14,3	14,3	14,3	14,4	14,3	14,3	14,3	14,4	14,3	14,3	14,3	14,4	0,0
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*														
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	9678,4	9692,8	9707,1	9721,4	9735,8	9750,2	9764,5	9778,8	9793,2	9807,6	9821,9	9836,2	9850,6	9850,6
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	330,0	330,5	331,0	331,4	331,8	332,1	332,5	332,8	333,0	333,3	333,6	333,8	334,0	334,0
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,534	0,535	0,535	0,536	0,537	0,537	0,538	0,538	0,539	0,539	0,540	0,540	0,540	0,540
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,9	99,0	99,2	99,3	99,4	99,5	99,6	99,7	99,8	99,9	99,9	100,0	100,1	100,1
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
54	Темп отбора от текущих, %	12,2	12,8	13,6	14,6	16,0	17,6	19,6	22,8	27,5	35,1	49,8	92,5	1137,2	0,0
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2	614,2
57	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
58	*с начала разработки, %*	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8

Таблица 8.7 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. VII объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,90	1,48	2,31	2,82	2,65	2,51	2,48	3,16	4,21	4,16	4,12	4,05	4,37	4,31	4,27	4,21	4,52	4,46
2	*В том числе из: переходящих скважин*	0,90	1,48	2,31	2,82	2,65	2,51	2,48	3,16	4,21	4,16	4,12	4,05	4,37	4,31	4,27	4,21	4,52	4,46
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																		
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	1	0	0	0	1	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*																		
8	*переводом с других объектов*	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	1	0	0	0	1	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	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
14	*вспомогательные и специальные скважины*																		
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	346,75	0	0	0	0	0	0	0	693,5	693,5	0	0	0	346,75	0	0	0	346,75
16	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
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1,07	0,90	1,48	2,31	2,82	2,65	2,51	2,48	3,16	4,21	4,16	4,12	4,05	4,37	4,31	4,27	4,21	4,52
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,07	0,90	1,48	2,31	2,82	2,65	2,51	2,48	3,16	4,21	4,16	4,12	4,05	4,37	4,31	4,27	4,21	4,52
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	1,6	1,6	1,2	0,9	0,9	1,0	1,3	1,3	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,9	1,5	2,3	2,8	2,6	2,5	2,5	3,2	4,2	4,2	4,1	4,1	4,4	4,3	4,3	4,2	4,5	4,5
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	0,6	0,8	0,5	-0,2	-0,1	0,0	0,7	1,0	-0,1	0,0	-0,1	0,3	-0,1	0,0	-0,1	0,3	-0,1
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-15,6	63,7	56,4	21,9	-6,1	-5,2	-1,1	27,5	33,0	-1,2	-0,9	-1,5	7,7	-1,2	-1,0	-1,5	7,3	-1,2
23	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
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	6	8	8	8	8	10	13	13	13	13	14	14	14	14	15	15
27	*В том числе нагнет, в отработке*																		
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	6	8	8	8	8	10	13	13	13	13	14	14	14	14	15	15
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																		
30	Фонд механизированных скважин, шт.																		
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	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
34	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
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																		
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	18,3	18,0	15,6	15,0	15,0	15,0	15,0	14,6	14,3	14,3	14,3	14,3	14,2	14,2	14,2	14,2	14,1	14,1
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	18,3	18,0	15,6	15,0	15,0	15,0	15,0	14,6	14,3	14,3	14,3	14,3	14,2	14,2	14,2	14,2	14,1	14,1
38	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,3	92,1	92,9	93,2	93,6	94,0	94,0	93,8	93,5	93,5	93,6	93,7	93,7	93,7	93,8	93,9	93,8	93,9
40	*переходящих*	95,3	92,1	92,9	93,2	93,6	94,0	94,0	93,8	93,5	93,5	93,6	93,7	93,7	93,7	93,8	93,9	93,8	93,9
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,9	1,4	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
43	*переходящих*	0,9	1,4	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/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
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	19,1	18,7	32,5	41,5	41,5	41,5	41,6	50,6	64,3	64,3	64,5	64,3	68,9	68,9	69,0	68,9	73,4	73,4
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	19,1	18,7	32,5	41,5	41,5	41,5	41,6	50,6	64,3	64,3	64,5	64,3	68,9	68,9	69,0	68,9	73,4	73,4
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*																		
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	6790,6	6809,3	6841,8	6883,3	6924,8	6966,3	7008,0	7058,6	7122,9	7187,2	7251,7	7316,0	7384,8	7453,7	7522,7	7591,6	7665,0	7738,4
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	257,6	259,1	261,4	264,2	266,9	269,4	271,8	275,0	279,2	283,4	287,5	291,5	295,9	300,2	304,5	308,7	313,2	317,7
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,223	0,224	0,226	0,229	0,231	0,233	0,235	0,238	0,242	0,245	0,249	0,252	0,256	0,260	0,264	0,267	0,271	0,275
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	55,7	56,0	56,5	57,1	57,7	58,2	58,8	59,5	60,4	61,3	62,2	63,0	64,0	64,9	65,8	66,7	67,7	68,7
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	0,3	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
54	Темп отбора от текущих, %	0,4	0,7	1,1	1,4	1,3	1,3	1,3	1,7	2,2	2,3	2,3	2,3	2,6	2,6	2,6	2,7	2,9	3,0
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4
57	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
58	*с начала разработки, %*	32,1	32,0	31,8	31,6	31,4	31,2	31,1	30,8	30,5	30,3	30,0	29,7	29,5	29,2	28,9	28,6	28,4	28,1

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	2061	2062
1	2	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
1	Добыча нефти всего, тыс.т	4,42	4,35	4,30	4,24	4,20	4,13	4,08	4,02	3,98	3,92	3,86	3,81	3,77	3,71	3,65	3,93	3,88	3,82	3,76
2	*В том числе из: переходящих скважин*	4,42	4,35	4,30	4,24	4,20	4,13	4,08	4,02	3,98	3,92	3,86	3,81	3,77	3,71	3,65	3,93	3,88	3,82	3,76
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																			
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
6	*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
7	*из разведочного бурения*																			
8	*переводом с других объектов*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	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	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	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	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
14	*вспомогательные и специальные скважины*																			
15	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	346,75	0	0
16	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	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	4,46	4,42	4,35	4,30	4,24	4,20	4,13	4,08	4,02	3,98	3,92	3,86	3,81	3,77	3,71	3,65	3,93	3,88	3,82
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,46	4,42	4,35	4,30	4,24	4,20	4,13	4,08	4,02	3,98	3,92	3,86	3,81	3,77	3,71	3,65	3,93	3,88	3,82
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,4	4,4	4,3	4,2	4,2	4,1	4,1	4,0	4,0	3,9	3,9	3,8	3,8	3,7	3,7	3,9	3,9	3,8	3,8
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	0,3	0,0	-0,1	-0,1
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,0	-1,5	-1,3	-1,3	-1,0	-1,6	-1,3	-1,3	-1,1	-1,6	-1,4	-1,4	-1,1	-1,7	-1,4	7,5	-1,1	-1,7	-1,4
23	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	0,0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
27	*В том числе нагнет, в отработке*																			
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																			
30	Фонд механизированных скважин, шт.																			
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	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	0
34	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	0
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																			
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	12,8	12,8	12,8	12,8
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	12,8	12,8	12,8	12,8
38	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	94,0	94,1	94,1	94,2	94,3	94,4	94,4	94,5	94,6	94,7	94,7	94,8	94,9	95,0	95,0	94,1	94,2	94,3	94,3
40	*переходящих*	94,0	94,1	94,1	94,2	94,3	94,4	94,4	94,5	94,6	94,7	94,7	94,8	94,9	95,0	95,0	94,1	94,2	94,3	94,3
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7
43	*переходящих*	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/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
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	73,6	73,4	73,4	73,4	73,6	73,4	73,4	73,4	73,6	73,4	73,4	73,4	73,6	73,4	73,4	66,6	66,8	66,6	66,6
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	73,6	73,4	73,4	73,4	73,6	73,4	73,4	73,4	73,6	73,4	73,4	73,4	73,6	73,4	73,4	66,6	66,8	66,6	66,6
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*																			
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	7812,0	7885,5	7958,9	8032,3	8105,9	8179,3	8252,7	8326,1	8399,8	8473,2	8546,6	8620,0	8693,6	8767,0	8840,5	8907,0	8973,8	9040,4	9107,0
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	322,1	326,4	330,7	335,0	339,2	343,3	347,4	351,4	355,4	359,3	363,2	367,0	370,8	374,5	378,1	382,0	385,9	389,7	393,5
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,279	0,283	0,286	0,290	0,294	0,297	0,301	0,304	0,308	0,311	0,314	0,318	0,321	0,324	0,327	0,331	0,334	0,337	0,341
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	69,6	70,6	71,5	72,4	73,3	74,2	75,1	76,0	76,8	77,7	78,5	79,3	80,2	81,0	81,8	82,6	83,4	84,3	85,1
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
54	Темп отбора от текущих, %	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9	4,0	4,2	4,7	4,8	5,0	5,2
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4
57	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	0,0
58	*с начала разработки, %*	27,8	27,6	27,3	27,1	26,8	26,6	26,3	26,1	25,9	25,7	25,4	25,2	25,0	24,8	24,6	24,4	24,2	24,0	23,9

Продолжение таблицы 8.7

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081
1	2	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59
1	Добыча нефти всего, тыс.т	3,71	3,67	3,60	3,55	3,50	3,45	3,37	3,28	3,19	3,12	3,04	2,96	2,57	2,48	2,38	2,29	2,20	2,12	2,02
2	*В том числе из: переходящих скважин*	3,71	3,67	3,60	3,55	3,50	3,45	3,37	3,28	3,19	3,12	3,04	2,96	2,57	2,48	2,38	2,29	2,20	2,12	2,02
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																			
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*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
7	*из разведочного бурения*																			
8	*переводом с других объектов*	0	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	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	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	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
14	*вспомогательные и специальные скважины*																			
15	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	0
16	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	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	3,76	3,71	3,67	3,60	3,55	3,50	3,45	3,37	3,28	3,19	3,12	3,04	2,96	2,57	2,48	2,38	2,29	2,20	2,12
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,76	3,71	3,67	3,60	3,55	3,50	3,45	3,37	3,28	3,19	3,12	3,04	2,96	2,57	2,48	2,38	2,29	2,20	2,12
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,7	3,7	3,6	3,5	3,5	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	3,0	3,0	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,4	-1,2	-1,7	-1,5	-1,5	-1,3	-2,4	-2,7	-2,7	-2,2	-2,5	-2,8	-12,9	-3,7	-4,1	-3,5	-3,9	-3,8	-4,5
23	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	0,0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	13	13	13	13	13	13	13
27	*В том числе нагнет, в отработке*																			
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	13	13	13	13	13	13	13
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																			
30	Фонд механизированных скважин, шт.																			
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	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	0
34	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	0
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																			
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
38	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	94,4	94,5	94,6	94,7	94,7	94,8	94,9	95,1	95,2	95,3	95,4	95,6	95,7	95,8	96,0	96,1	96,3	96,4	96,6
40	*переходящих*	94,4	94,5	94,6	94,7	94,7	94,8	94,9	95,1	95,2	95,3	95,4	95,6	95,7	95,8	96,0	96,1	96,3	96,4	96,6
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
43	*переходящих*	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/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
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	66,6	66,8	66,6	66,6	66,6	66,8	66,6	66,6	66,6	66,8	66,6	66,6	59,3	59,4	59,3	59,3	59,3	59,4	59,3
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	66,6	66,8	66,6	66,6	66,6	66,8	66,6	66,6	66,6	66,8	66,6	66,6	59,3	59,4	59,3	59,3	59,3	59,4	59,3
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*																			
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	9173,6	9240,4	9306,9	9373,5	9440,1	9506,9	9573,5	9640,1	9706,7	9773,4	9840,0	9906,6	9965,9	10025,3	10084,5	10143,8	10203,1	10262,5	10321,7
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	397,2	400,9	404,5	408,0	411,5	415,0	418,4	421,6	424,8	427,9	431,0	433,9	436,5	439,0	441,4	443,7	445,9	448,0	450,0
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,344	0,347	0,350	0,353	0,356	0,359	0,362	0,365	0,368	0,370	0,373	0,376	0,378	0,380	0,382	0,384	0,386	0,388	0,390
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	85,9	86,7	87,5	88,2	89,0	89,7	90,5	91,2	91,9	92,5	93,2	93,8	94,4	94,9	95,4	95,9	96,4	96,9	97,3
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
54	Темп отбора от текущих, %	5,4	5,6	5,8	6,1	6,4	6,8	7,1	7,4	7,8	8,3	8,8	9,4	9,0	9,5	10,1	10,9	11,7	12,7	13,9
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4
57	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	0,0
58	*с начала разработки, %*	23,7	23,5	23,3	23,2	23,0	22,9	22,7	22,5	22,4	22,2	22,1	21,9	21,8	21,7	21,5	21,4	21,3	21,2	21,1

Продолжение таблицы 8.7

№ п/п	Показатели	Годы							
		2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089
1	2	60	61	62	63	64	65	66	67
1	Добыча нефти всего, тыс.т	1,94	1,86	1,80	1,72	1,65	1,59	1,53	1,47
2	*В том числе из: переходящих скважин*	1,94	1,86	1,80	1,72	1,65	1,59	1,53	1,47
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	*механизированным способом*								
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*								
8	*переводом с других объектов*	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
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
14	*вспомогательные и специальные скважины*								
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	2,02	1,94	1,86	1,80	1,72	1,65	1,59	1,53
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	2,02	1,94	1,86	1,80	1,72	1,65	1,59	1,53
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,9	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-4,3	-3,9	-3,4	-4,1	-4,0	-4,1	-3,6	-3,6
23	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	13	13	13	13	13	13	13	13
27	*В том числе нагнет, в отработке*								
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	13	13	13	13	13	13	13	13
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.								
30	Фонд механизированных скважин, шт.								
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.								
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
38	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	96,7	96,9	97,0	97,1	97,2	97,3	97,4	97,5
40	*переходящих*	96,7	96,9	97,0	97,1	97,2	97,3	97,4	97,5
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
43	*переходящих*	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	59,3	59,3	59,4	59,3	59,3	59,3	59,4	59,3
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	59,3	59,3	59,4	59,3	59,3	59,3	59,4	59,3
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*								
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	10381,0	10440,2	10499,7	10558,9	10618,2	10677,4	10736,8	10796,1
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	451,9	453,8	455,6	457,3	459,0	460,6	462,1	463,6
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,391	0,393	0,394	0,396	0,397	0,399	0,400	0,401
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,7	98,1	98,5	98,9	99,2	99,6	99,9	100,2
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
54	Темп отбора от текущих, %	15,5	17,6	20,7	25,0	32,0	45,1	79,1	364,6
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4	2005,4
57	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
58	*с начала разработки, %*	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	20,4	20,2	20,1

Таблица 8.8 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. VIII объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№	Показатели	Годы																	
п/п		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Добыча нефти всего, тыс.т	2,23	1,95	4,78	4,70	4,63	5,27	5,72	6,14	6,60	7,05	6,83	6,57	6,34	6,11	5,91	5,68	5,48	5,29
2	*В том числе из: переходящих скважин*	2,23	1,95	1,91	4,70	4,63	5,27	5,72	6,14	6,60	7,05	6,83	6,57	6,34	6,11	5,91	5,68	5,48	5,29
3	*новых скважин*	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	*механизированным способом*																		
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*																		
8	*переводом с других объектов*	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	8,3	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	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	366	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	158,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,00	0,00	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	0,00	0,00	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
14	*вспомогательные и специальные скважины*																		
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	2,8616	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	2,07	2,23	1,95	1,91	4,70	4,63	5,27	5,72	6,14	6,60	7,05	6,83	6,57	6,34	6,11	5,91	5,68	5,48
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	2,07	2,23	1,95	4,77	4,70	4,63	5,27	5,72	6,14	6,60	7,05	6,83	6,57	6,34	6,11	5,91	5,68	5,48
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,1	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	2,2	2,0	1,9	4,7	4,6	5,3	5,7	6,1	6,6	7,1	6,8	6,6	6,3	6,1	5,9	5,7	5,5	5,3
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,2	-0,3	0,0	-0,1	-0,1	0,6	0,4	0,4	0,5	0,5	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	7,7	-12,5	-2,0	-1,6	-1,5	13,9	8,4	7,5	7,4	6,9	-3,2	-3,8	-3,5	-3,5	-3,3	-3,8	-3,5	-3,5
23	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	11	10	11	11	11	13	15	17	19	21	21	21	21	21	21	21	21	21
27	*В том числе нагнет. в отработке*																		
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	11	10	11	11	11	13	15	17	19	21	21	21	21	21	21	21	21	21
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																		
30	Фонд механизированных скважин, шт.																		
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	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
34	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
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																		
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	16,2	16,5	16,2	16,9	17,9	18,8	20,1	19,6	19,2	18,8	18,8	18,8	18,9	18,9	18,9	18,9	19,0	19,0
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	16,2	16,5	16,7	16,9	17,9	18,8	20,1	19,6	19,2	18,8	18,8	18,8	18,9	18,9	18,9	18,9	19,0	19,0
38	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	11,8	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	96,4	96,6	92,3	92,7	93,2	93,8	94,6	94,7	94,8	94,8	95,0	95,2	95,4	95,6	95,7	95,9	96,0	96,2
40	*переходящих*	96,4	96,6	96,7	92,7	93,2	93,8	94,6	94,7	94,8	94,8	95,0	95,2	95,4	95,6	95,7	95,9	96,0	96,2
41	*новых*	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,6	0,6	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7
43	*переходящих*	0,6	0,6	0,6	1,2	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/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
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	61,6	57,4	62,0	64,3	68,1	84,8	104,9	115,5	126,3	137,0	137,5	137,2	137,4	137,5	138,0	137,8	138,0	138,2
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	61,6	57,4	57,9	64,3	68,1	84,8	104,9	115,5	126,3	137,0	137,5	137,2	137,4	137,5	138,0	137,8	138,0	138,2
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	4,1	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	0,0	0,0
48	*механизированным способом*																		
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	2802,4	2859,7	2921,7	2986,0	3054,1	3138,9	3243,8	3359,2	3485,5	3622,5	3760,0	3897,2	4034,6	4172,1	4310,1	4447,9	4585,9	4724,1
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	305,2	307,2	312,0	316,7	321,3	326,6	332,3	338,4	345,0	352,1	358,9	365,5	371,8	377,9	383,8	389,5	395,0	400,3
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,159	0,160	0,162	0,164	0,167	0,170	0,173	0,176	0,179	0,183	0,186	0,190	0,193	0,196	0,199	0,202	0,205	0,208
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	58,1	58,5	59,4	60,3	61,2	62,2	63,3	64,5	65,7	67,1	68,4	69,6	70,8	72,0	73,1	74,2	75,2	76,2
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,4	0,4	0,9	0,9	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
54	Темп отбора от текущих, %	1,0	0,9	2,2	2,2	2,2	2,6	2,9	3,2	3,5	3,9	3,9	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,1
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5
57	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
58	*с начала разработки, %*	29,5	28,9	28,3	27,7	27,1	26,4	25,5	24,7	23,8	22,9	22,1	21,3	20,6	19,9	19,3	18,7	18,1	17,6

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	2062
1	2	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
1	Добыча нефти всего, тыс.т	5,12	4,93	4,77	4,61	4,49	4,35	4,23	4,13	4,04	3,93	3,62	3,54	3,47	3,38	3,31	3,23	3,17	3,10	3,03
2	*В том числе из: переходящих скважин*	5,12	4,93	4,77	4,61	4,49	4,35	4,23	4,13	4,04	3,93	3,62	3,54	3,47	3,38	3,31	3,23	3,17	3,10	3,03
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																			
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*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
7	*из разведочного бурения*																			
8	*переводом с других объектов*	0	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	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	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	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
14	*вспомогательные и специальные скважины*																			
15	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	0
16	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	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	5,29	5,12	4,93	4,77	4,61	4,49	4,35	4,23	4,13	4,04	3,93	3,62	3,54	3,47	3,38	3,31	3,23	3,17	3,10
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,29	5,12	4,93	4,77	4,61	4,49	4,35	4,23	4,13	4,04	3,93	3,62	3,54	3,47	3,38	3,31	3,23	3,17	3,10
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,1	4,9	4,8	4,6	4,5	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9	3,6	3,5	3,5	3,4	3,3	3,2	3,2	3,1	3,0
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,2	-3,7	-3,4	-3,2	-2,8	-3,1	-2,6	-2,5	-2,1	-2,6	-8,0	-2,2	-2,0	-2,5	-2,2	-2,2	-1,9	-2,4	-2,2
23	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	0,0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	17	17	17	17	17	17	17	17	17
27	*В том числе нагнет, в отработке*																			
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	17	17	17	17	17	17	17	17	17
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																			
30	Фонд механизированных скважин, шт.																			
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	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	0
34	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	0
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																			
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19,0	19,0	19,1	19,1	19,1	19,2	19,2	19,2	19,3	19,3	20,7	20,7	20,7	20,7	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	19,0	19,0	19,1	19,1	19,1	19,2	19,2	19,2	19,3	19,3	20,7	20,7	20,7	20,7	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
38	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	96,3	96,4	96,6	96,7	96,8	96,9	97,0	97,1	97,1	97,2	97,0	97,1	97,2	97,2	97,3	97,4	97,4	97,5	97,5
40	*переходящих*	96,3	96,4	96,6	96,7	96,8	96,9	97,0	97,1	97,1	97,2	97,0	97,1	97,2	97,2	97,3	97,4	97,4	97,5	97,5
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
43	*переходящих*	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/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
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	138,8	138,6	138,8	139,0	139,7	139,6	139,8	140,1	140,8	140,8	121,9	122,0	122,4	122,2	122,3	122,4	122,9	122,7	122,8
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	138,8	138,6	138,8	139,0	139,7	139,6	139,8	140,1	140,8	140,8	121,9	122,0	122,4	122,2	122,3	122,4	122,9	122,7	122,8
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*																			
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	4862,8	5001,4	5140,2	5279,3	5419,0	5558,5	5698,3	5838,5	5979,3	6120,1	6242,0	6364,0	6486,5	6608,7	6731,0	6853,5	6976,4	7099,1	7221,9
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	405,4	410,3	415,1	419,7	424,2	428,5	432,8	436,9	440,9	444,9	448,5	452,0	455,5	458,9	462,2	465,4	468,6	471,7	474,7
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,211	0,213	0,216	0,218	0,220	0,223	0,225	0,227	0,229	0,231	0,233	0,235	0,237	0,238	0,240	0,242	0,243	0,245	0,247
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	77,2	78,2	79,1	79,9	80,8	81,6	82,4	83,2	84,0	84,7	85,4	86,1	86,8	87,4	88,0	88,7	89,3	89,8	90,4
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
54	Темп отбора от текущих, %	4,1	4,1	4,2	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,5	4,6	4,7	4,9	5,0	5,1	5,3	5,5	5,7
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5
57	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	0,0
58	*с начала разработки, %*	17,1	16,6	16,2	15,8	15,4	15,0	14,6	14,3	13,9	13,6	13,4	13,1	12,9	12,6	12,4	12,2	12,0	11,8	11,6

Продолжение таблицы 8.8

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081
1	2	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59
1	Добыча нефти всего, тыс.т	2,96	2,91	2,84	2,78	2,67	2,52	2,47	2,34	2,20	2,01	1,75	1,71	1,68	1,64	1,60	1,57	1,53	1,50	1,46
2	*В том числе из: переходящих скважин*	2,96	2,91	2,84	2,78	2,67	2,52	2,47	2,34	2,20	2,01	1,75	1,71	1,68	1,64	1,60	1,57	1,53	1,50	1,46
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																			
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*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
7	*из разведочного бурения*																			
8	*переводом с других объектов*	0	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	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	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	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
14	*вспомогательные и специальные скважины*																			
15	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	0
16	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	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	3,03	2,96	2,91	2,84	2,78	2,67	2,52	2,47	2,34	2,20	2,01	1,75	1,71	1,68	1,64	1,60	1,57	1,53	1,50
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,03	2,96	2,91	2,84	2,78	2,67	2,52	2,47	2,34	2,20	2,01	1,75	1,71	1,68	1,64	1,60	1,57	1,53	1,50
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,0	2,9	2,8	2,8	2,7	2,5	2,5	2,3	2,2	2,0	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,1	-1,9	-2,3	-2,1	-3,9	-5,7	-2,2	-5,3	-5,7	-8,7	-13,2	-2,0	-2,1	-1,9	-2,4	-2,2	-2,3	-2,1	-2,6
23	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	0,0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	17	17	17	17	16	15	15	14	13	12	10	10	10	10	10	10	10	10	10
27	*В том числе нагнет, в отработке*																			
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	17	17	17	17	16	15	15	14	13	12	10	10	10	10	10	10	10	10	10
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																			
30	Фонд механизированных скважин, шт.																			
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	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	0
34	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	0
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																			
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	20,9	20,9	20,9	20,9	19,9	16,4	16,5	16,3	16,6	15,6	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	20,9	20,9	20,9	20,9	19,9	16,4	16,5	16,3	16,6	15,6	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
38	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
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	97,6	97,6	97,7	97,7	97,6	97,1	97,1	97,0	97,0	96,9	96,7	96,8	96,9	96,9	97,0	97,1	97,1	97,2	97,3
40	*переходящих*	97,6	97,6	97,7	97,7	97,6	97,1	97,1	97,0	97,0	96,9	96,7	96,8	96,9	96,9	97,0	97,1	97,1	97,2	97,3
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
43	*переходящих*	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/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
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	123,0	123,5	123,3	123,4	110,6	85,6	85,6	79,2	74,7	65,1	53,5	53,5	53,5	53,6	53,5	53,5	53,5	53,6	53,5
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	123,0	123,5	123,3	123,4	110,6	85,6	85,6	79,2	74,7	65,1	53,5	53,5	53,5	53,6	53,5	53,5	53,5	53,6	53,5
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*																			
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	7344,9	7468,3	7591,6	7715,1	7825,6	7911,3	7996,8	8076,0	8150,7	8215,8	8269,3	8322,7	8376,2	8429,9	8483,4	8536,9	8590,3	8644,0	8697,5
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	477,7	480,6	483,4	486,2	488,9	491,4	493,9	496,2	498,4	500,4	502,2	503,9	505,6	507,2	508,8	510,4	511,9	513,4	514,9
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,248	0,250	0,251	0,253	0,254	0,255	0,257	0,258	0,259	0,260	0,261	0,262	0,263	0,263	0,264	0,265	0,266	0,267	0,267
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	91,0	91,5	92,1	92,6	93,1	93,6	94,1	94,5	94,9	95,3	95,7	96,0	96,3	96,6	96,9	97,2	97,5	97,8	98,1
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
54	Темп отбора от текущих, %	5,9	6,1	6,4	6,7	6,9	7,0	7,3	7,5	7,7	7,6	7,1	7,5	7,9	8,5	9,0	9,7	10,5	11,5	12,6
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5
57	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	0,0
58	*с начала разработки, %*	11,4	11,2	11,0	10,8	10,7	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,1	10,0	9,9	9,9	9,8	9,7	9,7	9,6

Продолжение таблицы 8.8

№ п/п	Показатели	Годы							
		2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089
1	2	60	61	62	63	64	65	66	67
1	Добыча нефти всего, тыс.т	1,43	1,39	1,36	1,32	1,28	1,25	1,22	1,18
2	*В том числе из: переходящих скважин*	1,43	1,39	1,36	1,32	1,28	1,25	1,22	1,18
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	*механизированным способом*								
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*								
8	*переводом с других объектов*	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
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
13	*В т.ч.- добывающие скважины*	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
14	*вспомогательные и специальные скважины*								
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1,46	1,43	1,39	1,36	1,32	1,28	1,25	1,22
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,46	1,43	1,39	1,36	1,32	1,28	1,25	1,22
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,4	-2,5	-2,3	-2,9	-2,7	-2,8	-2,6	-3,2
23	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
25	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	10	10	10	10	10	10	10
27	*В том числе нагнет, в отработке*								
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	10	10	10	10	10	10	10
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.								
30	Фонд механизированных скважин, шт.								
31	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.								
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
38	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	97,3	97,4	97,5	97,5	97,6	97,7	97,7	97,8
40	*переходящих*	97,3	97,4	97,5	97,5	97,6	97,7	97,7	97,8
41	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
43	*переходящих*	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	53,5	53,5	53,6	53,5	53,5	53,5	53,6	53,5
46	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	53,5	53,5	53,6	53,5	53,5	53,5	53,6	53,5
47	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	*механизированным способом*								
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	8751,0	8804,5	8858,1	8911,6	8965,1	9018,6	9072,2	9125,7
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	516,3	517,7	519,1	520,4	521,7	522,9	524,1	525,3
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,268	0,269	0,270	0,270	0,271	0,272	0,272	0,273
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,3	98,6	98,9	99,1	99,4	99,6	99,8	100,1
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
54	Темп отбора от текущих, %	14,1	16,0	18,6	22,2	27,8	37,4	58,1	134,3
55	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5	770,5
57	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
58	*с начала разработки, %*	9,6	9,5	9,4	9,4	9,3	9,3	9,2	9,2

Таблица 8.9 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. Месторождения. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Добыча нефти всего, тыс.т	38,68	40,10	53,92	62,68	67,10	62,96	59,35	57,57	57,72	55,42	52,13	49,13	48,42	45,54	42,93	40,31	38,70	36,22
2	*В том числе из: переходящих скважин*	35,88	39,01	46,09	60,47	65,59	60,42	59,35	57,57	57,72	55,42	52,13	49,13	48,42	45,54	42,93	40,31	38,70	36,22
3	*новых скважин*	2,8	1,1	7,8	2,2	1,5	2,5	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	*механизированным способом*																		
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	5	5	9	7	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	5	5	9	7	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*																		
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	3,0	7,4	7,9	6,9	7,4	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	198,5	31	115,555556	48,4285714	214	365	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	1040,25	1733,75	1733,75	3120,75	2427,25	346,75	346,75	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	5,1392	12,848	24,7421146	16,661313	2,5696	2,5404	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	33,84	35,88	39,01	46,09	60,47	65,59	60,42	59,35	57,57	57,72	55,42	52,13	49,13	48,42	45,54	42,93	40,31	38,70
13	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	33,8	41,0	51,9	70,8	77,1	68,2	63,0	59,4	57,6	57,7	55,4	52,1	49,1	48,4	45,5	42,9	40,3	38,7
14	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	35,9	39,0	46,1	60,5	65,6	60,4	59,4	57,6	57,7	55,4	52,1	49,1	48,4	45,5	42,9	40,3	38,7	36,2
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	2,0	-2,0	-5,8	-10,4	-11,5	-7,7	-3,6	-1,8	0,1	-2,3	-3,3	-3,0	-0,7	-2,9	-2,6	-2,6	-1,6	-2,5
17	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	6,0	-4,9	-11,1	-14,6	-15,0	-11,4	-5,7	-3,0	0,3	-4,0	-5,9	-5,8	-1,4	-6,0	-5,7	-6,1	-4,0	-6,4
18	Мощность новых скважин, тыс.т	2,8	1,1	7,8	2,2	1,5	2,5	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.	10	1	0	1	0	1	1	2	0	2	0	2	4	3	2	2	0	2
20	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	90	94	106	115	116	118	126	130	138	139	140	139	138	135	133	131	131	129
22	*В том числе нагнет, в отработке*																		
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	90	94	106	115	116	118	126	130	138	139	140	139	138	135	133	131	131	129
24	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																		
25	Фонд механизированных скважин, шт.																		
26	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	9	0	0	0	0	0
27	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	9	0	0	0	0	0
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	17	17	16	16	16	16	17	18	19	18	18	18	9	9	9	9	9	9
29	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	17	17	16	16	16	16	17	18	19	18	18	18	9	9	9	9	9	9
30	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																		
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	27,6	25,0	22,9	22,2	23,3	24,5	24,3	24,5	22,8	23,3	23,2	23,3	21,3	21,2	20,6	20,1	19,4	18,9
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	27,5	25,1	23,8	22,9	23,4	24,7	24,3	24,5	22,8	23,3	23,2	23,3	21,3	21,2	20,6	20,1	19,4	18,9
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	4,0	9,9	10,8	9,2	10,6	10,5	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	94,8	93,4	92,7	92,8	93,7	94,6	94,9	94,9	95,1	95,4	95,6	95,4	95,4	95,5	95,6	95,6	95,7
35	*переходящих*	95,6	95,0	94,2	93,0	93,0	94,0	94,6	94,9	94,9	95,1	95,4	95,6	95,4	95,4	95,5	95,6	95,6	95,7
36	*новых*	25	25	26,6666667	25,7142857	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,3	1,3	1,5	1,6	1,7	1,5	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8
38	*переходящих*	1,2	1,3	1,4	1,6	1,6	1,5	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	105,8	100,2	104,1	103,5	105,8	108,3	114,3	105,0	98,6	101,4	105,5	104,7	157,5	110,8	114,0	121,4	120,7	101,2
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	813,7	775,1	811,5	861,2	933,9	1004,1	1105,1	1128,2	1136,4	1129,2	1136,5	1129,3	1043,0	991,9	954,7	913,8	879,6	847,1
41	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	810,0	773,6	800,9	858,2	931,8	1000,5	1105,1	1128,2	1136,4	1129,2	1136,5	1129,3	1043,0	991,9	954,7	913,8	879,6	847,1
42	*из новых скважин*	3,7	1,5	10,7	3,0	2,2	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
43	*механизированным способом*																		
44	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	113252,1	114027,2	114838,7	115700,0	116633,9	117638,0	118743,0	119871,3	121007,7	122136,9	123273,4	124402,7	125445,7	126437,6	127392,3	128306,0	129185,7	130032,8
45	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	4499,9	4540,0	4593,9	4656,6	4723,7	4786,6	4846,0	4903,6	4961,3	5016,7	5068,8	5118,0	5166,4	5211,9	5254,9	5295,2	5333,9	5370,1
46	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,218	0,220	0,223	0,226	0,229	0,232	0,235	0,238	0,240	0,243	0,246	0,248	0,250	0,253	0,255	0,257	0,258	0,260
47	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	77,2	77,8	78,8	79,8	81,0	82,1	83,1	84,1	85,1	86,0	86,9	87,8	88,6	89,4	90,1	90,8	91,5	92,1
48	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,7	0,7	0,9	1,1	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6
49	Темп отбора от текущих, %	2,8	3,0	4,2	5,1	5,7	5,7	5,7	5,8	6,2	6,4	6,4	6,4	6,8	6,8	6,9	7,0	7,2	7,3
50	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	623,5	590,4	579,3	574,4	587,2	600,6	675,9	655,2	649,8	632,7	660,4	653,5	491,6	345,9	356,9	379,0	376,5	315,9
51	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	72032,6	72623,0	73202,4	73776,8	74364,0	74964,6	75640,4	76295,6	76945,5	77578,2	78238,5	78892,0	79383,6	79729,4	80086,3	80465,3	80841,8	81157,7

Продолжение таблицы 8.9

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062
1	2	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
1	Добыча нефти всего, тыс.т	34,01	31,81	29,93	26,84	24,51	20,38	18,93	17,71	16,64	15,81	14,62	13,53	12,47	11,62	10,79	10,06	9,67	9,14	8,46
2	*В том числе из: переходящих скважин*	34,01	31,81	29,93	26,84	24,51	20,38	18,93	17,71	16,64	15,81	14,62	13,53	12,47	11,62	10,79	10,06	9,67	9,14	8,46
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																			
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*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
7	*из разведочного бурения*																			
8	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	0,0
9	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	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	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	0
12	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	36,22	34,01	31,81	29,93	26,84	24,51	20,38	18,93	17,71	16,64	15,81	14,62	13,53	12,47	11,62	10,79	10,06	9,67	9,14
13	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	36,2	34,0	31,8	29,9	26,8	24,5	20,4	18,9	17,7	16,6	15,8	14,6	13,5	12,5	11,6	10,8	10,1	9,7	9,1
14	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	34,0	31,8	29,9	26,8	24,5	20,4	18,9	17,7	16,6	15,8	14,6	13,5	12,5	11,6	10,8	10,1	9,7	9,1	8,5
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-2,2	-2,2	-1,9	-3,1	-2,3	-4,1	-1,4	-1,2	-1,1	-0,8	-1,2	-1,1	-1,1	-0,9	-0,8	-0,7	-0,4	-0,5	-0,7
17	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-6,1	-6,5	-5,9	-10,3	-8,7	-16,9	-7,1	-6,5	-6,0	-5,0	-7,5	-7,5	-7,8	-6,8	-7,2	-6,7	-3,9	-5,5	-7,4
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	0,0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	1	0	10	5	15	4	3	3	1	8	5	6	5	4	6	1	2	4
20	*В т.ч. под закачку*	0	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.	127	126	126	116	111	96	92	89	86	85	77	72	66	61	57	51	50	48	44
22	*В том числе нагнет, в отработке*																			
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	127	126	126	116	111	96	92	89	86	85	77	72	66	61	57	51	50	48	44
24	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																			
25	Фонд механизированных скважин, шт.																			
26	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0
27	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	4	4	4	4
29	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	4	4	4	4
30	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																			
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	18,3	18,0	17,6	17,7	17,5	15,9	15,6	15,6	15,6	15,6	15,4	15,7	16,1	16,4	16,8	16,3	16,4	16,7	17,2
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	18,3	18,0	17,6	17,7	17,5	15,9	15,6	15,6	15,6	15,6	15,4	15,7	16,1	16,4	16,8	16,3	16,4	16,7	17,2
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	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,8	96,0	96,1	96,2	96,4	96,1	96,2	96,3	96,4	96,6	96,5	96,6	96,6	96,7	96,7	96,5	96,6	96,7	96,8
35	*переходящих*	95,8	96,0	96,1	96,2	96,4	96,1	96,2	96,3	96,4	96,6	96,5	96,6	96,6	96,7	96,7	96,5	96,6	96,7	96,8
36	*новых*	0	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	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5	0,6
38	*переходящих*	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5	0,6
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	99,8	99,5	99,4	94,7	93,3	73,6	72,8	72,8	72,7	72,2	69,6	59,5	56,8	56,1	54,1	19,5	18,4	16,3	11,9
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	806,8	785,6	769,7	713,9	675,3	528,3	498,8	481,6	465,6	460,9	412,1	392,2	370,2	347,1	332,0	288,8	285,9	277,6	262,5
41	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	806,8	785,6	769,7	713,9	675,3	528,3	498,8	481,6	465,6	460,9	412,1	392,2	370,2	347,1	332,0	288,8	285,9	277,6	262,5
42	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																			
44	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	130839,5	131625,1	132394,8	133108,7	133784,0	134312,3	134811,1	135292,6	135758,2	136219,1	136631,2	137023,4	137393,7	137740,8	138072,8	138361,6	138647,5	138925,1	139187,7
45	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	5404,1	5435,9	5465,9	5492,7	5517,2	5537,6	5556,5	5574,2	5590,9	5606,7	5621,3	5634,8	5647,3	5658,9	5669,7	5679,8	5689,4	5698,6	5707,0
46	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,262	0,263	0,265	0,266	0,267	0,268	0,269	0,270	0,271	0,272	0,272	0,273	0,274	0,274	0,275	0,275	0,276	0,276	0,277
47	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	92,7	93,2	93,7	94,2	94,6	94,9	95,3	95,6	95,9	96,1	96,4	96,6	96,8	97,0	97,2	97,4	97,5	97,7	97,9
48	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
49	Темп отбора от текущих, %	7,4	7,4	7,5	7,3	7,2	6,5	6,4	6,4	6,4	6,5	6,5	6,4	6,3	6,3	6,2	6,2	6,3	6,4	6,3
50	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	312,3	310,6	310,3	295,5	291,9	229,6	227,2	227,1	227,5	225,3	217,3	185,6	177,7	174,9	168,9	27,1	25,6	22,6	16,6
51	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	81470,0	81780,5	82090,8	82386,3	82678,2	82907,8	83135,0	83362,1	83589,6	83814,9	84032,2	84217,8	84395,5	84570,5	84739,3	84766,4	84792,0	84814,6	84831,1

Продолжение таблицы 8.9

№ п/п	Показатели	Годы																		
		2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081
1	2	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59
1	Добыча нефти всего, тыс.т	7,92	7,57	7,22	7,05	6,76	6,47	6,29	6,04	5,78	5,36	4,86	4,67	4,25	4,12	3,98	3,86	3,74	3,62	3,49
2	*В том числе из: переходящих скважин*	7,92	7,57	7,22	7,05	6,76	6,47	6,29	6,04	5,78	5,36	4,86	4,67	4,25	4,12	3,98	3,86	3,74	3,62	3,49
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																			
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*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
7	*из разведочного бурения*																			
8	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	0,0
9	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	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	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	0
12	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	8,46	7,92	7,57	7,22	7,05	6,76	6,47	6,29	6,04	5,78	5,36	4,86	4,67	4,25	4,12	3,98	3,86	3,74	3,62
13	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	8,5	7,9	7,6	7,2	7,0	6,8	6,5	6,3	6,0	5,8	5,4	4,9	4,7	4,2	4,1	4,0	3,9	3,7	3,6
14	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	7,9	7,6	7,2	7,0	6,8	6,5	6,3	6,0	5,8	5,4	4,9	4,7	4,2	4,1	4,0	3,9	3,7	3,6	3,5
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,5	-0,4	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4	-0,5	-0,2	-0,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
17	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-6,4	-4,5	-4,6	-2,4	-4,1	-4,3	-2,8	-4,0	-4,2	-7,3	-9,4	-3,9	-9,0	-3,0	-3,4	-3,0	-3,3	-3,1	-3,8
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	0,0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	3	2	2	0	2	2	0	1	1	2	3	1	2	0	0	0	0	0	0
20	*В т.ч. под закачку*	0	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.	41	39	37	37	35	33	33	32	31	29	26	25	23	23	23	23	23	23	23
22	*В том числе нагнет, в отработке*																			
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	41	39	37	37	35	33	33	32	31	29	26	25	23	23	23	23	23	23	23
24	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.																			
25	Фонд механизированных скважин, шт.																			
26	Ввод скважин под нагнетание.	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
27	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.																			
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	17,7	18,2	18,8	18,8	18,7	17,3	17,3	17,3	17,4	15,5	13,8	13,9	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	17,7	18,2	18,8	18,8	18,7	17,3	17,3	17,3	17,4	15,5	13,8	13,9	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
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, %	96,8	96,9	97,0	97,1	97,0	96,7	96,8	96,8	96,9	96,6	96,1	96,1	96,2	96,4	96,5	96,6	96,7	96,8	96,9
35	*переходящих*	96,8	96,9	97,0	97,1	97,0	96,7	96,8	96,8	96,9	96,6	96,1	96,1	96,2	96,4	96,5	96,6	96,7	96,8	96,9
36	*новых*	0	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	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
38	*переходящих*	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	8,7	14,7	13,6	13,6	13,1	12,0	12,0	12,0	12,0	6,5	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	251,2	246,2	241,6	241,8	226,9	198,2	197,8	191,4	186,9	156,8	124,1	120,1	112,7	113,1	112,7	112,7	112,7	113,1	112,7
41	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	251,2	246,2	241,6	241,8	226,9	198,2	197,8	191,4	186,9	156,8	124,1	120,1	112,7	113,1	112,7	112,7	112,7	113,1	112,7
42	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	*механизированным способом*																			
44	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	139438,9	139685,1	139926,8	140168,6	140395,4	140593,6	140791,5	140982,9	141169,8	141326,6	141450,7	141570,8	141683,5	141796,6	141909,3	142022,1	142134,8	142247,9	142360,6
45	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	5715,0	5722,5	5729,7	5736,8	5743,5	5750,0	5756,3	5762,3	5768,1	5773,5	5778,3	5783,0	5787,3	5791,4	5795,4	5799,2	5803,0	5806,6	5810,1
46	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,277	0,277	0,278	0,278	0,278	0,279	0,279	0,279	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,281	0,281	0,281	0,281	0,281	0,282
47	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,0	98,1	98,2	98,4	98,5	98,6	98,7	98,8	98,9	99,0	99,1	99,2	99,2	99,3	99,4	99,4	99,5	99,6	99,6
48	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
49	Темп отбора от текущих, %	6,3	6,4	6,6	6,9	7,1	7,3	7,6	7,9	8,3	8,3	8,2	8,6	8,6	9,1	9,7	10,4	11,3	12,3	13,5
50	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	12,1	10,2	9,4	9,4	9,1	8,3	8,3	8,3	8,3	4,5	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
51	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	84843,2	84853,4	84862,8	84872,3	84881,3	84889,7	84898,0	84906,3	84914,6	84919,2	84919,9	84919,9	84919,9	84919,9	84919,9	84919,9	84919,9	84919,9	84919,9

Продолжение таблицы 8.9

№ п/п	Показатели	Годы							
		2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089
1	2	60	61	62	63	64	65	66	67
1	Добыча нефти всего, тыс.т	3,36	3,25	3,16	3,04	2,94	2,83	2,74	2,65
2	*В том числе из: переходящих скважин*	3,36	3,25	3,16	3,04	2,94	2,83	2,74	2,65
3	*новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	*механизированным способом*								
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
6	*В т.ч.: из эксплуатационного бурения*	0	0	0	0	0	0	0	0
7	*из разведочного бурения*								
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	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
11	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	3,49	3,36	3,25	3,16	3,04	2,94	2,83	2,74
13	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,5	3,4	3,3	3,2	3,0	2,9	2,8	2,7
14	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,4	3,3	3,2	3,0	2,9	2,8	2,7	2,7
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
17	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,5	-3,3	-2,9	-3,6	-3,4	-3,5	-3,2	-3,4
18	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
20	*В т.ч. под закачку*	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	23	23	23	23	23	23	23	23
22	*В том числе нагнет, в отработке*								
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	23	23	23	23	23	23	23	23
24	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.								
25	Фонд механизированных скважин, шт.								
26	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.								
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
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
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	97,0	97,1	97,2	97,3	97,4	97,5	97,6	97,6
35	*переходящих*	97,0	97,1	97,2	97,3	97,4	97,5	97,6	97,6
36	*новых*	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
38	*переходящих*	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	112,7	112,7	113,1	112,7	112,7	112,7	113,1	112,7
41	*В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т*	112,7	112,7	113,1	112,7	112,7	112,7	113,1	112,7
42	*из новых скважин*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	*механизированным способом*								
44	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	142473,4	142586,1	142699,2	142811,9	142924,7	143037,4	143150,5	143263,2
45	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	5813,4	5816,7	5819,8	5822,9	5825,8	5828,7	5831,4	5834,0
46	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,283	0,283
47	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,7	99,7	99,8	99,8	99,9	99,9	100,0	100,0
48	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
49	Темп отбора от текущих, %	15,1	17,1	20,1	24,2	30,9	43,1	73,3	264,8
50	Закачка рабочего агента, тыс. $м^3$ (млн. $м^3$)/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
51	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.$м^3$ (млн.$м^3$)	84919,9	84919,9	84919,9	84919,9	84919,9	84919,9	84919,9	84919,9

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 Карсак предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Гидродинамические исследования скважин;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г. (Таблица 9.1).

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных 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.

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 один раз в квартал не менее чем в 30% скважин действующего фонда с периодичностью не реже 1 раза в квартал, учитывая так же охват по площади залежей. Время закрытия скважин необходимо выбирать с учетом результатов сложных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации.

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 расходометрия, термометрия (СТЭГ-36, ТДА, ЛГТ, КСАТ-7), плотнометрия (ГГП-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 расходометрии

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 влагометрии

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.

Контроль за продвижением газонефтяного контакта

Контроль за продвижением газонефтяного контакта (ГНК) осуществляется по следующим данным:

а) в неперфорированном интервале пласта по кривым нейтронных методов ННК-Т, ИННК;

б) в перфорированном интервале пласта по кривым нейтронных методов, по термометрии, по измерениям гамма-плотномером;

Возможность нейтронного каротажа по разделению нефтеносной и газоносной частей пласта определяется их различием в объемном содержании водорода. Газоносный

пласт отличается от нефтеносного (а также и водоносного) меньшим содержанием водорода и меньшей плотностью, что приводит к повышению показаний нейтронных методов, против газоносной части пласта. По этому признаку осуществляется разделение газоносной и нефтеносной частей пласта и контроль за продвижением ГНК

На диаграммах НК в однородном пласте положение ГНК устанавливается в точке начала роста показаний над уровнем показаний в заведомо нефтеносной части пласта. В неоднородном пласте положение ГНК может быть определено по результатам сравнения предыдущего и последующего измерений, если за время между измерениями произошло изменение положения ГНК. Сопоставление этих диаграмм позволяет по точке начала увеличения показаний на одной диаграмме относительно другой устанавливать положение ГНК как в момент последующего, так и в момент предыдущего измерения. Положение первоначального ГНК определяется в неоднородном пласте по результатам сравнения двух измерений, выполненных после бурения, когда газ оттеснен от забоя фильтратом промывочной жидкости, и после расформирования зоны проникновения.

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.

Изучение физико-химических свойств пластовых флюидов

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 Рзаб>Рнас 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.

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 (pH), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^-; SO_4^{2-}; HCO_3^-; Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^++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 сульфатвосстанавливающих 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 газового фактора	При Рпл>Рнас, Рзаб>Рнас – 1 раз в год При Рпл>Рнас, Рзаб<Рнас – 1 раз в квартал При Рпл<Рнас, Рзаб<Рнас – 1 раз в месяц	
4	Определение пластового давления и температуры по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в квартал	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в год
5	Определение забойного давления по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в квартал	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в квартал
6	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
7	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
8	Геофизические исследования скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
9	Исследования профиля притока	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ
10	Определение профиля поглощения		Разовые исследования по мере необходимости
11	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.)	
12	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах по мере необходимости	

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Климат района резко континентальный. Для него характерны холодная зима с устойчивым снежным покровом и сравнительно короткое, умеренное жаркое лето, большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, постоянно дующие ветры.

Температура воздуха. Температура воздуха является одной из основных характеристик климата. Режим температуры воздуха исследуемой области характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой. Характерным является также преобладание теплого периода над холодным. Продолжительность безморозного периода составляет около полугода для севера региона и увеличивается к югу.

По данным РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района месторождения Карсак представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Кульсары за 2025 год.

Таблица 10.1 - Общая климатическая характеристика

Наименование	МС Сагиз
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль) за год	-8,9С
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+35,6 С
Среднее число дней с пыльными бурями	-

Таблица 10.2 – Среднемесячная и годовая температура воздуха, ^{0}С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-3,1	-5,7	4,8	14,9	21,6	24,6	28,9	27,2	19,3	12,6	5,1	-3,8	12,2

Таблица 10.3 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год	Сезон	
													XI- III	IV- X
3,7	3,7	3,7	4	4,3	3,9	3,8	3,6	3,6	4,1	3,1	4,0	3,8	18,2	27,3

Таблица 10.4 - Повторяемость направления ветра и штилей (%)

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Повторяемость	12	9	15	21	10	6	13	14	3

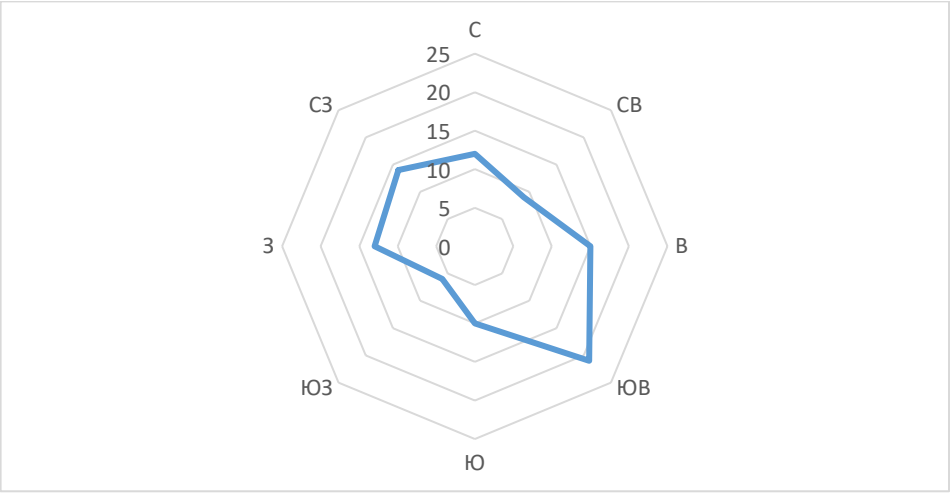


Рис. 10.1 – Роза ветров

Организация контроля над выбросами

Для АО «Эмбамунайгаз» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» была разработана программа Производственного экологического контроля окружающей среды, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности АО «Эмбамунайгаз».

Для оценки влияния производственной деятельности на атмосферный воздух месторождения Карсак проводились замеры содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны предприятия.

Результаты анализов отобранных проб атмосферного воздуха на границе СЗЗ приведены в таблице 10.5.

Таблица 10.5 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны.

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация			Норма предельно допустимых концентраций (м. р., мг/м^3)	Наличие превышений предельно допустимых концентраций, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
		1 кв	2 кв	3кв			
граница СЗЗ Д-9-01	Диоксид азота	0,002	0,002	0,006	0,2	отсутствуют	не требуется
	Оксид азота	0,016	0,030	0,047	0,4	отсутствуют	не требуется
	Диоксид серы	< 0,025	< 0,025	<	0,5	отсутствуют	не требуется
	Сероводород	< 0,004	< 0,004	<	0,008	отсутствуют	не требуется
	Оксид углерода	0,851	1,93	1,80	5,0	отсутствуют	не требуется
	Углеводороды	0,326	0,735	0,629	50,0	отсутствуют	не требуется
	Пыль	<0,05	<0,05	< 0,05	0,3	отсутствуют	не требуется
граница СЗЗ Д-9-02	Диоксид азота	0,001	0,003	0,005	0,2	отсутствуют	не требуется
	Оксид азота	0,017	0,045	0,039	0,4	отсутствуют	не требуется
	Диоксид серы	< 0,025	< 0,025	<	0,5	отсутствуют	не требуется
	Сероводород	< 0,004	< 0,004	<	0,008	отсутствуют	не требуется
	Оксид углерода	0,891	2,04	2,22	5,0	отсутствуют	не требуется
	Углеводороды	0,412	0,649	0,580	50,0	отсутствуют	не требуется
	Пыль	<0,05	<0,05	< 0,05	0,3	отсутствуют	не требуется
граница СЗЗ Д-9-03	Диоксид азота	0,004	0,002	0,006	0,2	отсутствуют	не требуется
	Оксид азота	0,019	0,039	0,042	0,4	отсутствуют	не требуется
	Диоксид серы	< 0,025	< 0,025	<	0,5	отсутствуют	не требуется
	Сероводород	< 0,004	< 0,004	<	0,008	отсутствуют	не требуется
	Оксид углерода	0,789	1,72	1,98	5,0	отсутствуют	не требуется
	Углеводороды	0,392	0,640	0,613	50,0	отсутствуют	не требуется
	Пыль	<0,05	<0,05	< 0,06	0,3	отсутствуют	не требуется

Вывод: Анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны месторождении Карсак показал, что

максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам незначительны, находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м.р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) устанавливается с целью обеспечения безопасности населения, размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных гигиеническими нормативами.

По своему функциональному назначению СЗЗ является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха ПДК.

Источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека являются объекты, для которых уровни создаваемого загрязнения за пределами промышленной площадки превышают 1.0 ПДК.

Для группы производственных объектов, расположенной на общей производственной площадке, устанавливается единая СЗЗ с учетом суммарных выбросов в атмосферный воздух и физического воздействия всех источников.

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 г.

АО «Эмбамунайгаз» имеет «Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» согласно заключению (№ E.07.X.KZ57VBZ00037438). Департаментом санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области по вышеназванному проектному документу для НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» было установлено СЗЗ не менее 1000м.

Согласно приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246 «Инструкции по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду» уполномоченным органом в области охраны окружающей среды для предприятия определена 1-категория.

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 км^2.

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 км^2). 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 сорах 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 не зарегулированная 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.

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.

Водоносный горизонт территории содержит воды с минерализацией от 93,5 до 229,5 г/дм^3. Химический состав вод хлоридно-натриевый. Соры в данном случае являются аккумуляторами всех поверхностных стоков атмосферных осадков с окружающих их поверхностей. Кроме того, для грунтовых вод верхнечетвертичных морских хвалынских отложений и напорных вод нижнемеловых, юрских, триасовых они служат областью их разгрузки. Грунтовые воды залегают на глубине 2-4 м. В разрезе надсолевого комплекса пород прослеживаются водоносные горизонты мощностью от 5 до 40 м, представленные песками и песчаниками, в отдельных случаях встречаются прослои известняков.

Самый верхний водоносный горизонт новокаспийских отложений имеет минерализацию в пределах 20-200 г/дм^3, по химическому составу хлоридно-натриевого типа. Коэффициенты фильтрации изменяются в пределах 0,15-0,80 м/сут, что указывает на застойный не дренируемый характер вод. Глубина залегания первого водоносного горизонта изменяется от 0,6-1,0 м, у береговой линии моря до 1,8-4,6 м на остальной территории в зависимости от рельефа.

Характеристика современного состояния водных ресурсов

Для АО «Эмбамунайгаз» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» была

разработана программа Производственного экологического контроля окружающей среды, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности АО «Эмбамунайгаз».

Анализ проб подземных вод был выполнен аккредитованной испытательной лабораторией в соответствии с методиками и ГОСТами, утвержденными в РК. Результаты анализов приведены в таблице 10.6.

Таблица 10.6 – Результаты анализов проб подземных вод

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентрации, мг/дм3	Фактическая концентрация мг/дм3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
Месторождение Карсак					
шламонакопитель					
Скв №1 47°01'02,3" 53°10' 50,8"	pH	не регламен-ся	7,8	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	83 122,23	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,23	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,017	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,340	-	-
	ХПК	не регламен-ся	336,3	-	-
	Железо	не регламен-ся	3,326	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	0,264	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,210	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,792	-	-
	Медь	не регламен-ся	0,025	-	-
	Цинк	не регламен-ся	0,075	-	-
	Свинец	не регламен-ся	0,120	-	-
	Никель	не регламен-ся	<0,005	-	-
Скв №2 47°01'06,0" 53°10' 47,7"	pH	не регламен-ся	6,8	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	79 562,18	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,31	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,019	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,724	-	-
	ХПК	не регламен-ся	505,6	-	-
	Железо	не регламен-ся	2,961	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	0,240	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,172	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,653	-	-
	Медь	не регламен-ся	0,154	-	-

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентрации, мг/дм3	Фактическая концентрация мг/дм3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Цинк	не регламен-ся	0,038	-	-
	Свинец	не регламен-ся	0,154	-	-
	Никель	не регламен-ся	0,114	-	-
Скв № 3 47°01'03,8" 53°10' 49,2" № 4 47°01'02,3" 53°10' 46,2"	Вода в скважинах отсутствует				
Скв №5 47°01'01,1" 53°10' 46.2"	pH	не регламен-ся	6,7	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	81 623,26	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,15	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,013	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,516	-	-
	ХПК	не регламен-ся	490,4	-	-
	Железо	не регламен-ся	3,013	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	0,253	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,193	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,721	-	-
	Медь	не регламен-ся	0,179	-	-
	Цинк	не регламен-ся	<0,1	-	-
	Свинец	не регламен-ся	0,055	-	-
	Никель	не регламен-ся	0,053	-	-
Для канализационных септиков общежития и столовой					
Скв. №66 47°00'09,8" 53°13'30,0" №67 47°00'13,6" 53°13'41,5" №68 47°00'10,4" 53°13'32,7"	Вода в скважинах отсутствует				
Скв. №69 47°00'16,5" 53° 13'43,0"	pH	не регламен-ся	6,7	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	147 203,18	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,09	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,010	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,324	-	-
	ХПК	не регламен-ся	542,5	-	-

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентрации, мг/дм3	Фактическая концентрация мг/дм3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Железо	не регламен-ся	2,543	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	0,116	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,106	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,418	-	-
	Медь	не регламен-ся	0,046	-	-
	Цинк	не регламен-ся	<0,1	-	-
	Свинец	не регламен-ся	<0,002	-	-
	Никель	не регламен-ся	<0,005	-	-
Скв. №27Н 47°00'13,2" 53° 13'33,0"	pH	не регламен-ся	7,0	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	79 843,24	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,13	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,009	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,714	-	-
	ХПК	не регламен-ся	445,0	-	-
	Железо	не регламен-ся	1,551	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	0,172	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,182	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,701	-	-
	Медь	не регламен-ся	<0,0005	-	-
	Цинк	не регламен-ся	<0,1	-	-
	Свинец	не регламен-ся	<0,002	-	-
	Никель	не регламен-ся	<0,005	-	-
Скв. №28Н 47°00'12,6" 53° 13'33,7" №30Н 47°00'13,8" 53° 13'37,1"	Вода в скважинах отсутствует				
№29Н 47°00'13,0" 53° 13'36,2"	pH	не регламен-ся	7,4	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	94 364,50	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	12,9	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,078	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,530	-	-
	ХПК	не регламен-ся	308,8	-	-
	Железо	не регламен-ся	2,256	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	0,151	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,167	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,643	-	-

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентрации, мг/дм3	Фактическая концентрация мг/дм3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	Медь	не регламен-ся	0,016	-	-
	Цинк	не регламен-ся	<0,1	-	-
	Свинец	не регламен-ся	0,067	-	-
	Никель	не регламен-ся	<0,005	-	-
Скв. №31Н 47°00'14,4" 53° 13'37,7"	pH	не регламен-ся	6,9	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	119 472,24	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,07	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,007	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,651	-	-
	ХПК	не регламен-ся	496,3	-	-
	Железо	не регламен-ся	1,812	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	0,135	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,128	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,477	-	-
	Медь	не регламен-ся	0,005	-	-
	Цинк	не регламен-ся	<0,1	-	-
	Свинец	не регламен-ся	0,141	-	-
	Никель	не регламен-ся	<0,005	-	-
Скв. №1Ф 47°00'13,8" 53°13'08,7"	pH	не регламен-ся	6,9	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	134 555,63	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,09	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,003	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,989	-	-
	ХПК	не регламен-ся	437,9	-	-
	Железо	не регламен-ся	0,115	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	0,129	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,164	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,636	-	-
	Медь	не регламен-ся	<0,0005	-	-
	Цинк	не регламен-ся	<0,1	-	-
	Свинец	не регламен-ся	0,059	-	-
	Никель	не регламен-ся	0,006	-	-
Скв. №2Ф 47°00'14,5" 53°13'07,2"	pH	не регламен-ся	6,2	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	120 783,84	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,08	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,005	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,644	-	-

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентрации, мг/дм3	Фактическая концентрация мг/дм3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	ХПК	не регламен-ся	715,6	-	-
	Железо	не регламен-ся	0,637	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	0,162	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,122	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,474	-	-
	Медь	не регламен-ся	0,033	-	-
	Цинк	не регламен-ся	<0,1	-	-
	Свинец	не регламен-ся	0,051	-	-
	Никель	не регламен-ся	<0,005	-	-
Скв. №3 47°00'11,5" 53°13'10,5"	pH	не регламен-ся	6,8	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	110 291,05	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,14	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,009	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,346	-	-
	ХПК	не регламен-ся	635,5	-	-
	Железо	не регламен-ся	0,898	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	0,102	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,095	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,376	-	-
	Медь	не регламен-ся	0,009	-	-
	Цинк	не регламен-ся	0,054	-	-
	Свинец	не регламен-ся	0,070	-	-
	Никель	не регламен-ся	<0,005	-	-
Скв. №4 47°00'11,1" 53°13'10,6"	pH	не регламен-ся	7,0	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	131 276,63	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,16	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,011	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,732	-	-
	ХПК	не регламен-ся	530,1	-	-
	Железо	не регламен-ся	0,324	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	<0,10	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,066	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,272	-	-
	Медь	не регламен-ся	<0,0005	-	-
	Цинк	не регламен-ся	0,100	-	-
	Свинец	не регламен-ся	0,004	-	-
	Никель	не регламен-ся	0,027	-	-

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентрации, мг/дм3	Фактическая концентрация мг/дм3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
Скв. №5ф 47°00'11,6" 53°13'04,5"	Вода в скважинах отсутствует				
Скв. №6 47°00'11,6" 53°13'03,8"	pH	не регламен-ся	7,1	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	72 629,45	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	5,85	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,041	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,511	-	-
	ХПК	не регламен-ся	665,4	-	-
	Железо	не регламен-ся	1,185	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	0,121	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,107	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,429	-	-
	Медь	не регламен-ся	<0,0005	-	-
	Цинк	не регламен-ся	0,081	-	-
	Свинец	не регламен-ся	0,088	-	-
	Никель	не регламен-ся	0,035	-	-
Скв. №7 47°00'11,4" 53°13'05,1"	pH	не регламен-ся	6,7	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	42 275,32	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,04	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,003	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,433	-	-
	ХПК	не регламен-ся	356,3	-	-
	Железо	не регламен-ся	1,420	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	0,148	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,152	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,577	-	-
	Медь	не регламен-ся	<0,0005	-	-
	Цинк	не регламен-ся	0,014	-	-
	Свинец	не регламен-ся	0,030	-	-
	Никель	не регламен-ся	<0,005	-	-
Скв. №8 47°00'11,2" 53°13'05,3"	pH	не регламен-ся	6,9	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	44 242,72	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,02	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,003	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,672	-	-

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентрации, мг/дм3	Фактическая концентрация мг/дм3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	ХПК	не регламен-ся	608,8	-	-
	Железо	не регламен-ся	1,029	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	<0,10	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,053	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,234	-	-
	Медь	не регламен-ся	0,034	-	-
	Цинк	не регламен-ся	<0,1	-	-
	Свинец	не регламен-ся	<0,002	-	-
	Никель	не регламен-ся	<0,005	-	-
Скв. №9 47°00'10,9" 53°13'05,2"	pH	не регламен-ся	6,6	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	96 425,59	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,09	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,005	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,507	-	-
	ХПК	не регламен-ся	790,0	-	-
	Железо	не регламен-ся	0,924	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	<0,10	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,057	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,252	-	-
	Медь	не регламен-ся	0,012	-	-
	Цинк	не регламен-ся	<0,1	-	-
	Свинец	не регламен-ся	<0,002	-	-
	Никель	не регламен-ся	<0,005	-	-
Скв. №10 47°00'11,2" 53°13'05,0"	pH	не регламен-ся	6,1	-	-
	Сухой остаток	не регламен-ся	165 565,55	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламен-ся	0,15	-	-
	Фенол	не регламен-ся	0,010	-	-
	АПАВ	не регламен-ся	0,822	-	-
	ХПК	не регламен-ся	871,3	-	-
	Железо	не регламен-ся	1,238	-	-
	Азот аммонийный	не регламен-ся	0,113	-	-
	Нитриты	не регламен-ся	0,088	-	-
	Нитраты	не регламен-ся	0,353	-	-
	Медь	не регламен-ся	<0,0005	-	-
	Цинк	не регламен-ся	<0,1	-	-
	Свинец	не регламен-ся	0,003	-	-
	Никель	не регламен-ся	<0,005	-	-

Результаты мониторинговых наблюдений показали, что за 2025 год по всем анализируемым показателям не наблюдалось превышения установленных норм ПДК.

Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра здравоохранения РК от 20 февраля 2023 года №26 «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятии:

- 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.

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 коммунальные отходы месторождения собираются в специальных емкостях и вывозятся на полигон согласно договору со специализированной организацией.

Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. 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 территории, 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.

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.

Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г. №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются;

- 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 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 $м^3$/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/$м^3$;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

11. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ

На данном месторождении остаточные запасы нефти составляют: геологические – 16 163,2 тыс.т., извлекаемые – 1 359,1 тыс.т. На дату отчета накопленная добыча нефти 4473,4 тыс.т., при этом более 70% добытой нефти приходится на два продуктивных горизонта Западного крыла: III альб-сеноманский и IV среднеальбский. Большая часть остаточных извлекаемых запасов нефти (418 тыс.т, что составляет более 31%) сосредоточена в продуктивном горизонте II альб-сеноманский Западного крыла, который надо и дальше продолжать разрабатывать имеющимся фондом добывающих скважин.

Месторождение находится на поздней стадии разработки, обводненность по месторождению составляет 98%.

В дальнейшем недропользователю рекомендуется:

- продолжить доизучение и уточнение структурно-тектонической, геологической и гидродинамической моделей месторождения по результатам бурения новых скважин;
- следует предусмотреть отбор глубинных и поверхностных проб для уточнения текущего состояния флюидальной системы и дальнейшего контроля;
- продолжить исследования методами ГИС-контроля в эксплуатационных скважинах для контроля текущего состояния пластов-коллекторов, а также выявления возможных интервалов заколонных перетоков пластовой воды.

12. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

На момент составления настоящего «Проекта разработки…», месторождение Карсак 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.

По месторождению Карсак имеется договор залога банковского вклада на сумму 3 439 784,12 долл. США, сумма в тенге по курсу 540 тенге доллар составит 1 857 483 424,8 тенге.

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 157 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 157 скважин составила **1 304 989 020** тенге (таблица 12.1)

Таблица 12.1 Ликвидация скважин на конец контрактного периода по рекомендуемому варианту

В таблице 12.2 приведен список демонтируемых объектов и оборудования.

Таблица 12.2 – Объекты и оборудования подлежащие ликвидации (рекомендуемый вариант)

Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
ВСЕГО по смете:				**824 200 868**
Шламонакопитель- 5000м³				**19 602 857**
Пруд-накопитель. Демонтаж подъезда	м²	535,5	7 987,2	4 277 039
Пруд-накопитель. Демонтаж дамбы	м³	5 000	2 173,6	10 870 000
Пруд-накопитель. Демонтаж противофильтрационный экран	м³	5 000	423,2	2 115 000
Пруд-накопитель. Демонтаж приямок и труб	шт.	1	670 818,4	670 818
Пруд-накопитель. Демонтаж ж/б откосов, планировка площади	м³	5 000	334,4	1 670 000
Площадки, ограждения				**31 663 409**
Основание щебеночное. Рабочая площадка (38 шт). Разборка	м³	228	1 094	249 432
Основание с покрытием цементобетонным. Рабочая площадка (38 шт). Разборка	м³	228	4 209	959 652
Мусор строительный (механизированная). Погрузка	т	570	266	151 620
Перевозка строительных грузов	т·км	45 600	27	1 231 200
Демонтаж постаментов	т конструкций	10	294 373	2 943 730
Мусор строительный (механизированная). Погрузка	т	10	266	2 660
Перевозка строительных грузов	т·км	800	27	21 600
Демонтаж оград металлических по железобетонным столбам без цоколя из сетчатых панелей высотой до до 2,2 м	м оград	2 884	7 565	21 817 460
Ограждения для рабочих площадок. Демонтаж	шт	75	29 609	2 220 675
Мусор строительный (механизированная). Погрузка	т	48,0666667	266	12 786
Перевозка строительных грузов	т·км	3 845,3333333	27	103 824
Ветроуказатель мачта 4,75м, конус 150см, массой до 1,5 т. Демонтаж	опора	5	13 011	65 055
Беседка. Разборка с вывозкой	шт	4	126 511	506 044
Навес. Разборка с вывозкой	шт	3	126 511	379 533
Спортивная площадка Карсак. Разборка механизированным способом	м²	840	293	246 120
Мусор строительный (механизированная). Погрузка	т	12	266	3 192
	т·км	960	27	25 920
Стояк для налива тех воды. Разборка (демонтаж) металлических конструкций	т конструкций	1	192 105	192 105

Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
Стояк(эстакада) для отпуска. Разборка (демонтаж) металлических конструкций	т конструкций	2	192 105	384 210
Металлическая будка генератора. Разборка с вывозкой	шт	1	126 511	126 511
Конструкции металлические. Погрузка	т	4	1 430	5 720
Конструкции металлические. Разгрузка	т	4	1 430	5 720
Перевозка строительных грузов	т·км	320	27	8 640
Демонтаж промыслового оборудования				**129 480 736**
ГЗУ	шт.	13	594 508	7 728 604
ВРП	шт.	4	328 337	1 313 348
Отстойник ОПФ-3000	шт.	2	931 676	1 863 352
Отстойник 3630мм 3000мм 200000л ст.09Г2С	шт.	1	664 584	664 584
Емкость 12,7 м³ (экологическая).	шт.	2	259 632	519 264
Емкость 16 м³	шт.	1	259 632	259 632
Емкость ОГ-200	шт.	1	931 676	931 676
Резервуар 8 м³	шт.	1	214 382	214 382
Резервуар V=10м³	шт.	2	214 382	428 764
Емкость 25 м³	шт.	3	328 337	985 011
Резервуар горизонтальный РГС-30м³	шт.	1	328 337	328 337
(Резервуар V-50м³	шт.	1	417 515	417 515
2шт -РВС-300м³	т конструкций	33,54	141 704	4 752 752
1шт -РВС-700м³	т конструкций	35,05	141 704	4 966 725
2шт -РВС-400м³	т конструкций	37,04	141 704	5 248 716
РВС 1000 м³, в количестве 11шт.	т конструкций	385	141 704	54 556 040
РВС 2000 м³, в количестве 2шт.	т конструкций	117	116 249	13 601 133
Сепаратор НГС-1-П-1,6-1600-1	шт.	1	328 337	328 337
Мембранные уст.водогот.питьевой воды	шт.	1	259 632	259 632
Резервуар пенообразователя V-7000л	шт.	1	214 382	214 382
Станок качалка	опорная стойка	62	398 462	24 704 644
Конструкции металлические. Погрузка	т	958,285	1 430	1 370 348
Конструкции металлические. Разгрузка	т	958,285	1 430	1 370 348
Перевозка строительных грузов	т·км	76 662,8	32	2 453 210
Демонтаж трубопроводов				**384 681 087**
Выкидные линии из ст.труб Ду до 89мм, 3,635+5,664=9,299км	км	9,299	4 357 622	40 521 527
Выкидные линии из ст.труб Ду до 114мм, 30,495км	км	30,495	4 519 906	137 834 533
Нагнетательные линии из ст.труб Ду89мм, 0,150км	км	0,15	4 357 627	653 644
Нагнетательные линии из ст.труб Ду114мм, 14,024км	км	14,024	861 198	12 077 446
Нефтесборные сети, Нефтепроводные линии из ст.труб Ду114мм, 0,2км	км	0,2	861 205	172 241
Нефтесборный коллектор, нефтепровод,нефтепроводная линия технолигич. трубопровод из ст.труб до Д.159, 10,991км	км	10,991	982 185	10 795 199
Нефтепроводы, коллектор из ст.труб Д.200, 16,302км	км	16,302	6 070 946	98 968 561
Нефтепроводы, коллектор из ст.труб Д.325, 0,11368км	км	0,11368	7 288 441	828 550
Водовод/обвязки из труб Ду50мм 0,210+2,186=2,396км	км	2,396	1 980 836	4 746 084
Водовод из труб Ду89мм, 0,550км	км	0,55	2 373 135	1 305 224
Водовод из труб Ду114мм, 4,723км	км	4,723	2 505 371	11 832 867
Водоводы Ду159, 8,502км	км	8,502	2 896 652	24 627 336
Водовод из труб Ду219, 1,267км	км	1,267	3 835 305	4 859 331
Наружная канализация Ду114, 0,02км	км	0,02	10 847 850	216 957

Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
Газопроводы до Ду57, 1124м	км	1124	2 167	2 435 286
Газопроводы до Ду89, 379м	км	379	3 014	1 142 296
Газопроводы до Ду160, 10160м	км	10160	3 117	31 664 005
ЭЛЕКТРИКА				**37 967 168**
Демонтаж подстанции комплектной трансформаторной, напряжение до 10 кВ, с трансформатором, мощность до 400 кВ•А	подстанция	59	112 104	6 614 136
Мачты стальные. Демонтаж	т ствола мачты	6	322 002	1 932 012
Кабель. Демонтаж	м	490	408	199 920
Разработка грунта в траншее в отвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³, группа грунта 1	м³ грунта	392	592	232 064
Засыпка траншеи или котлована бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 5 м, группа грунта 1	м³ грунта	392	91	35 672
Провода ВЛ 0,38 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры	шт.	561	10 820	6 070 020
Провода ВЛ 6-10 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры	шт.	389	15 641	6 084 349
Опоры ВЛ 0,38-10 кВ. Демонтаж без приставок одностоечных	шт.	950	10 860	10 317 000
Конструкции металлические. Погрузка	т	64,4498	1 430	92 163
Конструкции металлические. Разгрузка	т	64,4498	1 430	92 163
Перевозка строительных грузов	т·км	5 155,984	32	164 991
Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка	т	1 116,25	1 467	1 637 539
Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка	т	1 116,25	1 467	1 637 539
Перевозка строительных грузов	т·км	89 300	32	2 857 600
Демонтаж зданий и сооружений				**220 805 611**
Здания из спаренных и одиночных блок-боксов.	т блок-боксов	579,7	61 336	35 556 480
Здание не отапливаемые. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м³ строительного объема	5 925,75	3 000	17 777 250
Туалет на 2 очка. 2шт Разборка	м² площади застройки	20	26 119	522 380
Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов здания кирпичного отапливаемого	м³ строительного объема, включая подвал	5 270,1	24 411	128 648 412
Разборка санитарно-технической системы водопровода	м³ строительного объема	5 270,1	789	4 158 109
Разборка санитарно-технической системы канализации	м³ строительного объема	5 270,1	4 346	22 903 855
Мусор строительный. Погрузка	т	3 337,655	266	887 816
Перевозка строительных грузов	т·км	267 012,4	27	7 209 335
Конструкции металлические. Погрузка	т	579,7	1 430	828 971
Конструкции металлические. Разгрузка	т	579,7	1 430	828 971
Перевозка строительных грузов	т·км	46 376	32	1 484 032

Стоимость ликвидации промысловых объектов и оборудования составляет **824 200 868** 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 100,5 м3 массой 469,362 т, и удельной стоимости работ, которая согласно «Проекта рекультивации нефтезагрязненных земель на месторождениях АО «Эмбамунайгаз» составляет 13 195 тнг/т.

Общая стоимость рекультивации биологическим методом составила **6 193 232** тенге. Ниже приведена таблица с указанием объемов и массы рекультивации.

Таблица 12.3 – Масса рекультивируемой земли

Наименование оборудования	Ед.изм	Кол-во	Объем, м3	Масса, тн
ГЗУ	шт	13	7,5	133,575
Отстойник ОПФ-3000	шт	2	7,5	20,55
Отстойник 3630мм 3000мм 200000л ст.09Г2С	шт	1	7,5	10,275
Емкость 12,7 м³ (экологическая)	шт	2	2,7	7,398
Емкость 16 м³	шт	1	2,7	3,699
Емкость ОГ-200	шт	1	7,5	10,275
Резервуар 8 м³	шт	1	2,7	3,699
Резервуар V=10м³	шт	2	2,7	7,398
Емкость 25 м³	шт	3	2,7	11,097
Резервуар горизонтальный РГС-30м³	шт	1	2,7	3,699
Резервуар V-50м³	шт	1	2,7	3,699
РВС-300м³	шт	2	7,5	20,55
РВС-700м³	шт	1	7,5	10,275
РВС-400м³	шт	2	7,5	20,55
РВС-1000м³	шт	11	10,8	162,756
РВС-2000м³	шт	2	10,8	29,592
Сепаратор НГС-1-П-1,6-1600-1	шт	1	7,5	10,275
Всего			**100,5**	**469,362**

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	1 304 989 020	1 304 989 020
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тенге	824 200 868	824 200 868
Рекультивация земли	тенге	6 193 232	6 193 232
Плата за выбросы	тенге	10 676 916	10 676 916
Итого:	**тенге**	**2 146 060 035**	**2 146 060 035**
Накопленные средства на банковском вкладе	**тенге**	**1 857 483 425**	**1 857 483 425**
Остаток к накоплению после вычета накопленных средств	**тенге**	**288 576 610**	**288 576 610**

Наименование работ	Ед. изм.	Сумма без инфляции	Сумма с инфляцией
Сумма к накоплению с инфляцией	**тенге**		**493 563 935**
Проектная накопленная добыча нефти до конца контрактного периода	тыс. тонн	656,77	656,766
Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тенге/тонна	439,39	751,51

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса 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 2026-2037 гг.

Таблица 12.5 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд с учетом инфляции по месторождению

Годы	Добыча нефти	Ежегодные отчисления в ЛФ без инфляций	Ежегодные отчисления в ЛФ с учетом инфляций
	тыс.т	**тыс.тг**	**тыс.тг**
2026	38,680	16 995,512	29 068,093
2027	40,104	17 621,094	30 138,050
2028	53,923	23 693,047	40 523,151
2029	62,678	27 540,246	47 103,166
2030	67,097	29 481,715	50 423,738
2031	62,958	27 663,292	47 313,617
2032	59,353	26 079,305	44 604,462
2033	57,570	25 295,685	43 264,205
2034	57,718	25 360,712	43 375,424
2035	55,424	24 352,952	41 651,813
2036	52,135	22 907,410	39 179,446
2037	49,126	21 585,640	36 918,770
Итого	**656,766**	**288 576,610**	**493 563,935**

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованная литература

1. Правительство РК Экологический кодекс Республики Казахстан от 09.01.2007г №212 (с изменениями и дополнениями от 17.01.2014г);

2. Правительство РК 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.

3. Правительство РК Земельный кодекс Республики Казахстан от 20.06.2003г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.01.2014г)

4. Правительство РК Приказ МООС РК № 204-п от 28.06.2007г «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации»;

5. Правительство РК Закон «О недрах и недропользовании Республики Казахстан» от 24.06.2010г №291-IV (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.04.2016г), г. Астана, 2016г;

6. Правительство РК Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года №593-П, (с изменениями и дополнениями по состоянию на 03.07.2013г);

7. Правительство РК Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 24.06.2010 г №291-IV (с изменениями и дополнениями от 04.07.2013г);

8. Правительство РК Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23.04.1998г №219-1 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13.01.2014г);

9. Правительство РК Закон Республики Казахстан «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах от 03.04.2002г № 314-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 03.07.2013г);

10. Правительство РК Закон РК «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера» от 05.07.1996г №19-1 (с изменениями и дополнениями от 13.01.2014г), г. Астана, 2011г;

11. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №209 от 16.03.2015г;

12. Правительство РК Приказ Министра национальной экономики РК №155 от 27.02.2015г «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»;

13. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования по

		установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №237 от 20.03.2015г;
14.	Правительство РК	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых месторождений Республики Казахстан», утверждённые совместным приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 17.11.2015г №1072 и Министра энергетики РК от 30.11.2015г № 675;
15.	Правительство РК	Закон Республики Казахстан от 29.09.2014г. «О разрешениях и уведомлениях»;
16.	Совет министров СССР	РД 39-0147035-203-87 «Методические указания по проведению авторских надзоров за реализацией проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», ВНИИ, г. Москва, 1987г;
17.	Совет министров СССР	РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений» г. Москва, 1982г
18.	МЧС РК	«Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан», г. Астана, 2010г;
19.	Правительство РК	«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 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.07.2012г)», г. Астана, 2012г;
20.	МООС РК	«Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин, утвержденные Приказом МООС РК №129-Ө от 03.05.2012г, г. Астана, 2012г;
21.	Правительство РК	Приказ Министра ОС и ВР РК от 11.12.2013г №379-ө «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду», г. Астана, 2013г;
22.	МОСиВР	«Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду» от 11.12.2013г №379-ө
23.	Правительство РК	«Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» 211.2.01.01-97, г. Астана, 2005г
24.	ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»	СТ ТОО 7522-1915-39-01-2011 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов», УДК 622.276:665.622:001.89, г. Атырау, 2011г;
25.	Гришин Ф.А.	«Промышленная оценка месторождений нефти и газа», г. Москва, «Недра», 1985г;
26.	Гиматудинов Ш.К., Борисов Ю.П., Розенберг М.Д. и др.	«Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 1983г;

27.	Максимов М.И.	«Геологические основы разработки нефтяных месторождений». Изд. 2-е. М., «Недра», 1975г;
28.	Ипатов А.И., Кременецкий М.И.	«Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов», г. Москва, «Недра», 2008г;
29.	Лысенко В.Д.	«Разработка нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 2003г;
30.	Лысенко В.Д., Грайфер В.И.	«Рациональная разработка нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 2005г;

б) Фондовая литература

31.	А.К.Шевченко	«Технологичсеская схема разработки опытного участка II-го аль-сеноманского горизонта месторождения Карсак с закачкой горячей воды», г. Волгоград, 1991г.
32.	М.Б. Балгимбаев Ш. Коштаева и др.	Уточнение геологического строения и анализ запасов нефти I и II альб-сеноманских горизонтов месторождения Карсак, ЦНИЛ,1996г.
33.	Б.К. Байманов, Т.П. Бутова	«Технологическое обоснование доразработки I и II альб-сеноманских горизонтов месторождения Карсак», г.Атырау, ЦТИ, 2003г.
34.	Д.Е. Шаукенова	«Уточненный проект разработки месторождения Карсак», г.Атырау,1999г.
35.	Ш.К. Коштаева М.К. Досымбаев и др.	«Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по месторождению Карсак», г.Атырау, 2005г.
36.	Ш.К. Коштаева С.Б. Каирбеков и др.	«Уточненный проект разработки месторождения Карсак», г. Атырау, 2009г.
37.	Ш.К. Коштаева С.Б. Каирбеков и др.	«Пересчет начальных извлекаемых запасов VI апт-неокомского горизонта месторождения Карсак Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2012г», г. Атырау, 2012г.
38.	Бекешова С.Т Марданов А.С.	«Анализ разработки месторождения Карсак», г. Атырау, 2015г.
39.	Нугманова Н.А. Карасаев Ж.К.	«Анализ разработки месторождения Карсак», г. Атырау, 2017г.
40.	Нугманова Н.А. Бакытова Г.М.	«Проект разработки месторождения Карсак», г. Атырау, 2019г.
41.	Ерниязова А.М. Мұратова А.М.	«Анализ разработки месторождения Карсак», г. Атырау, 2019г.
42.	Ерниязова А.М. Мұратова А.М.	«Анализ разработки месторождения Карсак», г. Атырау, 2021г.
43.	Бектас Г.Ж. Болат Э.Б. Мұратова А.М.	«Перевод запасов нефти и газа месторождения Карсак Атырауской области Республики Казахстан», г. Атырау, 2023г.
44.	Бектас Г.Ж. Аманиязов А.А.	«Анализ разработки месторождения Карсак», г. Атырау, 2024г.

45. Ермеков Э.В. Аманиязов А.А. «Анализ разработки месторождения Карсак», г. Атырау, 2024г.

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	18	2	0	0	0,0	0	0	1	1	0	3	0	1,4	13,0	0,0
2027	1	1	0	19	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	4	0	1,5	13,8	0,0
2028	2	2	0	21	0	0	0	0,7	0	0	0	0	0	6	0	1,8	14,3	0,0
2029	0	0	0	21	0	0	0	0,7	0	0	0	0	0	6	0	1,5	14,3	0,0
2030	0	0	0	21	0	0	0	0,7	0	0	0	0	0	6	0	1,3	14,3	0,0
2031	0	0	0	21	0	0	0	0,7	0	0	1	1	0	5	0	1,3	12,8	0,0
2032	0	0	0	22	1	0	0	0,7	0	0	0	0	0	6	0	1,1	11,9	0,0
2033	0	0	0	23	1	0	0	0,7	0	0	0	0	0	7	0	1,0	11,2	0,0
2034	0	0	0	23	0	0	0	0,7	0	0	0	0	0	7	0	0,9	11,2	0,0
2035	0	0	0	24	1	0	0	0,7	0	0	0	0	0	8	0	0,8	10,8	0,0
2036	0	0	0	24	0	0	0	0,7	0	0	0	0	0	8	0	0,7	10,8	0,0
2037	0	0	0	25	1	0	0	0,7	0	0	0	0	0	9	0	0,7	10,4	0,0
2038	0	0	0	26	1	0	0	0,7	0	0	0	0	0	10	0	0,7	10,2	0,0
2039	0	0	0	27	1	0	0	0,7	0	0	0	0	0	11	0	0,6	9,9	0,0
2040	0	0	0	28	1	0	0	0,7	0	0	1	1	0	11	0	0,7	9,8	0,0
2041	0	0	0	28	0	0	0	0,7	0	0	1	1	0	10	0	0,6	9,9	0,0
2042	0	0	0	28	0	0	0	0,7	0	0	0	0	0	10	0	0,5	9,9	0,0
2043	0	0	0	28	0	0	0	0,7	0	0	0	0	0	10	0	0,4	9,9	0,0
2044	0	0	0	28	0	0	0	0,7	0	0	0	0	0	10	0	0,4	9,9	0,0
2045	0	0	0	28	0	0	0	0,7	0	0	2	2	0	8	0	0,4	9,4	0,0
2046	0	0	0	28	0	0	0	0,7	0	0	3	3	0	5	0	0,4	7,5	0,0
2047	0	0	0	28	0	0	0	0,7	0	0	0	0	0	5	0	0,3	7,5	0,0
2048	0	0	0	28	0	0	0	0,7	0	0	0	0	0	5	0	0,3	7,5	0,0
2049	0	0	0	28	0	0	0	0,7	0	0	1	1	0	4	0	0,3	7,4	0,0
2050	0	0	0	28	0	0	0	0,7	0	0	1	1	0	3	0	0,3	7,4	0,0
2051	0	0	0	28	0	0	0	0,7	0	0	0	0	0	3	0	0,2	7,4	0,0
2052	0	0	0	28	0	0	0	0,7	0	0	2	2	0	1	0	0,2	7,4	0,0

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.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	1,5	0,5	0,6	59,2	18,9	0,017	13,5	2442,2	89,3	0,0	364,7	0,0	16,4
2027	2,1	0,7	0,8	61,4	19,5	0,018	19,2	2461,3	88,8	0,0	364,7	0,0	16,2
2028	3,7	1,2	1,5	65,1	20,7	0,019	29,9	2491,3	87,7	0,0	364,7	0,0	16,0
2029	3,1	1,0	1,3	68,2	21,7	0,020	29,8	2521,1	89,6	0,0	364,7	0,0	15,8
2030	2,7	0,8	1,1	70,8	22,5	0,020	29,8	2551,0	91,1	0,0	364,7	0,0	15,7
2031	2,2	0,7	0,9	73,1	23,3	0,021	22,3	2573,2	90,0	0,0	364,7	0,0	15,5
2032	2,4	0,8	1,0	75,4	24,0	0,022	24,9	2598,1	90,5	0,0	364,7	0,0	15,4
2033	2,4	0,8	1,0	77,9	24,8	0,022	27,2	2625,3	91,0	0,0	364,7	0,0	15,2
2034	2,1	0,7	0,9	80,0	25,5	0,023	27,2	2652,6	92,3	0,0	364,7	0,0	15,0
2035	2,3	0,7	1,0	82,3	26,2	0,024	30,0	2682,6	92,3	0,0	364,7	0,0	14,9
2036	2,0	0,6	0,9	84,3	26,8	0,024	30,1	2712,6	93,4	0,0	364,7	0,0	14,7
2037	2,2	0,7	0,9	86,4	27,5	0,025	32,5	2745,2	93,4	0,0	364,7	0,0	14,5
2038	2,3	0,7	1,0	88,7	28,2	0,025	35,3	2780,5	93,4	0,0	364,7	0,0	14,3
2039	2,4	0,8	1,1	91,2	29,0	0,026	37,7	2818,2	93,6	0,0	364,7	0,0	14,2
2040	2,5	0,8	1,1	93,7	29,8	0,027	37,6	2855,8	93,4	0,0	364,7	0,0	14,0
2041	2,1	0,7	0,9	95,7	30,5	0,027	34,2	2890,0	93,9	0,0	364,7	0,0	13,8
2042	1,8	0,6	0,8	97,5	31,0	0,028	34,2	2924,2	94,8	0,0	364,7	0,0	13,6
2043	1,5	0,5	0,7	99,0	31,5	0,028	34,2	2958,4	95,5	0,0	364,7	0,0	13,5
2044	1,3	0,4	0,6	100,4	31,9	0,029	34,3	2992,7	96,1	0,0	364,7	0,0	13,3
2045	1,0	0,3	0,5	101,4	32,3	0,029	26,1	3018,7	96,1	0,0	364,7	0,0	13,2

2046	0,7	0,2	0,3	102,1	32,5	0,029	13,0	3031,8	94,7	0,0	364,7	0,0	13,2
2047	0,6	0,2	0,3	102,7	32,7	0,029	13,0	3044,8	95,4	0,0	364,7	0,0	13,1
2048	0,5	0,2	0,2	103,2	32,8	0,030	13,1	3057,9	96,1	0,0	364,7	0,0	13,0
2049	0,4	0,1	0,2	103,5	33,0	0,030	10,3	3068,2	96,3	0,0	364,7	0,0	13,0
2050	0,3	0,1	0,1	103,8	33,0	0,030	7,7	3075,9	96,6	0,0	364,7	0,0	13,0
2051	0,2	0,1	0,1	104,0	33,1	0,030	7,7	3083,6	97,0	0,0	364,7	0,0	12,9
2052	0,1	0,0	0,0	104,1	33,1	0,030	2,6	3086,2	97,1	0,0	364,7	0,0	12,9

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	3	3	0	104	2	0	0	2,6	0	0	2	2	0	37	1	2,2	19,1	163,5
2027	0	0	0	104	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	37	1	1,9	17,2	165,7
2028	0	0	0	104	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	37	1	1,7	17,2	165,4
2029	0	0	0	104	0	0	0	2,6	0	0	1	1	0	36	1	1,6	17,2	159,8
2030	0	0	0	105	0	1	0	2,6	0	0	0	0	0	37	1	1,4	16,9	156,2
2031	0	0	0	105	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	37	1	1,3	16,9	150,2
2032	0	0	0	105	0	0	0	2,6	0	0	1	1	0	36	1	1,2	16,5	261,9
2033	0	0	0	106	1	0	0	2,6	0	0	3	3	0	34	1	1,2	16,7	250,5
2034	0	0	0	107	1	0	0	2,6	0	0	0	0	0	35	1	1,1	16,5	254,4
2035	0	0	0	107	0	0	0	2,6	0	0	3	2	1	33	0	1,0	16,7	0,0
2036	0	0	0	107	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	33	0	0,9	16,7	0,0
2037	0	0	0	108	0	1	0	2,6	0	0	2	2	0	32	0	0,9	16,9	0,0
2038	0	0	0	108	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	32	0	0,8	16,9	0,0
2039	0	0	0	108	0	0	0	2,6	0	0	3	3	0	29	0	0,8	15,6	0,0
2040	0	0	0	109	0	1	0	2,6	0	0	3	3	0	27	0	0,9	12,6	0,0
2041	0	0	0	109	0	0	0	2,6	0	0	3	3	0	24	0	0,9	12,8	0,0
2042	0	0	0	109	0	0	0	2,6	0	0	1	1	0	23	0	0,8	13,2	0,0
2043	0	0	0	109	0	0	0	2,6	0	0	1	1	0	22	0	0,8	13,8	0,0
2044	0	0	0	109	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	22	0	0,7	13,8	0,0
2045	0	0	0	109	0	0	0	2,6	0	0	2	2	0	20	0	0,7	14,5	0,0
2046	0	0	0	109	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	20	0	0,7	14,5	0,0
2047	0	0	0	109	0	0	0	2,6	0	0	9	9	0	11	0	0,8	21,9	0,0
2048	0	0	0	109	0	0	0	2,6	0	0	2	2	0	9	0	0,7	25,3	0,0
2049	0	0	0	109	0	0	0	2,6	0	0	7	7	0	2	0	0,3	8,5	0,0
2050	0	0	0	109	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	2	0	0,3	8,5	0,0
2051	0	0	0	109	0	0	0	2,6	0	0	1	1	0	1	0	0,3	8,5	0,0
2052	0	0	0	109	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	1	0	0,3	8,5	0,0
2053	0	0	0	109	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	1	0	0,2	8,5	0,0

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.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка воды, тыс.$м^3$		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	24,7	3,4	5,8	321,0	44,4	0,053	218,3	9666,4	88,7	56,7	5355,6	28,0	60,6
2027	24,8	3,4	6,2	345,9	47,9	0,057	221,3	9887,7	88,8	57,5	5413,0	28,0	59,8
2028	22,2	3,1	5,9	368,1	50,9	0,061	221,9	10109,6	90,0	57,5	5470,5	28,0	59,1
2029	19,7	2,7	5,6	387,8	53,7	0,064	214,1	10323,7	90,8	55,4	5526,0	28,0	58,5
2030	18,2	2,5	5,4	406,0	56,2	0,067	217,4	10541,1	91,6	54,2	5580,1	27,0	57,8
2031	16,5	2,3	5,2	422,5	58,5	0,070	217,4	10758,4	92,4	52,1	5632,2	26,0	57,2
2032	14,9	2,1	5,0	437,4	60,5	0,073	206,0	10964,4	92,8	91,1	5723,3	48,0	57,0
2033	13,9	1,9	4,9	451,2	62,5	0,075	196,5	11160,9	93,0	86,9	5810,1	48,0	56,9
2034	13,1	1,8	4,8	464,4	64,3	0,077	199,7	11360,7	93,4	88,2	5898,3	48,0	56,7
2035	11,8	1,6	4,6	476,2	65,9	0,079	190,9	11551,6	93,8	0,0	5898,3	0,0	55,8
2036	10,7	1,5	4,4	486,9	67,4	0,081	191,4	11743,0	94,4	0,0	5898,3	0,0	54,8

2037	10,2	1,4	4,3	497,1	68,8	0,083	187,7	11930,6	94,6	0,0	5898,3	0,0	54,0
2038	9,3	1,3	4,1	506,4	70,1	0,084	187,7	12118,3	95,1	0,0	5898,3	0,0	53,1
2039	8,3	1,2	3,8	514,7	71,2	0,085	157,0	12275,3	94,7	0,0	5898,3	0,0	52,5
2040	8,1	1,1	3,9	522,8	72,4	0,087	118,6	12393,9	93,2	0,0	5898,3	0,0	52,0
2041	7,2	1,0	3,6	529,9	73,3	0,088	106,8	12500,7	93,3	0,0	5898,3	0,0	51,5
2042	6,5	0,9	3,4	536,5	74,3	0,089	105,4	12606,2	93,8	0,0	5898,3	0,0	51,1
2043	5,9	0,8	3,2	542,4	75,1	0,090	104,9	12711,1	94,3	0,0	5898,3	0,0	50,7
2044	5,5	0,8	3,0	547,9	75,8	0,091	105,2	12816,3	94,8	0,0	5898,3	0,0	50,2
2045	4,9	0,7	2,8	552,9	76,5	0,092	100,4	12916,7	95,1	0,0	5898,3	0,0	49,8
2046	4,6	0,6	2,7	557,4	77,2	0,093	100,4	13017,0	95,4	0,0	5898,3	0,0	49,5
2047	2,9	0,4	1,8	560,4	77,6	0,093	83,5	13100,6	96,5	0,0	5898,3	0,0	49,2
2048	2,2	0,3	1,3	562,6	77,9	0,093	79,1	13179,7	97,3	0,0	5898,3	0,0	48,9
2049	0,2	0,0	0,1	562,8	77,9	0,093	5,9	13185,6	96,0	0,0	5898,3	0,0	48,8
2050	0,2	0,0	0,1	563,0	77,9	0,094	5,9	13191,5	96,6	0,0	5898,3	0,0	48,8
2051	0,1	0,0	0,1	563,1	77,9	0,094	2,9	13194,4	96,4	0,0	5898,3	0,0	48,8
2052	0,1	0,0	0,1	563,2	78,0	0,094	3,0	13197,4	96,9	0,0	5898,3	0,0	48,8
2053	0,1	0,0	0,0	563,3	78,0	0,094	2,9	13200,3	97,3	0,0	5898,3	0,0	48,8

П.4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин III 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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	3	3	0	10	1	0,7	34,5	63,0
2027	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	10	1	0,7	35,0	63,9
2028	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	10	1	0,6	35,0	63,8
2029	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	10	1	0,5	35,0	63,8
2030	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	10	1	0,5	35,0	63,8
2031	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	10	1	0,4	35,0	63,8
2032	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	10	1	0,4	35,0	63,8
2033	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	10	1	0,4	35,0	63,8
2034	0	0	0	40	1	0	0	0,4	0	0	0	0	0	11	1	0,5	32,8	65,8
2035	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	2	2	0	9	1	0,5	31,8	52,2
2036	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	9	1	0,4	31,8	52,1
2037	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	9	1	0,4	31,8	52,1
2038	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	9	1	0,3	31,8	52,1
2039	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	9	1	0,3	31,8	52,1
2040	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	9	1	0,3	31,8	52,1
2041	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	9	1	0,2	31,8	52,1
2042	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	2	2	0	7	1	0,2	32,3	41,2
2043	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	7	1	0,2	32,3	41,2
2044	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	2	2	0	5	1	0,2	32,0	29,2
2045	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	5	1	0,2	32,0	29,2
2046	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	5	1	0,2	32,0	29,2
2047	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	1	1	0	4	1	0,2	33,7	24,5
2048	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	1	1	0	3	1	0,2	32,9	17,9
2049	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	1	1	0	2	1	0,2	43,9	16,0
2050	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	1	1	0	1	1	0,2	53,5	9,7
2051	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	1	1	0,2	53,5	9,7
2052	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	1	1	0,1	53,5	9,7
2053	0	0	0	40	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	1	1	0,1	53,5	9,7

П. 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.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	2,5	0,9	1,5	120,1	42,0	0,126	119,7	4182,0	97,9	21,9	1414,7	20,0	37,0
2027	2,3	0,8	1,4	122,4	42,8	0,129	121,4	4303,3	98,1	22,1	1436,8	20,0	36,5
2028	2,1	0,7	1,3	124,5	43,5	0,131	121,7	4425,0	98,3	22,2	1459,0	20,0	36,1
2029	1,9	0,7	1,2	126,4	44,2	0,133	121,4	4546,4	98,4	22,1	1481,2	20,0	35,7
2030	1,7	0,6	1,1	128,1	44,8	0,135	121,4	4667,7	98,6	22,1	1503,3	20,0	35,3
2031	1,5	0,5	1,0	129,6	45,3	0,136	121,4	4789,1	98,7	22,1	1525,4	20,0	34,9
2032	1,4	0,5	0,9	131,0	45,8	0,138	121,7	4910,8	98,9	22,2	1547,6	20,0	34,5
2033	1,3	0,4	0,8	132,3	46,3	0,139	121,4	5032,1	99,0	22,1	1569,7	20,0	34,2
2034	1,8	0,6	1,2	134,1	46,9	0,141	125,1	5157,2	98,6	22,8	1592,5	20,0	33,8
2035	1,5	0,5	1,0	135,6	47,4	0,142	99,2	5256,4	98,5	18,1	1610,6	20,0	33,6
2036	1,4	0,5	0,9	137,0	47,9	0,144	99,5	5355,9	98,6	18,1	1628,7	20,0	33,3
2037	1,2	0,4	0,8	138,2	48,3	0,145	99,2	5455,1	98,8	18,1	1646,8	20,0	33,1
2038	1,1	0,4	0,7	139,2	48,7	0,146	99,2	5554,3	98,9	18,1	1664,9	20,0	32,8
2039	1,0	0,3	0,6	140,2	49,0	0,147	99,2	5653,5	99,0	18,1	1682,9	20,0	32,6
2040	0,8	0,3	0,6	141,0	49,3	0,148	99,5	5753,0	99,1	18,1	1701,0	20,0	32,4
2041	0,8	0,3	0,5	141,8	49,6	0,149	99,2	5852,2	99,2	18,1	1719,1	20,0	32,2
2042	0,6	0,2	0,4	142,4	49,8	0,150	78,4	5930,6	99,2	14,3	1733,4	20,0	32,0
2043	0,5	0,2	0,4	142,9	50,0	0,150	78,4	6009,0	99,3	14,3	1747,7	20,0	31,9
2044	0,4	0,1	0,3	143,3	50,1	0,151	55,7	6064,7	99,3	10,1	1757,8	20,0	31,7
2045	0,4	0,1	0,3	143,7	50,2	0,151	55,6	6120,3	99,3	10,1	1767,9	20,0	31,6
2046	0,3	0,1	0,2	144,0	50,4	0,151	55,6	6175,9	99,4	10,1	1778,0	20,0	31,5
2047	0,3	0,1	0,2	144,3	50,5	0,152	46,7	6222,6	99,5	8,5	1786,5	20,0	31,5
2048	0,2	0,1	0,1	144,5	50,5	0,152	34,3	6256,8	99,4	6,2	1792,8	20,0	31,4
2049	0,1	0,0	0,1	144,6	50,6	0,152	30,4	6287,3	99,7	5,5	1798,3	20,0	31,3
2050	0,1	0,0	0,0	144,7	50,6	0,152	18,5	6305,8	99,7	3,4	1801,7	20,0	31,3
2051	0,1	0,0	0,0	144,7	50,6	0,152	18,5	6324,3	99,7	3,4	1805,0	20,0	31,3
2052	0,0	0,0	0,0	144,8	50,6	0,152	18,6	6342,9	99,7	3,4	1808,4	20,0	31,2
2053	0,0	0,0	0,0	144,8	50,6	0,152	18,5	6361,5	99,8	3,4	1811,8	20,0	31,2

П.4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин IV 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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м^3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	4	4	0	22	6	0,6	40,1	134,1
2027	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,5	34,7	116,0
2028	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,4	32,7	109,3
2029	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,4	32,2	107,7
2030	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,3	31,8	106,1
2031	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	21	6	0,3	31,6	100,7
2032	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	21	6	0,3	31,2	99,3
2033	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	5	5	0	16	6	0,3	31,5	76,4
2034	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	6	6	0	10	6	0,2	33,1	50,3
2035	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	10	6	0,2	33,1	50,3
2036	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	10	6	0,2	33,1	50,1
2037	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	9	6	0,2	34,9	47,6

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.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	4,6	0,3	17,9	1423,2	98,5	0,424	306,1	39765,4	98,5	279,1	21863,3	100,0	60,1

2027	3,5	0,2	16,7	1426,7	98,8	0,425	264,8	40030,2	98,7	241,3	22104,7	100,0	60,3
2028	3,2	0,2	18,2	1429,9	99,0	0,426	250,2	40280,4	98,7	228,0	22332,7	100,0	60,6
2029	2,9	0,2	20,0	1432,7	99,2	0,427	245,9	40526,3	98,8	224,0	22556,7	100,0	60,8
2030	2,6	0,2	22,6	1435,3	99,4	0,427	242,2	40768,5	98,9	220,7	22777,4	100,0	61,0
2031	2,2	0,2	25,3	1437,6	99,5	0,428	230,1	40998,6	99,0	209,6	22987,0	100,0	61,3
2032	2,0	0,1	30,8	1439,6	99,7	0,429	227,5	41226,1	99,1	207,2	23194,2	100,0	61,5
2033	1,5	0,1	31,8	1441,1	99,8	0,429	174,6	41400,8	99,2	159,0	23353,2	100,0	61,6
2034	0,8	0,1	25,6	1441,9	99,8	0,429	114,9	41515,7	99,3	104,6	23457,8	100,0	61,7
2035	0,7	0,1	31,1	1442,6	99,9	0,430	114,9	41630,6	99,4	104,6	23562,4	100,0	61,9
2036	0,7	0,0	41,0	1443,3	99,9	0,430	114,9	41745,6	99,4	104,6	23667,0	100,0	62,0
2037	0,6	0,0	59,1	1443,8	100,0	0,430	108,9	41854,5	99,5	99,1	23766,1	100,0	62,1

П.4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин V 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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	1	1	0	125	0	0	0	0,5	0	0	1	1	0	4	9	1,3	37,1	98,4
2027	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	9	1,2	37,5	99,5
2028	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	1	0	1	4	8	1,0	37,5	111,8
2029	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	0,9	37,5	111,6
2030	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	0,7	37,5	111,5
2031	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	0,6	37,5	111,5
2032	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	0,6	37,5	111,4
2033	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	0,5	37,5	111,3
2034	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	0,4	37,5	111,3
2035	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	0,4	37,5	111,2
2036	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	0,3	37,5	111,2
2037	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	0,3	37,5	111,2
2038	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	4	1	3	3	5	0,3	38,0	134,9
2039	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	1	1	0	2	5	0,3	24,1	57,1
2040	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	0,3	24,1	57,0
2041	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	0,2	24,1	57,0
2042	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	0,2	24,1	57,0
2043	0	0	0	125	0	0	0	0,5	0	0	1	1	0	1	5	0,2	18,8	22,3

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.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка воды, тыс.$м^3$		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	1,8	0,1	3,6	1695,5	97,2	0,544	51,5	38307,9	96,4	307,1	39685,3	650,0	112,6
2027	1,6	0,1	3,3	1697,1	97,3	0,545	52,1	38360,0	96,9	310,4	39995,7	650,0	113,3
2028	1,4	0,1	2,9	1698,5	97,4	0,545	52,2	38412,2	97,3	310,9	40306,5	650,0	114,0
2029	1,2	0,1	2,6	1699,7	97,4	0,546	52,1	38464,3	97,7	309,7	40616,2	650,0	114,7
2030	1,0	0,1	2,3	1700,7	97,5	0,546	52,1	38516,4	98,0	309,4	40925,6	650,0	115,5
2031	0,9	0,1	2,1	1701,6	97,6	0,546	52,1	38568,4	98,3	309,2	41234,8	650,0	116,2
2032	0,8	0,0	1,8	1702,4	97,6	0,547	52,2	38620,7	98,5	309,9	41544,7	650,0	116,9
2033	0,7	0,0	1,6	1703,0	97,6	0,547	52,1	38672,7	98,7	308,8	41853,5	650,0	117,6
2034	0,6	0,0	1,4	1703,6	97,7	0,547	52,1	38724,8	98,9	308,7	42162,2	650,0	118,3
2035	0,5	0,0	1,3	1704,1	97,7	0,547	52,1	38776,9	99,0	308,6	42470,7	650,0	119,0
2036	0,4	0,0	1,1	1704,6	97,7	0,547	52,2	38829,1	99,2	309,3	42780,0	650,0	119,7
2037	0,4	0,0	1,0	1705,0	97,8	0,547	52,1	38881,2	99,3	308,4	43088,4	650,0	120,4
2038	0,3	0,0	0,7	1705,3	97,8	0,547	39,5	38920,7	99,3	233,8	43322,2	650,0	121,0
2039	0,2	0,0	0,6	1705,5	97,8	0,548	16,7	38937,3	98,7	98,9	43421,1	650,0	121,2
2040	0,2	0,0	0,5	1705,7	97,8	0,548	16,7	38954,1	98,9	99,2	43520,3	650,0	121,4
2041	0,2	0,0	0,4	1705,8	97,8	0,548	16,7	38970,8	99,0	98,9	43619,1	650,0	121,6
2042	0,1	0,0	0,4	1706,0	97,8	0,548	16,7	38987,4	99,1	98,8	43717,9	650,0	121,9

2043	0,1	0,0	0,2	1706,1	97,8	0,548	6,5	38994,0	98,8	38,7	43756,6	650,0	121,9	

П.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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,5	51,6	0,0
2027	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,5	43,1	0,0
2028	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,4	38,0	0,0
2029	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,4	33,4	0,0
2030	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,4	30,7	0,0
2031	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,4	28,3	0,0
2032	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,3	26,2	0,0
2033	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,3	24,3	0,0
2034	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,3	24,3	0,0
2035	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,3	24,3	0,0
2036	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,3	24,3	0,0
2037	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,3	24,3	0,0
2038	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,2	24,3	0,0
2039	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,2	24,3	0,0
2040	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,2	24,3	0,0
2041	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	1	0	0,3	27,3	0,0
2042	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,3	27,3	0,0
2043	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,3	27,3	0,0
2044	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,3	27,3	0,0
2045	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2046	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2047	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2048	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2049	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2050	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2051	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2052	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2053	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2054	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,1	27,3	0,0
2055	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,1	27,3	0,0
2056	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,1	27,3	0,0

П.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.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	0,3	0,1	2,1	317,9	95,2	0,514	35,8	9307,2	99,1	0,0	614,2	0,0	7,2
2027	0,3	0,1	2,0	318,2	95,3	0,515	29,9	9337,1	98,9	0,0	614,2	0,0	7,2
2028	0,3	0,1	2,0	318,5	95,4	0,515	26,4	9363,5	98,8	0,0	614,2	0,0	7,2
2029	0,3	0,1	1,9	318,8	95,5	0,516	23,2	9386,7	98,8	0,0	614,2	0,0	7,1
2030	0,3	0,1	1,8	319,1	95,6	0,516	21,3	9408,0	98,7	0,0	614,2	0,0	7,1
2031	0,3	0,1	1,7	319,4	95,7	0,517	19,6	9427,6	98,7	0,0	614,2	0,0	7,1
2032	0,2	0,1	1,7	319,6	95,7	0,517	18,2	9445,8	98,7	0,0	614,2	0,0	7,1
2033	0,2	0,1	1,6	319,8	95,8	0,517	16,8	9462,6	98,7	0,0	614,2	0,0	7,1
2034	0,2	0,1	1,5	320,0	95,9	0,518	16,8	9479,5	98,7	0,0	614,2	0,0	7,1
2035	0,2	0,1	1,5	320,2	95,9	0,518	16,8	9496,3	98,8	0,0	614,2	0,0	7,1
2036	0,2	0,1	1,4	320,4	96,0	0,518	16,9	9513,2	98,9	0,0	614,2	0,0	7,0
2037	0,2	0,1	1,3	320,6	96,0	0,519	16,8	9530,0	98,9	0,0	614,2	0,0	7,0
2038	0,2	0,1	1,3	320,8	96,1	0,519	16,8	9546,9	99,0	0,0	614,2	0,0	7,0
2039	0,2	0,0	1,2	320,9	96,1	0,519	16,8	9563,7	99,1	0,0	614,2	0,0	7,0

2040	0,2	0,0	1,2	321,1	96,2	0,519	16,9	9580,6	99,1	0,0	614,2	0,0	7,0
2041	0,1	0,0	0,8	321,2	96,2	0,520	9,5	9590,1	98,9	0,0	614,2	0,0	7,0
2042	0,1	0,0	0,8	321,3	96,3	0,520	9,5	9599,6	99,0	0,0	614,2	0,0	7,0
2043	0,1	0,0	0,7	321,4	96,3	0,520	9,5	9609,0	99,0	0,0	614,2	0,0	7,0
2044	0,1	0,0	0,7	321,5	96,3	0,520	9,5	9618,5	99,1	0,0	614,2	0,0	7,0
2045	0,1	0,0	0,7	321,5	96,3	0,520	9,5	9628,0	99,1	0,0	614,2	0,0	7,0
2046	0,1	0,0	0,6	321,6	96,4	0,520	9,5	9637,5	99,2	0,0	614,2	0,0	7,0
2047	0,1	0,0	0,6	321,7	96,4	0,520	9,5	9646,9	99,2	0,0	614,2	0,0	6,9
2048	0,1	0,0	0,6	321,8	96,4	0,521	9,5	9656,4	99,3	0,0	614,2	0,0	6,9
2049	0,1	0,0	0,6	321,8	96,4	0,521	9,5	9665,9	99,3	0,0	614,2	0,0	6,9
2050	0,1	0,0	0,5	321,9	96,4	0,521	9,5	9675,4	99,3	0,0	614,2	0,0	6,9
2051	0,1	0,0	0,5	322,0	96,5	0,521	9,5	9684,9	99,4	0,0	614,2	0,0	6,9
2052	0,1	0,0	0,5	322,0	96,5	0,521	9,5	9694,3	99,4	0,0	614,2	0,0	6,9
2053	0,1	0,0	0,5	322,1	96,5	0,521	9,5	9703,8	99,4	0,0	614,2	0,0	6,9
2054	0,1	0,0	0,4	322,1	96,5	0,521	9,5	9713,3	99,5	0,0	614,2	0,0	6,9
2055	0,0	0,0	0,4	322,2	96,5	0,521	9,5	9722,8	99,5	0,0	614,2	0,0	6,9
2056	0,0	0,0	0,4	322,2	96,5	0,521	9,5	9732,3	99,5	0,0	614,2	0,0	6,9

П.4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин VII 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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,9	18,3	0,0
2027	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	1,4	18,0	0,0
2028	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	1,2	18,0	0,0
2029	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	1,0	18,0	0,0
2030	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,8	18,0	0,0
2031	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,7	18,0	0,0
2032	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,7	18,0	0,0
2033	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,7	18,0	0,0
2034	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,7	18,0	0,0
2035	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,7	18,0	0,0
2036	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,6	18,0	0,0
2037	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,6	18,0	0,0
2038	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,6	18,0	0,0
2039	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,6	18,0	0,0
2040	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,6	18,0	0,0
2041	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,6	18,0	0,0
2042	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,6	18,0	0,0
2043	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,6	18,0	0,0
2044	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,5	18,0	0,0
2045	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,5	18,0	0,0
2046	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,5	18,0	0,0
2047	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,5	18,0	0,0
2048	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,5	18,0	0,0
2049	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,5	18,0	0,0
2050	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,5	18,0	0,0
2051	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,5	18,0	0,0
2052	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,5	18,0	0,0
2053	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,5	18,0	0,0
2054	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,4	18,0	0,0
2055	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,4	18,0	0,0
2056	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,4	18,0	0,0
2057	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,4	18,0	0,0
2058	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,4	18,0	0,0
2059	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	1	1	0	2	0	0,5	10,6	0,0

2060	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,5	10,6	0,0
2061	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,5	10,6	0,0
2062	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,5	10,6	0,0
2063	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,5	10,6	0,0
2064	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,5	10,6	0,0
2065	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,5	10,6	0,0
2066	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,5	10,6	0,0
2067	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,5	10,6	0,0
2068	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,5	10,6	0,0
2069	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,4	10,6	0,0
2070	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,4	10,6	0,0
2071	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,4	10,6	0,0
2072	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,4	10,6	0,0
2073	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,4	10,6	0,0
2074	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	2	0	0,4	10,6	0,0

П.4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VII объекту. 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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	0,9	0,2	0,4	257,6	55,7	0,223	19,1	6790,6	95,3	0,0	2005,4	0,0	32,1
2027	1,5	0,3	0,7	259,1	56,0	0,224	18,7	6809,3	92,1	0,0	2005,4	0,0	32,0
2028	1,2	0,3	0,6	260,3	56,3	0,225	18,8	6828,1	93,5	0,0	2005,4	0,0	31,9
2029	1,0	0,2	0,5	261,3	56,5	0,226	18,7	6846,8	94,5	0,0	2005,4	0,0	31,8
2030	0,9	0,2	0,4	262,2	56,7	0,227	18,7	6865,5	95,4	0,0	2005,4	0,0	31,7
2031	0,7	0,2	0,4	262,9	56,9	0,228	18,7	6884,3	96,0	0,0	2005,4	0,0	31,6
2032	0,7	0,2	0,4	263,7	57,0	0,228	18,8	6903,0	96,1	0,0	2005,4	0,0	31,5
2033	0,7	0,2	0,4	264,4	57,2	0,229	18,7	6921,8	96,2	0,0	2005,4	0,0	31,4
2034	0,7	0,2	0,4	265,1	57,3	0,229	18,7	6940,5	96,3	0,0	2005,4	0,0	31,4
2035	0,7	0,1	0,3	265,8	57,5	0,230	18,7	6959,2	96,3	0,0	2005,4	0,0	31,3
2036	0,7	0,1	0,3	266,4	57,6	0,231	18,8	6978,0	96,4	0,0	2005,4	0,0	31,2
2037	0,7	0,1	0,3	267,1	57,8	0,231	18,7	6996,7	96,5	0,0	2005,4	0,0	31,1
2038	0,6	0,1	0,3	267,7	57,9	0,232	18,7	7015,4	96,6	0,0	2005,4	0,0	31,0
2039	0,6	0,1	0,3	268,4	58,0	0,232	18,7	7034,1	96,6	0,0	2005,4	0,0	30,9
2040	0,6	0,1	0,3	269,0	58,2	0,233	18,8	7052,9	96,7	0,0	2005,4	0,0	30,9
2041	0,6	0,1	0,3	269,6	58,3	0,233	18,7	7071,6	96,8	0,0	2005,4	0,0	30,8
2042	0,6	0,1	0,3	270,2	58,4	0,234	18,7	7090,3	96,8	0,0	2005,4	0,0	30,7
2043	0,6	0,1	0,3	270,8	58,5	0,234	18,7	7109,0	96,9	0,0	2005,4	0,0	30,6
2044	0,6	0,1	0,3	271,3	58,7	0,235	18,8	7127,8	97,0	0,0	2005,4	0,0	30,5
2045	0,6	0,1	0,3	271,9	58,8	0,235	18,7	7146,5	97,0	0,0	2005,4	0,0	30,5
2046	0,5	0,1	0,3	272,4	58,9	0,236	18,7	7165,2	97,1	0,0	2005,4	0,0	30,4
2047	0,5	0,1	0,3	273,0	59,0	0,236	18,7	7184,0	97,2	0,0	2005,4	0,0	30,3
2048	0,5	0,1	0,3	273,5	59,1	0,237	18,8	7202,7	97,2	0,0	2005,4	0,0	30,2
2049	0,5	0,1	0,3	274,0	59,2	0,237	18,7	7221,4	97,3	0,0	2005,4	0,0	30,1
2050	0,5	0,1	0,3	274,5	59,4	0,238	18,7	7240,2	97,3	0,0	2005,4	0,0	30,1
2051	0,5	0,1	0,3	275,0	59,5	0,238	18,7	7258,9	97,4	0,0	2005,4	0,0	30,0
2052	0,5	0,1	0,3	275,5	59,6	0,238	18,8	7277,6	97,4	0,0	2005,4	0,0	29,9
2053	0,5	0,1	0,3	276,0	59,7	0,239	18,7	7296,4	97,5	0,0	2005,4	0,0	29,8
2054	0,5	0,1	0,2	276,4	59,8	0,239	18,7	7315,1	97,5	0,0	2005,4	0,0	29,8
2055	0,5	0,1	0,2	276,9	59,9	0,240	18,7	7333,8	97,6	0,0	2005,4	0,0	29,7
2056	0,4	0,1	0,2	277,3	60,0	0,240	18,8	7352,6	97,6	0,0	2005,4	0,0	29,6
2057	0,4	0,1	0,2	277,7	60,1	0,240	18,7	7371,3	97,7	0,0	2005,4	0,0	29,5
2058	0,4	0,1	0,2	278,2	60,1	0,241	18,7	7390,0	97,7	0,0	2005,4	0,0	29,5
2059	0,4	0,1	0,2	278,6	60,2	0,241	7,3	7397,3	94,8	0,0	2005,4	0,0	29,4
2060	0,4	0,1	0,2	278,9	60,3	0,241	7,4	7404,7	94,9	0,0	2005,4	0,0	29,4
2061	0,4	0,1	0,2	279,3	60,4	0,242	7,3	7412,0	95,0	0,0	2005,4	0,0	29,4
2062	0,4	0,1	0,2	279,6	60,5	0,242	7,3	7419,4	95,1	0,0	2005,4	0,0	29,3
2063	0,4	0,1	0,2	280,0	60,5	0,242	7,3	7426,7	95,2	0,0	2005,4	0,0	29,3
2064	0,3	0,1	0,2	280,3	60,6	0,243	7,4	7434,0	95,3	0,0	2005,4	0,0	29,3

2065	0,3	0,1	0,2	280,7	60,7	0,243	7,3	7441,4	95,4	0,0	2005,4	0,0	29,3
2066	0,3	0,1	0,2	281,0	60,8	0,243	7,3	7448,7	95,5	0,0	2005,4	0,0	29,2
2067	0,3	0,1	0,2	281,3	60,8	0,244	7,3	7456,0	95,6	0,0	2005,4	0,0	29,2
2068	0,3	0,1	0,2	281,6	60,9	0,244	7,4	7463,4	95,7	0,0	2005,4	0,0	29,2
2069	0,3	0,1	0,2	282,0	61,0	0,244	7,3	7470,7	95,8	0,0	2005,4	0,0	29,1
2070	0,3	0,1	0,2	282,3	61,0	0,244	7,3	7478,1	95,8	0,0	2005,4	0,0	29,1
2071	0,3	0,1	0,2	282,6	61,1	0,245	7,3	7485,4	95,9	0,0	2005,4	0,0	29,1
2072	0,3	0,1	0,2	282,9	61,2	0,245	7,4	7492,8	96,0	0,0	2005,4	0,0	29,1
2073	0,3	0,1	0,2	283,1	61,2	0,245	7,3	7500,1	96,1	0,0	2005,4	0,0	29,0
2074	0,3	0,1	0,2	283,4	61,3	0,245	7,3	7507,4	96,2	0,0	2005,4	0,0	29,0

П.4.1.15 - Характеристика основного фонда скважин VIII 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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	2	2	0	33	0	0	0	0,3	0	0	0	0	0	13	0	0,8	15,5	0,0
2027	0	0	0	33	0	0	0	0,3	0	0	1	1	0	12	0	0,8	15,7	0,0
2028	2	2	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	14	0	0,9	15,1	0,0
2029	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	14	0	0,8	15,1	0,0
2030	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	14	0	0,7	15,1	0,0
2031	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	14	0	0,7	15,2	0,0
2032	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	14	0	0,6	15,2	0,0
2033	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	14	0	0,6	15,2	0,0
2034	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	14	0	0,5	15,2	0,0
2035	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	14	0	0,5	15,2	0,0
2036	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	14	0	0,5	15,3	0,0
2037	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	14	0	0,4	15,3	0,0
2038	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	14	0	0,4	15,3	0,0
2039	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	14	0	0,4	15,4	0,0
2040	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	14	0	0,4	15,4	0,0
2041	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	2	2	0	12	0	0,4	16,1	0,0
2042	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	12	0	0,4	16,1	0,0
2043	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	2	2	0	10	0	0,4	17,1	0,0
2044	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	10	0	0,4	17,2	0,0
2045	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	10	0	0,4	17,2	0,0
2046	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	10	0	0,4	17,3	0,0
2047	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	10	0	0,4	17,4	0,0
2048	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	10	0	0,4	17,4	0,0
2049	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	10	0	0,3	17,5	0,0
2050	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	10	0	0,3	17,6	0,0
2051	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	10	0	0,3	17,7	0,0
2052	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	10	0	0,3	17,8	0,0
2053	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	10	0	0,3	17,9	0,0
2054	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	4	4	0	6	0	0,4	20,7	0,0
2055	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	6	0	0,4	20,7	0,0
2056	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	6	0	0,4	20,8	0,0
2057	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	6	0	0,4	20,8	0,0
2058	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	6	0	0,4	20,9	0,0
2059	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	6	0	0,4	21,0	0,0
2060	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	6	0	0,4	21,0	0,0
2061	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	6	0	0,4	21,1	0,0
2062	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	6	0	0,3	21,1	0,0
2063	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	6	0	0,3	21,2	0,0
2064	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	6	0	0,3	21,3	0,0
2065	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	6	0	0,3	21,4	0,0
2066	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	6	0	0,3	21,4	0,0

2067	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	1	1	0	5	0	0,3	18,3	0,0
2068	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	5	0	0,3	18,4	0,0
2069	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	5	0	0,3	18,5	0,0
2070	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	1	1	0	4	0	0,3	18,5	0,0
2071	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	1	1	0	3	0	0,4	20,3	0,0
2072	0	0	0	35	0	0	0	0,6	0	0	1	1	0	2	0	0,3	16,4	0,0

П.4.1.16 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VIII объекту. 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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	3,6	0,7	1,6	306,6	58,4	0,159	69,7	2810,4	94,8	0,0	770,5	0,0	29,4
2027	3,1	0,6	1,4	309,7	59,0	0,161	65,4	2875,8	95,2	0,0	770,5	0,0	28,8
2028	4,3	0,8	2,0	314,0	59,8	0,163	73,5	2949,3	94,2	0,0	770,5	0,0	28,1
2029	3,9	0,7	1,8	317,9	60,6	0,165	73,4	3022,8	94,7	0,0	770,5	0,0	27,4
2030	3,6	0,7	1,7	321,5	61,2	0,167	73,5	3096,3	95,1	0,0	770,5	0,0	26,8
2031	3,3	0,6	1,6	324,8	61,9	0,169	73,6	3169,9	95,5	0,0	770,5	0,0	26,1
2032	3,0	0,6	1,5	327,8	62,4	0,170	73,9	3243,7	95,9	0,0	770,5	0,0	25,6
2033	2,8	0,5	1,4	330,6	63,0	0,172	73,8	3317,5	96,2	0,0	770,5	0,0	25,0
2034	2,6	0,5	1,3	333,3	63,5	0,173	73,9	3391,4	96,5	0,0	770,5	0,0	24,5
2035	2,4	0,5	1,3	335,7	63,9	0,174	74,0	3465,4	96,7	0,0	770,5	0,0	23,9
2036	2,3	0,4	1,2	338,0	64,4	0,176	74,3	3539,8	96,9	0,0	770,5	0,0	23,4
2037	2,2	0,4	1,2	340,2	64,8	0,177	74,3	3614,0	97,1	0,0	770,5	0,0	23,0
2038	2,0	0,4	1,1	342,2	65,2	0,178	74,4	3688,4	97,3	0,0	770,5	0,0	22,5
2039	1,9	0,4	1,1	344,1	65,5	0,179	74,5	3763,0	97,4	0,0	770,5	0,0	22,1
2040	1,8	0,4	1,0	346,0	65,9	0,180	74,9	3837,9	97,5	0,0	770,5	0,0	21,7
2041	1,6	0,3	0,9	347,6	66,2	0,181	66,8	3904,7	97,6	0,0	770,5	0,0	21,3
2042	1,6	0,3	0,9	349,1	66,5	0,181	67,0	3971,7	97,7	0,0	770,5	0,0	20,9
2043	1,4	0,3	0,8	350,5	66,8	0,182	59,3	4031,1	97,7	0,0	770,5	0,0	20,6
2044	1,3	0,3	0,8	351,8	67,0	0,183	59,7	4090,8	97,8	0,0	770,5	0,0	20,3
2045	1,3	0,2	0,7	353,1	67,3	0,183	59,7	4150,5	97,8	0,0	770,5	0,0	20,0
2046	1,3	0,2	0,7	354,4	67,5	0,184	60,0	4210,4	97,9	0,0	770,5	0,0	19,8
2047	1,2	0,2	0,7	355,6	67,7	0,185	60,2	4270,6	97,9	0,0	770,5	0,0	19,5
2048	1,2	0,2	0,7	356,9	68,0	0,185	60,6	4331,2	98,0	0,0	770,5	0,0	19,2
2049	1,2	0,2	0,7	358,0	68,2	0,186	60,7	4391,9	98,0	0,0	770,5	0,0	19,0
2050	1,2	0,2	0,7	359,2	68,4	0,187	61,0	4452,9	98,1	0,0	770,5	0,0	18,7
2051	1,1	0,2	0,7	360,3	68,6	0,187	61,3	4514,2	98,1	0,0	770,5	0,0	18,4
2052	1,1	0,2	0,7	361,5	68,8	0,188	61,8	4576,0	98,2	0,0	770,5	0,0	18,2
2053	1,1	0,2	0,7	362,6	69,1	0,188	61,9	4637,9	98,2	0,0	770,5	0,0	18,0
2054	0,8	0,2	0,5	363,4	69,2	0,189	43,1	4681,0	98,0	0,0	770,5	0,0	17,8
2055	0,8	0,2	0,5	364,2	69,4	0,189	43,2	4724,2	98,1	0,0	770,5	0,0	17,6
2056	0,8	0,2	0,5	365,0	69,5	0,190	43,4	4767,5	98,1	0,0	770,5	0,0	17,5
2057	0,8	0,2	0,5	365,8	69,7	0,190	43,4	4810,9	98,2	0,0	770,5	0,0	17,3
2058	0,8	0,1	0,5	366,6	69,8	0,190	43,5	4854,4	98,2	0,0	770,5	0,0	17,2
2059	0,8	0,1	0,5	367,4	70,0	0,191	43,6	4898,0	98,3	0,0	770,5	0,0	17,0
2060	0,7	0,1	0,5	368,1	70,1	0,191	43,8	4941,8	98,3	0,0	770,5	0,0	16,9
2061	0,7	0,1	0,5	368,8	70,3	0,192	43,8	4985,6	98,3	0,0	770,5	0,0	16,7
2062	0,7	0,1	0,5	369,6	70,4	0,192	44,0	5029,6	98,4	0,0	770,5	0,0	16,6
2063	0,7	0,1	0,5	370,3	70,5	0,192	44,1	5073,7	98,4	0,0	770,5	0,0	16,4
2064	0,7	0,1	0,4	371,0	70,7	0,193	44,4	5118,1	98,4	0,0	770,5	0,0	16,3
2065	0,7	0,1	0,4	371,6	70,8	0,193	44,4	5162,6	98,5	0,0	770,5	0,0	16,2
2066	0,7	0,1	0,4	372,3	70,9	0,193	44,6	5207,2	98,5	0,0	770,5	0,0	16,0
2067	0,6	0,1	0,4	372,9	71,0	0,194	31,7	5238,9	98,1	0,0	770,5	0,0	15,9
2068	0,6	0,1	0,4	373,5	71,1	0,194	32,0	5270,9	98,2	0,0	770,5	0,0	15,8
2069	0,6	0,1	0,4	374,1	71,3	0,194	32,1	5303,0	98,2	0,0	770,5	0,0	15,7
2070	0,5	0,1	0,3	374,6	71,3	0,195	25,7	5328,6	98,1	0,0	770,5	0,0	15,7
2071	0,4	0,1	0,3	374,9	71,4	0,195	21,2	5349,8	98,2	0,0	770,5	0,0	15,6
2072	0,2	0,0	0,2	375,2	71,5	0,195	11,4	5361,3	98,0	0,0	770,5	0,0	15,6

П.4.1.17 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	ЗБГС, ед.	ЗБС, 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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	6	6	0	293	0	0	0	0	0	0	7	7	0	94	17	1,3	26,7	112,8
2027	1	1	0	294	0	0	0	0	0	0	1	1	0	94	17	1,2	24,3	107,1
2028	4	4	0	298	0	0	0	0	0	0	1	0	1	98	16	1,1	23,3	111,2
2029	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	1	1	0	97	16	1,0	23,1	110,2
2030	0	0	0	298	0	0	1	0	0	0	0	0	0	98	16	0,9	22,6	109,3
2031	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	2	2	0	96	16	0,8	22,7	106,9
2032	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	16	0,8	22,3	113,3
2033	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	6	6	0	90	16	0,8	21,8	104,0
2034	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	4	4	0	86	16	0,7	21,1	94,5
2035	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	4	3	1	83	15	0,7	20,7	82,9
2036	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83	15	0,6	20,7	82,8
2037	0	0	0	298	0	0	1	0	0	0	2	2	0	82	15	0,6	20,5	81,8
2038	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	18	9	9	73	6	0,6	18,6	121,1
2039	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	3	3	0	70	6	0,6	17,3	56,2
2040	0	0	0	298	0	0	1	0	0	0	3	3	0	68	6	0,6	16,0	56,2
2041	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	7	7	0	61	6	0,6	16,6	56,2
2042	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	3	3	0	58	6	0,6	16,4	54,4
2043	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	4	4	0	54	6	0,5	16,6	25,5
2044	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	8	3	5	51	1	0,5	16,0	29,2
2045	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	4	4	0	47	1	0,5	16,6	29,2
2046	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	3	3	0	44	1	0,5	16,9	29,2
2047	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	10	10	0	34	1	0,5	19,7	24,5
2048	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	3	3	0	31	1	0,4	20,0	17,9
2049	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	9	9	0	22	1	0,3	17,8	16,0
2050	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	2	2	0	20	1	0,3	17,5	9,7
2051	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	1	1	0	19	1	0,3	18,0	9,7
2052	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	2	2	0	17	1	0,3	19,3	9,7
2053	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	1	1	0	16	1	0,3	20,1	9,7
2054	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	7	6	1	10	0	0,4	20,5	0,0
2055	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0,4	20,6	0,0
2056	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0,4	20,6	0,0
2057	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	1	1	0	9	0	0,4	19,9	0,0
2058	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0,4	19,9	0,0
2059	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	1	1	0	8	0	0,4	18,4	0,0
2060	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0,4	18,4	0,0
2061	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0,4	18,4	0,0
2062	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0,4	18,5	0,0
2063	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0,4	18,5	0,0
2064	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0,4	18,6	0,0
2065	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0,4	18,7	0,0
2066	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0,4	18,7	0,0
2067	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	1	1	0	7	0	0,4	16,1	0,0
2068	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0,4	16,2	0,0
2069	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0,4	16,2	0,0
2070	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	1	1	0	6	0	0,4	15,9	0,0
2071	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	1	1	0	5	0	0,4	16,4	0,0
2072	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	1	1	0	4	0	0,4	13,5	0,0
2073	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	2	2	0	2	0	0,4	10,6	0,0
2074	0	0	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0,4	10,6	0,0

П.4.1.18 - 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 воды, тыс.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2026	40,0	0,7	2,9	4501,2	77,2	0,218	833,6	113272,1	95,2	664,7	72073,8
2027	39,3	0,7	3,0	4540,5	77,8	0,220	792,8	114064,8	95,0	631,3	72705,1
2028	38,4	0,7	3,0	4578,9	78,5	0,222	794,7	114859,5	95,2	618,6	73323,6
2029	34,0	0,6	2,7	4612,9	79,1	0,224	778,6	115638,1	95,6	611,3	73934,9
2030	30,9	0,5	2,5	4643,8	79,6	0,225	776,4	116414,4	96,0	606,4	74541,3
2031	27,6	0,5	2,3	4671,4	80,1	0,226	755,0	117169,5	96,3	593,0	75134,3
2032	25,5	0,4	2,2	4696,9	80,5	0,228	743,2	117912,6	96,6	630,3	75764,5
2033	23,5	0,4	2,1	4720,4	80,9	0,229	681,2	118593,8	96,6	576,8	76341,4
2034	22,0	0,4	2,0	4742,3	81,3	0,230	628,5	119222,4	96,5	524,3	76865,7
2035	20,2	0,3	1,9	4762,5	81,7	0,231	596,6	119819,0	96,6	431,3	77296,9
2036	18,4	0,3	1,7	4780,9	82,0	0,232	598,1	120417,1	96,9	432,0	77729,0
2037	17,5	0,3	1,7	4798,4	82,3	0,233	590,2	121007,3	97,0	425,6	78154,5
2038	15,8	0,3	1,5	4814,2	82,5	0,233	471,6	121479,0	96,6	251,9	78406,4
2039	14,6	0,3	1,4	4828,8	82,8	0,234	420,7	121899,6	96,5	117,0	78523,4
2040	14,2	0,2	1,4	4843,0	83,0	0,235	383,0	122282,7	96,3	117,3	78640,7
2041	12,5	0,2	1,3	4855,5	83,3	0,235	351,9	122634,6	96,5	116,9	78757,6
2042	11,3	0,2	1,2	4866,8	83,4	0,236	329,9	122964,5	96,6	113,1	78870,7
2043	10,1	0,2	1,0	4876,9	83,6	0,236	311,6	123276,1	96,7	53,0	78923,6
2044	9,2	0,2	1,0	4886,1	83,8	0,237	283,2	123559,2	96,7	10,1	78933,8
2045	8,3	0,1	0,9	4894,4	83,9	0,237	269,9	123829,2	96,9	10,1	78943,9
2046	7,5	0,1	0,8	4901,9	84,0	0,238	257,1	124086,3	97,1	10,1	78954,0
2047	5,6	0,1	0,6	4907,5	84,1	0,238	231,7	124318,0	97,6	8,5	78962,5
2048	4,7	0,1	0,5	4912,2	84,2	0,238	215,3	124533,3	97,8	6,2	78968,7
2049	2,5	0,0	0,3	4914,7	84,3	0,238	135,5	124668,8	98,2	5,5	78974,3
2050	2,3	0,0	0,2	4917,0	84,3	0,238	121,3	124790,1	98,1	3,4	78977,7
2051	2,1	0,0	0,2	4919,0	84,3	0,238	118,7	124908,8	98,3	3,4	78981,0
2052	1,9	0,0	0,2	4920,9	84,4	0,238	114,2	125023,0	98,4	3,4	78984,4
2053	1,7	0,0	0,2	4922,6	84,4	0,239	111,6	125134,6	98,4	3,4	78987,8
2054	1,4	0,0	0,1	4924,0	84,4	0,239	71,3	125205,8	98,1	0,0	78987,8
2055	1,3	0,0	0,1	4925,3	84,4	0,239	71,3	125277,2	98,1	0,0	78987,8
2056	1,3	0,0	0,1	4926,6	84,5	0,239	71,6	125348,8	98,2	0,0	78987,8
2057	1,2	0,0	0,1	4927,8	84,5	0,239	62,1	125410,9	98,0	0,0	78987,8
2058	1,2	0,0	0,1	4929,0	84,5	0,239	62,2	125473,1	98,1	0,0	78987,8
2059	1,1	0,0	0,1	4930,2	84,5	0,239	50,9	125524,0	97,8	0,0	78987,8
2060	1,1	0,0	0,1	4931,3	84,6	0,239	51,2	125575,2	97,8	0,0	78987,8
2061	1,1	0,0	0,1	4932,4	84,6	0,239	51,2	125626,4	97,9	0,0	78987,8
2062	1,1	0,0	0,1	4933,5	84,6	0,239	51,3	125677,7	97,9	0,0	78987,8
2063	1,1	0,0	0,1	4934,5	84,6	0,239	51,5	125729,2	98,0	0,0	78987,8
2064	1,0	0,0	0,1	4935,6	84,6	0,239	51,7	125780,9	98,0	0,0	78987,8
2065	1,0	0,0	0,1	4936,6	84,6	0,239	51,8	125832,7	98,0	0,0	78987,8
2066	1,0	0,0	0,1	4937,6	84,7	0,239	51,9	125884,6	98,1	0,0	78987,8
2067	0,9	0,0	0,1	4938,5	84,7	0,239	39,1	125923,6	97,6	0,0	78987,8
2068	0,9	0,0	0,1	4939,4	84,7	0,239	39,3	125963,0	97,7	0,0	78987,8
2069	0,9	0,0	0,1	4940,3	84,7	0,239	39,4	126002,4	97,7	0,0	78987,8
2070	0,8	0,0	0,1	4941,1	84,7	0,239	33,0	126035,4	97,6	0,0	78987,8
2071	0,7	0,0	0,1	4941,8	84,7	0,239	28,5	126063,9	97,6	0,0	78987,8
2072	0,5	0,0	0,1	4942,3	84,7	0,239	18,8	126082,7	97,2	0,0	78987,8
2073	0,3	0,0	0,0	4942,6	84,7	0,240	7,3	126090,1	96,1	0,0	78987,8
2074	0,3	0,0	0,0	4942,9	84,7	0,240	7,3	126097,4	96,2	0,0	78987,8

П.4.1.19 - Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	2	2	0	18	0	0	0	0,4	0	0	1	1	0	3	0	4,4	15,7	0,0
2027	5	5	0	23	0	0	0	1,6	0	0	0	0	0	8	0	4,6	16,2	0,0
2028	6	6	0	29	0	0	0	2,9	0	0	0	0	0	14	0	5,1	16,5	0,0
2029	6	6	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	20	0	4,8	18,8	0,0
2030	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	20	0	4,2	22,5	0,0
2031	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	1	1	0	19	0	3,6	30,5	0,0
2032	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	3,0	37,6	0,0
2033	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	2,6	42,0	0,0
2034	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	2,3	42,0	0,0
2035	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	2,0	42,0	0,0
2036	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,8	42,0	0,0
2037	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,6	42,0	0,0
2038	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,5	42,0	0,0
2039	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,3	41,8	0,0
2040	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,2	41,4	0,0
2041	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,1	37,2	0,0
2042	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	0,9	33,5	0,0
2043	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	0,9	30,2	0,0
2044	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	0,8	27,1	0,0
2045	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	0,7	24,4	0,0
2046	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	0,6	22,0	0,0
2047	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	0,6	19,8	0,0
2048	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	2	2	0	17	0	0,5	18,1	0,0
2049	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	8	8	0	9	0	0,5	17,0	0,0
2050	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	3	3	0	6	0	0,4	16,8	0,0
2051	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	3	3	0	3	0	0,4	16,8	0,0

П. 4.1.20 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.$м^3$		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	3,2	1,0	1,2	61,0	19,4	0,017	11,4	2440,0	72,0	0,0	364,7	0,0	16,4
2027	5,5	1,8	2,2	66,5	21,2	0,019	19,3	2459,3	71,3	0,0	364,7	0,0	16,2
2028	15,2	4,8	6,1	81,7	26,0	0,023	49,0	2508,2	69,0	0,0	364,7	0,0	15,9
2029	24,1	7,7	10,4	105,8	33,7	0,030	94,4	2602,6	74,4	0,0	364,7	0,0	15,3
2030	29,2	9,3	14,0	135,0	43,0	0,039	156,3	2759,0	81,3	0,0	364,7	0,0	14,4
2031	23,5	7,5	13,1	158,5	50,4	0,045	200,7	2959,6	88,3	0,0	364,7	0,0	13,4
2032	19,6	6,2	12,6	178,1	56,7	0,051	248,3	3207,9	92,1	0,0	364,7	0,0	12,4
2033	16,8	5,4	12,4	194,9	62,0	0,056	276,9	3484,8	93,9	0,0	364,7	0,0	11,4
2034	15,1	4,8	12,6	209,9	66,8	0,060	276,9	3761,7	94,6	0,0	364,7	0,0	10,6
2035	13,5	4,3	12,9	223,4	71,1	0,064	276,9	4038,6	95,1	0,0	364,7	0,0	9,8
2036	12,1	3,9	13,4	235,5	75,0	0,067	277,7	4316,2	95,6	0,0	364,7	0,0	9,2
2037	10,8	3,4	13,8	246,4	78,4	0,071	276,9	4593,1	96,1	0,0	364,7	0,0	8,7
2038	9,7	3,1	14,3	256,1	81,5	0,073	276,9	4870,0	96,5	0,0	364,7	0,0	8,2
2039	8,7	2,8	14,9	264,7	84,3	0,076	275,3	5145,3	96,8	0,0	364,7	0,0	7,7
2040	7,8	2,5	15,8	272,5	86,7	0,078	273,3	5418,6	97,1	0,0	364,7	0,0	7,3
2041	7,0	2,2	16,7	279,5	89,0	0,080	245,3	5664,0	97,2	0,0	364,7	0,0	7,0
2042	6,2	2,0	18,0	285,7	90,9	0,082	220,8	5884,8	97,2	0,0	364,7	0,0	6,8
2043	5,6	1,8	19,7	291,4	92,7	0,083	198,7	6083,5	97,2	0,0	364,7	0,0	6,5
2044	5,0	1,6	22,1	296,4	94,3	0,085	179,3	6262,8	97,2	0,0	364,7	0,0	6,4
2045	4,5	1,4	25,3	300,9	95,8	0,086	161,0	6423,7	97,2	0,0	364,7	0,0	6,2
2046	4,1	1,3	30,5	305,0	97,1	0,087	144,9	6568,6	97,2	0,0	364,7	0,0	6,1

2047	3,6	1,2	39,3	308,6	98,2	0,088	130,4	6699,0	97,2	0,0	364,7	0,0	5,9
2048	3,0	0,9	52,8	311,6	99,2	0,089	107,1	6806,0	97,2	0,0	364,7	0,0	5,8
2049	1,4	0,5	54,3	313,0	99,6	0,090	52,9	6859,0	97,3	0,0	364,7	0,0	5,8
2050	0,8	0,3	69,4	313,8	99,9	0,090	35,0	6894,0	97,6	0,0	364,7	0,0	5,8
2051	0,4	0,1	104,1	314,2	100,0	0,090	17,5	6911,5	97,8	0,0	364,7	0,0	5,8

П.4.1.21 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	3	3	0	104	1	0	0	2,6	0	0	2	2	0	36	1	2,2	19,4	161,1
2027	0	0	0	104	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	36	1	1,9	17,5	163,3
2028	2	2	0	106	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	38	1	2,0	17,3	167,5
2029	0	0	0	106	0	0	0	3,1	0	0	1	1	0	37	1	1,9	17,4	167,0
2030	0	0	0	106	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	37	1	1,7	17,9	164,8
2031	0	0	0	107	1	0	0	3,1	0	0	0	0	0	38	1	1,5	18,3	167,1
2032	0	0	0	112	0	4	1	3,1	1	0	1	1	0	42	2	1,3	18,0	167,0
2033	0	0	0	116	3	1	0	3,1	0	0	3	3	0	43	2	1,2	17,8	169,1
2034	0	0	0	123	4	3	0	3,1	1	0	0	0	0	50	3	1,1	16,8	124,0
2035	0	0	0	125	2	0	0	3,1	0	0	3	2	1	50	2	1,0	16,8	165,8
2036	0	0	0	125	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	50	2	1,0	16,8	165,6
2037	0	0	0	127	1	1	0	3,1	0	0	2	2	0	50	2	0,9	16,9	166,4
2038	0	0	0	135	5	3	0	3,1	0	0	0	0	0	58	2	0,9	16,0	183,7
2039	0	0	0	136	1	0	0	3,1	0	0	3	3	0	56	2	0,8	15,2	168,5
2040	0	0	0	136	0	0	0	3,1	0	0	3	3	0	53	2	0,8	13,8	144,9
2041	0	0	0	136	0	0	0	3,1	0	0	2	2	0	51	2	0,8	13,9	140,1
2042	0	0	0	137	1	0	0	3,1	0	0	1	1	0	51	2	0,8	14,0	141,4
2043	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	1	1	0	50	2	0,7	14,3	141,0
2044	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	50	2	0,7	14,3	140,9
2045	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	1	1	0	49	2	0,7	14,5	140,1
2046	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	49	2	0,6	14,5	140,1
2047	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	9	9	0	40	2	0,6	15,4	121,5
2048	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	2	2	0	38	2	0,6	15,9	118,8
2049	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	7	7	0	31	2	0,5	11,0	67,1
2050	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	31	2	0,5	11,0	67,1
2051	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	31	2	0,4	11,0	67,1
2052	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	31	2	0,4	11,0	67,0
2053	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	1	1	0	30	2	0,4	11,0	64,9
2054	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	3	3	0	27	2	0,4	11,0	58,4
2055	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	3	3	0	24	2	0,4	11,0	51,9
2056	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	5	5	0	19	2	0,4	11,0	41,1
2057	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	1	1	0	18	2	0,4	11,0	38,9
2058	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	4	4	0	14	2	0,4	11,0	30,2
2059	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	3	3	0	11	2	0,4	11,0	23,8
2060	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	1	1	0	10	2	0,3	11,0	21,6
2061	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	2	2	0	8	2	0,3	11,0	17,3
2062	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	4	4	0	4	2	0,3	11,0	8,6
2063	0	0	0	137	0	0	0	3,1	0	0	3	3	0	1	2	0,3	11,0	2,2

П. 4.1.22 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.$м^3$		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	24,2	3,3	5,7	320,4	44,3	0,053	215,1	9663,2	88,8	55,9	5354,7	28,0	60,6
2027	24,3	3,4	6,1	344,8	47,7	0,057	218,1	9881,2	88,8	56,6	5411,3	28,0	59,9
2028	25,5	3,5	6,8	370,3	51,2	0,061	224,2	10105,4	88,6	58,2	5469,6	28,0	59,2

2029	24,1	3,3	6,8	394,3	54,6	0,065	223,1	10328,5	89,2	57,9	5527,5	28,0	58,5
2030	21,3	2,9	6,5	415,6	57,5	0,069	229,0	10557,5	90,7	57,2	5584,6	27,0	57,8
2031	19,3	2,7	6,3	434,9	60,2	0,072	241,6	10799,2	92,0	57,9	5642,6	26,0	57,1
2032	19,1	2,6	6,6	454,0	62,8	0,075	262,6	11061,8	92,7	116,1	5758,7	48,0	56,8
2033	18,5	2,6	6,9	472,5	65,4	0,078	265,4	11327,2	93,0	117,3	5875,9	48,0	56,6
2034	19,2	2,7	7,7	491,7	68,1	0,082	292,1	11619,3	93,4	129,0	6004,9	48,0	56,4
2035	18,2	2,5	7,9	509,9	70,6	0,085	290,8	11910,1	93,7	115,0	6119,9	43,0	56,1
2036	16,7	2,3	7,9	526,6	72,9	0,087	291,6	12201,8	94,3	115,2	6235,1	43,0	55,8
2037	16,0	2,2	8,2	542,6	75,1	0,090	292,3	12494,0	94,5	115,4	6350,5	43,0	55,5
2038	17,5	2,4	9,7	560,1	77,5	0,093	322,8	12816,8	94,6	127,4	6477,9	43,0	55,2
2039	16,5	2,3	10,2	576,6	79,8	0,096	295,9	13112,7	94,4	116,8	6594,7	43,0	54,9
2040	15,3	2,1	10,5	591,9	81,9	0,098	255,0	13367,7	94,0	100,8	6695,5	43,0	54,7
2041	14,2	2,0	10,8	606,1	83,9	0,101	246,0	13613,7	94,2	97,2	6792,7	43,0	54,5
2042	13,6	1,9	11,6	619,6	85,8	0,103	248,4	13862,1	94,5	98,1	6890,7	43,0	54,2
2043	12,7	1,8	12,3	632,3	87,5	0,105	247,9	14110,0	94,9	97,8	6988,5	43,0	54,0
2044	11,9	1,6	13,2	644,2	89,2	0,107	248,6	14358,6	95,2	98,0	7086,5	43,0	53,9
2045	11,1	1,5	14,2	655,3	90,7	0,109	246,6	14605,2	95,5	97,2	7183,7	43,0	53,7
2046	10,4	1,4	15,5	665,7	92,1	0,111	246,6	14851,8	95,8	97,1	7280,8	43,0	53,5
2047	8,5	1,2	14,9	674,2	93,3	0,112	213,9	15065,7	96,0	84,2	7365,1	43,0	53,3
2048	7,5	1,0	15,5	681,7	94,3	0,113	209,9	15275,6	96,4	82,6	7447,6	43,0	53,2
2049	5,2	0,7	12,8	686,9	95,1	0,114	118,1	15393,7	95,6	46,5	7494,2	43,0	53,1
2050	5,0	0,7	14,0	691,9	95,8	0,115	118,1	15511,8	95,8	46,5	7540,7	43,0	53,1
2051	4,7	0,7	15,4	696,6	96,4	0,116	118,1	15629,9	96,0	46,5	7587,2	43,0	53,0
2052	4,5	0,6	17,3	701,1	97,0	0,116	118,4	15748,3	96,2	46,6	7633,8	43,0	52,9
2053	4,2	0,6	19,4	705,2	97,6	0,117	114,3	15862,6	96,4	45,0	7678,8	43,0	52,8
2054	3,7	0,5	21,1	708,9	98,1	0,118	102,9	15965,5	96,5	40,5	7719,3	43,0	52,8
2055	3,2	0,4	23,2	712,0	98,6	0,118	91,4	16057,0	96,5	36,0	7755,2	43,0	52,7
2056	2,5	0,3	23,9	714,5	98,9	0,119	72,6	16129,5	96,6	28,6	7783,8	43,0	52,7
2057	2,3	0,3	28,5	716,8	99,2	0,119	68,6	16198,1	96,7	27,0	7810,7	43,0	52,6
2058	1,7	0,2	30,5	718,5	99,5	0,119	53,3	16251,5	96,7	21,0	7831,7	43,0	52,6
2059	1,3	0,2	34,0	719,9	99,6	0,120	41,9	16293,4	96,8	16,5	7848,2	43,0	52,6
2060	1,2	0,2	44,8	721,1	99,8	0,120	38,2	16331,6	96,9	15,0	7863,2	43,0	52,5
2061	0,9	0,1	62,1	722,0	99,9	0,120	30,5	16362,1	97,1	12,0	7875,2	43,0	52,5
2062	0,4	0,1	80,1	722,4	100,0	0,120	15,2	16377,3	97,1	6,0	7881,2	43,0	52,5
2063	0,1	0,0	98,9	722,5	100,0	0,120	3,8	16381,1	97,2	1,5	7882,7	43,0	52,5

П.4.1.23 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	3	3	0	10	1	0,7	34,5	63,0
2027	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	10	1	0,7	35,0	63,9
2028	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	10	1	0,6	35,0	63,8
2029	1	1	0	40	0	0	0	0,8	0	0	0	0	0	11	1	0,8	34,0	64,7
2030	0	0	0	40	0	0	0	0,8	0	0	0	0	0	11	1	1,1	33,3	67,1
2031	1	1	0	41	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	12	1	1,6	32,2	70,9
2032	0	0	0	43	0	1	1	1,2	0	0	0	0	0	14	1	1,4	30,3	77,7
2033	0	0	0	46	0	2	1	1,2	1	0	0	0	0	17	2	1,3	28,0	43,7
2034	0	0	0	48	0	2	0	1,2	0	0	0	0	0	19	2	1,2	26,7	46,5
2035	0	0	0	49	0	1	0	1,2	0	0	2	2	0	18	2	1,3	25,5	42,2
2036	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	18	2	1,3	25,5	42,2
2037	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	18	2	1,2	25,5	42,1
2038	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	18	2	1,2	25,5	42,1
2039	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	18	2	1,1	25,5	42,1
2040	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	18	2	1,1	25,5	42,1
2041	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	18	2	1,0	25,5	42,1

2042	0	0	0	50	1	0	0	1,2	0	0	2	2	0	17	2	1,0	24,2	37,7
2043	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	17	2	1,0	24,2	37,7
2044	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	2	2	0	15	2	1,0	23,0	31,7
2045	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	15	2	0,9	23,0	31,6
2046	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	15	2	0,9	23,0	31,6
2047	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	14	2	0,8	22,8	29,3
2048	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	13	2	0,8	21,8	26,0
2049	0	0	0	51	1	0	0	1,2	0	0	0	0	0	14	2	0,8	21,1	27,0
2050	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	13	2	0,8	20,1	23,9
2051	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	13	2	0,7	20,1	23,9
2052	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	13	2	0,7	20,1	23,9
2053	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	13	2	0,6	20,1	23,9
2054	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	12	2	0,6	17,3	19,0
2055	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	11	2	0,6	17,8	17,9
2056	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	10	2	0,6	18,4	16,9
2057	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	9	2	0,6	19,2	15,8
2058	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	9	2	0,6	19,2	15,8
2059	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	8	2	0,6	20,9	15,3
2060	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	8	2	0,5	20,9	15,2
2061	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	8	2	0,5	20,9	15,2
2062	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	8	2	0,4	20,9	15,2
2063	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	8	2	0,4	20,9	15,2
2064	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	7	2	0,4	23,0	14,7
2065	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	2	2	0	5	2	0,4	29,9	13,6
2066	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	5	2	0,4	29,9	13,6
2067	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	4	2	0,4	35,8	13,1
2068	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	3	2	0,5	43,9	12,0
2069	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	3	2	0,4	43,9	12,0
2070	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	3	2	0,4	43,9	12,0
2071	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	3	2	0,4	43,9	12,0
2072	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	2	2	0,3	35,8	6,5
2073	0	0	0	51	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	1	2	0,2	11,7	1,1

П. 4.1.24 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	2,5	0,9	1,5	120,1	42,0	0,126	119,7	4182,0	97,9	21,9	1414,7	20,0	37,0
2027	2,3	0,8	1,4	122,4	42,8	0,129	121,4	4303,3	98,1	22,1	1436,8	20,0	36,5
2028	2,1	0,7	1,3	124,5	43,5	0,131	121,7	4425,0	98,3	22,2	1459,0	20,0	36,1
2029	2,9	1,0	1,8	127,4	44,6	0,134	123,0	4548,0	97,6	22,5	1481,5	20,0	35,7
2030	4,2	1,5	2,6	131,6	46,0	0,138	127,2	4675,1	96,7	23,3	1504,8	20,0	35,2
2031	6,5	2,3	4,2	138,2	48,3	0,145	134,1	4809,2	95,1	24,6	1529,4	20,0	34,8
2032	7,0	2,4	4,7	145,2	50,8	0,152	147,3	4956,5	95,3	27,0	1556,4	20,0	34,4
2033	7,8	2,7	5,5	152,9	53,5	0,161	165,3	5121,8	95,3	30,3	1586,7	20,0	33,9
2034	8,2	2,9	6,2	161,2	56,4	0,169	176,0	5297,8	95,3	32,3	1619,0	20,0	33,4
2035	8,3	2,9	6,6	169,4	59,2	0,178	159,3	5457,2	94,8	29,2	1648,2	20,0	33,0
2036	8,0	2,8	6,9	177,5	62,0	0,186	159,8	5616,9	95,0	29,3	1677,5	20,0	32,7
2037	7,8	2,7	7,2	185,2	64,8	0,195	159,3	5776,3	95,1	29,2	1706,8	20,0	32,3
2038	7,5	2,6	7,4	192,7	67,4	0,202	159,3	5935,6	95,3	29,2	1736,0	20,0	32,0
2039	7,1	2,5	7,7	199,8	69,9	0,210	159,3	6094,9	95,5	29,2	1765,2	20,0	31,7
2040	6,7	2,4	7,8	206,6	72,2	0,217	159,8	6254,7	95,8	29,3	1794,5	20,0	31,4
2041	6,3	2,2	7,9	212,8	74,4	0,224	159,3	6414,0	96,1	29,2	1823,6	20,0	31,1
2042	6,1	2,1	8,4	219,0	76,6	0,230	142,6	6556,6	95,7	26,1	1849,8	20,0	30,8
2043	5,7	2,0	8,4	224,6	78,5	0,236	142,6	6699,2	96,0	26,1	1875,9	20,0	30,6
2044	5,2	1,8	8,5	229,8	80,4	0,241	120,1	6819,3	95,7	22,0	1897,9	20,0	30,4
2045	4,8	1,7	8,5	234,6	82,0	0,246	119,7	6939,1	96,0	21,9	1919,8	20,0	30,3
2046	4,4	1,6	8,6	239,0	83,6	0,251	119,7	7058,8	96,3	21,9	1941,8	20,0	30,1
2047	4,1	1,4	8,7	243,1	85,0	0,255	110,9	7169,7	96,3	20,3	1962,1	20,0	29,9

2048	3,8	1,3	8,8	246,9	86,3	0,259	98,6	7268,3	96,2	18,1	1980,1	20,0	29,8
2049	3,8	1,3	9,8	250,7	87,7	0,263	102,4	7370,8	96,3	18,8	1998,9	20,0	29,7
2050	3,5	1,2	10,0	254,3	88,9	0,267	90,5	7461,3	96,1	16,6	2015,4	20,0	29,5
2051	3,3	1,1	10,3	257,5	90,0	0,271	90,5	7551,8	96,4	16,6	2032,0	20,0	29,4
2052	3,1	1,1	10,7	260,6	91,1	0,274	90,8	7642,6	96,6	16,6	2048,6	20,0	29,3
2053	2,8	1,0	11,1	263,4	92,1	0,277	90,5	7733,1	96,9	16,6	2065,2	20,0	29,2
2054	2,6	0,9	11,4	266,0	93,0	0,279	72,0	7805,1	96,4	13,2	2078,4	20,0	29,1
2055	2,3	0,8	11,7	268,3	93,8	0,282	67,9	7873,1	96,6	12,4	2090,8	20,0	29,0
2056	2,1	0,7	12,0	270,5	94,6	0,284	64,0	7937,1	96,7	11,7	2102,5	20,0	29,0
2057	1,9	0,7	12,3	272,4	95,2	0,286	59,8	7996,9	96,8	10,9	2113,4	20,0	28,9
2058	1,8	0,6	12,9	274,1	95,8	0,288	59,8	8056,7	97,1	10,9	2124,4	20,0	28,8
2059	1,6	0,5	13,2	275,7	96,4	0,290	57,9	8114,6	97,3	10,6	2135,0	20,0	28,8
2060	1,4	0,5	14,0	277,1	96,9	0,291	58,0	8172,7	97,5	10,6	2145,6	20,0	28,7
2061	1,3	0,5	15,0	278,5	97,4	0,293	57,9	8230,5	97,7	10,6	2156,1	20,0	28,6
2062	1,2	0,4	16,3	279,7	97,8	0,294	57,9	8288,4	97,9	10,6	2166,7	20,0	28,6
2063	1,1	0,4	18,1	280,8	98,2	0,295	57,9	8346,3	98,0	10,6	2177,2	20,0	28,5
2064	1,0	0,3	19,2	281,8	98,5	0,296	56,0	8402,3	98,2	10,2	2187,5	20,0	28,5
2065	0,8	0,3	18,6	282,6	98,8	0,297	51,8	8454,0	98,5	9,4	2196,9	20,0	28,4
2066	0,7	0,3	21,1	283,3	99,1	0,298	51,8	8505,8	98,6	9,4	2206,3	20,0	28,4
2067	0,6	0,2	21,9	283,9	99,3	0,298	49,7	8555,5	98,8	9,1	2215,4	20,0	28,3
2068	0,5	0,2	23,7	284,4	99,4	0,299	45,8	8601,3	98,9	8,3	2223,7	20,0	28,3
2069	0,5	0,2	28,3	284,9	99,6	0,299	45,7	8647,0	99,0	8,3	2232,0	20,0	28,2
2070	0,4	0,1	36,7	285,3	99,7	0,300	45,7	8692,6	99,1	8,3	2240,4	20,0	28,2
2071	0,4	0,1	53,5	285,7	99,9	0,300	45,7	8738,3	99,2	8,3	2248,7	20,0	28,1
2072	0,2	0,1	67,0	285,9	100,0	0,300	24,9	8763,2	99,1	4,5	2253,2	20,0	28,1
2073	0,1	0,0	62,2	286,0	100,0	0,300	4,1	8767,3	98,3	0,7	2254,0	20,0	28,1

П.4.1.25 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	4	4	0	22	6	0,6	40,1	134,1
2027	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,5	34,7	116,0
2028	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,4	32,7	109,3
2029	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,4	32,2	107,7
2030	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,3	31,8	106,1
2031	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	21	6	0,3	31,6	100,7
2032	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	21	6	0,3	31,2	99,3
2033	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	5	5	0	16	6	0,3	31,5	76,4
2034	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	6	6	0	10	6	0,2	33,1	50,3
2035	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	10	6	0,2	33,1	50,3
2036	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	10	6	0,2	33,1	50,1
2037	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	9	6	0,2	34,9	47,6

П. 4.1.26 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.$м^3$		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	4,6	0,3	17,9	1423,2	98,5	0,424	306,1	39765,4	98,5	279,1	21863,3	100,0	60,1
2027	3,5	0,2	16,7	1426,7	98,8	0,425	264,8	40030,2	98,7	241,3	22104,7	100,0	60,3
2028	3,2	0,2	18,2	1429,9	99,0	0,426	250,2	40280,4	98,7	228,0	22332,7	100,0	60,6
2029	2,9	0,2	20,0	1432,7	99,2	0,427	245,9	40526,3	98,8	224,0	22556,7	100,0	60,8
2030	2,6	0,2	22,6	1435,3	99,4	0,427	242,2	40768,5	98,9	220,7	22777,4	100,0	61,0
2031	2,2	0,2	25,3	1437,6	99,5	0,428	230,1	40998,6	99,0	209,6	22987,0	100,0	61,3
2032	2,0	0,1	30,8	1439,6	99,7	0,429	227,5	41226,1	99,1	207,2	23194,2	100,0	61,5
2033	1,5	0,1	31,8	1441,1	99,8	0,429	174,6	41400,8	99,2	159,0	23353,2	100,0	61,6

2034	0,8	0,1	25,6	1441,9	99,8	0,429	114,9	41515,7	99,3	104,6	23457,8	100,0	61,7
2035	0,7	0,1	31,1	1442,6	99,9	0,430	114,9	41630,6	99,4	104,6	23562,4	100,0	61,9
2036	0,7	0,0	41,0	1443,3	99,9	0,430	114,9	41745,6	99,4	104,6	23667,0	100,0	62,0
2037	0,6	0,0	59,1	1443,8	100,0	0,430	108,9	41854,5	99,5	99,1	23766,1	100,0	62,1

П.4.1.27 - Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	125	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	3	9	0,8	43,2	85,5
2027	0	0	0	125	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	9	0,7	43,8	86,6
2028	0	0	0	125	0	0	0	0,0	0	0	1	0	1	3	8	0,6	43,8	97,4
2029	0	0	0	125	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	8	0,5	43,8	97,3
2030	1	1	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	1,6	38,5	103,1
2031	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	2,1	37,0	111,2
2032	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	2,1	39,0	117,0
2033	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	2,0	42,0	125,7
2034	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	2,0	46,3	138,4
2035	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	8	1,9	46,3	138,4
2036	0	0	0	127	0	1	0	0,5	0	0	0	0	0	5	8	1,6	39,6	147,9
2037	0	0	0	127	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	5	8	1,5	39,6	147,7
2038	0	0	0	127	0	0	0	0,5	0	0	4	1	3	4	5	1,6	40,4	193,2
2039	0	0	0	127	0	0	0	0,5	0	0	1	1	0	3	5	2,0	32,0	115,2
2040	0	0	0	128	1	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	5	1,6	27,2	130,5
2041	0	0	0	129	1	0	0	0,5	0	0	0	0	0	5	5	1,4	24,3	145,7
2042	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	5	5	1,3	24,3	145,5
2043	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	1	1	0	4	5	1,4	23,0	110,7
2044	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	5	1,3	23,0	110,6
2045	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	5	1,2	23,0	110,4
2046	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	5	1,1	23,0	110,3
2047	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	5	1,0	23,0	110,2
2048	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	5	0,9	23,0	110,0
2049	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	1	1	0	3	5	1,0	26,4	94,8
2050	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	3	5	0,9	26,4	94,7
2051	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	3	5	0,8	26,4	94,6
2052	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	3	5	0,8	26,4	94,5
2053	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	3	5	0,7	26,4	94,5
2054	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	3	5	0,6	26,4	94,4
2055	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	1	1	0	2	5	0,6	33,3	79,1
2056	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	0,6	33,3	79,1
2057	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	0,5	33,3	79,0
2058	0	0	0	129	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	0,5	33,3	79,0

П. 4.1.28 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по V объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	0,8	0,0	1,6	1694,4	97,1	0,544	44,9	38301,4	98,3	266,8	39645,0	650,0	112,5
2027	0,7	0,0	1,4	1695,1	97,2	0,544	45,5	38346,9	98,5	270,3	39915,3	650,0	113,1
2028	0,6	0,0	1,2	1695,7	97,2	0,544	45,7	38392,6	98,7	270,9	40186,2	650,0	113,7
2029	0,5	0,0	1,1	1696,3	97,3	0,545	45,5	38438,2	98,8	270,0	40456,2	650,0	114,4
2030	2,0	0,1	4,1	1698,2	97,4	0,545	47,9	38486,0	95,9	286,1	40742,3	650,0	115,0
2031	2,9	0,2	6,4	1701,2	97,5	0,546	51,4	38537,4	94,3	308,5	41050,8	650,0	115,8
2032	2,9	0,2	6,7	1704,0	97,7	0,547	54,3	38591,7	94,7	325,6	41376,4	650,0	116,5
2033	2,8	0,2	7,0	1706,8	97,9	0,548	58,2	38649,9	95,2	348,6	41725,0	650,0	117,3
2034	2,7	0,2	7,3	1709,6	98,0	0,549	64,2	38714,1	95,7	383,9	42108,9	650,0	118,2

2035	2,7	0,2	7,7	1712,3	98,2	0,550	64,2	38778,3	95,8	383,9	42492,8	650,0	119,1
2036	2,8	0,2	8,7	1715,0	98,3	0,551	68,8	38847,2	96,0	411,3	42904,0	650,0	120,0
2037	2,5	0,1	8,6	1717,5	98,5	0,551	68,6	38915,8	96,3	409,8	43313,8	650,0	120,9
2038	2,3	0,1	8,5	1719,8	98,6	0,552	56,0	38971,8	95,9	334,9	43648,7	650,0	121,7
2039	2,0	0,1	8,4	1721,9	98,7	0,553	33,2	39005,1	93,8	199,8	43848,5	650,0	122,2
2040	2,2	0,1	9,8	1724,1	98,8	0,554	37,8	39042,9	94,2	226,8	44075,3	650,0	122,7
2041	2,3	0,1	11,7	1726,4	99,0	0,554	42,1	39085,0	94,4	252,6	44327,9	650,0	123,2
2042	2,2	0,1	12,2	1728,6	99,1	0,555	42,1	39127,0	94,8	252,3	44580,3	650,0	123,8
2043	2,0	0,1	12,7	1730,6	99,2	0,556	31,9	39159,0	93,8	192,0	44772,3	650,0	124,2
2044	1,8	0,1	13,4	1732,4	99,3	0,556	32,0	39191,0	94,3	192,3	44964,5	650,0	124,7
2045	1,7	0,1	14,0	1734,0	99,4	0,557	31,9	39222,9	94,8	191,5	45156,0	650,0	125,1
2046	1,5	0,1	14,8	1735,5	99,5	0,557	31,9	39254,9	95,3	191,2	45347,2	650,0	125,5
2047	1,4	0,1	15,8	1736,9	99,6	0,558	31,9	39286,8	95,7	191,0	45538,2	650,0	126,0
2048	1,2	0,1	17,1	1738,2	99,7	0,558	32,0	39318,9	96,1	191,3	45729,5	650,0	126,4
2049	1,0	0,1	17,1	1739,2	99,7	0,558	27,5	39346,4	96,2	164,3	45893,7	650,0	126,7
2050	0,9	0,1	18,8	1740,1	99,8	0,559	27,5	39373,9	96,6	164,1	46057,9	650,0	127,1
2051	0,9	0,0	21,2	1741,0	99,8	0,559	27,5	39401,4	96,9	164,0	46221,9	650,0	127,5
2052	0,8	0,0	24,6	1741,8	99,9	0,559	27,6	39429,0	97,1	164,3	46386,2	650,0	127,8
2053	0,7	0,0	29,7	1742,5	99,9	0,559	27,5	39456,5	97,4	163,8	46550,0	650,0	128,2
2054	0,7	0,0	38,7	1743,2	99,9	0,560	27,5	39484,0	97,6	163,7	46713,6	650,0	128,6
2055	0,4	0,0	42,7	1743,6	100,0	0,560	23,1	39507,1	98,1	137,2	46850,8	650,0	128,9
2056	0,4	0,0	67,6	1744,0	100,0	0,560	23,2	39530,2	98,3	137,5	46988,2	650,0	129,2
2057	0,4	0,0	188,0	1744,4	100,0	0,560	23,1	39553,3	98,4	137,0	47125,3	650,0	129,5
2058	0,3	0,0	-194,5	1744,7	100,0	0,560	23,1	39576,4	98,6	137,0	47262,2	650,0	129,8

П.4.1.29 - Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,5	51,6	0,0
2027	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,5	43,1	0,0
2028	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,4	38,0	0,0
2029	0	0	0	22	0	1	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,6	22,6	0,0
2030	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,6	20,8	0,0
2031	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,6	19,2	0,0
2032	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,6	17,8	0,0
2033	0	0	0	23	1	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	0,7	15,7	0,0
2034	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	0,7	15,7	0,0
2035	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	0,6	15,7	0,0
2036	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	0,6	15,7	0,0
2037	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	0,6	15,7	0,0
2038	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	0,6	15,7	0,0
2039	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	0,5	15,7	0,0
2040	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	4	0	0,5	15,7	0,0
2041	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	3	0	0,6	13,8	0,0
2042	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,6	13,8	0,0
2043	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,5	13,8	0,0
2044	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,5	13,8	0,0
2045	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,5	13,8	0,0
2046	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,4	13,8	0,0
2047	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,4	13,8	0,0
2048	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,4	13,8	0,0
2049	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,3	13,8	0,0
2050	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,3	13,8	0,0
2051	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,3	13,8	0,0
2052	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,3	13,8	0,0

2053	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,3	13,8	0,0
2054	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,2	13,8	0,0
2055	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,2	13,8	0,0
2056	0	0	0	23	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,2	13,8	0,0

П. 4.1.30 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VI объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	0,3	0,1	2,1	317,9	95,2	0,514	35,8	9307,2	99,1	0,0	614,2	0,0	7,2
2027	0,3	0,1	2,0	318,2	95,3	0,515	29,9	9337,1	98,9	0,0	614,2	0,0	7,2
2028	0,3	0,1	2,0	318,5	95,4	0,515	26,4	9363,5	98,8	0,0	614,2	0,0	7,2
2029	0,6	0,2	4,2	319,2	95,6	0,516	23,5	9387,1	97,3	0,0	614,2	0,0	7,1
2030	0,6	0,2	4,3	319,8	95,8	0,517	21,6	9408,7	97,1	0,0	614,2	0,0	7,1
2031	0,6	0,2	4,3	320,4	96,0	0,518	20,0	9428,7	97,0	0,0	614,2	0,0	7,1
2032	0,6	0,2	4,4	321,0	96,2	0,519	18,5	9447,2	96,8	0,0	614,2	0,0	7,1
2033	0,9	0,3	7,3	321,9	96,4	0,521	21,7	9468,9	95,7	0,0	614,2	0,0	7,1
2034	0,9	0,3	7,6	322,8	96,7	0,522	21,7	9490,6	95,8	0,0	614,2	0,0	7,1
2035	0,9	0,3	8,1	323,7	97,0	0,524	21,7	9512,3	95,9	0,0	614,2	0,0	7,0
2036	0,9	0,3	8,7	324,6	97,2	0,525	21,8	9534,1	96,0	0,0	614,2	0,0	7,0
2037	0,8	0,2	9,0	325,4	97,5	0,527	21,7	9555,8	96,2	0,0	614,2	0,0	7,0
2038	0,8	0,2	9,5	326,2	97,7	0,528	21,7	9577,5	96,4	0,0	614,2	0,0	7,0
2039	0,8	0,2	10,0	327,0	98,0	0,529	21,7	9599,3	96,5	0,0	614,2	0,0	7,0
2040	0,7	0,2	10,6	327,7	98,2	0,530	21,8	9621,0	96,7	0,0	614,2	0,0	7,0
2041	0,7	0,2	10,7	328,4	98,4	0,531	14,3	9635,4	95,4	0,0	614,2	0,0	7,0
2042	0,6	0,2	11,1	329,0	98,6	0,532	14,3	9649,7	95,8	0,0	614,2	0,0	6,9
2043	0,6	0,2	11,6	329,5	98,7	0,533	14,3	9664,0	96,1	0,0	614,2	0,0	6,9
2044	0,5	0,2	12,2	330,0	98,9	0,534	14,4	9678,4	96,4	0,0	614,2	0,0	6,9
2045	0,5	0,1	12,8	330,5	99,0	0,535	14,3	9692,8	96,7	0,0	614,2	0,0	6,9
2046	0,4	0,1	13,6	331,0	99,2	0,535	14,3	9707,1	96,9	0,0	614,2	0,0	6,9
2047	0,4	0,1	14,6	331,4	99,3	0,536	14,3	9721,4	97,1	0,0	614,2	0,0	6,9
2048	0,4	0,1	16,0	331,8	99,4	0,537	14,4	9735,8	97,3	0,0	614,2	0,0	6,9
2049	0,4	0,1	17,6	332,1	99,5	0,537	14,3	9750,2	97,5	0,0	614,2	0,0	6,9
2050	0,3	0,1	19,6	332,5	99,6	0,538	14,3	9764,5	97,7	0,0	614,2	0,0	6,9
2051	0,3	0,1	22,8	332,8	99,7	0,538	14,3	9778,8	97,9	0,0	614,2	0,0	6,9
2052	0,3	0,1	27,5	333,0	99,8	0,539	14,4	9793,2	98,0	0,0	614,2	0,0	6,8
2053	0,3	0,1	35,1	333,3	99,9	0,539	14,3	9807,6	98,2	0,0	614,2	0,0	6,8
2054	0,2	0,1	49,8	333,6	99,9	0,540	14,3	9821,9	98,3	0,0	614,2	0,0	6,8
2055	0,2	0,1	92,5	333,8	100,0	0,540	14,3	9836,2	98,4	0,0	614,2	0,0	6,8
2056	0,2	0,1	1137,2	334,0	100,1	0,540	14,4	9850,6	98,5	0,0	614,2	0,0	6,8

П.4.1.31 - Характеристика основного фонда скважин VII объекта. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м^3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,9	18,3	0,0
2027	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	1,4	18,0	0,0
2028	0	0	0	21	0	2	1	1,4	0	0	0	0	0	6	0	1,1	15,6	0,0
2029	0	0	0	23	0	2	0	1,4	0	0	0	0	0	8	0	1,0	15,0	0,0
2030	0	0	0	23	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	8	0	1,0	15,0	0,0
2031	0	0	0	23	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	8	0	0,9	15,0	0,0
2032	0	0	0	23	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	8	0	0,9	15,0	0,0
2033	0	0	0	25	2	0	0	1,4	0	0	0	0	0	10	0	0,9	14,6	0,0
2034	0	0	0	28	2	1	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,9	14,3	0,0
2035	0	0	0	28	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,9	14,3	0,0
2036	0	0	0	28	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,9	14,3	0,0

2037	0	0	0	28	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,9	14,3	0,0
2038	0	0	0	29	1	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,9	14,2	0,0
2039	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,9	14,2	0,0
2040	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,9	14,2	0,0
2041	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,9	14,2	0,0
2042	0	0	0	30	1	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,9	14,1	0,0
2043	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,9	14,1	0,0
2044	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2045	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2046	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2047	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2048	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2049	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2050	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2051	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2052	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2053	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2054	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	14,1	0,0
2055	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	14,1	0,0
2056	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	14,1	0,0
2057	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	14,1	0,0
2058	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	14,1	0,0
2059	0	0	0	31	1	0	0	1,4	0	0	1	1	0	15	0	0,8	12,8	0,0
2060	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	12,8	0,0
2061	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	12,8	0,0
2062	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	12,8	0,0
2063	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	12,8	0,0
2064	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	12,8	0,0
2065	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	12,8	0,0
2066	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	12,8	0,0
2067	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	12,8	0,0
2068	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	12,8	0,0
2069	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,6	12,8	0,0
2070	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,6	12,8	0,0
2071	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,6	12,8	0,0
2072	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,6	12,8	0,0
2073	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,6	12,8	0,0
2074	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,6	12,8	0,0
2075	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	2	2	0	13	0	0,6	13,1	0,0
2076	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,5	13,1	0,0
2077	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,5	13,1	0,0
2078	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,5	13,1	0,0
2079	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,5	13,1	0,0
2080	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,5	13,1	0,0
2081	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,4	13,1	0,0
2082	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,4	13,1	0,0
2083	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,4	13,1	0,0
2084	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,4	13,1	0,0
2085	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,4	13,1	0,0
2086	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,4	13,1	0,0
2087	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,4	13,1	0,0
2088	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,3	13,1	0,0
2089	0	0	0	31	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	13	0	0,3	13,1	0,0

П. 4.1.32 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VII объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	0,9	0,2	0,4	257,6	55,7	0,223	19,1	6790,6	95,3	0,0	2005,4	0,0	32,1
2027	1,5	0,3	0,7	259,1	56,0	0,224	18,7	6809,3	92,1	0,0	2005,4	0,0	32,0
2028	2,3	0,5	1,1	261,4	56,5	0,226	32,5	6841,8	92,9	0,0	2005,4	0,0	31,8
2029	2,8	0,6	1,4	264,2	57,1	0,229	41,5	6883,3	93,2	0,0	2005,4	0,0	31,6
2030	2,6	0,6	1,3	266,9	57,7	0,231	41,5	6924,8	93,6	0,0	2005,4	0,0	31,4
2031	2,5	0,5	1,3	269,4	58,2	0,233	41,5	6966,3	94,0	0,0	2005,4	0,0	31,2
2032	2,5	0,5	1,3	271,8	58,8	0,235	41,6	7008,0	94,0	0,0	2005,4	0,0	31,1
2033	3,2	0,7	1,7	275,0	59,5	0,238	50,6	7058,6	93,8	0,0	2005,4	0,0	30,8
2034	4,2	0,9	2,2	279,2	60,4	0,242	64,3	7122,9	93,5	0,0	2005,4	0,0	30,5
2035	4,2	0,9	2,3	283,4	61,3	0,245	64,3	7187,2	93,5	0,0	2005,4	0,0	30,3
2036	4,1	0,9	2,3	287,5	62,2	0,249	64,5	7251,7	93,6	0,0	2005,4	0,0	30,0
2037	4,1	0,9	2,3	291,5	63,0	0,252	64,3	7316,0	93,7	0,0	2005,4	0,0	29,7
2038	4,4	0,9	2,6	295,9	64,0	0,256	68,9	7384,8	93,7	0,0	2005,4	0,0	29,5
2039	4,3	0,9	2,6	300,2	64,9	0,260	68,9	7453,7	93,7	0,0	2005,4	0,0	29,2
2040	4,3	0,9	2,6	304,5	65,8	0,264	69,0	7522,7	93,8	0,0	2005,4	0,0	28,9
2041	4,2	0,9	2,7	308,7	66,7	0,267	68,9	7591,6	93,9	0,0	2005,4	0,0	28,6
2042	4,5	1,0	2,9	313,2	67,7	0,271	73,4	7665,0	93,8	0,0	2005,4	0,0	28,4
2043	4,5	1,0	3,0	317,7	68,7	0,275	73,4	7738,4	93,9	0,0	2005,4	0,0	28,1
2044	4,4	1,0	3,1	322,1	69,6	0,279	73,6	7812,0	94,0	0,0	2005,4	0,0	27,8
2045	4,4	0,9	3,1	326,4	70,6	0,283	73,4	7885,5	94,1	0,0	2005,4	0,0	27,6
2046	4,3	0,9	3,2	330,7	71,5	0,286	73,4	7958,9	94,1	0,0	2005,4	0,0	27,3
2047	4,2	0,9	3,2	335,0	72,4	0,290	73,4	8032,3	94,2	0,0	2005,4	0,0	27,1
2048	4,2	0,9	3,3	339,2	73,3	0,294	73,6	8105,9	94,3	0,0	2005,4	0,0	26,8
2049	4,1	0,9	3,4	343,3	74,2	0,297	73,4	8179,3	94,4	0,0	2005,4	0,0	26,6
2050	4,1	0,9	3,4	347,4	75,1	0,301	73,4	8252,7	94,4	0,0	2005,4	0,0	26,3
2051	4,0	0,9	3,5	351,4	76,0	0,304	73,4	8326,1	94,5	0,0	2005,4	0,0	26,1
2052	4,0	0,9	3,6	355,4	76,8	0,308	73,6	8399,8	94,6	0,0	2005,4	0,0	25,9
2053	3,9	0,8	3,7	359,3	77,7	0,311	73,4	8473,2	94,7	0,0	2005,4	0,0	25,7
2054	3,9	0,8	3,7	363,2	78,5	0,314	73,4	8546,6	94,7	0,0	2005,4	0,0	25,4
2055	3,8	0,8	3,8	367,0	79,3	0,318	73,4	8620,0	94,8	0,0	2005,4	0,0	25,2
2056	3,8	0,8	3,9	370,8	80,2	0,321	73,6	8693,6	94,9	0,0	2005,4	0,0	25,0
2057	3,7	0,8	4,0	374,5	81,0	0,324	73,4	8767,0	95,0	0,0	2005,4	0,0	24,8
2058	3,7	0,8	4,2	378,1	81,8	0,327	73,4	8840,5	95,0	0,0	2005,4	0,0	24,6
2059	3,9	0,8	4,7	382,0	82,6	0,331	66,6	8907,0	94,1	0,0	2005,4	0,0	24,4
2060	3,9	0,8	4,8	385,9	83,4	0,334	66,8	8973,8	94,2	0,0	2005,4	0,0	24,2
2061	3,8	0,8	5,0	389,7	84,3	0,337	66,6	9040,4	94,3	0,0	2005,4	0,0	24,0
2062	3,8	0,8	5,2	393,5	85,1	0,341	66,6	9107,0	94,3	0,0	2005,4	0,0	23,9
2063	3,7	0,8	5,4	397,2	85,9	0,344	66,6	9173,6	94,4	0,0	2005,4	0,0	23,7
2064	3,7	0,8	5,6	400,9	86,7	0,347	66,8	9240,4	94,5	0,0	2005,4	0,0	23,5
2065	3,6	0,8	5,8	404,5	87,5	0,350	66,6	9306,9	94,6	0,0	2005,4	0,0	23,3
2066	3,5	0,8	6,1	408,0	88,2	0,353	66,6	9373,5	94,7	0,0	2005,4	0,0	23,2
2067	3,5	0,8	6,4	411,5	89,0	0,356	66,6	9440,1	94,7	0,0	2005,4	0,0	23,0
2068	3,5	0,7	6,8	415,0	89,7	0,359	66,8	9506,9	94,8	0,0	2005,4	0,0	22,9
2069	3,4	0,7	7,1	418,4	90,5	0,362	66,6	9573,5	94,9	0,0	2005,4	0,0	22,7
2070	3,3	0,7	7,4	421,6	91,2	0,365	66,6	9640,1	95,1	0,0	2005,4	0,0	22,5
2071	3,2	0,7	7,8	424,8	91,9	0,368	66,6	9706,7	95,2	0,0	2005,4	0,0	22,4
2072	3,1	0,7	8,3	427,9	92,5	0,370	66,8	9773,4	95,3	0,0	2005,4	0,0	22,2
2073	3,0	0,7	8,8	431,0	93,2	0,373	66,6	9840,0	95,4	0,0	2005,4	0,0	22,1
2074	3,0	0,6	9,4	433,9	93,8	0,376	66,6	9906,6	95,6	0,0	2005,4	0,0	21,9
2075	2,6	0,6	9,0	436,5	94,4	0,378	59,3	9965,9	95,7	0,0	2005,4	0,0	21,8
2076	2,5	0,5	9,5	439,0	94,9	0,380	59,4	10025,3	95,8	0,0	2005,4	0,0	21,7
2077	2,4	0,5	10,1	441,4	95,4	0,382	59,3	10084,5	96,0	0,0	2005,4	0,0	21,5
2078	2,3	0,5	10,9	443,7	95,9	0,384	59,3	10143,8	96,1	0,0	2005,4	0,0	21,4
2079	2,2	0,5	11,7	445,9	96,4	0,386	59,3	10203,1	96,3	0,0	2005,4	0,0	21,3
2080	2,1	0,5	12,7	448,0	96,9	0,388	59,4	10262,5	96,4	0,0	2005,4	0,0	21,2

2081	2,0	0,4	13,9	450,0	97,3	0,390	59,3	10321,7	96,6	0,0	2005,4	0,0	21,1
2082	1,9	0,4	15,5	451,9	97,7	0,391	59,3	10381,0	96,7	0,0	2005,4	0,0	20,9
2083	1,9	0,4	17,6	453,8	98,1	0,393	59,3	10440,2	96,9	0,0	2005,4	0,0	20,8
2084	1,8	0,4	20,7	455,6	98,5	0,394	59,4	10499,7	97,0	0,0	2005,4	0,0	20,7
2085	1,7	0,4	25,0	457,3	98,9	0,396	59,3	10558,9	97,1	0,0	2005,4	0,0	20,6
2086	1,7	0,4	32,0	459,0	99,2	0,397	59,3	10618,2	97,2	0,0	2005,4	0,0	20,5
2087	1,6	0,3	45,1	460,6	99,6	0,399	59,3	10677,4	97,3	0,0	2005,4	0,0	20,4
2088	1,5	0,3	79,1	462,1	99,9	0,400	59,4	10736,8	97,4	0,0	2005,4	0,0	20,2
2089	1,5	0,3	364,6	463,6	100,2	0,401	59,3	10796,1	97,5	0,0	2005,4	0,0	20,1

П.4.1.33 - Характеристика основного фонда скважин VIII объекта. Вариант 2 (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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	33	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	11	0	0,6	16,2	0,0
2027	0	0	0	33	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	10	0	0,6	16,5	0,0
2028	1	1	0	34	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	11	0	1,3	16,2	0,0
2029	0	0	0	34	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	11	0	1,2	16,9	0,0
2030	0	0	0	34	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	11	0	1,2	17,9	0,0
2031	0	0	0	36	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	13	0	1,2	18,8	0,0
2032	0	0	0	38	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	15	0	1,1	20,1	0,0
2033	0	0	0	40	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	17	0	1,0	19,6	0,0
2034	0	0	0	42	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	19	0	1,0	19,2	0,0
2035	0	0	0	44	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	21	0	1,0	18,8	0,0
2036	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,9	18,8	0,0
2037	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,9	18,8	0,0
2038	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,9	18,9	0,0
2039	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,8	18,9	0,0
2040	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,8	18,9	0,0
2041	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,8	18,9	0,0
2042	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,8	19,0	0,0
2043	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,7	19,0	0,0
2044	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,7	19,0	0,0
2045	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,7	19,0	0,0
2046	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,7	19,1	0,0
2047	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,6	19,1	0,0
2048	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,6	19,1	0,0
2049	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,6	19,2	0,0
2050	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,6	19,2	0,0
2051	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,6	19,2	0,0
2052	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,6	19,3	0,0
2053	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,5	19,3	0,0
2054	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	4	4	0	17	0	0,6	20,7	0,0
2055	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,6	20,7	0,0
2056	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,6	20,7	0,0
2057	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,6	20,7	0,0
2058	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,6	20,8	0,0
2059	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,5	20,8	0,0
2060	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,5	20,8	0,0
2061	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,5	20,8	0,0
2062	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,5	20,8	0,0
2063	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,5	20,9	0,0
2064	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,5	20,9	0,0
2065	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,5	20,9	0,0
2066	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,5	20,9	0,0
2067	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	1	1	0	16	0	0,5	19,9	0,0

2068	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	1	1	0	15	0	0,5	16,4	0,0
2069	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	15	0	0,5	16,5	0,0
2070	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	1	1	0	14	0	0,5	16,3	0,0
2071	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	1	1	0	13	0	0,5	16,6	0,0
2072	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	1	1	0	12	0	0,5	15,6	0,0
2073	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	2	2	0	10	0	0,5	15,4	0,0
2074	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,5	15,4	0,0
2075	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,5	15,4	0,0
2076	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,5	15,4	0,0
2077	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,5	15,4	0,0
2078	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,5	15,4	0,0
2079	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,4	15,4	0,0
2080	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,4	15,4	0,0
2081	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,4	15,4	0,0
2082	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,4	15,4	0,0
2083	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,4	15,4	0,0
2084	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,4	15,4	0,0
2085	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,4	15,4	0,0
2086	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,4	15,4	0,0
2087	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,4	15,4	0,0
2088	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,3	15,4	0,0
2089	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	10	0	0,3	15,4	0,0

П.4.1.34 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VIII объекту. Вариант 2 (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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	2,2	0,4	1,0	305,2	58,1	0,159	61,6	2802,4	96,4	0,0	770,5	0,0	29,5
2027	2,0	0,4	0,9	307,2	58,5	0,160	57,4	2859,7	96,6	0,0	770,5	0,0	28,9
2028	4,8	0,9	2,2	312,0	59,4	0,162	62,0	2921,7	92,3	0,0	770,5	0,0	28,3
2029	4,7	0,9	2,2	316,7	60,3	0,164	64,3	2986,0	92,7	0,0	770,5	0,0	27,7
2030	4,6	0,9	2,2	321,3	61,2	0,167	68,1	3054,1	93,2	0,0	770,5	0,0	27,1
2031	5,3	1,0	2,6	326,6	62,2	0,170	84,8	3138,9	93,8	0,0	770,5	0,0	26,4
2032	5,7	1,1	2,9	332,3	63,3	0,173	104,9	3243,8	94,6	0,0	770,5	0,0	25,5
2033	6,1	1,2	3,2	338,4	64,5	0,176	115,5	3359,2	94,7	0,0	770,5	0,0	24,7
2034	6,6	1,3	3,5	345,0	65,7	0,179	126,3	3485,5	94,8	0,0	770,5	0,0	23,8
2035	7,1	1,3	3,9	352,1	67,1	0,183	137,0	3622,5	94,8	0,0	770,5	0,0	22,9
2036	6,8	1,3	3,9	358,9	68,4	0,186	137,5	3760,0	95,0	0,0	770,5	0,0	22,1
2037	6,6	1,3	4,0	365,5	69,6	0,190	137,2	3897,2	95,2	0,0	770,5	0,0	21,3
2038	6,3	1,2	4,0	371,8	70,8	0,193	137,4	4034,6	95,4	0,0	770,5	0,0	20,6
2039	6,1	1,2	4,0	377,9	72,0	0,196	137,5	4172,1	95,6	0,0	770,5	0,0	19,9
2040	5,9	1,1	4,0	383,8	73,1	0,199	138,0	4310,1	95,7	0,0	770,5	0,0	19,3
2041	5,7	1,1	4,0	389,5	74,2	0,202	137,8	4447,9	95,9	0,0	770,5	0,0	18,7
2042	5,5	1,0	4,0	395,0	75,2	0,205	138,0	4585,9	96,0	0,0	770,5	0,0	18,1
2043	5,3	1,0	4,1	400,3	76,2	0,208	138,2	4724,1	96,2	0,0	770,5	0,0	17,6
2044	5,1	1,0	4,1	405,4	77,2	0,211	138,8	4862,8	96,3	0,0	770,5	0,0	17,1
2045	4,9	0,9	4,1	410,3	78,2	0,213	138,6	5001,4	96,4	0,0	770,5	0,0	16,6
2046	4,8	0,9	4,2	415,1	79,1	0,216	138,8	5140,2	96,6	0,0	770,5	0,0	16,2
2047	4,6	0,9	4,2	419,7	79,9	0,218	139,0	5279,3	96,7	0,0	770,5	0,0	15,8
2048	4,5	0,9	4,3	424,2	80,8	0,220	139,7	5419,0	96,8	0,0	770,5	0,0	15,4
2049	4,3	0,8	4,3	428,5	81,6	0,223	139,6	5558,5	96,9	0,0	770,5	0,0	15,0
2050	4,2	0,8	4,4	432,8	82,4	0,225	139,8	5698,3	97,0	0,0	770,5	0,0	14,6
2051	4,1	0,8	4,5	436,9	83,2	0,227	140,1	5838,5	97,1	0,0	770,5	0,0	14,3
2052	4,0	0,8	4,6	440,9	84,0	0,229	140,8	5979,3	97,1	0,0	770,5	0,0	13,9
2053	3,9	0,7	4,7	444,9	84,7	0,231	140,8	6120,1	97,2	0,0	770,5	0,0	13,6
2054	3,6	0,7	4,5	448,5	85,4	0,233	121,9	6242,0	97,0	0,0	770,5	0,0	13,4
2055	3,5	0,7	4,6	452,0	86,1	0,235	122,0	6364,0	97,1	0,0	770,5	0,0	13,1
2056	3,5	0,7	4,7	455,5	86,8	0,237	122,4	6486,5	97,2	0,0	770,5	0,0	12,9
2057	3,4	0,6	4,9	458,9	87,4	0,238	122,2	6608,7	97,2	0,0	770,5	0,0	12,6

2058	3,3	0,6	5,0	462,2	88,0	0,240	122,3	6731,0	97,3	0,0	770,5	0,0	12,4
2059	3,2	0,6	5,1	465,4	88,7	0,242	122,4	6853,5	97,4	0,0	770,5	0,0	12,2
2060	3,2	0,6	5,3	468,6	89,3	0,243	122,9	6976,4	97,4	0,0	770,5	0,0	12,0
2061	3,1	0,6	5,5	471,7	89,8	0,245	122,7	7099,1	97,5	0,0	770,5	0,0	11,8
2062	3,0	0,6	5,7	474,7	90,4	0,247	122,8	7221,9	97,5	0,0	770,5	0,0	11,6
2063	3,0	0,6	5,9	477,7	91,0	0,248	123,0	7344,9	97,6	0,0	770,5	0,0	11,4
2064	2,9	0,6	6,1	480,6	91,5	0,250	123,5	7468,3	97,6	0,0	770,5	0,0	11,2
2065	2,8	0,5	6,4	483,4	92,1	0,251	123,3	7591,6	97,7	0,0	770,5	0,0	11,0
2066	2,8	0,5	6,7	486,2	92,6	0,253	123,4	7715,1	97,7	0,0	770,5	0,0	10,8
2067	2,7	0,5	6,9	488,9	93,1	0,254	110,6	7825,6	97,6	0,0	770,5	0,0	10,7
2068	2,5	0,5	7,0	491,4	93,6	0,255	85,6	7911,3	97,1	0,0	770,5	0,0	10,6
2069	2,5	0,5	7,3	493,9	94,1	0,257	85,6	7996,8	97,1	0,0	770,5	0,0	10,5
2070	2,3	0,4	7,5	496,2	94,5	0,258	79,2	8076,0	97,0	0,0	770,5	0,0	10,4
2071	2,2	0,4	7,7	498,4	94,9	0,259	74,7	8150,7	97,0	0,0	770,5	0,0	10,3
2072	2,0	0,4	7,6	500,4	95,3	0,260	65,1	8215,8	96,9	0,0	770,5	0,0	10,2
2073	1,7	0,3	7,1	502,2	95,7	0,261	53,5	8269,3	96,7	0,0	770,5	0,0	10,1
2074	1,7	0,3	7,5	503,9	96,0	0,262	53,5	8322,7	96,8	0,0	770,5	0,0	10,1
2075	1,7	0,3	7,9	505,6	96,3	0,263	53,5	8376,2	96,9	0,0	770,5	0,0	10,0
2076	1,6	0,3	8,5	507,2	96,6	0,263	53,6	8429,9	96,9	0,0	770,5	0,0	9,9
2077	1,6	0,3	9,0	508,8	96,9	0,264	53,5	8483,4	97,0	0,0	770,5	0,0	9,9
2078	1,6	0,3	9,7	510,4	97,2	0,265	53,5	8536,9	97,1	0,0	770,5	0,0	9,8
2079	1,5	0,3	10,5	511,9	97,5	0,266	53,5	8590,3	97,1	0,0	770,5	0,0	9,7
2080	1,5	0,3	11,5	513,4	97,8	0,267	53,6	8644,0	97,2	0,0	770,5	0,0	9,7
2081	1,5	0,3	12,6	514,9	98,1	0,267	53,5	8697,5	97,3	0,0	770,5	0,0	9,6
2082	1,4	0,3	14,1	516,3	98,3	0,268	53,5	8751,0	97,3	0,0	770,5	0,0	9,6
2083	1,4	0,3	16,0	517,7	98,6	0,269	53,5	8804,5	97,4	0,0	770,5	0,0	9,5
2084	1,4	0,3	18,6	519,1	98,9	0,270	53,6	8858,1	97,5	0,0	770,5	0,0	9,4
2085	1,3	0,3	22,2	520,4	99,1	0,270	53,5	8911,6	97,5	0,0	770,5	0,0	9,4
2086	1,3	0,2	27,8	521,7	99,4	0,271	53,5	8965,1	97,6	0,0	770,5	0,0	9,3
2087	1,2	0,2	37,4	522,9	99,6	0,272	53,5	9018,6	97,7	0,0	770,5	0,0	9,3
2088	1,2	0,2	58,1	524,1	99,8	0,272	53,6	9072,2	97,7	0,0	770,5	0,0	9,2
2089	1,2	0,2	134,3	525,3	100,1	0,273	53,5	9125,7	97,8	0,0	770,5	0,0	9,2

П.4.1.35 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, 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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	5	5	0	293	0	0	0	0	10	10	0	90	17	1,3	27,6	105,8
2027	5	5	0	298	0	0	0	0	1	1	0	94	17	1,3	25,0	100,2
2028	9	9	0	308	2	1	0	0	1	0	1	106	16	1,5	22,9	104,1
2029	7	7	0	315	3	0	0	0	1	1	0	115	16	1,6	22,2	103,5
2030	1	1	0	316	0	0	0	0	0	0	0	116	16	1,7	23,3	105,8
2031	1	1	0	319	0	2	0	0	1	1	0	118	16	1,5	24,5	108,3
2032	0	0	0	323	5	4	1	0	1	1	0	126	17	1,3	24,3	114,3
2033	0	0	0	326	3	3	1	0	2	2	0	130	18	1,2	24,5	105,0
2034	0	0	0	328	6	2	1	0	0	0	0	138	19	1,2	22,8	98,6
2035	0	0	0	330	1	2	0	0	3	2	1	139	18	1,1	23,3	101,4
2036	0	0	0	330	1	0	0	0	0	0	0	140	18	1,1	23,2	105,5
2037	0	0	0	330	1	0	0	0	2	2	0	139	18	1,0	23,3	104,7
2038	0	0	0	330	3	0	0	0	13	4	9	138	9	1,0	21,3	157,5
2039	0	0	0	330	0	0	0	0	3	3	0	135	9	1,0	21,2	110,8
2040	0	0	0	330	0	0	0	0	2	2	0	133	9	0,9	20,6	114,0
2041	0	0	0	330	0	0	0	0	2	2	0	131	9	0,9	20,1	121,4
2042	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	131	9	0,9	19,4	120,7
2043	0	0	0	330	0	0	0	0	2	2	0	129	9	0,8	18,9	101,2
2044	0	0	0	330	0	0	0	0	2	2	0	127	9	0,8	18,3	99,8
2045	0	0	0	330	0	0	0	0	1	1	0	126	9	0,7	18,0	99,5

2046	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	126	9	0,7	17,6	99,4
2047	0	0	0	330	0	0	0	0	10	10	0	116	9	0,7	17,7	94,7
2048	0	0	0	330	0	0	0	0	5	5	0	111	9	0,6	17,5	93,3
2049	0	0	0	330	0	0	0	0	15	15	0	96	9	0,6	15,9	73,6
2050	0	0	0	330	0	0	0	0	4	4	0	92	9	0,6	15,6	72,8
2051	0	0	0	330	0	0	0	0	3	3	0	89	9	0,6	15,6	72,8
2052	0	0	0	330	0	0	0	0	3	3	0	86	9	0,6	15,6	72,7
2053	0	0	0	330	0	0	0	0	1	1	0	85	9	0,5	15,6	72,2
2054	0	0	0	330	0	0	0	0	8	8	0	77	9	0,5	15,4	69,6
2055	0	0	0	330	0	0	0	0	5	5	0	72	9	0,5	15,7	59,5
2056	0	0	0	330	0	0	0	0	6	6	0	66	9	0,5	16,1	56,8
2057	0	0	0	330	0	0	0	0	5	5	0	61	9	0,5	16,4	56,1
2058	0	0	0	330	0	0	0	0	4	4	0	57	9	0,5	16,8	54,1
2059	0	0	0	330	0	0	0	0	11	6	5	51	4	0,6	16,3	19,5
2060	0	0	0	330	0	0	0	0	1	1	0	50	4	0,6	16,4	18,4
2061	0	0	0	330	0	0	0	0	2	2	0	48	4	0,5	16,7	16,3
2062	0	0	0	330	0	0	0	0	4	4	0	44	4	0,6	17,2	11,9
2063	0	0	0	330	0	0	0	0	3	3	0	41	4	0,6	17,7	8,7
2064	0	0	0	330	0	0	0	0	4	2	2	39	2	0,6	18,2	14,7
2065	0	0	0	330	0	0	0	0	2	2	0	37	2	0,6	18,8	13,6
2066	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	37	2	0,5	18,8	13,6
2067	0	0	0	330	0	0	0	0	2	2	0	35	2	0,6	18,7	13,1
2068	0	0	0	330	0	0	0	0	2	2	0	33	2	0,6	17,3	12,0
2069	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	33	2	0,5	17,3	12,0
2070	0	0	0	330	0	0	0	0	1	1	0	32	2	0,5	17,3	12,0
2071	0	0	0	330	0	0	0	0	1	1	0	31	2	0,5	17,4	12,0
2072	0	0	0	330	0	0	0	0	2	2	0	29	2	0,5	15,5	6,5
2073	0	0	0	330	0	0	0	0	3	3	0	26	2	0,5	13,8	1,1
2074	0	0	0	330	0	0	0	0	3	1	2	25	0	0,5	13,9	0,0
2075	0	0	0	330	0	0	0	0	2	2	0	23	0	0,5	14,1	0,0
2076	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,5	14,1	0,0
2077	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,5	14,1	0,0
2078	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,5	14,1	0,0
2079	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,5	14,1	0,0
2080	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,5	14,1	0,0
2081	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,4	14,1	0,0
2082	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,4	14,1	0,0
2083	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,4	14,1	0,0
2084	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,4	14,1	0,0
2085	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,4	14,1	0,0
2086	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,4	14,1	0,0
2087	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,4	14,1	0,0
2088	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,3	14,1	0,0
2089	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0,3	14,1	0,0

П. 4.1.36 -Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2 (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 воды, тыс.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2026	38,7	0,7	2,8	4499,9	77,2	0,218	813,7	113252,1	95,2	623,5	72032,6
2027	40,1	0,7	3,0	4540,0	77,8	0,220	775,1	114027,2	94,8	590,4	72623,0
2028	53,9	0,9	4,2	4593,9	78,8	0,223	811,5	114838,7	93,4	579,3	73202,4
2029	62,7	1,1	5,1	4656,6	79,8	0,226	861,2	115700,0	92,7	574,4	73776,8
2030	67,1	1,2	5,7	4723,7	81,0	0,229	933,9	116633,9	92,8	587,2	74364,0
2031	63,0	1,1	5,7	4786,6	82,1	0,232	1004,1	117638,0	93,7	600,6	74964,6
2032	59,4	1,0	5,7	4846,0	83,1	0,235	1105,1	118743,0	94,6	675,9	75640,4
2033	57,6	1,0	5,8	4903,6	84,1	0,238	1128,2	119871,3	94,9	655,2	76295,6
2034	57,7	1,0	6,2	4961,3	85,1	0,240	1136,4	121007,7	94,9	649,8	76945,5
2035	55,4	1,0	6,4	5016,7	86,0	0,243	1129,2	122136,9	95,1	632,7	77578,2
2036	52,1	0,9	6,4	5068,8	86,9	0,246	1136,5	123273,4	95,4	660,4	78238,5

2037	49,1	0,8	6,4	5118,0	87,8	0,248	1129,3	124402,7	95,6	653,5	78892,0
2038	48,4	0,8	6,8	5166,4	88,6	0,250	1043,0	125445,7	95,4	491,6	79383,6
2039	45,5	0,8	6,8	5211,9	89,4	0,253	991,9	126437,6	95,4	345,9	79729,4
2040	42,9	0,7	6,9	5254,9	90,1	0,255	954,7	127392,3	95,5	356,9	80086,3
2041	40,3	0,7	7,0	5295,2	90,8	0,257	913,8	128306,0	95,6	379,0	80465,3
2042	38,7	0,7	7,2	5333,9	91,5	0,258	879,6	129185,7	95,6	376,5	80841,8
2043	36,2	0,6	7,3	5370,1	92,1	0,260	847,1	130032,8	95,7	315,9	81157,7
2044	34,0	0,6	7,4	5404,1	92,7	0,262	806,8	130839,5	95,8	312,3	81470,0
2045	31,8	0,5	7,4	5435,9	93,2	0,263	785,6	131625,1	96,0	310,6	81780,5
2046	29,9	0,5	7,5	5465,9	93,7	0,265	769,7	132394,8	96,1	310,3	82090,8
2047	26,8	0,5	7,3	5492,7	94,2	0,266	713,9	133108,7	96,2	295,5	82386,3
2048	24,5	0,4	7,2	5517,2	94,6	0,267	675,3	133784,0	96,4	291,9	82678,2
2049	20,4	0,3	6,5	5537,6	94,9	0,268	528,3	134312,3	96,1	229,6	82907,8
2050	18,9	0,3	6,4	5556,5	95,3	0,269	498,8	134811,1	96,2	227,2	83135,0
2051	17,7	0,3	6,4	5574,2	95,6	0,270	481,6	135292,6	96,3	227,1	83362,1
2052	16,6	0,3	6,4	5590,9	95,9	0,271	465,6	135758,2	96,4	227,5	83589,6
2053	15,8	0,3	6,5	5606,7	96,1	0,272	460,9	136219,1	96,6	225,3	83814,9
2054	14,6	0,3	6,5	5621,3	96,4	0,272	412,1	136631,2	96,5	217,3	84032,2
2055	13,5	0,2	6,4	5634,8	96,6	0,273	392,2	137023,4	96,6	185,6	84217,8
2056	12,5	0,2	6,3	5647,3	96,8	0,274	370,2	137393,7	96,6	177,7	84395,5
2057	11,6	0,2	6,3	5658,9	97,0	0,274	347,1	137740,8	96,7	174,9	84570,5
2058	10,8	0,2	6,2	5669,7	97,2	0,275	332,0	138072,8	96,7	168,9	84739,3
2059	10,1	0,2	6,2	5679,8	97,4	0,275	288,8	138361,6	96,5	27,1	84766,4
2060	9,7	0,2	6,3	5689,4	97,5	0,276	285,9	138647,5	96,6	25,6	84792,0
2061	9,1	0,2	6,4	5698,6	97,7	0,276	277,6	138925,1	96,7	22,6	84814,6
2062	8,5	0,1	6,3	5707,0	97,9	0,277	262,5	139187,7	96,8	16,6	84831,1
2063	7,9	0,1	6,3	5715,0	98,0	0,277	251,2	139438,9	96,8	12,1	84843,2
2064	7,6	0,1	6,4	5722,5	98,1	0,277	246,2	139685,1	96,9	10,2	84853,4
2065	7,2	0,1	6,6	5729,7	98,2	0,278	241,6	139926,8	97,0	9,4	84862,8
2066	7,0	0,1	6,9	5736,8	98,4	0,278	241,8	140168,6	97,1	9,4	84872,3
2067	6,8	0,1	7,1	5743,5	98,5	0,278	226,9	140395,4	97,0	9,1	84881,3
2068	6,5	0,1	7,3	5750,0	98,6	0,279	198,2	140593,6	96,7	8,3	84889,7
2069	6,3	0,1	7,6	5756,3	98,7	0,279	197,8	140791,5	96,8	8,3	84898,0
2070	6,0	0,1	7,9	5762,3	98,8	0,279	191,4	140982,9	96,8	8,3	84906,3
2071	5,8	0,1	8,3	5768,1	98,9	0,280	186,9	141169,8	96,9	8,3	84914,6
2072	5,4	0,1	8,3	5773,5	99,0	0,280	156,8	141326,6	96,6	4,5	84919,2
2073	4,9	0,1	8,2	5778,3	99,1	0,280	124,1	141450,7	96,1	0,7	84919,9
2074	4,7	0,1	8,6	5783,0	99,2	0,280	120,1	141570,8	96,1	0,0	84919,9
2075	4,2	0,1	8,6	5787,3	99,2	0,280	112,7	141683,5	96,2	0,0	84919,9
2076	4,1	0,1	9,1	5791,4	99,3	0,281	113,1	141796,6	96,4	0,0	84919,9
2077	4,0	0,1	9,7	5795,4	99,4	0,281	112,7	141909,3	96,5	0,0	84919,9
2078	3,9	0,1	10,4	5799,2	99,4	0,281	112,7	142022,1	96,6	0,0	84919,9
2079	3,7	0,1	11,3	5803,0	99,5	0,281	112,7	142134,8	96,7	0,0	84919,9
2080	3,6	0,1	12,3	5806,6	99,6	0,281	113,1	142247,9	96,8	0,0	84919,9
2081	3,5	0,1	13,5	5810,1	99,6	0,282	112,7	142360,6	96,9	0,0	84919,9
2082	3,4	0,1	15,1	5813,4	99,7	0,282	112,7	142473,4	97,0	0,0	84919,9
2083	3,3	0,1	17,1	5816,7	99,7	0,282	112,7	142586,1	97,1	0,0	84919,9
2084	3,2	0,1	20,1	5819,8	99,8	0,282	113,1	142699,2	97,2	0,0	84919,9
2085	3,0	0,1	24,2	5822,9	99,8	0,282	112,7	142811,9	97,3	0,0	84919,9
2086	2,9	0,1	30,9	5825,8	99,9	0,282	112,7	142924,7	97,4	0,0	84919,9
2087	2,8	0,0	43,1	5828,7	99,9	0,282	112,7	143037,4	97,5	0,0	84919,9
2088	2,7	0,0	73,3	5831,4	100,0	0,283	113,1	143150,5	97,6	0,0	84919,9
2089	2,7	0,0	264,8	5834,0	100,0	0,283	112,7	143263,2	97,6	0,0	84919,9

П.4.1.37 - Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 3

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	2	2	0	18	0	0	0	0,4	0	0	1	1	0	3	0	4,4	15,7	0,0
2027	5	5	0	23	0	0	0	1,6	0	0	0	0	0	8	0	4,6	16,2	0,0
2028	6	6	0	29	0	0	0	2,9	0	0	0	0	0	14	0	5,1	16,5	0,0
2029	6	6	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	20	0	4,8	18,8	0,0
2030	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	20	0	4,2	22,5	0,0
2031	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	1	1	0	19	0	3,6	30,5	0,0
2032	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	3,0	37,6	0,0
2033	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	2,6	42,0	0,0
2034	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	2,3	42,0	0,0
2035	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	2,0	42,0	0,0
2036	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,8	42,0	0,0
2037	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,6	42,0	0,0
2038	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,5	42,0	0,0
2039	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,3	41,8	0,0
2040	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,2	41,4	0,0
2041	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	1,1	37,2	0,0
2042	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	0,9	33,5	0,0
2043	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	0,9	30,2	0,0
2044	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	0,8	27,1	0,0
2045	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	0,7	24,4	0,0
2046	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	0,6	22,0	0,0
2047	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	19	0	0,6	19,8	0,0
2048	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	2	2	0	17	0	0,5	18,1	0,0
2049	0	0	0	35	0	0	0	4,2	0	0	11	11	0	6	0	0,5	17,0	0,0

П.4.1.38 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 3

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 воды, тыс.$м^3$		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	3,2	1,0	1,2	61,0	19,4	0,017	11,4	2440,0	72,0	0,0	364,7	0,0	16,4
2027	5,5	1,8	2,2	66,5	21,2	0,019	19,3	2459,3	71,3	0,0	364,7	0,0	16,2
2028	15,2	4,8	6,1	81,7	26,0	0,023	49,0	2508,2	69,0	0,0	364,7	0,0	15,9
2029	24,1	7,7	10,4	105,8	33,7	0,030	94,4	2602,6	74,4	0,0	364,7	0,0	15,3
2030	29,2	9,3	14,0	135,0	43,0	0,039	156,3	2759,0	81,3	0,0	364,7	0,0	14,4
2031	23,5	7,5	13,1	158,5	50,4	0,045	200,7	2959,6	88,3	0,0	364,7	0,0	13,4
2032	19,6	6,2	12,6	178,1	56,7	0,051	248,3	3207,9	92,1	0,0	364,7	0,0	12,4
2033	16,8	5,4	12,4	194,9	62,0	0,056	276,9	3484,8	93,9	0,0	364,7	0,0	11,4
2034	15,1	4,8	12,6	209,9	66,8	0,060	276,9	3761,7	94,6	0,0	364,7	0,0	10,6
2035	13,5	4,3	12,9	223,4	71,1	0,064	276,9	4038,6	95,1	0,0	364,7	0,0	9,8
2036	12,1	3,9	13,4	235,5	75,0	0,067	277,7	4316,2	95,6	0,0	364,7	0,0	9,2
2037	10,8	3,4	13,8	246,4	78,4	0,071	276,9	4593,1	96,1	0,0	364,7	0,0	8,7
2038	9,7	3,1	14,3	256,1	81,5	0,073	276,9	4870,0	96,5	0,0	364,7	0,0	8,2
2039	8,7	2,8	14,9	264,7	84,3	0,076	275,3	5145,3	96,8	0,0	364,7	0,0	7,7
2040	7,8	2,5	15,8	272,5	86,7	0,078	273,3	5418,6	97,1	0,0	364,7	0,0	7,3
2041	7,0	2,2	16,7	279,5	89,0	0,080	245,3	5664,0	97,2	0,0	364,7	0,0	7,0
2042	6,2	2,0	18,0	285,7	90,9	0,082	220,8	5884,8	97,2	0,0	364,7	0,0	6,8
2043	5,6	1,8	19,7	291,4	92,7	0,083	198,7	6083,5	97,2	0,0	364,7	0,0	6,5
2044	5,0	1,6	22,1	296,4	94,3	0,085	179,3	6262,8	97,2	0,0	364,7	0,0	6,4
2045	4,5	1,4	25,3	300,9	95,8	0,086	161,0	6423,7	97,2	0,0	364,7	0,0	6,2
2046	4,1	1,3	30,5	305,0	97,1	0,087	144,9	6568,6	97,2	0,0	364,7	0,0	6,1
2047	3,6	1,2	39,3	308,6	98,2	0,088	130,4	6699,0	97,2	0,0	364,7	0,0	5,9
2048	3,0	0,9	52,8	311,6	99,2	0,089	107,1	6806,0	97,2	0,0	364,7	0,0	5,8

2049	1,0	0,3	37,2	312,5	99,5	0,090	35,4	6841,5	97,2	0,0	364,7	0,0	5,8

П.4.1.39 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 3

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	3	3	0	104	1	0	0	2,6	0	0	2	2	0	36	1	2,2	19,4	161,1
2027	0	0	0	104	0	0	0	2,6	0	0	18	17	1	19	0	3,4	13,9	0,0
2028	2	2	0	106	0	0	0	3,1	0	0	1	1	0	20	0	3,5	14,3	0,0
2029	0	0	0	106	0	0	0	3,1	0	0	1	1	0	19	0	3,4	15,5	0,0
2030	0	0	0	106	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	19	0	3,0	16,4	0,0
2031	0	0	0	107	1	0	0	3,1	0	0	1	1	0	19	0	2,7	18,1	0,0
2032	0	0	0	112	0	4	1	3,1	1	0	0	0	0	24	1	2,1	18,2	194,4
2033	0	0	0	116	3	1	0	3,1	0	0	0	0	0	28	1	1,8	17,2	213,6
2034	0	0	0	123	4	3	0	3,1	1	0	0	0	0	35	2	1,5	15,9	123,6
2035	0	0	0	123	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	35	2	1,4	15,9	110,6
2036	0	0	0	123	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	35	2	1,3	15,9	110,5
2037	0	0	0	125	1	1	0	3,1	0	0	0	0	0	37	2	1,2	15,7	114,7
2038	0	0	0	133	5	3	0	3,1	0	0	0	0	0	45	2	1,1	14,8	132,1
2039	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	45	2	1,0	14,8	132,0
2040	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	45	2	0,9	14,8	131,8
2041	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	45	2	0,8	14,8	131,7
2042	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	45	2	0,8	14,8	131,7
2043	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	45	2	0,7	14,8	131,6
2044	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	2	2	0	43	2	0,7	14,0	118,8
2045	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	4	4	0	39	2	0,7	14,3	110,1
2046	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	7	7	0	32	2	0,7	13,5	85,0
2047	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	9	9	0	23	2	0,7	16,5	74,7
2048	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	6	6	0	17	2	0,7	19,0	63,4
2049	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	7	7	0	10	2	0,6	11,0	21,7
2050	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	1	1	0	9	2	0,5	11,0	19,5
2051	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	3	3	0	6	2	0,5	11,0	13,0
2052	0	0	0	133	0	0	0	3,1	0	0	4	4	0	2	2	0,5	11,0	4,3

П.4.1.40 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 3

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 воды, тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	24,2	3,3	5,7	320,4	44,3	0,053	215,1	9663,2	88,8	55,9	5354,7	28,0	60,6
2027	22,5	3,1	5,6	342,9	47,5	0,057	91,7	9754,8	75,5	0,0	5354,7	0,0	60,0
2028	23,7	3,3	6,2	366,5	50,7	0,061	96,0	9850,8	75,4	0,0	5354,7	0,0	59,4
2029	22,3	3,1	6,3	388,8	53,8	0,065	101,9	9952,8	78,2	0,0	5354,7	0,0	58,8
2030	19,7	2,7	5,9	408,5	56,5	0,068	107,9	10060,6	81,8	0,0	5354,7	0,0	58,1
2031	17,7	2,5	5,7	426,2	59,0	0,071	119,2	10179,8	85,1	0,0	5354,7	0,0	57,4
2032	17,7	2,4	6,0	443,9	61,4	0,074	151,7	10331,5	88,3	67,6	5422,3	48,0	57,3
2033	17,3	2,4	6,2	461,3	63,8	0,077	166,6	10498,1	89,6	74,1	5496,4	48,0	57,1
2034	18,2	2,5	7,0	479,4	66,4	0,080	193,2	10691,3	90,6	85,8	5582,1	48,0	57,0
2035	16,7	2,3	6,9	496,1	68,7	0,082	193,2	10884,5	91,4	76,7	5658,8	43,0	56,7
2036	15,3	2,1	6,8	511,4	70,8	0,085	193,8	11078,3	92,1	76,8	5735,7	43,0	56,5
2037	14,8	2,0	7,0	526,2	72,8	0,087	200,9	11279,1	92,7	79,6	5815,2	43,0	56,2
2038	16,4	2,3	8,3	542,6	75,1	0,090	231,3	11510,5	92,9	91,6	5906,8	43,0	56,0
2039	15,2	2,1	8,5	557,8	77,2	0,093	231,3	11741,8	93,4	91,5	5998,3	43,0	55,7
2040	14,2	2,0	8,6	572,0	79,2	0,095	232,0	11973,8	93,9	91,7	6090,0	43,0	55,5
2041	13,2	1,8	8,8	585,2	81,0	0,097	231,3	12205,1	94,3	91,4	6181,4	43,0	55,2
2042	12,4	1,7	9,0	597,5	82,7	0,099	231,3	12436,4	94,7	91,3	6272,7	43,0	55,0
2043	11,6	1,6	9,2	609,1	84,3	0,101	231,3	12667,8	95,0	91,3	6363,9	43,0	54,8

2044	10,5	1,5	9,3	619,6	85,8	0,103	209,5	12877,2	95,0	82,6	6446,5	43,0	54,6
2045	9,2	1,3	8,9	628,8	87,0	0,104	193,7	13070,9	95,3	76,4	6522,9	43,0	54,4
2046	7,5	1,0	8,0	636,3	88,1	0,106	149,4	13220,3	95,0	58,9	6581,8	43,0	54,3
2047	5,6	0,8	6,5	641,9	88,8	0,107	131,6	13351,9	95,7	51,8	6633,7	43,0	54,2
2048	4,1	0,6	5,1	646,0	89,4	0,107	112,0	13463,9	96,4	44,1	6677,7	43,0	54,1
2049	2,0	0,3	2,6	647,9	89,7	0,108	38,1	13502,0	94,8	15,0	6692,8	43,0	54,1
2050	1,7	0,2	2,3	649,6	89,9	0,108	34,3	13536,3	95,1	13,5	6706,3	43,0	54,0
2051	1,1	0,2	1,5	650,7	90,1	0,108	22,9	13559,2	95,2	9,0	6715,3	43,0	54,0
2052	0,4	0,0	0,5	651,1	90,1	0,108	7,6	13566,8	95,4	3,0	6718,3	43,0	54,0

П.4.1.41 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 3

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	3	3	0	10	1	0,7	34,5	63,0
2027	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	5	5	0	5	1	1,0	34,1	31,2
2028	0	0	0	39	0	0	0	0,4	0	0	1	1	0	4	1	1,0	37,4	27,3
2029	1	1	0	40	0	0	0	0,8	0	0	0	0	0	5	1	1,5	34,9	28,2
2030	0	0	0	40	0	0	0	0,8	0	0	0	0	0	5	1	2,1	33,2	30,6
2031	1	1	0	41	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	5	1	3,3	32,1	29,8
2032	0	0	0	43	0	1	1	1,2	0	0	1	1	0	6	1	3,0	26,9	29,9
2033	0	0	0	46	0	2	1	1,2	1	0	0	0	0	9	2	2,3	23,8	19,8
2034	0	0	0	48	0	2	0	1,2	0	0	1	1	0	10	2	2,1	21,1	19,5
2035	0	0	0	49	0	1	0	1,2	0	0	0	0	0	11	2	2,0	21,6	22,0
2036	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	11	2	1,9	21,6	22,0
2037	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	11	2	1,9	21,6	21,9
2038	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	11	2	1,8	21,6	21,9
2039	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	11	2	1,7	21,6	21,9
2040	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	11	2	1,6	21,6	21,9
2041	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	11	2	1,5	21,6	21,9
2042	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	11	2	1,4	21,6	21,9
2043	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	11	2	1,3	21,6	21,8
2044	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	11	2	1,2	21,6	21,8
2045	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	11	2	1,1	21,6	21,8
2046	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	10	2	1,1	22,6	20,7
2047	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	9	2	1,1	23,8	19,6
2048	0	0	0	49	0	0	0	1,2	0	0	2	2	0	7	2	1,2	28,1	18,0
2049	0	0	0	50	1	0	0	1,2	0	0	1	1	0	7	2	1,1	29,0	18,6
2050	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	2	2	0	5	2	1,3	38,2	17,5
2051	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	5	2	1,2	38,2	17,5
2052	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	4	2	1,3	46,3	16,9
2053	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	4	2	1,2	46,3	16,9
2054	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	3	2	1,4	43,9	12,0
2055	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	3	2	1,4	43,9	12,0
2056	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	3	2	1,3	43,9	12,0
2057	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	3	2	1,2	43,9	12,0
2058	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	3	2	1,1	43,9	12,0
2059	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	3	2	1,0	43,9	12,0
2060	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	3	2	0,9	43,9	12,0
2061	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	3	2	0,8	43,9	12,0
2062	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	3	2	0,8	43,9	12,0
2063	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	2	2	0,8	60,0	10,9
2064	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	2	2	0,8	60,0	10,9
2065	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	2	2	0,7	60,0	10,9
2066	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	2	2	0,7	60,0	10,9
2067	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	2	2	0,6	60,0	10,9

2068	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	2	2	0,6	60,0	10,9
2069	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	2	2	0,5	60,0	10,9
2070	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	1	1	0	1	2	0,5	60,0	5,5
2071	0	0	0	50	0	0	0	1,2	0	0	0	0	0	1	2	0,5	60,0	5,5

П.4.1.42 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 3

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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	2,5	0,9	1,5	120,1	42,0	0,126	119,7	4182,0	97,9	21,9	1414,7	20,0	37,0
2027	1,7	0,6	1,0	121,8	42,6	0,128	59,2	4241,2	97,2	10,8	1425,5	20,0	36,8
2028	1,3	0,5	0,8	123,1	43,0	0,129	52,0	4293,1	97,4	9,5	1435,0	20,0	36,6
2029	2,3	0,8	1,4	125,4	43,8	0,132	53,4	4346,5	95,8	9,8	1444,8	20,0	36,4
2030	3,6	1,2	2,2	128,9	45,1	0,135	57,6	4404,2	93,8	10,6	1455,4	20,0	36,2
2031	5,8	2,0	3,7	134,7	47,1	0,142	55,7	4459,9	89,6	10,3	1465,7	20,0	36,0
2032	6,2	2,2	4,1	140,9	49,3	0,148	56,1	4516,0	89,0	10,4	1476,1	20,0	35,8
2033	7,0	2,5	4,9	148,0	51,7	0,155	74,4	4590,4	90,5	13,8	1489,9	20,0	35,5
2034	7,4	2,6	5,3	155,3	54,3	0,163	73,2	4663,6	89,9	13,6	1503,4	20,0	35,3
2035	7,6	2,6	5,8	162,9	57,0	0,171	82,4	4746,0	90,8	15,2	1518,7	20,0	35,0
2036	7,4	2,6	6,0	170,3	59,5	0,179	82,6	4828,6	91,0	15,3	1533,9	20,0	34,7
2037	7,2	2,5	6,2	177,5	62,1	0,186	82,4	4911,0	91,2	15,2	1549,2	20,0	34,5
2038	6,9	2,4	6,4	184,5	64,5	0,194	82,4	4993,4	91,6	15,2	1564,4	20,0	34,2
2039	6,7	2,3	6,6	191,1	66,8	0,201	82,4	5075,8	91,9	15,2	1579,6	20,0	34,0
2040	6,3	2,2	6,6	197,4	69,0	0,207	82,6	5158,5	92,4	15,2	1594,8	20,0	33,8
2041	5,9	2,1	6,7	203,3	71,1	0,214	82,4	5240,9	92,8	15,2	1610,0	20,0	33,6
2042	5,5	1,9	6,6	208,8	73,0	0,219	82,4	5323,3	93,3	15,2	1625,2	20,0	33,3
2043	5,1	1,8	6,6	213,9	74,8	0,225	82,4	5405,7	93,8	15,2	1640,3	20,0	33,1
2044	4,7	1,6	6,5	218,6	76,4	0,230	82,6	5488,3	94,3	15,2	1655,5	20,0	32,9
2045	4,3	1,5	6,4	222,9	77,9	0,234	82,4	5570,7	94,8	15,1	1670,6	20,0	32,8
2046	3,8	1,3	6,1	226,8	79,3	0,238	78,3	5649,1	95,1	14,4	1685,0	20,0	32,6
2047	3,4	1,2	5,7	230,1	80,5	0,242	74,3	5723,4	95,4	13,6	1698,6	20,0	32,4
2048	2,8	1,0	5,0	233,0	81,5	0,245	68,5	5791,8	95,9	12,5	1711,2	20,0	32,3
2049	2,8	1,0	5,2	235,7	82,4	0,248	70,3	5862,1	96,0	12,9	1724,1	20,0	32,1
2050	2,2	0,8	4,5	238,0	83,2	0,250	66,2	5928,4	96,6	12,1	1736,2	20,0	32,0
2051	2,1	0,7	4,4	240,1	83,9	0,252	66,2	5994,6	96,8	12,1	1748,3	20,0	31,9
2052	1,8	0,6	3,9	241,9	84,6	0,254	64,4	6059,0	97,2	11,8	1760,0	20,0	31,7
2053	1,7	0,6	3,8	243,5	85,1	0,256	64,2	6123,2	97,4	11,7	1771,8	20,0	31,6
2054	1,5	0,5	3,5	245,0	85,7	0,257	45,7	6168,8	96,7	8,4	1780,1	20,0	31,5
2055	1,4	0,5	3,4	246,4	86,2	0,259	45,7	6214,5	96,9	8,4	1788,5	20,0	31,4
2056	1,3	0,5	3,3	247,8	86,6	0,260	45,8	6260,3	97,1	8,4	1796,8	20,0	31,3
2057	1,2	0,4	3,2	249,0	87,1	0,262	45,7	6305,9	97,3	8,3	1805,2	20,0	31,3
2058	1,1	0,4	3,1	250,1	87,5	0,263	45,7	6351,6	97,5	8,3	1813,5	20,0	31,2
2059	1,0	0,4	2,9	251,2	87,8	0,264	45,7	6397,3	97,7	8,3	1821,9	20,0	31,1
2060	1,0	0,3	2,8	252,1	88,2	0,265	45,8	6443,0	97,9	8,4	1830,2	20,0	31,0
2061	0,9	0,3	2,6	253,0	88,5	0,266	45,7	6488,7	98,1	8,3	1838,6	20,0	31,0
2062	0,8	0,3	2,5	253,8	88,7	0,267	45,7	6534,4	98,2	8,3	1846,9	20,0	30,9
2063	0,6	0,2	1,8	254,4	88,9	0,267	41,6	6575,9	98,6	7,6	1854,5	20,0	30,8
2064	0,5	0,2	1,7	254,9	89,1	0,268	41,7	6617,7	98,7	7,6	1862,1	20,0	30,7
2065	0,5	0,2	1,6	255,4	89,3	0,268	41,6	6659,3	98,8	7,6	1869,6	20,0	30,7
2066	0,5	0,2	1,5	255,9	89,5	0,269	41,6	6700,9	98,9	7,6	1877,2	20,0	30,6
2067	0,4	0,1	1,4	256,3	89,6	0,269	41,6	6742,5	99,0	7,6	1884,8	20,0	30,5
2068	0,4	0,1	1,3	256,7	89,7	0,270	41,7	6784,2	99,1	7,6	1892,4	20,0	30,5
2069	0,4	0,1	1,2	257,0	89,9	0,270	41,6	6825,8	99,1	7,6	1900,0	20,0	30,4
2070	0,2	0,1	0,6	257,2	89,9	0,270	20,8	6846,6	99,2	3,8	1903,8	20,0	30,4
2071	0,2	0,1	0,6	257,4	90,0	0,270	20,8	6867,4	99,2	3,8	1907,6	20,0	30,4

П.4.1.43 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 3

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	4	4	0	22	6	0,6	40,1	134,1
2027	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,5	34,7	116,0
2028	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,4	32,7	109,3
2029	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,4	32,2	107,7
2030	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	22	6	0,3	31,8	106,1
2031	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	21	6	0,3	31,6	100,7
2032	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	21	6	0,3	31,2	99,3
2033	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	5	5	0	16	6	0,3	31,5	76,4
2034	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	6	6	0	10	6	0,2	33,1	50,3
2035	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	10	6	0,2	33,1	50,3
2036	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	10	6	0,2	33,1	50,1
2037	0	0	0	144	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	9	6	0,2	34,9	47,6

П.4.1.44 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 3

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 воды, тыс.$м^3$		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	4,6	0,3	17,9	1423,2	98,5	0,424	306,1	39765,4	98,5	279,1	21863,3	100,0	60,1
2027	3,5	0,2	16,7	1426,7	98,8	0,425	264,8	40030,2	98,7	241,3	22104,7	100,0	60,3
2028	3,2	0,2	18,2	1429,9	99,0	0,426	250,2	40280,4	98,7	228,0	22332,7	100,0	60,6
2029	2,9	0,2	20,0	1432,7	99,2	0,427	245,9	40526,3	98,8	224,0	22556,7	100,0	60,8
2030	2,6	0,2	22,6	1435,3	99,4	0,427	242,2	40768,5	98,9	220,7	22777,4	100,0	61,0
2031	2,2	0,2	25,3	1437,6	99,5	0,428	230,1	40998,6	99,0	209,6	22987,0	100,0	61,3
2032	2,0	0,1	30,8	1439,6	99,7	0,429	227,5	41226,1	99,1	207,2	23194,2	100,0	61,5
2033	1,5	0,1	31,8	1441,1	99,8	0,429	174,6	41400,8	99,2	159,0	23353,2	100,0	61,6
2034	0,8	0,1	25,6	1441,9	99,8	0,429	114,9	41515,7	99,3	104,6	23457,8	100,0	61,7
2035	0,7	0,1	31,1	1442,6	99,9	0,430	114,9	41630,6	99,4	104,6	23562,4	100,0	61,9
2036	0,7	0,0	41,0	1443,3	99,9	0,430	114,9	41745,6	99,4	104,6	23667,0	100,0	62,0
2037	0,6	0,0	59,1	1443,8	100,0	0,430	108,9	41854,5	99,5	99,1	23766,1	100,0	62,1

П.4.1.45 - Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 3

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	125	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	3	9	0,8	43,2	85,5
2027	0	0	0	125	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	9	0,7	43,8	86,6
2028	0	0	0	125	0	0	0	0,0	0	0	6	2	4	1	5	0,8	29,3	34,9
2029	0	0	0	125	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	5	0,7	29,3	34,8
2030	1	1	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	3,1	22,7	44,2
2031	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	3,9	23,1	57,1
2032	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	3,9	27,0	66,5
2033	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	3,8	32,9	80,3
2034	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	3,7	41,6	100,7
2035	0	0	0	126	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	3,7	41,6	100,7

2036	0	0	0	127	0	1	0	0,5	0	0	0	0	0	3	5	2,6	32,0	115,8
2037	0	0	0	127	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	3	5	2,3	32,0	115,6
2038	0	0	0	127	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	3	5	2,1	32,0	115,4
2039	0	0	0	127	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	3	5	2,0	32,0	115,2
2040	0	0	0	127	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	3	5	1,8	32,0	115,1
2041	0	0	0	128	1	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	5	1,4	27,2	130,3
2042	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	4	5	1,3	27,2	130,1
2043	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	1	1	0	3	5	1,6	26,4	95,3
2044	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	3	5	1,5	26,4	95,2
2045	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	1	1	0	2	5	1,7	33,3	79,8
2046	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	1,6	33,3	79,7
2047	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	1,5	33,3	79,6
2048	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	1,3	33,3	79,6
2049	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	1,2	33,3	79,5
2050	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	1,1	33,3	79,4
2051	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	1,0	33,3	79,3
2052	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	0,9	33,3	79,3
2053	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	2	5	0,8	33,3	79,2
2054	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	1	1	0	1	5	1,0	53,8	63,9
2055	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	1	5	0,9	53,8	63,9
2056	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	1	5	0,9	53,8	63,9
2057	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	1	5	0,8	53,8	63,9
2058	0	0	0	128	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	1	5	0,7	53,8	63,8

П.4.1.46 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по V объекту. Вариант 3

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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	0,8	0,0	1,6	1694,4	97,1	0,544	44,9	38301,4	98,3	266,8	39645,0	650,0	112,5
2027	0,7	0,0	1,4	1695,1	97,2	0,544	45,5	38346,9	98,5	270,3	39915,3	650,0	113,1
2028	0,3	0,0	0,6	1695,4	97,2	0,544	10,2	38357,1	97,3	60,6	39975,9	650,0	113,2
2029	0,2	0,0	0,5	1695,6	97,2	0,544	10,2	38367,3	97,6	60,4	40036,3	650,0	113,4
2030	1,7	0,1	3,5	1697,4	97,3	0,545	12,5	38379,8	86,2	76,6	40112,9	650,0	113,6
2031	2,7	0,2	5,8	1700,1	97,5	0,546	16,0	38395,7	82,9	99,0	40211,9	650,0	113,8
2032	2,7	0,2	6,1	1702,8	97,6	0,547	18,8	38414,5	85,7	115,5	40327,4	650,0	114,1
2033	2,6	0,2	6,4	1705,4	97,8	0,548	22,8	38437,4	88,4	139,2	40466,6	650,0	114,4
2034	2,6	0,1	6,7	1708,0	97,9	0,548	28,8	38466,2	91,0	174,6	40641,2	650,0	114,8
2035	2,6	0,1	7,1	1710,6	98,1	0,549	28,8	38495,0	91,1	174,5	40815,7	650,0	115,2
2036	2,7	0,2	7,9	1713,2	98,2	0,550	33,3	38528,3	92,0	201,4	41017,1	650,0	115,7
2037	2,4	0,1	7,9	1715,7	98,4	0,551	33,2	38561,6	92,7	200,5	41217,5	650,0	116,1
2038	2,2	0,1	7,8	1717,9	98,5	0,552	33,2	38594,8	93,3	200,1	41417,6	650,0	116,6
2039	2,0	0,1	7,8	1720,0	98,6	0,552	33,2	38628,1	93,8	199,8	41617,4	650,0	117,1
2040	1,8	0,1	7,6	1721,8	98,7	0,553	33,3	38661,4	94,5	200,0	41817,5	650,0	117,5
2041	2,0	0,1	9,0	1723,8	98,8	0,553	37,7	38699,1	94,7	225,9	42043,4	650,0	118,0
2042	1,8	0,1	9,0	1725,6	98,9	0,554	37,7	38736,7	95,1	225,6	42269,0	650,0	118,6
2043	1,6	0,1	8,8	1727,3	99,0	0,555	27,5	38764,2	94,0	165,3	42434,3	650,0	118,9
2044	1,5	0,1	8,9	1728,8	99,1	0,555	27,6	38791,8	94,5	165,5	42599,8	650,0	119,3
2045	1,2	0,1	7,9	1730,0	99,2	0,555	23,1	38814,9	94,8	138,4	42738,2	650,0	119,6
2046	1,1	0,1	7,8	1731,1	99,2	0,556	23,1	38838,0	95,2	138,3	42876,5	650,0	119,9
2047	1,0	0,1	7,7	1732,1	99,3	0,556	23,1	38861,1	95,6	138,1	43014,6	650,0	120,3
2048	0,9	0,1	7,6	1733,0	99,4	0,556	23,2	38884,2	96,0	138,3	43152,9	650,0	120,6
2049	0,8	0,0	7,5	1733,9	99,4	0,557	23,1	38907,3	96,4	137,8	43290,7	650,0	120,9
2050	0,8	0,0	7,4	1734,6	99,5	0,557	23,1	38930,4	96,7	137,7	43428,4	650,0	121,2
2051	0,7	0,0	7,3	1735,3	99,5	0,557	23,1	38953,5	97,0	137,6	43565,9	650,0	121,5
2052	0,6	0,0	7,2	1736,0	99,5	0,557	23,2	38976,7	97,3	137,9	43703,8	650,0	121,8
2053	0,6	0,0	7,0	1736,6	99,6	0,558	23,1	38999,7	97,5	137,4	43841,2	650,0	122,1
2054	0,4	0,0	4,7	1736,9	99,6	0,558	18,7	39018,4	98,1	110,9	43952,0	650,0	122,4
2055	0,3	0,0	4,5	1737,2	99,6	0,558	18,7	39037,1	98,2	110,8	44062,9	650,0	122,6
2056	0,3	0,0	4,3	1737,5	99,6	0,558	18,7	39055,8	98,4	111,1	44173,9	650,0	122,9

2057	0,3	0,0	4,0	1737,8	99,6	0,558	18,7	39074,4	98,6	110,7	44284,6	650,0	123,1
2058	0,2	0,0	3,8	1738,0	99,6	0,558	18,7	39093,1	98,7	110,7	44395,3	650,0	123,4

П.4.1.47 - Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 3

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м^3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,5	51,6	0,0
2027	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,5	43,1	0,0
2028	0	0	0	21	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,4	38,0	0,0
2029	0	0	0	22	0	1	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,6	22,6	0,0
2030	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,6	20,8	0,0
2031	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,6	19,2	0,0
2032	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,6	17,8	0,0
2033	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,5	16,5	0,0
2034	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,5	16,5	0,0
2035	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,5	16,5	0,0
2036	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,5	16,5	0,0
2037	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,5	16,5	0,0
2038	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,4	16,5	0,0
2039	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,4	16,5	0,0
2040	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	3	0	0,4	16,5	0,0
2041	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	2	0	0,5	14,2	0,0
2042	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,4	14,2	0,0
2043	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	0	0,4	14,2	0,0
2044	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	1	0	0,3	27,3	0,0
2045	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2046	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2047	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2048	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2049	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2050	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2051	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2052	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2053	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,2	27,3	0,0
2054	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,1	27,3	0,0
2055	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,1	27,3	0,0
2056	0	0	0	22	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	1	0	0,1	27,3	0,0

П.4.1.48 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VI объекту. Вариант 3

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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	0,3	0,1	2,1	317,9	95,2	0,514	35,8	9307,2	99,1	0,0	614,2	0,0	7,2
2027	0,3	0,1	2,0	318,2	95,3	0,515	29,9	9337,1	98,9	0,0	614,2	0,0	7,2
2028	0,3	0,1	2,0	318,5	95,4	0,515	26,4	9363,5	98,8	0,0	614,2	0,0	7,2
2029	0,6	0,2	4,2	319,2	95,6	0,516	23,5	9387,1	97,3	0,0	614,2	0,0	7,1
2030	0,6	0,2	4,3	319,8	95,8	0,517	21,6	9408,7	97,1	0,0	614,2	0,0	7,1
2031	0,6	0,2	4,3	320,4	96,0	0,518	20,0	9428,7	97,0	0,0	614,2	0,0	7,1
2032	0,6	0,2	4,4	321,0	96,2	0,519	18,5	9447,2	96,8	0,0	614,2	0,0	7,1
2033	0,6	0,2	4,5	321,6	96,3	0,520	17,2	9464,4	96,7	0,0	614,2	0,0	7,1
2034	0,6	0,2	4,5	322,1	96,5	0,521	17,2	9481,6	96,8	0,0	614,2	0,0	7,1
2035	0,5	0,2	4,6	322,7	96,7	0,522	17,2	9498,8	96,9	0,0	614,2	0,0	7,1
2036	0,5	0,2	4,7	323,2	96,8	0,523	17,2	9516,1	97,0	0,0	614,2	0,0	7,0
2037	0,5	0,1	4,6	323,7	97,0	0,524	17,2	9533,3	97,2	0,0	614,2	0,0	7,0
2038	0,5	0,1	4,5	324,1	97,1	0,524	17,2	9550,5	97,4	0,0	614,2	0,0	7,0

2039	0,4	0,1	4,3	324,6	97,2	0,525	17,2	9567,7	97,6	0,0	614,2	0,0	7,0
2040	0,4	0,1	4,2	324,9	97,3	0,526	17,2	9584,9	97,7	0,0	614,2	0,0	7,0
2041	0,3	0,1	3,7	325,3	97,4	0,526	9,8	9594,7	96,7	0,0	614,2	0,0	7,0
2042	0,3	0,1	3,5	325,6	97,5	0,527	9,8	9604,6	96,9	0,0	614,2	0,0	7,0
2043	0,3	0,1	3,4	325,8	97,6	0,527	9,8	9614,4	97,1	0,0	614,2	0,0	7,0
2044	0,1	0,0	1,1	325,9	97,6	0,527	9,5	9623,9	99,1	0,0	614,2	0,0	7,0
2045	0,1	0,0	1,1	326,0	97,7	0,527	9,5	9633,4	99,1	0,0	614,2	0,0	7,0
2046	0,1	0,0	1,0	326,1	97,7	0,528	9,5	9642,8	99,2	0,0	614,2	0,0	7,0
2047	0,1	0,0	1,0	326,2	97,7	0,528	9,5	9652,3	99,2	0,0	614,2	0,0	6,9
2048	0,1	0,0	0,9	326,2	97,7	0,528	9,5	9661,8	99,3	0,0	614,2	0,0	6,9
2049	0,1	0,0	0,9	326,3	97,8	0,528	9,5	9671,3	99,3	0,0	614,2	0,0	6,9
2050	0,1	0,0	0,8	326,4	97,8	0,528	9,5	9680,7	99,3	0,0	614,2	0,0	6,9
2051	0,1	0,0	0,8	326,4	97,8	0,528	9,5	9690,2	99,4	0,0	614,2	0,0	6,9
2052	0,1	0,0	0,8	326,5	97,8	0,528	9,5	9699,7	99,4	0,0	614,2	0,0	6,9
2053	0,1	0,0	0,7	326,5	97,8	0,528	9,5	9709,2	99,4	0,0	614,2	0,0	6,9
2054	0,1	0,0	0,7	326,6	97,8	0,528	9,5	9718,7	99,5	0,0	614,2	0,0	6,9
2055	0,0	0,0	0,7	326,6	97,9	0,528	9,5	9728,1	99,5	0,0	614,2	0,0	6,9
2056	0,0	0,0	0,6	326,7	97,9	0,529	9,5	9737,6	99,5	0,0	614,2	0,0	6,9

П.4.1.49 - Характеристика основного фонда скважин VII объекта. Вариант 3

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	0,9	18,3	0,0
2027	0	0	0	18	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	3	0	1,4	18,0	0,0
2028	0	0	0	22	1	2	1	1,4	0	0	0	0	0	7	0	1,1	15,2	0,0
2029	0	0	0	24	0	2	0	1,4	0	0	0	0	0	9	0	1,0	14,8	0,0
2030	0	0	0	24	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	9	0	1,0	14,8	0,0
2031	0	0	0	24	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	9	0	0,9	14,8	0,0
2032	0	0	0	24	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	9	0	0,9	14,8	0,0
2033	0	0	0	26	2	0	0	1,4	0	0	0	0	0	11	0	0,9	14,5	0,0
2034	0	0	0	29	2	1	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,9	14,2	0,0
2035	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,9	14,2	0,0
2036	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,9	14,2	0,0
2037	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,9	14,2	0,0
2038	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,9	14,2	0,0
2039	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,9	14,2	0,0
2040	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,9	14,2	0,0
2041	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,9	14,2	0,0
2042	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,8	14,2	0,0
2043	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,8	14,2	0,0
2044	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,8	14,2	0,0
2045	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,8	14,2	0,0
2046	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,8	14,2	0,0
2047	0	0	0	29	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,8	14,2	0,0
2048	0	0	0	30	1	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2049	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2050	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2051	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2052	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2053	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,8	14,1	0,0
2054	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	14,1	0,0
2055	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	14,1	0,0
2056	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	14,1	0,0
2057	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	14,1	0,0
2058	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	15	0	0,7	14,1	0,0

2059	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	1	1	0	14	0	0,7	12,8	0,0
2060	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,7	12,8	0,0
2061	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,7	12,8	0,0
2062	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,7	12,8	0,0
2063	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,7	12,8	0,0
2064	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,7	12,8	0,0
2065	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,7	12,8	0,0
2066	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,7	12,8	0,0
2067	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,6	12,8	0,0
2068	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,6	12,8	0,0
2069	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,6	12,8	0,0
2070	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,6	12,8	0,0
2071	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	14	0	0,6	12,8	0,0
2072	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	4	4	0	10	0	0,6	12,6	0,0
2073	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	2	2	0	8	0	0,6	12,5	0,0
2074	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	8	0	0,6	12,5	0,0
2075	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	2	2	0	6	0	0,6	13,1	0,0
2076	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	6	0	0,6	13,1	0,0
2077	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	2	2	0	4	0	0,6	13,1	0,0
2078	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	3	3	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2079	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2080	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2081	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2082	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2083	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2084	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2085	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2086	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	1	0	0,6	13,1	0,0
2087	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	1	0	0,6	13,1	0,0
2088	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	1	0	0,6	13,1	0,0
2089	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	1	0	0,6	13,1	0,0
2090	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	1	0	0,6	13,1	0,0
2091	0	0	0	30	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	1	0	0,5	13,1	0,0

П.4.1.50 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VII объекту. Вариант 3

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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	0,9	0,2	0,4	257,6	55,7	0,223	19,1	6790,6	95,3	0,0	2005,4	0,0	32,1
2027	1,5	0,3	0,7	259,1	56,0	0,224	18,7	6809,3	92,1	0,0	2005,4	0,0	32,0
2028	2,7	0,6	1,3	261,8	56,6	0,227	37,1	6846,4	92,8	0,0	2005,4	0,0	31,8
2029	3,2	0,7	1,6	264,9	57,3	0,229	46,1	6892,5	93,1	0,0	2005,4	0,0	31,6
2030	3,0	0,6	1,5	267,9	57,9	0,232	46,1	6938,5	93,5	0,0	2005,4	0,0	31,4
2031	2,9	0,6	1,5	270,8	58,5	0,234	46,1	6984,6	93,8	0,0	2005,4	0,0	31,2
2032	2,8	0,6	1,5	273,6	59,2	0,237	46,2	7030,8	93,9	0,0	2005,4	0,0	31,0
2033	3,5	0,8	1,9	277,1	59,9	0,240	55,2	7086,0	93,6	0,0	2005,4	0,0	30,7
2034	4,5	1,0	2,5	281,7	60,9	0,244	68,9	7154,8	93,4	0,0	2005,4	0,0	30,4
2035	4,5	1,0	2,5	286,2	61,9	0,248	68,9	7223,7	93,5	0,0	2005,4	0,0	30,1
2036	4,4	1,0	2,5	290,6	62,8	0,252	69,0	7292,7	93,6	0,0	2005,4	0,0	29,8
2037	4,4	0,9	2,6	295,0	63,8	0,255	68,9	7361,6	93,6	0,0	2005,4	0,0	29,5
2038	4,3	0,9	2,6	299,3	64,7	0,259	68,9	7430,4	93,7	0,0	2005,4	0,0	29,3
2039	4,3	0,9	2,6	303,6	65,6	0,263	68,9	7499,3	93,8	0,0	2005,4	0,0	29,0
2040	4,2	0,9	2,7	307,8	66,6	0,266	69,0	7568,3	93,9	0,0	2005,4	0,0	28,7
2041	4,2	0,9	2,7	312,0	67,5	0,270	68,9	7637,2	93,9	0,0	2005,4	0,0	28,5
2042	4,1	0,9	2,7	316,1	68,3	0,274	68,9	7706,1	94,0	0,0	2005,4	0,0	28,2
2043	4,1	0,9	2,8	320,2	69,2	0,277	68,9	7774,9	94,1	0,0	2005,4	0,0	28,0
2044	4,0	0,9	2,8	324,2	70,1	0,281	69,0	7844,0	94,2	0,0	2005,4	0,0	27,7
2045	4,0	0,9	2,9	328,2	71,0	0,284	68,9	7912,8	94,2	0,0	2005,4	0,0	27,5
2046	3,9	0,8	2,9	332,1	71,8	0,287	68,9	7981,7	94,3	0,0	2005,4	0,0	27,2

2047	3,9	0,8	3,0	335,9	72,6	0,291	68,9	8050,5	94,4	0,0	2005,4	0,0	27,0
2048	4,2	0,9	3,3	340,1	73,5	0,294	73,6	8124,2	94,3	0,0	2005,4	0,0	26,8
2049	4,1	0,9	3,4	344,3	74,4	0,298	73,4	8197,6	94,4	0,0	2005,4	0,0	26,5
2050	4,1	0,9	3,4	348,3	75,3	0,301	73,4	8271,0	94,5	0,0	2005,4	0,0	26,3
2051	4,0	0,9	3,5	352,3	76,2	0,305	73,4	8344,4	94,5	0,0	2005,4	0,0	26,0
2052	4,0	0,9	3,6	356,3	77,0	0,308	73,6	8418,0	94,6	0,0	2005,4	0,0	25,8
2053	3,9	0,8	3,7	360,2	77,9	0,312	73,4	8491,4	94,7	0,0	2005,4	0,0	25,6
2054	3,9	0,8	3,8	364,0	78,7	0,315	73,4	8564,9	94,8	0,0	2005,4	0,0	25,4
2055	3,8	0,8	3,9	367,8	79,5	0,318	73,4	8638,3	94,8	0,0	2005,4	0,0	25,2
2056	3,8	0,8	4,0	371,6	80,3	0,322	73,6	8711,9	94,9	0,0	2005,4	0,0	24,9
2057	3,7	0,8	4,1	375,3	81,1	0,325	73,4	8785,3	95,0	0,0	2005,4	0,0	24,7
2058	3,6	0,8	4,2	378,9	81,9	0,328	73,4	8858,7	95,0	0,0	2005,4	0,0	24,5
2059	3,6	0,8	4,3	382,5	82,7	0,331	62,0	8920,7	94,3	0,0	2005,4	0,0	24,4
2060	3,5	0,8	4,4	386,0	83,5	0,334	62,2	8982,9	94,4	0,0	2005,4	0,0	24,2
2061	3,5	0,7	4,5	389,4	84,2	0,337	62,0	9045,0	94,4	0,0	2005,4	0,0	24,0
2062	3,4	0,7	4,7	392,8	84,9	0,340	62,0	9107,0	94,5	0,0	2005,4	0,0	23,9
2063	3,3	0,7	4,8	396,2	85,7	0,343	62,0	9169,0	94,6	0,0	2005,4	0,0	23,7
2064	3,3	0,7	5,0	399,5	86,4	0,346	62,2	9231,2	94,7	0,0	2005,4	0,0	23,5
2065	3,2	0,7	5,2	402,7	87,1	0,349	62,0	9293,3	94,8	0,0	2005,4	0,0	23,4
2066	3,2	0,7	5,4	405,9	87,8	0,351	62,0	9355,3	94,8	0,0	2005,4	0,0	23,2
2067	3,1	0,7	5,6	409,1	88,5	0,354	62,0	9417,3	94,9	0,0	2005,4	0,0	23,1
2068	3,1	0,7	5,8	412,2	89,1	0,357	62,2	9479,5	95,0	0,0	2005,4	0,0	22,9
2069	3,0	0,7	6,0	415,2	89,8	0,359	62,0	9541,6	95,1	0,0	2005,4	0,0	22,8
2070	2,9	0,6	6,2	418,2	90,4	0,362	62,0	9603,6	95,3	0,0	2005,4	0,0	22,6
2071	2,8	0,6	6,4	421,0	91,0	0,364	62,0	9665,6	95,4	0,0	2005,4	0,0	22,5
2072	2,1	0,4	4,9	423,0	91,5	0,366	43,9	9709,5	95,3	0,0	2005,4	0,0	22,4
2073	1,7	0,4	4,2	424,7	91,8	0,368	34,7	9744,2	95,2	0,0	2005,4	0,0	22,3
2074	1,6	0,3	4,3	426,3	92,2	0,369	34,7	9778,9	95,4	0,0	2005,4	0,0	22,2
2075	1,3	0,3	3,5	427,6	92,4	0,370	27,3	9806,3	95,3	0,0	2005,4	0,0	22,2
2076	1,2	0,3	3,5	428,8	92,7	0,371	27,4	9833,7	95,6	0,0	2005,4	0,0	22,1
2077	0,8	0,2	2,4	429,6	92,9	0,372	18,2	9851,9	95,6	0,0	2005,4	0,0	22,1
2078	0,3	0,1	0,8	429,9	92,9	0,372	4,6	9856,5	94,5	0,0	2005,4	0,0	22,0
2079	0,2	0,1	0,8	430,1	93,0	0,372	4,6	9861,0	94,5	0,0	2005,4	0,0	22,0
2080	0,2	0,1	0,8	430,4	93,0	0,373	4,6	9865,6	94,6	0,0	2005,4	0,0	22,0
2081	0,2	0,1	0,8	430,6	93,1	0,373	4,6	9870,2	94,7	0,0	2005,4	0,0	22,0
2082	0,2	0,1	0,7	430,8	93,2	0,373	4,6	9874,7	94,8	0,0	2005,4	0,0	22,0
2083	0,2	0,1	0,7	431,1	93,2	0,373	4,6	9879,3	94,8	0,0	2005,4	0,0	22,0
2084	0,2	0,1	0,7	431,3	93,3	0,373	4,6	9883,9	94,9	0,0	2005,4	0,0	22,0
2085	0,2	0,0	0,7	431,5	93,3	0,374	4,6	9888,4	95,0	0,0	2005,4	0,0	22,0
2086	0,2	0,0	0,7	431,8	93,4	0,374	4,6	9893,0	95,1	0,0	2005,4	0,0	22,0
2087	0,2	0,0	0,7	432,0	93,4	0,374	4,6	9897,5	95,2	0,0	2005,4	0,0	22,0
2088	0,2	0,0	0,7	432,2	93,4	0,374	4,6	9902,1	95,2	0,0	2005,4	0,0	21,9
2089	0,2	0,0	0,7	432,4	93,5	0,374	4,6	9906,7	95,5	0,0	2005,4	0,0	21,9
2090	0,2	0,0	0,6	432,6	93,5	0,374	4,6	9911,2	95,7	0,0	2005,4	0,0	21,9
2091	0,2	0,0	0,6	432,8	93,6	0,375	4,6	9915,8	96,0	0,0	2005,4	0,0	21,9

П.4.1.51 - Характеристика основного фонда скважин VIII объекта. Вариант 3

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	33	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	11	0	0,6	16,2	0,0
2027	0	0	0	33	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	10	0	0,6	16,5	0,0
2028	1	1	0	34	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	11	0	1,3	16,2	0,0
2029	0	0	0	34	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	11	0	1,2	16,9	0,0
2030	0	0	0	34	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	11	0	1,2	17,9	0,0
2031	0	0	0	36	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	13	0	1,2	18,8	0,0

2032	0	0	0	38	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	15	0	1,1	20,1	0,0
2033	0	0	0	40	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	17	0	1,0	19,6	0,0
2034	0	0	0	42	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	19	0	1,0	19,2	0,0
2035	0	0	0	44	0	0	2	0,2	0	0	0	0	0	21	0	1,0	18,8	0,0
2036	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,9	18,8	0,0
2037	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,9	18,8	0,0
2038	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,9	18,9	0,0
2039	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,8	18,9	0,0
2040	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,8	18,9	0,0
2041	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,8	18,9	0,0
2042	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,8	19,0	0,0
2043	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,7	19,0	0,0
2044	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,7	19,0	0,0
2045	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,7	19,0	0,0
2046	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,7	19,1	0,0
2047	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,6	19,1	0,0
2048	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,6	19,1	0,0
2049	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,6	19,2	0,0
2050	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,6	19,2	0,0
2051	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,6	19,2	0,0
2052	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,6	19,3	0,0
2053	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	21	0	0,5	19,3	0,0
2054	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	4	4	0	17	0	0,6	20,7	0,0
2055	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,6	20,7	0,0
2056	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,6	20,7	0,0
2057	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,6	20,7	0,0
2058	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,6	20,8	0,0
2059	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,5	20,8	0,0
2060	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,5	20,8	0,0
2061	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	17	0	0,5	20,8	0,0
2062	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	1	1	0	16	0	0,5	17,6	0,0
2063	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	16	0	0,5	17,6	0,0
2064	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	16	0	0,5	17,6	0,0
2065	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	16	0	0,5	17,6	0,0
2066	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	16	0	0,5	17,7	0,0
2067	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	1	1	0	15	0	0,5	16,4	0,0
2068	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	15	0	0,5	16,4	0,0
2069	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	15	0	0,5	16,5	0,0
2070	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	3	3	0	12	0	0,5	16,5	0,0
2071	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	3	3	0	9	0	0,5	17,0	0,0
2072	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	3	3	0	6	0	0,5	15,7	0,0
2073	0	0	0	44	0	0	0	0,2	0	0	4	4	0	2	0	0,5	15,2	0,0

П.4.1.52 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по VIII объекту. Вариант 3

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 воды, тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих							годовая	накопленная		
2026	2,2	0,4	1,0	305,2	58,1	0,159	61,6	2802,4	96,4	0,0	770,5	0,0	29,5
2027	2,0	0,4	0,9	307,2	58,5	0,160	57,4	2859,7	96,6	0,0	770,5	0,0	28,9
2028	4,8	0,9	2,2	312,0	59,4	0,162	62,0	2921,7	92,3	0,0	770,5	0,0	28,3
2029	4,7	0,9	2,2	316,7	60,3	0,164	64,3	2986,0	92,7	0,0	770,5	0,0	27,7
2030	4,6	0,9	2,2	321,3	61,2	0,167	68,1	3054,1	93,2	0,0	770,5	0,0	27,1
2031	5,3	1,0	2,6	326,6	62,2	0,170	84,8	3138,9	93,8	0,0	770,5	0,0	26,4
2032	5,7	1,1	2,9	332,3	63,3	0,173	104,9	3243,8	94,6	0,0	770,5	0,0	25,5
2033	6,1	1,2	3,2	338,4	64,5	0,176	115,5	3359,2	94,7	0,0	770,5	0,0	24,7
2034	6,6	1,3	3,5	345,0	65,7	0,179	126,3	3485,5	94,8	0,0	770,5	0,0	23,8
2035	7,1	1,3	3,9	352,1	67,1	0,183	137,0	3622,5	94,8	0,0	770,5	0,0	22,9
2036	6,8	1,3	3,9	358,9	68,4	0,186	137,5	3760,0	95,0	0,0	770,5	0,0	22,1
2037	6,6	1,3	4,0	365,5	69,6	0,190	137,2	3897,2	95,2	0,0	770,5	0,0	21,3

2038	6,3	1,2	4,0	371,8	70,8	0,193	137,4	4034,6	95,4	0,0	770,5	0,0	20,6
2039	6,1	1,2	4,0	377,9	72,0	0,196	137,5	4172,1	95,6	0,0	770,5	0,0	19,9
2040	5,9	1,1	4,0	383,8	73,1	0,199	138,0	4310,1	95,7	0,0	770,5	0,0	19,3
2041	5,7	1,1	4,0	389,5	74,2	0,202	137,8	4447,9	95,9	0,0	770,5	0,0	18,7
2042	5,5	1,0	4,0	395,0	75,2	0,205	138,0	4585,9	96,0	0,0	770,5	0,0	18,1
2043	5,3	1,0	4,1	400,3	76,2	0,208	138,2	4724,1	96,2	0,0	770,5	0,0	17,6
2044	5,1	1,0	4,1	405,4	77,2	0,211	138,8	4862,8	96,3	0,0	770,5	0,0	17,1
2045	4,9	0,9	4,1	410,3	78,2	0,213	138,6	5001,4	96,4	0,0	770,5	0,0	16,6
2046	4,8	0,9	4,2	415,1	79,1	0,216	138,8	5140,2	96,6	0,0	770,5	0,0	16,2
2047	4,6	0,9	4,2	419,7	79,9	0,218	139,0	5279,3	96,7	0,0	770,5	0,0	15,8
2048	4,5	0,9	4,3	424,2	80,8	0,220	139,7	5419,0	96,8	0,0	770,5	0,0	15,4
2049	4,3	0,8	4,3	428,5	81,6	0,223	139,6	5558,5	96,9	0,0	770,5	0,0	15,0
2050	4,2	0,8	4,4	432,8	82,4	0,225	139,8	5698,3	97,0	0,0	770,5	0,0	14,6
2051	4,1	0,8	4,5	436,9	83,2	0,227	140,1	5838,5	97,1	0,0	770,5	0,0	14,3
2052	4,0	0,8	4,6	440,9	84,0	0,229	140,8	5979,3	97,1	0,0	770,5	0,0	13,9
2053	3,9	0,7	4,7	444,9	84,7	0,231	140,8	6120,1	97,2	0,0	770,5	0,0	13,6
2054	3,6	0,7	4,5	448,5	85,4	0,233	121,9	6242,0	97,0	0,0	770,5	0,0	13,4
2055	3,5	0,7	4,6	452,0	86,1	0,235	122,0	6364,0	97,1	0,0	770,5	0,0	13,1
2056	3,5	0,7	4,7	455,5	86,8	0,237	122,4	6486,5	97,2	0,0	770,5	0,0	12,9
2057	3,4	0,6	4,9	458,9	87,4	0,238	122,2	6608,7	97,2	0,0	770,5	0,0	12,6
2058	3,3	0,6	5,0	462,2	88,0	0,240	122,3	6731,0	97,3	0,0	770,5	0,0	12,4
2059	3,2	0,6	5,1	465,4	88,7	0,242	122,4	6853,5	97,4	0,0	770,5	0,0	12,2
2060	3,2	0,6	5,3	468,6	89,3	0,243	122,9	6976,4	97,4	0,0	770,5	0,0	12,0
2061	3,1	0,6	5,5	471,7	89,8	0,245	122,7	7099,1	97,5	0,0	770,5	0,0	11,8
2062	2,9	0,5	5,4	474,5	90,4	0,247	97,5	7196,6	97,1	0,0	770,5	0,0	11,6
2063	2,8	0,5	5,6	477,4	90,9	0,248	97,6	7294,2	97,1	0,0	770,5	0,0	11,5
2064	2,8	0,5	5,8	480,1	91,5	0,249	98,0	7392,2	97,2	0,0	770,5	0,0	11,3
2065	2,7	0,5	6,0	482,8	92,0	0,251	97,9	7490,1	97,2	0,0	770,5	0,0	11,2
2066	2,7	0,5	6,3	485,5	92,5	0,252	98,1	7588,2	97,3	0,0	770,5	0,0	11,0
2067	2,6	0,5	6,5	488,0	93,0	0,254	85,2	7673,4	97,0	0,0	770,5	0,0	10,9
2068	2,5	0,5	6,8	490,6	93,4	0,255	85,6	7759,0	97,1	0,0	770,5	0,0	10,8
2069	2,5	0,5	7,2	493,0	93,9	0,256	85,6	7844,6	97,1	0,0	770,5	0,0	10,7
2070	2,0	0,4	6,2	495,0	94,3	0,257	68,5	7913,1	97,1	0,0	770,5	0,0	10,6
2071	1,5	0,3	5,0	496,5	94,6	0,258	53,2	7966,3	97,2	0,0	770,5	0,0	10,5
2072	1,0	0,2	3,4	497,5	94,8	0,258	32,8	7999,1	97,1	0,0	770,5	0,0	10,5
2073	0,4	0,1	1,3	497,8	94,8	0,259	10,6	8009,6	96,6	0,0	770,5	0,0	10,4

П.4.1.53 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, 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 1 скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	5	5	0	293	0	0	0	0	10	10	0	90	17	1,3	27,6	105,8
2027	5	5	0	298	0	0	0	0	24	23	1	72	16	1,6	25,1	94,2
2028	9	9	0	308	2	1	0	0	7	3	4	81	12	1,9	21,8	71,5
2029	7	7	0	315	3	0	0	0	1	1	0	90	12	2,0	21,2	70,7
2030	1	1	0	316	0	0	0	0	0	0	0	91	12	2,1	22,7	74,0
2031	1	1	0	319	0	2	0	0	3	3	0	91	12	1,9	24,5	76,6
2032	0	0	0	323	5	4	1	0	1	1	0	99	13	1,6	24,1	88,7
2033	0	0	0	326	3	3	1	0	0	0	0	105	14	1,5	24,1	79,5
2034	0	0	0	328	6	2	1	0	1	1	0	112	15	1,4	22,0	72,8
2035	0	0	0	330	1	2	0	0	0	0	0	115	15	1,3	22,9	71,3
2036	0	0	0	330	1	0	0	0	0	0	0	116	15	1,2	22,8	76,3
2037	0	0	0	330	1	0	0	0	0	0	0	117	15	1,2	22,6	75,8
2038	0	0	0	330	3	0	0	0	10	4	6	116	9	1,1	20,5	98,4
2039	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	116	9	1,1	21,0	98,2
2040	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	116	9	1,0	21,0	98,1
2041	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	116	9	1,0	20,2	106,5

2042	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	116	9	0,9	19,6	106,4
2043	0	0	0	330	0	0	0	0	1	1	0	115	9	0,8	19,0	87,1
2044	0	0	0	330	0	0	0	0	3	3	0	112	9	0,8	18,4	84,1
2045	0	0	0	330	0	0	0	0	5	5	0	107	9	0,8	18,2	73,7
2046	0	0	0	330	0	0	0	0	8	8	0	99	9	0,7	17,9	67,8
2047	0	0	0	330	0	0	0	0	10	10	0	89	9	0,7	18,7	65,2
2048	0	0	0	330	0	0	0	0	9	9	0	80	9	0,7	19,2	62,3
2049	0	0	0	330	0	0	0	0	18	18	0	62	9	0,7	18,1	53,1
2050	0	0	0	330	0	0	0	0	9	9	0	53	9	0,7	18,8	52,3
2051	0	0	0	330	0	0	0	0	3	3	0	50	9	0,7	19,3	50,8
2052	0	0	0	330	0	0	0	0	5	5	0	45	9	0,7	20,4	48,8
2053	0	0	0	330	0	0	0	0	4	2	2	43	7	0,7	20,9	61,4
2054	0	0	0	330	0	0	0	0	6	6	0	37	7	0,7	21,0	49,1
2055	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	37	7	0,7	21,0	49,1
2056	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	37	7	0,7	21,0	49,1
2057	0	0	0	330	0	0	0	0	1	1	0	36	7	0,7	20,8	49,0
2058	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	36	7	0,7	20,8	49,0
2059	0	0	0	330	0	0	0	0	7	2	5	34	2	0,7	19,5	12,0
2060	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	34	2	0,6	19,5	12,0
2061	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	34	2	0,6	19,5	12,0
2062	0	0	0	330	0	0	0	0	1	1	0	33	2	0,6	17,9	12,0
2063	0	0	0	330	0	0	0	0	1	1	0	32	2	0,6	18,1	10,9
2064	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	32	2	0,6	18,1	10,9
2065	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	32	2	0,6	18,2	10,9
2066	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	32	2	0,6	18,2	10,9
2067	0	0	0	330	0	0	0	0	1	1	0	31	2	0,6	17,6	10,9
2068	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	31	2	0,6	17,6	10,9
2069	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	31	2	0,5	17,6	10,9
2070	0	0	0	330	0	0	0	0	4	4	0	27	2	0,5	16,2	5,5
2071	0	0	0	330	0	0	0	0	3	3	0	24	2	0,5	16,3	5,5
2072	0	0	0	330	0	0	0	0	10	8	2	16	0	0,5	13,8	0,0
2073	0	0	0	330	0	0	0	0	6	6	0	10	0	0,6	13,0	0,0
2074	0	0	0	330	0	0	0	0	2	2	0	8	0	0,6	12,5	0,0
2075	0	0	0	330	0	0	0	0	2	2	0	6	0	0,6	13,1	0,0
2076	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0,6	13,1	0,0
2077	0	0	0	330	0	0	0	0	2	2	0	4	0	0,6	13,1	0,0
2078	0	0	0	330	0	0	0	0	3	3	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2079	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2080	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2081	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2082	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2083	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2084	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2085	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,7	13,1	0,0
2086	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,6	13,1	0,0
2087	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,6	13,1	0,0
2088	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,6	13,1	0,0
2089	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,6	13,1	0,0
2090	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,6	13,1	0,0
2091	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,5	13,1	0,0

П.4.1.54 -Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 3

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 воды, тыс.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2026	38,7	0,7	2,8	4499,9	77,2	0,218	813,7	113252,1	95,2	623,5	72032,6
2027	37,6	0,6	2,8	4537,5	77,8	0,220	586,5	113838,6	93,6	522,5	72555,1
2028	51,3	0,9	4,0	4588,8	78,7	0,222	582,7	114421,3	91,2	298,1	72853,2
2029	60,3	1,0	4,8	4649,1	79,7	0,225	639,7	115061,0	90,6	294,2	73147,4
2030	65,0	1,1	5,5	4714,1	80,8	0,228	712,4	115773,4	90,9	307,8	73455,3
2031	60,8	1,0	5,4	4774,9	81,9	0,231	772,4	116545,8	92,1	318,9	73774,1

2032	57,3	1,0	5,4	4832,2	82,9	0,234	872,1	117417,9	93,4	400,8	74174,9
2033	55,5	1,0	5,6	4887,7	83,8	0,237	903,1	118321,0	93,9	386,0	74560,9
2034	55,7	1,0	5,9	4943,4	84,8	0,240	899,4	119220,4	93,8	378,5	74939,4
2035	53,1	0,9	6,0	4996,5	85,7	0,242	919,3	120139,7	94,2	371,1	75310,5
2036	50,0	0,9	6,0	5046,4	86,5	0,245	926,1	121065,8	94,6	398,1	75708,6
2037	47,2	0,8	6,0	5093,7	87,3	0,247	925,6	121991,4	94,9	394,4	76102,9
2038	46,4	0,8	6,3	5140,0	88,1	0,249	847,3	122838,7	94,5	306,9	76409,8
2039	43,4	0,7	6,3	5183,5	88,9	0,251	845,9	123684,6	94,9	306,5	76716,4
2040	40,7	0,7	6,3	5224,2	89,6	0,253	845,6	124530,1	95,2	306,9	77023,3
2041	38,3	0,7	6,3	5262,4	90,2	0,255	813,2	125343,4	95,3	332,4	77355,8
2042	35,8	0,6	6,3	5298,3	90,8	0,257	788,9	126132,3	95,5	332,1	77687,8
2043	33,5	0,6	6,3	5331,8	91,4	0,258	756,8	126889,1	95,6	271,7	77959,5
2044	31,0	0,5	6,2	5362,8	91,9	0,260	716,3	127605,4	95,7	263,3	78222,9
2045	28,2	0,5	6,0	5391,0	92,4	0,261	677,0	128282,4	95,8	229,9	78452,8
2046	25,2	0,4	5,7	5416,2	92,9	0,262	612,8	128895,3	95,9	211,6	78664,3
2047	22,2	0,4	5,3	5438,4	93,2	0,264	576,7	129472,0	96,2	203,5	78867,9
2048	19,5	0,3	5,0	5457,9	93,6	0,264	533,5	130005,5	96,3	194,9	79062,8
2049	15,1	0,3	4,0	5473,0	93,8	0,265	389,4	130394,8	96,1	165,7	79228,5
2050	13,1	0,2	3,6	5486,1	94,1	0,266	346,3	130741,2	96,2	163,3	79391,8
2051	12,1	0,2	3,5	5498,1	94,3	0,266	335,2	131076,4	96,4	158,7	79550,5
2052	10,8	0,2	3,2	5509,0	94,5	0,267	319,1	131395,5	96,6	152,6	79703,1
2053	10,1	0,2	3,1	5519,1	94,6	0,267	311,0	131706,4	96,7	149,1	79852,3
2054	9,4	0,2	3,0	5528,5	94,8	0,268	269,1	131975,6	96,5	119,2	79971,5
2055	9,1	0,2	3,0	5537,6	94,9	0,268	269,2	132244,8	96,6	119,2	80090,6
2056	8,9	0,2	3,0	5546,5	95,1	0,269	270,1	132514,8	96,7	119,4	80210,1
2057	8,6	0,1	3,0	5555,0	95,2	0,269	260,0	132774,8	96,7	119,1	80329,1
2058	8,3	0,1	3,0	5563,4	95,4	0,270	260,1	133034,9	96,8	119,0	80448,1
2059	7,8	0,1	2,9	5571,2	95,5	0,270	230,1	133265,0	96,6	8,3	80456,5
2060	7,6	0,1	2,9	5578,8	95,7	0,270	230,9	133495,9	96,7	8,4	80464,8
2061	7,4	0,1	2,9	5586,3	95,8	0,271	230,4	133726,3	96,8	8,3	80473,2
2062	7,1	0,1	2,9	5593,3	95,9	0,271	205,2	133931,4	96,6	8,3	80481,5
2063	6,7	0,1	2,8	5600,1	96,0	0,271	201,2	134132,7	96,7	7,6	80489,1
2064	6,6	0,1	2,8	5606,7	96,1	0,272	201,9	134334,6	96,7	7,6	80496,7
2065	6,4	0,1	2,9	5613,1	96,2	0,272	201,5	134536,2	96,8	7,6	80504,3
2066	6,3	0,1	2,9	5619,4	96,3	0,272	201,7	134737,9	96,9	7,6	80511,8
2067	6,1	0,1	2,9	5625,6	96,5	0,273	188,8	134926,7	96,8	7,6	80519,4
2068	6,0	0,1	2,9	5631,6	96,6	0,273	189,5	135116,2	96,8	7,6	80527,0
2069	5,8	0,1	2,9	5637,4	96,7	0,273	189,2	135305,5	96,9	7,6	80534,6
2070	5,1	0,1	2,6	5642,5	96,7	0,273	151,3	135456,7	96,6	3,8	80538,4
2071	4,5	0,1	2,4	5647,0	96,8	0,274	136,0	135592,8	96,7	3,8	80542,2
2072	3,0	0,1	1,6	5650,0	96,9	0,274	76,7	135669,5	96,1	0,0	80542,2
2073	2,0	0,0	1,1	5652,0	96,9	0,274	45,2	135714,7	95,6	0,0	80542,2
2074	1,6	0,0	0,9	5653,6	96,9	0,274	34,7	135749,4	95,4	0,0	80542,2
2075	1,3	0,0	0,7	5654,9	97,0	0,274	27,3	135776,8	95,3	0,0	80542,2
2076	1,2	0,0	0,7	5656,1	97,0	0,274	27,4	135804,2	95,6	0,0	80542,2
2077	0,8	0,0	0,5	5656,9	97,0	0,274	18,2	135822,4	95,6	0,0	80542,2
2078	0,3	0,0	0,1	5657,2	97,0	0,274	4,6	135827,0	94,5	0,0	80542,2
2079	0,2	0,0	0,1	5657,4	97,0	0,274	4,6	135831,5	94,5	0,0	80542,2
2080	0,2	0,0	0,1	5657,7	97,0	0,274	4,6	135836,1	94,6	0,0	80542,2
2081	0,2	0,0	0,1	5657,9	97,0	0,274	4,6	135840,7	94,7	0,0	80542,2
2082	0,2	0,0	0,1	5658,2	97,0	0,274	4,6	135845,2	94,8	0,0	80542,2
2083	0,2	0,0	0,1	5658,4	97,0	0,274	4,6	135849,8	94,8	0,0	80542,2
2084	0,2	0,0	0,1	5658,6	97,0	0,274	4,6	135854,3	94,9	0,0	80542,2
2085	0,2	0,0	0,1	5658,9	97,0	0,274	4,6	135858,9	95,0	0,0	80542,2
2086	0,2	0,0	0,1	5659,1	97,0	0,274	4,6	135863,5	95,1	0,0	80542,2
2087	0,2	0,0	0,1	5659,3	97,0	0,274	4,6	135868,0	95,2	0,0	80542,2
2088	0,2	0,0	0,1	5659,5	97,0	0,274	4,6	135872,6	95,2	0,0	80542,2
2089	0,2	0,0	0,1	5659,7	97,0	0,274	4,6	135877,2	95,5	0,0	80542,2
2090	0,2	0,0	0,1	5659,9	97,0	0,274	4,6	135881,7	95,7	0,0	80542,2
2091	0,2	0,0	0,1	5660,1	97,0	0,274	4,6	135886,3	96,0	0,0	80542,2

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения (Вариант 1)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за контрактный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)									
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	**1 269 785**	476169	158723	634893	0	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	**1 269 785**	**476169**	**158723**	**634893**	**0**	**0**	**0**	**0**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	**1 312 640**	476169	163485	672986	0	0	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО									
Обустройство промысла									
Обустройство скважины	тыс.тг.	**600 000**	225000	75000	300000	0	0	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	**64 000**	24000	8000	32000	0	0	0	0
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	**88 643**	88643	0	0	0	0	0	0
Прочие затраты не входящие в СМР	тыс.тг.	**119 612**	27121	23407	20193	23995	24896	0	0
ПИР по строительству	тыс.тг.	**124 541**	4413	30000	30000	30127	30000	0	0
Закуп ОС	тыс.тг.	**1 844 665**	368933	368933	368933	368933	368933	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	**2 841 460**	**738110**	**505340**	**751126**	**423055**	**423829**	**0**	**0**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	2 990 622	738110	520500	796194	461130	474689	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	**4 111 245**	**1214280**	**664063**	**1386019**	**423055**	**423829**	**0**	**0**
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	**4 303 263**	**1214280**	**683985**	**1469180**	**461130**	**474689**	**0**	**0**

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность (Вариант 1)

	Ед.изм	Итого за контрактный 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.	**2 347 676**	302 172	321 376	250 790	212 395	179 732	168 763	163 312	157 891	155 153	149 951	142 997	143 143
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**916 348**	53 340	60 940	69 409	72 136	76 523	78 710	82 645	81 354	81 625	82 717	86 852	90 096
Налог на имущество	тыс.тг.	**597 048**	60 619	63 735	68 015	70 231	65 770	59 031	50 269	42 813	36 468	31 068	26 471	22 557
Прочие налоги	тыс.тг.	**45 019**	3 305	3 447	3 580	3 577	3 619	3 649	3 726	3 810	3 919	4 017	4 109	4 261
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**7 336 286**	476 450	501 143	618 311	573 750	549 692	656 910	635 693	614 590	690 210	667 068	675 891	676 579
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**6 838 476**	631 274	559 673	680 575	631 630	604 832	582 480	575 171	529 597	528 675	517 032	497 198	500 337
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**5 732 232**	445 759	505 742	568 764	530 581	507 624	483 272	473 795	460 690	453 802	441 835	427 914	432 455
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**19 117 732**	**1 368 576**	**1 373 303**	**1 757 865**	**1 669 510**	**1 628 328**	**1 695 288**	**1 657 987**	**1 574 963**	**1 639 547**	**1 593 785**	**1 575 438**	**1 583 143**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	**12 005 557**	1 018 595	951 573	1 155 714	992 110	1 023 772	947 183	976 338	973 570	969 977	969 609	985 195	1 041 921
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	**9 657 882**	716 424	630 197	904 925	779 714	844 040	778 420	813 026	815 680	814 824	819 657	842 198	898 778
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**21 465 408**	**1 670 748**	**1 694 679**	**2 008 654**	**1 881 905**	**1 808 060**	**1 864 051**	**1 821 300**	**1 732 854**	**1 794 701**	**1 743 736**	**1 718 435**	**1 726 285**

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход (Вариант 1)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за контрактный 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**
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	**195,811**	19,484	17,938	21,813	20,245	19,386	17,336	15,977	14,711	13,768	12,672	11,509	11,0
на внутренний рынок	тыс. тонн	**139,397**	20,241	21,162	16,327	13,576	11,347	10,147	9,352	8,611	8,059	7,417	6,737	6,4
Цена реализации продукции														
Нефти														
на экспорт	тг/тонн		222305,98	253973,73	257687,12	257644,82	257778,38	270667,30	284200,66	298410,69	313331,23	328997,79	345447,68	362720,1
на внутренний рынок	тг/тонн		93305,61	94915,00	96004,00	97780,00	98998,00	103947,90	109145,30	114602,56	120332,69	126349,32	132666,79	139300,1
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	тыс.тг.	**54782819,4**	4331360,82	4555841,48	5621009,95	5215906,51	4997200,31	4692211,19	4540666,15	4389928,44	4313814,54	4169173,27	3975831,23	3979875,5
на внутренний рынок	тыс.тг.	**14672972,1**	1888574,41	2008597,99	1567435,14	1327471,64	1123327,44	1054768,52	1020702,51	986817,97	969708,22	937194,12	893732,50	894641,6
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	**69 455 791,44**	**6219935,22**	**6564439,48**	**7188445,09**	**6543378,15**	**6120527,75**	**5746979,71**	**5561368,66**	**5376746,41**	**5283522,76**	**5106367,38**	**4869563,72**	**4874517,1**

Таблица П.4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за контрактный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)								
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	**861 884,69**	80 739,22	83 444,05	85 464,57	79 574,88	75 924,62	71 290,79
Затраты на материалы	тыс.тг.	**368 542,70**	34 524,16	35 680,76	36 544,73	34 026,29	32 465,44	30 484,01
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	**48 587,42**	3 897,65	3 274,03	3 584,02	3 724,82	3 951,38	4 064,28
НИР	тыс.тг.	**992 064,37**	64 704,36	67 939,57	74 372,15	77 293,91	81 995,29	84 338,02
Геофизические работы	тыс.тг.	**173 679,41**	11 327,71	11 894,09	13 020,23	13 531,74	14 354,81	14 764,95
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	**9 659,33**	630,00	661,50	724,13	752,58	798,35	821,16
Транспортные услуги	тыс.тг.	**3 364 386,09**	219 431,76	230 403,35	252 218,14	262 126,71	278 070,49	286 015,37
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	**709 337,14**	46 264,34	48 577,56	53 176,92	55 266,01	58 627,55	60 302,63
Охрана труда	тыс.тг.	**1 042 746,48**	68 009,94	71 410,44	78 171,64	81 242,67	86 184,23	88 646,64
Охрана объектов	тыс.тг.	**845 921,85**	53 145,39	55 802,66	58 592,79	61 522,43	64 598,55	67 828,48
Аренда	тыс.тг.	**2 141 947,14**	139 701,93	146 687,03	160 575,48	166 883,80	177 034,47	182 092,60
Расходы на экологию	тыс.тг.	**860 389,24**	56 116,25	58 922,06	64 500,85	67 034,81	71 112,19	73 143,97
Командировочные расходы	тыс.тг.	**422,01**	27,52	28,90	31,64	32,88	34,88	35,88
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	**30 755,54**	2 005,94	2 106,23	2 305,65	2 396,23	2 541,98	2 614,61
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	**7 202 052,11**	469 731,76	493 218,34	539 916,68	561 127,69	595 258,14	612 265,51
Затраты на персонал	тыс.тг.	**696 022,39**	45 395,93	47 665,72	52 178,75	54 228,63	57 527,07	59 170,71
Потери нефти	тыс.тг.	**494 493,91**	33 002,87	34 441,35	38 783,70	40 068,17	41 894,30	42 151,95
Бригады (ПТГ, БДНГ...)	тыс.тг.	**10 920 304,35**	712 243,35	747 855,52	818 663,12	850 824,88	902 576,09	928 363,98
ЦИР, ЦНИПР	тыс.тг.	**1 569 931,66**	102 393,98	107 513,68	117 693,16	122 316,82	129 756,71	133 464,05
ЦППН	тыс.тг.	**7 420 562,36**	695 139,85	718 427,67	735 823,72	685 115,23	653 687,66	613 791,80
Химлаборатория	тыс.тг.	**600 176,59**	56 223,05	58 106,58	59 513,57	55 412,26	52 870,39	49 643,60
Цех ПРС	тыс.тг.	**10 826 132,36**	706 101,27	741 406,34	811 603,32	843 487,74	894 792,66	920 358,17
Гараж спецтехники	тыс.тг.	**5 458 432,54**	356 009,52	373 809,99	409 202,64	425 278,46	451 145,91	464 035,80
Участки (УПРЭО, УТГВС, УТРО...)	тыс.тг.	**11 670 499,89**	761 172,56	799 231,18	874 903,07	909 274,26	964 580,64	992 140,08
Вспомогательные (ПК, медпункт, ДОС...)	тыс.тг.	**780 380,93**	50 897,95	53 442,85	58 502,86	60 801,19	64 499,41	66 342,25
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	**248 784,74**	55 819,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	**302 295,63**	57 437,73	8 615,66	9 046,44	9 498,76	0,00	20 944,78
Вывод из консервации	тыс.тг.	**31 995,23**	0,00	0,00	0,00	0,00	13 292,02	0,00
Ввод из наблюдательного ф	тыс.тг.	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
РИР	тыс.тг.	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ввод из ликвид.	тыс.тг.	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**69 672 388,10**	**4 882 095,37**	**5 000 567,11**	**5 409 113,98**	**5 522 843,87**	**5 769 575,25**	**5 869 116,02**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**916 347,57**	53 340,38	60 939,58	69 408,98	72 135,76	76 523,40	78 709,78
Налог на имущество	тыс.тг.	**597 047,72**	60 618,97	63 735,20	68 015,20	70 231,31	65 769,97	59 031,05
Земельный налог	тыс.тг.	**18 768,30**	1 179,13	1 238,08	1 299,99	1 364,99	1 433,24	1 504,90
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	**15 454,94**	1 447,78	1 496,28	1 532,51	1 426,90	1 361,45	1 278,35
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	**10 796,11**	678,27	712,18	747,79	785,18	824,44	865,66
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**5 732 231,66**	445 758,91	505 741,66	568 763,51	530 580,89	507 623,80	483 271,84
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**76 963 034,39**	**5 445 118,81**	**5 634 430,09**	**6 118 881,96**	**6 199 368,90**	**6 423 111,55**	**6 493 777,60**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг								
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	**7 629 431,85**	690 729,01	698 433,18	772 217,40	706 515,39	666 090,34	625 437,51
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**7 336 286,10**	476 449,69	501 142,56	618 311,09	573 749,72	549 692,03	656 909,57
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**6 838 475,60**	631 274,46	559 673,05	680 575,39	631 630,32	604 832,15	582 480,03
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**21 804 193,55**	**1 798 453,16**	**1 759 248,80**	**2 071 103,89**	**1 911 895,43**	**1 820 614,52**	**1 864 827,11**
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**490 427,66**	**48 849,63**	**44 281,99**	**53 714,31**	**42 715,23**	**43 000,31**	**37 606,88**
Страхование	тыс.тг.	**306 138,52**	19 966,95	20 965,29	22 950,31	23 851,92	25 302,71	26 025,65
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	**43 032,63**	12 142,80	6 839,85	14 691,80	4 611,30	4 746,89	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	**141 256,51**	16 739,89	16 476,85	16 072,21	14 252,01	12 950,71	11 581,24
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**22 294 621,21**	**1 847 302,79**	**1 803 530,79**	**2 124 818,20**	**1 954 610,66**	**1 863 614,82**	**1 902 434,00**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**99 257 655,60**	**7 292 421,59**	**7 437 960,88**	**8 243 700,16**	**8 153 979,57**	**8 286 726,37**	**8 396 211,60**
Доходы (убытки)								
Производственный доход	тыс.тг.	**69 455 791,44**	6 219 935,22	6 564 439,48	7 188 445,09	6 543 378,15	6 120 527,75	5 746 979,71

Составляющие	Ед.изм	Итого за контрактный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	**99 257 655,60**	7 292 421,59	7 437 960,88	8 243 700,16	8 153 979,57	8 286 726,37	8 396 211,60
Операционный доход	**тыс.тг.**	**-29 801 864,16**	**-1 072 486,37**	**-873 521,40**	**-1 055 255,07**	**-1 610 601,41**	**-2 166 198,62**	**-2 649 231,88**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	**5 558 305,40**	426 487,33	477 025,21	607 734,19	584 143,58	578 416,28	517 050,78
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**-35 360 169,57**	**-1 498 973,70**	**-1 350 546,61**	**-1 662 989,26**	**-2 194 745,00**	**-2 744 614,90**	**-3 166 282,66**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	**6 726 788,45**	746 435,00	736 332,74	846 164,78	788 663,77	742 000,14	631 211,79
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	**-36 528 652,61**	-1 818 921,37	-1 609 854,15	-1 901 419,84	-2 399 265,18	-2 908 198,76	-3 280 443,67
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**-35 360 169,57**	**-1 498 973,70**	**-1 350 546,61**	**-1 662 989,26**	**-2 194 745,00**	**-2 744 614,90**	**-3 166 282,66**

Продолжение Т,П,4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	10	11	12	13	14	15
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)							
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	68 988,30	66 698,08	65 541,65	63 344,05	60 406,52	60 467,97
Затраты на материалы	тыс.тг.	29 499,46	28 520,16	28 025,67	27 085,97	25 829,88	25 856,16
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	4 267,49	4 200,81	4 214,81	4 271,17	4 484,73	4 652,23
НИР	тыс.тг.	88 554,92	87 171,25	87 461,82	88 631,37	93 062,93	96 538,78
Геофизические работы	тыс.тг.	15 503,19	15 260,96	15 311,83	15 516,58	16 292,41	16 900,92
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	862,22	848,75	851,58	862,97	906,12	939,96
Транспортные услуги	тыс.тг.	300 316,13	295 623,69	296 609,11	300 575,39	315 604,16	327 391,79
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	63 317,76	62 328,42	62 536,18	63 372,42	66 541,04	69 026,31
Охрана труда	тыс.тг.	93 078,97	91 624,61	91 930,03	93 159,32	97 817,29	101 470,71
Охрана объектов	тыс.тг.	71 219,90	74 780,90	78 519,94	82 445,94	86 568,24	90 896,65
Аренда	тыс.тг.	191 197,23	188 209,77	188 837,13	191 362,28	200 930,40	208 435,03
Расходы на экологию	тыс.тг.	76 801,16	75 601,15	75 853,15	76 867,47	80 710,84	83 725,34
Командировочные расходы	тыс.тг.	37,67	37,08	37,20	37,70	39,59	41,07
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	2 745,34	2 702,44	2 711,45	2 747,71	2 885,10	2 992,85
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	642 878,79	632 833,81	634 943,25	643 433,77	675 605,46	700 838,92
Затраты на персонал	тыс.тг.	62 129,24	61 158,47	61 362,33	62 182,88	65 292,02	67 730,64
Потери нефти	тыс.тг.	43 472,71	43 402,65	43 444,46	43 672,60	44 322,21	45 836,94
Бригады (ПТГ, БДНГ...)	тыс.тг.	974 782,17	959 551,20	962 749,71	975 623,69	1 024 404,87	1 062 665,77
ЦИР, ЦНИПР	тыс.тг.	140 137,25	137 947,60	138 407,43	140 258,23	147 271,14	152 771,63
ЦППН	тыс.тг.	593 968,07	574 249,95	564 293,44	545 372,80	520 081,58	520 610,61
Химлаборатория	тыс.тг.	48 040,26	46 445,45	45 640,17	44 109,86	42 064,30	42 107,09
Цех ПРС	тыс.тг.	966 376,07	951 276,45	954 447,37	967 210,33	1 015 570,84	1 053 501,80
Гараж спецтехники	тыс.тг.	487 237,59	479 624,50	481 223,25	487 658,21	512 041,12	531 165,55
Участки (УПРЭО, УТГВС, УТРО...)	тыс.тг.	1 041 747,09	1 025 469,79	1 028 888,02	1 042 646,41	1 094 778,73	1 135 668,06
Вспомогательные (ПК, медпункт, ДОС...)	тыс.тг.	69 659,36	68 570,93	68 799,50	69 719,50	73 205,47	75 939,65
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	24 934,44	52 362,33	54 980,45	28 864,74	0,00	31 823,37
Ликвидация	тыс.тг.	0,00	69 274,85	48 492,39	50 917,01	0,00	28 068,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18 703,21
Ввод из наблюдательного ф	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
РИР	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ввод из ликвид.	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**6 101 752,79**	**6 095 776,05**	**6 086 113,32**	**6 111 950,36**	**6 266 716,98**	**6 556 766,99**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	82 645,27	81 353,93	81 625,11	82 716,61	86 852,44	90 096,33
Налог на имущество	тыс.тг.	50 268,98	42 813,28	36 468,27	31 067,79	26 470,68	22 557,01
Земельный налог	тыс.тг.	1 580,14	1 659,15	1 742,11	1 829,21	1 920,67	2 016,71
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	1 237,07	1 196,00	1 175,26	1 135,86	1 083,18	1 084,28
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	908,95	954,39	1 002,11	1 052,22	1 104,83	1 160,07
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	473 795,07	460 690,01	453 802,05	441 834,59	427 914,23	432 455,10
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**6 712 188,27**	**6 684 442,83**	**6 661 928,24**	**6 671 586,63**	**6 812 063,02**	**7 106 136,49**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг							
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	605 237,66	585 145,43	575 000,00	555 720,37	529 949,29	618 956,27
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	635 693,26	614 589,98	690 210,33	667 067,72	675 891,31	676 578,83

Составляющие	Ед.изм	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	10	11	12	13	14	15
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	575 171,01	529 597,05	528 675,29	517 031,65	497 198,04	500 337,15
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**1 816 101,94**	**1 729 332,46**	**1 793 885,62**	**1 739 819,74**	**1 703 038,64**	**1 795 872,25**
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**38 000,45**	**36 727,74**	**36 187,14**	**35 816,36**	**36 406,85**	**37 120,77**
Страхование	тыс.тг.	27 326,93	26 899,95	26 989,61	27 350,52	28 718,05	29 790,65
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	10 673,52	9 827,80	9 197,53	8 465,84	7 688,81	7 330,12
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**1 854 102,38**	**1 766 060,21**	**1 830 072,75**	**1 775 636,10**	**1 739 445,49**	**1 832 993,02**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**8 566 290,65**	**8 450 503,04**	**8 492 000,99**	**8 447 222,74**	**8 551 508,51**	**8 939 129,50**
Доходы (убытки)							
Производственный доход	тыс.тг.	5 561 368,66	5 376 746,41	5 283 522,76	5 106 367,38	4 869 563,72	4 874 517,09
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	8 566 290,65	8 450 503,04	8 492 000,99	8 447 222,74	8 551 508,51	8 939 129,50
Операционный доход	**тыс.тг.**	**-3 004 921,99**	**-3 073 756,62**	**-3 208 478,23**	**-3 340 855,36**	**-3 681 944,79**	**-4 064 612,41**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	476 042,10	437 955,29	409 401,98	376 589,60	341 927,52	325 531,54
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**-3 480 964,09**	**-3 511 711,91**	**-3 617 880,21**	**-3 717 444,96**	**-4 023 872,31**	**-4 390 143,95**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	537 063,90	457 028,84	388 973,01	331 091,55	281 855,37	239 967,57
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	-3 541 985,89	-3 530 785,46	-3 597 451,24	-3 671 946,90	-3 963 800,15	-4 304 579,98
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**-3 480 964,09**	**-3 511 711,91**	**-3 617 880,21**	**-3 717 444,96**	**-4 023 872,31**	**-4 390 143,95**

Таблица П.4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за контрактный 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.	**69 455 791**	6 219 935	6 564 439	7 188 445	6 543 378	6 120 528	5 746 980	5 561 369	5 376 746	5 283 523	5 106 367	4 869 564	4 874 517
Итого приток средств	тыс.тг.	**69 455 791**	6 219 935	6 564 439	7 188 445	6 543 378	6 120 528	5 746 980	5 561 369	5 376 746	5 283 523	5 106 367	4 869 564	4 874 517
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	**99 257 656**	7 292 422	7 437 961	8 243 700	8 153 980	8 286 726	8 396 212	8 566 291	8 450 503	8 492 001	8 447 223	8 551 509	8 939 130
прямые затраты	тыс.тг.	**69 672 388**	4 882 095	5 000 567	5 409 114	5 522 844	5 769 575	5 869 116	6 101 753	6 095 776	6 086 113	6 111 950	6 266 717	6 556 767
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	**7 290 646**	563 023	633 863	709 768	676 525	653 536	624 662	610 435	588 667	575 815	559 636	545 346	549 370
расходы периода	тыс.тг.	**22 294 621**	1 847 303	1 803 531	2 124 818	1 954 611	1 863 615	1 902 434	1 854 102	1 766 060	1 830 073	1 775 636	1 739 445	1 832 993
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	**4 303 263**	**1 214 280**	**683 985**	**1 469 180**	**461 130**	**474 689**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**1 312 640**	**476 169**	**163 485**	**672 986**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**2 990 622**	**738 110**	**520 500**	**796 194**	**461 130**	**474 689**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Итого отток средств	тыс.тг.	**103 560 918**	8 506 701	8 121 946	9 712 880	8 615 110	8 761 415	8 396 212	8 566 291	8 450 503	8 492 001	8 447 223	8 551 509	8 939 130
Поток денежной наличности	**тыс.тг.**	**-34 105 127**	**-2 286 766**	**-1 557 506**	**-2 524 435**	**-2 071 731**	**-2 640 887**	**-2 649 232**	**-3 004 922**	**-3 073 757**	**-3 208 478**	**-3 340 855**	**-3 681 945**	**-4 064 612**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**-19 066 140**	-2 286 766	-1 405 057	-2 054 437	-1 520 990	-1 749 070	-1 582 856	-1 619 642	-1 494 581	-1 407 387	-1 322 015	-1 314 378	-1 308 960
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	**-34 105 127**	-2 286 766	-3 844 272	-6 368 707	-8 440 438	-11 081 326	-13 730 558	-16 735 480	-19 809 236	-23 017 714	-26 358 570	-30 040 515	-34 105 127
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**-19 066 140**	-2 286 766	-3 691 823	-5 746 260	-7 267 250	-9 016 320	-10 599 176	-12 218 818	-13 713 399	-15 120 786	-16 442 801	-17 757 179	-19 066 140

Таблица П.4.2.6 – Капитальные вложения (Вариант 3)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за контрактный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)									
Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных	тыс.тг.	**8 389 076**	1198439	2996098	3595318	599220	0	0	0
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	**7 603 282**	1629275	0	1629275	3258549	543092	543092	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	**15 992 357**	**2827714**	**2996098**	**5224593**	**3857769**	**543092**	**543092**	**0**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	**16 886 834**	2827714	3085981	5538068	4204968	608263	621840	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО									
Обустройство промысла									
Обустройство скважины	тыс.тг.	**2 100 000**	375000	375000	675000	525000	75000	75000	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	**224 000**	40000	40000	72000	56000	8000	8000	0

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за контрактный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	**88 643**	88643	0	0	0	0	0	0
Строительство административного здания	тыс.тг.	**0**	0	0	0	0	0	0	0
Модернизация	тыс.тг.	**0**	0	0	0	0	0	0	0
Прочие затраты не входящие в СМР	тыс.тг.	**119 612**	27121	23407	20193	23995	24896	0	0
ПИР по строительству	тыс.тг.	**124 541**	4413	30000	30000	30127	30000	0	0
Закуп ОС	тыс.тг.	**1 844 665**	368933	368933	368933	368933	368933	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	**4 501 460**	**904110**	**837340**	**1166126**	**1004055**	**506829**	**83000**	**0**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	4 759 767	904110	862460	1236094	1094420	567649	95035	0
ВСЕГО	тыс.тг.	**20 493 818**	**3731824**	**3833438**	**6390719**	**4861824**	**1049921**	**626092**	**0**
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	**21 646 602**	**3731824**	**3948441**	**6774162**	**5299388**	**1175911**	**716875**	**0**

Таблица П.4.2.7 - Бюджетная эффективность (Вариант 3)

	Ед.изм	Итого за контрактный 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.	**4 365 034**	292 525	307 074	335 655	376 370	377 884	371 085	367 341	373 705	393 727	393 790	389 437	386 442
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**1 063 977**	53 340	48 752	59 918	69 905	74 216	77 926	89 016	99 131	111 027	119 701	126 779	134 266
Налог на имущество	тыс.тг.	**1 748 378**	76 668	114 237	165 572	217 818	226 533	204 720	178 675	151 958	129 241	109 925	93 499	79 531
Прочие налоги	тыс.тг.	**61 112**	3 305	3 427	4 167	4 762	5 214	5 274	5 363	5 538	5 825	5 963	6 073	6 201
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**15 439 600**	461 239	478 841	827 544	1 016 699	1 155 716	1 444 447	1 429 876	1 454 644	1 751 522	1 751 800	1 840 714	1 826 559
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**13 679 895**	611 121	534 766	910 878	1 119 264	1 271 647	1 280 788	1 293 742	1 253 479	1 341 600	1 357 787	1 354 063	1 350 760
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**10 704 736**	431 450	474 104	727 420	885 004	985 858	973 347	979 393	1 002 406	1 060 620	1 064 342	1 059 730	1 061 061
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**38 332 663**	**1 344 599**	**1 347 053**	**2 359 844**	**2 937 082**	**3 341 300**	**3 615 418**	**3 608 723**	**3 593 452**	**4 006 108**	**4 015 728**	**4 091 422**	**4 071 935**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	**19 280 656**	1 416 747	1 403 531	2 081 532	2 023 086	1 402 015	1 356 356	1 378 043	1 468 207	1 600 106	1 638 427	1 694 834	1 817 771
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	**14 915 622**	1 124 222	1 096 458	1 745 876	1 646 717	1 024 132	985 271	1 010 702	1 094 503	1 206 379	1 244 637	1 305 397	1 431 329
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**42 697 697**	**1 637 124**	**1 654 127**	**2 695 499**	**3 313 452**	**3 719 184**	**3 986 502**	**3 976 064**	**3 967 156**	**4 399 835**	**4 409 518**	**4 480 859**	**4 458 377**

Таблица П.4.2.8 - Производственный доход (Вариант 3)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за контрактный 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**
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	**379,886**	18,862	17,140	29,195	35,874	40,758	38,119	35,937	34,819	34,938	33,279	31,344	29,6
на внутренний рынок	тыс. тонн	**248,922**	19,595	20,220	21,852	24,057	23,857	22,312	21,035	20,380	20,450	19,479	18,347	17,3
Цена реализации продукции														
Нефти														
на экспорт	тг/тонн		222305,98	253973,73	257687,12	257644,82	257778,38	270667,30	284200,66	298410,69	313331,23	328997,79	345447,68	362720,1
на внутренний рынок	тг/тонн		93305,61	94915,00	96004,00	97780,00	98998,00	103947,90	109145,30	114602,56	120332,69	126349,32	132666,79	139300,1
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	тыс.тг.	**110207677,7**	4193079,47	4353095,55	7523127,56	9242714,17	10506508,75	10317479,35	10213396,93	10390317,35	10947010,28	10948751,88	10827730,62	10744465,8
на внутренний рынок	тыс.тг.	**27281460,4**	1828280,51	1919210,54	2097846,23	2352312,28	2361772,36	2319280,18	2295883,35	2335653,53	2460793,29	2461184,79	2433980,26	2415263,0
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	**137 489 138,02**	**6021359,98**	**6272306,08**	**9620973,78**	**11595026,45**	**12868281,10**	**12636759,53**	**12509280,28**	**12725970,88**	**13407803,57**	**13409936,67**	**13261710,88**	**13159728,8**

Таблица П.4.2.9 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 3)

Составляющие	Ед.изм	Итого за контрактный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)								
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	**1 759 309,54**	80 739,22	82 359,99	118 157,55	145 658,88	164 894,27	161 927,55
Затраты на материалы	тыс.тг.	**752 282,40**	34 524,16	35 217,21	50 524,28	62 283,87	70 508,95	69 240,37
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	**56 184,96**	3 897,65	2 619,22	3 093,96	3 609,62	3 832,21	4 023,82

Составляющие	Ед.изм	Итого за контрактный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9
НИР	тыс.тг.	**1 149 721,40**	64 704,36	54 351,66	64 202,90	74 903,38	79 522,42	83 498,54
Геофизические работы	тыс.тг.	**201 280,22**	11 327,71	9 515,27	11 239,92	13 113,24	13 921,89	14 617,98
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	**11 194,37**	630,00	529,20	625,12	729,30	774,28	812,99
Транспортные услуги	тыс.тг.	**3 899 048,10**	219 431,76	184 322,68	217 731,17	254 019,69	269 684,24	283 168,45
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	**822 063,68**	46 264,34	38 862,04	45 905,79	53 556,76	56 859,42	59 702,39
Охрана труда	тыс.тг.	**1 208 457,82**	68 009,94	57 128,35	67 482,86	78 730,01	83 585,02	87 764,28
Охрана объектов	тыс.тг.	**845 921,85**	53 145,39	55 802,66	58 592,79	61 522,43	64 598,55	67 828,48
Аренда	тыс.тг.	**2 482 341,42**	139 701,93	117 349,62	138 619,24	161 722,45	171 695,33	180 280,10
Расходы на экологию	тыс.тг.	**997 120,70**	56 116,25	47 137,65	55 681,35	64 961,57	68 967,54	72 415,91
Командировочные расходы	тыс.тг.	**489,07**	27,52	23,12	27,31	31,86	33,83	35,52
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	**35 643,16**	2 005,94	1 684,99	1 990,39	2 322,12	2 465,32	2 588,58
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	**8 346 588,89**	469 731,76	394 574,68	466 091,34	543 773,22	577 305,91	606 171,20
Затраты на персонал	тыс.тг.	**806 632,98**	45 395,93	38 132,58	45 044,11	52 551,46	55 792,13	58 581,74
Потери нефти	тыс.тг.	**664 094,28**	31 986,80	30 687,08	39 888,58	48 882,84	52 688,76	53 835,17
Бригады (ПТГ, БДНГ...)	тыс.тг.	**12 655 738,89**	712 243,35	598 284,42	706 723,47	824 510,71	875 355,54	919 123,32
ЦИР, ЦНИПР	тыс.тг.	**1 819 422,29**	102 393,98	86 010,94	101 600,42	118 533,83	125 843,41	132 135,58
ЦППН	тыс.тг.	**15 147 114,58**	695 139,85	709 094,17	1 017 300,18	1 254 078,20	1 419 689,02	1 394 146,48
Химлаборатория	тыс.тг.	**1 225 101,70**	56 223,05	57 351,68	82 279,45	101 430,10	114 824,74	112 758,85
Цех ПРС	тыс.тг.	**12 546 601,27**	706 101,27	593 125,07	700 628,99	817 400,49	867 806,85	911 197,19
Гараж спецтехники	тыс.тг.	**6 325 876,53**	356 009,52	299 048,00	353 250,44	412 125,52	437 539,93	459 416,92
Участки (УПРЭО, УТГВС, УТРО...)	тыс.тг.	**13 525 154,12**	761 172,56	639 384,95	755 273,47	881 152,38	935 490,11	982 264,62
Вспомогательные (ПК, медпункт, ДОС...)	тыс.тг.	**904 397,62**	50 897,95	42 754,28	50 503,49	58 920,74	62 554,19	65 681,90
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	**10 564,33**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	**513 337,13**	0,00	19 536,79	0,00	0,00	22 616,28	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	**416 189,86**	82 053,90	206 775,83	63 325,10	9 498,76	0,00	31 417,16
Вывод из консервации	тыс.тг.	**362 753,88**	0,00	0,00	24 112,51	37 977,21	0,00	0,00
Ввод из наблюдательного ф	тыс.тг.	**8 172,68**	0,00	0,00	3 688,85	0,00	0,00	0,00
РИР	тыс.тг.	**592 047,40**	0,00	0,00	43 006,64	67 735,46	0,00	0,00
Ввод из ликвид.	тыс.тг.	**232 412,76**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35 204,02
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**90 323 259,87**	**4 849 876,08**	**4 401 664,12**	**5 286 591,66**	**6 205 736,10**	**6 598 850,13**	**6 849 839,13**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**1 063 976,69**	53 340,38	48 751,66	59 918,36	69 904,75	74 215,55	77 926,32
Налог на имущество	тыс.тг.	**1 748 377,62**	76 668,32	114 237,40	165 572,25	217 817,96	226 532,81	204 719,83
Земельный налог	тыс.тг.	**18 768,30**	1 179,13	1 238,08	1 299,99	1 364,99	1 433,24	1 504,90
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	**31 547,16**	1 447,78	1 476,84	2 118,75	2 611,89	2 956,81	2 903,61
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	**10 796,11**	678,27	712,18	747,79	785,18	824,44	865,66
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**10 704 736,06**	431 450,27	474 103,64	727 419,67	885 004,32	985 858,00	973 347,36
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**103 901 461,81**	**5 414 640,22**	**5 042 183,93**	**6 243 668,46**	**7 383 225,19**	**7 890 670,98**	**8 111 106,82**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг								
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	**15 176 331,05**	668 677,06	667 351,22	1 033 531,35	1 251 962,58	1 400 440,95	1 375 244,71
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**15 439 600,24**	461 238,74	478 840,51	827 544,03	1 016 698,56	1 155 715,96	1 444 447,11
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**13 679 894,76**	611 120,64	534 766,25	910 878,21	1 119 264,41	1 271 646,89	1 280 787,56
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**44 295 826,05**	**1 741 036,44**	**1 680 957,98**	**2 771 953,60**	**3 387 925,56**	**3 827 803,80**	**4 100 479,38**
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**1 028 245,57**	**85 233,53**	**83 408,44**	**124 652,16**	**119 663,38**	**83 257,85**	**76 853,68**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	**183 272,16**	11 208,46	10 889,01	14 877,99	17 467,49	18 832,58	17 613,09
Страхование	тыс.тг.	**354 789,49**	19 966,95	16 772,23	19 812,20	23 114,24	24 539,61	25 766,59
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	**216 466,02**	37 318,24	39 484,41	67 741,62	52 993,88	11 759,11	7 168,75
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	**273 717,90**	16 739,89	16 262,79	22 220,35	26 087,78	28 126,55	26 305,24
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**45 324 071,62**	**1 826 269,97**	**1 764 366,43**	**2 896 605,76**	**3 507 588,94**	**3 911 061,65**	**4 177 333,06**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**149 225 533,43**	**7 240 910,19**	**6 806 550,36**	**9 140 274,22**	**10 890 814,13**	**11 801 732,63**	**12 288 439,88**
Доходы (убытки)								
Производственный доход	тыс.тг.	**137 489 138,02**	6 021 359,98	6 272 306,08	9 620 973,78	11 595 026,45	12 868 281,10	12 636 759,53
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	**149 225 533,43**	7 240 910,19	6 806 550,36	9 140 274,22	10 890 814,13	11 801 732,63	12 288 439,88
Операционный доход	**тыс.тг.**	**-11 736 395,41**	**-1 219 550,21**	**-534 244,28**	**480 699,57**	**704 212,32**	**1 066 548,48**	**348 319,66**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	**13 114 764,84**	265 790,57	384 128,05	833 931,20	1 289 081,11	1 468 084,84	1 423 499,05
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**-24 851 160,25**	**-1 485 340,78**	**-918 372,32**	**-353 231,63**	**-584 868,79**	**-401 536,37**	**-1 075 179,39**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	**20 579 814,81**	1 124 066,70	1 546 988,16	2 330 969,22	2 776 486,28	2 536 832,66	2 264 350,65

Составляющие	Ед.изм	Итого за контрактный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	**-32 316 210,22**	-2 343 616,91	-2 081 232,44	-1 850 269,66	-2 072 273,96	-1 470 284,18	-1 916 031,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**-24 851 160,25**	**-1 485 340,78**	**-918 372,32**	**-353 231,63**	**-584 868,79**	**-401 536,37**	**-1 075 179,39**

Продолжение Т,П,4.2.9

Составляющие	Ед.изм	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	10	11	12	13	14	15
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)							
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	160 294,03	163 070,71	171 807,72	171 835,05	169 935,69	168 628,89
Затраты на материалы	тыс.тг.	68 541,88	69 729,19	73 465,14	73 476,83	72 664,66	72 105,87
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	4 596,44	5 118,76	5 733,02	6 180,91	6 546,39	6 932,96
НИР	тыс.тг.	95 381,03	106 219,78	118 966,15	128 260,38	135 844,48	143 866,33
Геофизические работы	тыс.тг.	16 698,23	18 595,76	20 827,25	22 454,38	23 782,11	25 186,49
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	928,69	1 034,22	1 158,33	1 248,82	1 322,66	1 400,77
Транспортные услуги	тыс.тг.	323 465,50	360 222,95	403 449,70	434 969,21	460 689,13	487 893,61
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	68 198,50	75 948,33	85 062,13	91 707,61	97 130,32	102 866,04
Охрана труда	тыс.тг.	100 253,81	111 646,29	125 043,84	134 812,89	142 784,43	151 216,10
Охрана объектов	тыс.тг.	71 219,90	74 780,90	78 519,94	82 445,94	86 568,24	90 896,65
Аренда	тыс.тг.	205 935,35	229 337,09	256 857,54	276 924,53	293 299,20	310 619,03
Расходы на экологию	тыс.тг.	82 721,25	92 121,40	103 175,96	111 236,59	117 814,05	124 771,18
Командировочные расходы	тыс.тг.	40,57	45,18	50,61	54,56	57,79	61,20
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	2 956,96	3 292,98	3 688,14	3 976,27	4 211,39	4 460,08
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	692 434,03	771 119,71	863 654,08	931 127,05	986 185,00	1 044 420,92
Затраты на персонал	тыс.тг.	66 918,37	74 522,73	83 465,46	89 986,20	95 307,12	100 935,17
Потери нефти	тыс.тг.	59 497,68	62 929,88	68 001,46	69 627,57	71 548,46	74 520,00
Бригады (ПТГ, БДНГ...)	тыс.тг.	1 049 921,63	1 169 230,91	1 309 538,62	1 411 846,32	1 495 329,41	1 583 631,19
ЦИР, ЦНИПР	тыс.тг.	150 939,49	168 091,71	188 262,71	202 970,74	214 972,49	227 666,98
ЦППН	тыс.тг.	1 380 082,37	1 403 988,69	1 479 211,67	1 479 447,00	1 463 094,04	1 451 842,90
Химлаборатория	тыс.тг.	111 621,34	113 554,89	119 638,94	119 657,97	118 335,34	117 425,35
Цех ПРС	тыс.тг.	1 040 867,56	1 159 147,97	1 298 245,72	1 399 671,17	1 482 434,34	1 569 974,64
Гараж спецтехники	тыс.тг.	524 795,48	584 431,33	654 563,09	705 700,84	747 429,23	791 566,22
Участки (УПРЭО, УТГВС, УТРО...)	тыс.тг.	1 122 048,43	1 249 553,93	1 399 500,40	1 508 836,37	1 598 054,52	1 692 422,39
Вспомогательные (ПК, медпункт, ДОС...)	тыс.тг.	75 028,94	83 554,95	93 581,55	100 892,60	106 858,43	113 168,60
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	0,00	10 564,33	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	124 672,22	157 087,00	0,00	0,00	30 307,97	159 116,86
Ликвидация	тыс.тг.	10 996,01	0,00	12 123,10	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	87 926,73	46 161,53	113 095,75	16 964,36	17 812,58	18 703,21
Ввод из наблюдательного ф	тыс.тг.	4 483,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
РИР	тыс.тг.	130 687,11	82 332,88	172 899,05	30 257,33	31 770,20	33 358,71
Ввод из ликвид.	тыс.тг.	55 446,33	58 218,65	40 753,05	42 790,71	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**7 889 599,70**	**8 505 654,63**	**9 344 340,12**	**9 649 360,21**	**10 072 089,67**	**10 669 658,33**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	89 015,84	99 131,28	111 027,03	119 701,02	126 778,99	134 265,51
Налог на имущество	тыс.тг.	178 674,52	151 958,00	129 241,28	109 924,84	93 499,18	79 531,23
Земельный налог	тыс.тг.	1 580,14	1 659,15	1 742,11	1 829,21	1 920,67	2 016,71
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	2 874,32	2 924,11	3 080,78	3 081,27	3 047,21	3 023,78
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	908,95	954,39	1 002,11	1 052,22	1 104,83	1 160,07
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	979 393,05	1 002 406,48	1 060 620,17	1 064 341,50	1 059 730,41	1 061 061,19
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**9 142 046,53**	**9 764 688,03**	**10 651 053,60**	**10 949 290,27**	**11 358 170,96**	**11 950 716,82**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг							
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	1 361 371,28	1 384 953,48	1 459 156,59	1 459 388,73	1 443 257,48	1 670 995,61
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	1 429 875,57	1 454 644,43	1 751 521,64	1 751 800,30	1 840 714,21	1 826 559,18
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	1 293 741,85	1 253 478,62	1 341 600,06	1 357 787,47	1 354 063,12	1 350 759,68
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**4 084 988,70**	**4 093 076,53**	**4 552 278,29**	**4 568 976,50**	**4 638 034,81**	**4 848 314,47**
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**70 838,41**	**72 894,53**	**76 964,60**	**77 921,97**	**78 032,86**	**78 524,15**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	16 605,15	16 088,38	16 143,20	15 376,92	14 482,81	13 687,09

Составляющие	Ед.изм	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	10	11	12	13	14	15
Страхование	тыс.тг.	29 433,38	32 778,08	36 711,45	39 579,53	41 919,89	44 395,33
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	24 799,88	24 028,07	24 109,95	22 965,51	21 630,16	20 441,73
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**4 155 827,12**	**4 165 971,06**	**4 629 242,89**	**4 646 898,47**	**4 716 067,66**	**4 926 838,62**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**13 297 873,65**	**13 930 659,09**	**15 280 296,49**	**15 596 188,74**	**16 074 238,62**	**16 877 555,44**
Доходы (убытки)							
Производственный доход	тыс.тг.	12 509 280,28	12 725 970,88	13 407 803,57	13 409 936,67	13 261 710,88	13 159 728,79
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	13 297 873,65	13 930 659,09	15 280 296,49	15 596 188,74	16 074 238,62	16 877 555,44
Операционный доход	**тыс.тг.**	**-788 593,37**	**-1 204 688,21**	**-1 872 492,92**	**-2 186 252,06**	**-2 812 527,74**	**-3 717 826,65**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	1 341 253,48	1 298 537,81	1 301 737,31	1 239 381,02	1 166 916,00	1 102 424,40
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**-2 129 846,85**	**-2 503 226,02**	**-3 174 230,22**	**-3 425 633,09**	**-3 979 443,74**	**-4 820 251,05**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	1 925 231,94	1 636 971,67	1 391 924,41	1 183 600,24	1 006 487,76	855 905,10
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	-2 713 825,31	-2 841 659,88	-3 264 417,33	-3 369 852,31	-3 819 015,50	-4 573 731,75
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**-2 129 846,85**	**-2 503 226,02**	**-3 174 230,22**	**-3 425 633,09**	**-3 979 443,74**	**-4 820 251,05**

Таблица П.4.2.10 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 3)

Составляющие	Ед.изм	Итого за контрактный 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.	**137 489 138**	6 021 360	6 272 306	9 620 974	11 595 026	12 868 281	12 636 760	12 509 280	12 725 971	13 407 804	13 409 937	13 261 711	13 159 729
Итого приток средств	тыс.тг.	**137 489 138**	6 021 360	6 272 306	9 620 974	11 595 026	12 868 281	12 636 760	12 509 280	12 725 971	13 407 804	13 409 937	13 261 711	13 159 729
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	**149 225 533**	7 240 910	6 806 550	9 140 274	10 890 814	11 801 733	12 288 440	13 297 874	13 930 659	15 280 296	15 596 189	16 074 239	16 877 555
прямые затраты	тыс.тг.	**90 323 260**	4 849 876	4 401 664	5 286 592	6 205 736	6 598 850	6 849 839	7 889 600	8 505 655	9 344 340	9 649 360	10 072 090	10 669 658
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	**13 578 202**	564 764	640 520	957 077	1 177 489	1 291 821	1 261 268	1 252 447	1 259 033	1 306 713	1 299 930	1 286 081	1 281 058
расходы периода	тыс.тг.	**45 324 072**	1 826 270	1 764 366	2 896 606	3 507 589	3 911 062	4 177 333	4 155 827	4 165 971	4 629 243	4 646 898	4 716 068	4 926 839
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	**21 646 602**	**3 731 824**	**3 948 441**	**6 774 162**	**5 299 388**	**1 175 911**	**716 875**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**16 886 834**	**2 827 714**	**3 085 981**	**5 538 068**	**4 204 968**	**608 263**	**621 840**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**4 759 767**	**904 110**	**862 460**	**1 236 094**	**1 094 420**	**567 649**	**95 035**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Итого отток средств	тыс.тг.	**170 872 135**	10 972 734	10 754 992	15 914 436	16 190 202	12 977 644	13 005 315	13 297 874	13 930 659	15 280 296	15 596 189	16 074 239	16 877 555
Поток денежной наличности	**тыс.тг.**	**-33 382 997**	**-4 951 374**	**-4 482 686**	**-6 293 463**	**-4 595 176**	**-109 363**	**-368 555**	**-788 593**	**-1 204 688**	**-1 872 493**	**-2 186 252**	**-2 812 528**	**-3 717 827**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**-22 681 888**	-4 951 374	-4 043 920	-5 121 749	-3 373 611	-72 431	-220 203	-425 049	-585 767	-821 362	-865 125	-1 004 014	-1 197 282
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	**-33 382 997**	-4 951 374	-9 434 060	-15 727 522	-20 322 698	-20 432 061	-20 800 616	-21 589 210	-22 793 898	-24 666 391	-26 852 643	-29 665 171	-33 382 997
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**-22 681 888**	-4 951 374	-8 995 295	-14 117 043	-17 490 655	-17 563 086	-17 783 289	-18 208 338	-18 794 105	-19 615 467	-20 480 592	-21 484 606	-22 681 888

Таблица П.12.1 – Локальная смета демонтажа технологических оборудований и материалов месторождения Карсак

Локальная смета № 02-01-1
(Локальный сметный расчет)

на Демонтаж технологических оборудований и материалов.Карсак
(наименование работ и затрат)

Основание: Дефектная ведомость

Сметная стоимость	824 200,868	тыс. тенге
Средства на оплату труда	503 921,09	тыс. тенге
Нормативная трудоемкость	102,348	тыс. чел.-ч

Составлен(а) в ценах 2-квартала 2026 года

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:				**824 200 868**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			409 864 171
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*207 894 834*
		машины и механизмы	тенге			367 449 911
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*94 056 919*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			6 839 372
		перевозки	тенге			40 047 414
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	102 348		
	Раздел 1:	**Шламонакопитель- 5000м³**				**19 602 857**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			7 649 109
		машины и механизмы	тенге			11 953 748
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*2 970 859*
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	2 213		
1	**8401-0901-0101** *УСН РК 8.02-03-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Пруд-накопитель. Демонтаж подъезда** *Коэффициент 0,8 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж сборных железобетонных и бетонных конструкций*	**м²**	**535,5**	**7 987,2**	**4 277 039**
2	**8401-0901-0102** *УСН РК 8.02-03-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Пруд-накопитель. Демонтаж дамбы** *Коэффициент 0,8 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж сборных железобетонных и бетонных конструкций*	**м³**	**5 000**	**2 173,6**	**10 870 000**
3	**8401-0901-0103** *УСН РК 8.02-03-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Пруд-накопитель. Демонтаж противофильтрационный экран** *Коэффициент 0,8 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж сборных железобетонных и бетонных конструкций*	**м³**	**5 000**	**423,2**	**2 115 000**
4	**8401-0901-0104** *УСН РК 8.02-03-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Пруд-накопитель. Демонтаж приямок и труб** *Коэффициент 0,8 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж сборных железобетонных и бетонных конструкций*	**шт.**	**1**	**670 818,4**	**670 818**
5	**8401-0901-0105** *УСН РК 8.02-03-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Пруд-накопитель. Демонтаж ж/б откосов, планировка площади** *Коэффициент 0,8 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж сборных железобетонных и бетонных конструкций*	**м³**	**5 000**	**334,4**	**1 670 000**
	Раздел 2:	**Площадки, ограждения**				**31 663 409**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			22 488 594
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*11 646 295*

		машины и механизмы	тенге			6 667 393
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*1 981 277*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			934 540
		перевозки	тенге			1 572 882
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	4 798		
6	**1220-0101-0102** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Изм. и доп. вып. 31* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Основание щебеночное. Рабочая площадка (38 шт). Разборка**	**м³**	**228**	**1 094**	**249 432**
7	**1220-0101-0105** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Изм. и доп. вып. 31* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Основание с покрытием цементобетонным. Рабочая площадка (38 шт). Разборка**	**м³**	**228**	**4 209**	**959 652**
8	**414-104-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Мусор строительный (механизированная). Погрузка**	**т**	**570**	**266**	**151 620**
9	**412-102-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**45 600**	**27**	**1 231 200**
10	**1109-0501-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Демонтаж постаментов** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций*	**т конструкций**	**10**	**294 373**	**2 943 730**
11	**414-104-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Мусор строительный (механизированная). Погрузка**	**т**	**10**	**266**	**2 660**
12	**412-102-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**800**	**27**	**21 600**
13	**1147-0303-0109** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Демонтаж оград металлических по железобетонным столбам без цоколя из сетчатых панелей высотой до до 2,2 м** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**м оград**	**2 884**	**7 565**	**21 817 460**
14	**1218-0101-2502** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *ЭСН РК 8.05-01-2022, п. 3.17, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Ограждения для рабочих площадок. Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда рабочих, обслуживающих машины), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды и т.д.). Демонтаж металлических конструкций*	**шт**	**75**	**29 609**	**2 220 675**
15	**414-104-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Мусор строительный (механизированная). Погрузка**	**т**	**48,0666667**	**266**	**12 786**
16	**412-102-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**3 845,3333333**	**27**	**103 824**
17	**1133-0303-0303** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Ветроуказатель мачта 4,75м, конус 150см, массой до 1,5 т. Демонтаж**	**опора**	**5**	**13 011**	**65 055**
18	**1146-0401-0601** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Беседка. Разборка с вывозкой**	**шт**	**4**	**126 511**	**506 044**
19	**1146-0401-0601** *ЭСН РК 8.04-01-2024*	**Навес. Разборка с вывозкой**	**шт**	**3**	**126 511**	**379 533**

	Кзтр и Кэм=1,08					
20	**1220-0101-0204** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Изм. и доп. вып. 28* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Спортивная площадка Карсак. Разборка механизированным способом**	**м²**	**840**	**293**	**246 120**
21	**414-104-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Мусор строительный (механизированная). Погрузка**	**т**	**12**	**266**	**3 192**
22	**412-102-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**960**	**27**	**25 920**
23	**1109-0301-0201** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Стояк для налива тех воды. Разборка (демонтаж) металлических конструкций** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций*	**т конструкций**	**1**	**192 105**	**192 105**
24	**1109-0301-0201** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Стояк(эстакада) для отпуска. Разборка (демонтаж) металлических конструкций** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций*	**т конструкций**	**2**	**192 105**	**384 210**
25	**1146-0401-0601** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Металлическая будка генератора. Разборка с вывозкой**	**шт**	**1**	**126 511**	**126 511**
26	**414-103-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Погрузка**	**т**	**4**	**1 430**	**5 720**
27	**414-103-0502** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Разгрузка**	**т**	**4**	**1 430**	**5 720**
28	**412-102-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**320**	**27**	**8 640**
	Раздел 3:	**Демонтаж промыслового оборудования**				**129 480 736**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			70 415 646
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*37 696 993*
		машины и механизмы	тенге			53 128 099
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*14 716 729*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			743 085
		перевозки	тенге			5 193 906
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	16 190		
29	**1337-0102-0110** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудование на открытой площадке, масса 9,7 т (ГЗУ). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**13**	**594 508**	**7 728 604**
30	**1337-0101-0109** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудование без механизмов на открытой площадке, масса 5 т (ВРП). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**4**	**328 337**	**1 313 348**

31	**1337-0101-0113** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудование без механизмов на открытой площадке, масса 22,1 т (Отстойник ОПФ-3000). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**2**	**931 676**	**1 863 352**
32	**1337-0101-0112** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудование без механизмов на открытой площадке, масса 18 т (Отстойник 3630мм 3000мм 200000л ст.09Г2С). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**664 584**	**664 584**
33	**1337-0101-0108** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 3 т (Емкость 12,7 м³ (экологическая). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**2**	**259 632**	**519 264**
34	**1337-0101-0108** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 3,35 т (Емкость 16 м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**259 632**	**259 632**
35	**1337-0101-0113** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудование без механизмов на открытой площадке, масса 25,4 т (Емкость ОГ-200). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**931 676**	**931 676**
36	**1337-0101-0107** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 2,8 т (Резервуар 8 м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**214 382**	**214 382**
37	**1337-0101-0107** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 2,84 т (Резервуар V=10м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**2**	**214 382**	**428 764**
38	**1337-0101-0109** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 4,22 т (Емкость 25 м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**3**	**328 337**	**985 011**
39	**1337-0101-0109** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 5 т (Резервуар горизонтальный РГС-30м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**328 337**	**328 337**
40	**1337-0101-0110** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 8,765 т (Резервуар V-50м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**417 515**	**417 515**

41	**1109-0303-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Демонтаж резервуаров стальных вертикальных цилиндрических для нефти и нефтепродуктов без понтона, вместимостью до 1000 м³, рулонным методом в количестве 2шт -(РВС-300м³)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций*	**т конструкций**	**33,54**	**141 704**	**4 752 752**
42	**1109-0303-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Демонтаж резервуаров стальных вертикальных цилиндрических для нефти и нефтепродуктов без понтона, вместимостью до 1000 м³, рулонным методом в количестве 1шт -(РВС-700м³)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций*	**т конструкций**	**35,05**	**141 704**	**4 966 725**
43	**1109-0303-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Демонтаж резервуаров стальных вертикальных цилиндрических для нефти и нефтепродуктов без понтона, вместимостью до 1000 м³, рулонным методом в количестве 2шт -(РВС-400м³)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций*	**т конструкций**	**37,04**	**141 704**	**5 248 716**
44	**1109-0303-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Резервуары стальные вертикальные цилиндрические для нефти и нефтепродуктов без понтона вместимостью 1000 м³, в количестве 11шт.Разборка (демонтаж) металлических конструкций, применен коэффициент к затратам труда - 0,6, к времени эксплуатации машин - 0,7, к расходу материалов - 0,5** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций*	**т конструкций**	**385**	**141 704**	**54 556 040**
45	**1109-0303-0102** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Резервуары стальные вертикальные цилиндрические для нефти и нефтепродуктов без понтона вместимостью 2000 м³, в количестве 2шт.Разборка (демонтаж) металлических конструкций, применен коэффициент к затратам труда - 0,6, к времени эксплуатации машин - 0,7, к расходу материалов - 0,5** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций*	**т конструкций**	**117**	**116 249**	**13 601 133**
46	**1337-0101-0109** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 5 т (Сепаратор НГС-1-П-1,6-1600-1). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**328 337**	**328 337**
47	**1337-0101-0108** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 3 т (Мембранные уст.водогот.питьевой воды). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**259 632**	**259 632**
48	**1337-0101-0107** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 2,7 т (Резервуар пенообразователя V-7000л). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**214 382**	**214 382**
49	**1337-0205-0306** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Снятие стойки опорной, масса свыше 5,6 до 10,5 т (Станок качалка)**	**опорная стойка**	**62**	**398 462**	**24 704 644**
50	**414-103-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Погрузка**	**т**	**958,285**	**1 430**	**1 370 348**

51	**414-103-0502** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Разгрузка**	**т**	**958,285**	**1 430**	**1 370 348**
52	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**76 662,8**	**32**	**2 453 210**
	Раздел 4:	**Демонтаж трубопроводов**				**384 681 087**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			124 331 020
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*63 438 616*
		машины и механизмы	тенге			240 365 278
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*57 684 079*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			4 425 283
		перевозки	тенге			15 559 506
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	37 325		
		Выкидные линии из ст.труб Ду до 89мм, 3,635+5,664=9,299км				
53	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Разработка грунта в траншее в отвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**10 414,88**	**592**	**6 165 609**
54	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Засыпка траншеи или котлована бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 5 м, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**10 414,88**	**91**	**947 754**
55	**1125-0201-0102** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы (Выкидные линии) диаметром до 89 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**9,299**	**1 450 165**	**13 485 084**
56	**1125-0207-0502** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопровод диаметром 89 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**9,299**	**637 411**	**5 927 285**
57	**1125-0208-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**9,299**	**1 412 510**	**13 134 930**
58	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Погрузка**	**т**	**148,784**	**1 613**	**239 989**
59	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**148,784**	**1 613**	**239 989**
60	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**11 902,72**	**32**	**380 887**
		Выкидные линии из ст.труб Ду до 114мм, 30,495км				
61	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Разработка грунта в траншее в отвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**34 154,4**	**592**	**20 219 405**

62	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Засыпка траншеи или котлована бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 5 м, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**34 154,4**	**91**	**3 108 050**
63	**1125-0201-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы (Выкидные линии) диаметром до 100 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**30,495**	**1 578 666**	**48 141 420**
64	**1125-0207-0503** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**30,495**	**671 194**	**20 468 061**
65	**1125-0208-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**30,495**	**1 412 510**	**43 074 492**
66	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Погрузка**	**т**	**487,92**	**1 613**	**787 015**
67	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**487,92**	**1 613**	**787 015**
68	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**39 033,6**	**32**	**1 249 075**
		Нагнетательные линии из ст.труб Ду89мм, 0,150км				
69	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Разработка грунта в траншее в отвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**168**	**592**	**99 456**
70	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Засыпка траншеи или котлована бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 5 м, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**168**	**91**	**15 288**
71	**1125-0201-0102** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы (Нагнетательные линии) диаметром до 89 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,15**	**1 450 165**	**217 525**
72	**1125-0207-0502** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопровод диаметром 89 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,15**	**637 411**	**95 612**
73	**1125-0208-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,15**	**1 412 510**	**211 877**

74	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Погрузка**	**т**	**2,4**	**1 613**	**3 871**
75	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**2,4**	**1 613**	**3 871**
76	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**192**	**32**	**6 144**
		Нагнетательные линии из ст.труб Ду114мм, 14,024км				
77	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Разработка грунта в траншее в отвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**15 706,88**	**592**	**9 298 473**
78	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Засыпка траншеи или котлована бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 5 м, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**15 706,88**	**91**	**1 429 326**
79	**1125-0201-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы (Нагнетательные линии) диаметром до 100 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,014024**	**1 578 666**	**22 140**
80	**1125-0207-0503** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,014024**	**671 194**	**9 413**
81	**1125-0208-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,014024**	**1 412 510**	**19 809**
82	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Погрузка**	**т**	**224,384**	**1 613**	**361 931**
83	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**224,384**	**1 613**	**361 931**
84	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**17 950,72**	**32**	**574 423**
		Нефтесборные сети, Нефтепроводные линии из ст.труб Ду114мм, 0,2км				
85	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Разработка грунта в траншее в отвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**224**	**592**	**132 608**
86	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Засыпка траншеи или котлована бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 5 м, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**224**	**91**	**20 384**
87	**1125-0201-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы (Нагнетательные линии) диаметром до 100 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,0002**	**1 578 666**	**316**

	Кзтр и Кэм=1,08					
88	**1125-0207-0503** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,0002**	**671 194**	**135**
89	**1125-0208-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,0002**	**1 412 510**	**282**
90	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Погрузка**	**т**	**3,2**	**1 613**	**5 162**
91	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**3,2**	**1 613**	**5 162**
92	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**256**	**32**	**8 192**
		Нефтесборный коллектор, нефтепровод,нефтепроводная линия технолигич. трубопровод из ст.труб до Д.159, 10,991км				
93	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Разработка грунта в траншее в отвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**12 309,92**	**592**	**7 287 473**
94	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Засыпка траншеи или котлована бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 5 м, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**12 309,92**	**91**	**1 120 203**
95	**1125-0201-0105** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы диаметром 150 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,010991**	**1 956 462**	**21 503**
96	**1125-0207-0505** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопровод диаметром 150 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,010991**	**707 412**	**7 775**
97	**1125-0208-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы промысловые диаметром 150 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,010991**	**1 925 874**	**21 168**
98	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Погрузка**	**т**	**403,91925**	**1 613**	**651 522**
99	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**403,91925**	**1 613**	**651 522**
100	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**32 313,54**	**32**	**1 034 033**
		Нефтепроводы, коллектор из ст.труб Д.200, 16,302км				

101	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Разработка грунта в траншее в отвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**18 258,24**	**592**	**10 808 878**
102	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Засыпка траншеи или котлована бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 5 м, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**18 258,24**	**91**	**1 661 500**
103	**1125-0201-0106** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы диаметром 200 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**16,302**	**2 091 065**	**34 088 542**
104	**1125-0207-0506** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопровод диаметром 200 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**16,302**	**787 392**	**12 836 064**
105	**1125-0208-0104** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы промысловые диаметром 200 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**16,302**	**2 184 517**	**35 611 996**
106	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Погрузка**	**т**	**684,684**	**1 613**	**1 104 395**
107	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**684,684**	**1 613**	**1 104 395**
108	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**54 774,72**	**32**	**1 752 791**
		Нефтепроводы, коллектор из ст.труб Д.325, 0,11368км				
109	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Разработка грунта в траншее в отвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**127,3216**	**592**	**75 374**
110	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Засыпка траншеи или котлована бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 5 м, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**127,3216**	**91**	**11 586**
111	**1125-0201-0108** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы диаметром 300 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,11368**	**2 591 150**	**294 561**
112	**1125-0207-0508** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопровод диаметром 300 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,11368**	**894 923**	**101 735**
113	**1125-0208-0106** *ЭСН РК 8.04-01-2024*	**Трубопроводы промысловые диаметром 300 мм. Очистка полости (промывка и продувка)**	**км трубопровода**	**0,11368**	**2 587 965**	**294 200**

	ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1 Кзтр и Кэм=1,08	*Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*				
114	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Погрузка**	**т**	**8,8306624**	**1 613**	**14 244**
115	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**8,8306624**	**1 613**	**14 244**
116	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**706,452992**	**32**	**22 606**
		Водовод/обвязки из труб Ду50мм 0,210+2,186=2,396км				
117	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр 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**	**2 683,52**	**592**	**1 588 644**
118	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр 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**	**2 683,52**	**91**	**244 200**
119	**1122-0103-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1 Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубы водопроводные стальные, диаметр 50мм. Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**2,396**	**1 198 890**	**2 872 540**
120	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**4,830336**	**1 613**	**7 791**
121	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**4,830336**	**1 613**	**7 791**
122	**412-501-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**386,42688**	**65**	**25 118**
		Водовод из труб Ду89мм, 0,550км				
123	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр 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**	**616**	**592**	**364 672**
124	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр 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**	**616**	**91**	**56 056**
125	**1122-0103-0102** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1 Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубы водопроводные стальные, диаметр 89 мм. Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,55**	**1 254 285**	**689 856**
126	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**23,1**	**1 613**	**37 260**
127	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**23,1**	**1 613**	**37 260**

128	**412-501-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**1 848**	**65**	**120 120**
		Водовод из труб Ду114мм, 4,723км				
129	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр 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**	**5 289,76**	**592**	**3 131 538**
130	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр 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**	**5 289,76**	**91**	**481 368**
131	**1122-0103-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубы водопроводные стальные, диаметр 114 мм. Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**4,723**	**1 386 519**	**6 548 530**
132	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**198,366**	**1 613**	**319 964**
133	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**198,366**	**1 613**	**319 964**
134	**412-501-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**15 869,28**	**65**	**1 031 503**
		Водоводы Ду159, 8,502км				
135	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Разработка грунта в траншее в отвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**9 522,24**	**592**	**5 637 166**
136	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Засыпка траншеи или котлована бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 5 м, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**9 522,24**	**91**	**866 524**
137	**1122-0103-0105** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубы водопроводные стальные, диаметр трубы 150 мм. Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**8,502**	**2 039 116**	**17 336 564**
138	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Погрузка**	**т**	**136,032**	**1 613**	**219 420**
139	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**136,032**	**1 613**	**219 420**
140	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**10 882,56**	**32**	**348 242**
		Водовод из труб Ду219, 1,267км				
141	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47*	**Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³**	**м³ грунта**	**1 419,04**	**592**	**840 072**

	Кзтр и Кэм=1,08					
142	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр 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**	**1 419,04**	**91**	**129 133**
143	**1122-0103-0106** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубы водопроводные стальные, диаметр 219 мм. Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**1,267**	**2 716 453**	**3 441 745**
144	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**53,214**	**1 613**	**85 834**
145	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**53,214**	**1 613**	**85 834**
146	**412-501-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**4 257,12**	**65**	**276 713**
		Наружная канализация Ду114, 0,02км				
147	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр 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**	**22,4**	**592**	**13 261**
148	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр 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**	**22,4**	**91**	**2 038**
149	**1216-0101-0202** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Изм. и доп. вып. 31* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Трубопроводы канализации диаметром 100 мм. Разборка**	**м**	**20**	**9 729**	**194 580**
150	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**0,84**	**1 613**	**1 355**
151	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**0,84**	**1 613**	**1 355**
152	**412-501-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**67,2**	**65**	**4 368**
		Газопроводы до Ду57, 1124м				
153	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр 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**	**1 258,88**	**592**	**745 257**
154	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр 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**	**1 258,88**	**91**	**114 558**
155	**1216-0101-1501** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Изм. и доп. вып. 31*	**Трубопроводы диаметром до 50 мм. Демонтаж газопроводов**	**м трубопровода**	**1 124**	**1 390**	**1 562 360**

	Кзтр и Кэм=1,06					
156	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Погрузка**	**т**	**2,265984**	**1 613**	**3 655**
157	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**2,265984**	**1 613**	**3 655**
158	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**181,27872**	**32**	**5 801**
		Газопроводы до Ду89, 379м				
159	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр 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**	**424,48**	**592**	**251 292**
160	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр 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**	**424,48**	**91**	**38 628**
161	**1216-0101-1502** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Изм. и доп. вып. 31* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Трубопроводы диаметром до 89 мм. Демонтаж газопроводов**	**м трубопровода**	**379**	**2 006**	**760 274**
162	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Погрузка**	**т**	**15,918**	**1 613**	**25 676**
163	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**15,918**	**1 613**	**25 676**
164	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**1 273,44**	**32**	**40 750**
		Газопроводы до Ду160, 10160м				
165	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр 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**	**11 379,2**	**592**	**6 736 486**
166	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр 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**	**11 379,2**	**91**	**1 035 507**
167	**1216-0101-1504** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Изм. и доп. вып. 31* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Трубопроводы диаметром до 150 мм. Демонтаж газопроводов**	**м трубопровода**	**10 160**	**2 259**	**22 951 440**
168	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Погрузка**	**т**	**162,56**	**1 613**	**262 209**
169	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**162,56**	**1 613**	**262 209**
170	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**13 004,8**	**32**	**416 154**
	Раздел 5:	**ЭЛЕКТРИКА**				**37 967 168**

		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			17 390 952
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*8 860 848*
		машины и механизмы	тенге			14 001 650
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*4 393 857*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			92 571
		перевозки	тенге			6 481 995
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	4 617		
171	**1308-0101-2501** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Демонтаж подстанции комплектной трансформаторной, напряжение до 10 кВ, с трансформатором, мощность до 400 кВ•А** *Коэффициент 0,4 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, без консервации и упаковки*	**подстанция**	**59**	**112 104**	**6 614 136**
172	**1134-0101-0401** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Мачты стальные. Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций*	**т ствола мачты**	**6**	**322 002**	**1 932 012**
173	**1217-0101-0601** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Кабель. Демонтаж**	**м**	**490**	**408**	**199 920**
174	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Разработка грунта в траншее в отвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**392**	**592**	**232 064**
175	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Засыпка траншеи или котлована бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 5 м, группа грунта 1**	**м³ грунта**	**392**	**91**	**35 672**
176	**1133-0209-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Провода ВЛ 0,38 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры**	**шт.**	**561**	**10 820**	**6 070 020**
177	**1133-0209-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Провода ВЛ 6-10 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры**	**шт.**	**389**	**15 641**	**6 084 349**
178	**1133-0209-0301** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Опоры ВЛ 0,38-10 кВ. Демонтаж без приставок одностоечных**	**шт.**	**950**	**10 860**	**10 317 000**
179	**414-103-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Погрузка**	**т**	**64,4498**	**1 430**	**92 163**
180	**414-103-0502** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Разгрузка**	**т**	**64,4498**	**1 430**	**92 163**
181	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**5 155,984**	**32**	**164 991**
182	**414-101-0701** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка**	**т**	**1 116,25**	**1 467**	**1 637 539**
183	**414-101-0702** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка**	**т**	**1 116,25**	**1 467**	**1 637 539**

184	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**89 300**	**32**	**2 857 600**
	Раздел 6:	**Демонтаж зданий и сооружений**				**220 805 611**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			167 588 850
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*86 252 082*
		машины и механизмы	тенге			41 333 743
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*12 310 118*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			643 893
		перевозки	тенге			11 239 125
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	37 205		
		Здания блочно-модульные				
185	**1125-0121-0102** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1* *Кэтр и Кэм=1,08*	**Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж (№100000002133, №100000002631, №100000002928, №100000009038, №100000009040, №100000009284, №100000009490, №100000009491, №100000009492, №100000009499, №100000009578, №100000010200, №100000010201, №100000010250, №100000010251, №100000010406, №100000010691, №100000010757, №100000010758, №100000010872, №100000010881, №100000010933, №100000011054, №100000001500, №100000009119, №100000009554, №200000103390)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**т блок-боксов**	**579,7**	**61 336**	**35 556 480**
		Здания не отапливаемые				
186	**1146-0401-0405** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кэтр и Кэм=1,08*	**Здание не отапливаемые. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов (№100000002142, №100000002164, №100000002395, №100000002605, №100000002606, №100000002734, №100000002790, №100000002929, №100000010335, №100000009579)**	**м³ строительного объема**	**5 925,75**	**3 000**	**17 777 250**
187	**1146-0401-0501** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кэтр и Кэм=1,08*	**Туалет на 2 очка. 2шт Разборка (№100000009871, №100000009872)**	**м² площади застройки**	**20**	**26 119**	**522 380**
		Здания отапливаемые				
188	**1146-0401-0404** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кэтр и Кэм=1,08*	**Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов здания кирпичного отапливаемого (№100000002147, №100000002153, №100000002165, №100000002731)**	**м³ строительного объема, включая подвал**	**5 270,1**	**24 411**	**128 648 412**
189	**1146-0401-0301** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кэтр и Кэм=1,08*	**Разборка санитарно-технической системы водопровода**	**м³ строительного объема**	**5 270,1**	**789**	**4 158 109**
190	**1146-0401-0303** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кэтр и Кэм=1,08*	**Разборка санитарно-технической системы канализации**	**м³ строительного объема**	**5 270,1**	**4 346**	**22 903 855**
		Вывоз мусора				
191	**414-104-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Мусор строительный. Погрузка**	**т**	**3 337,655**	**266**	**887 816**
192	**412-102-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**267 012,4**	**27**	**7 209 335**
193	**414-103-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Погрузка**	**т**	**579,7**	**1 430**	**828 971**

194	**414-103-0502** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Разгрузка**	**т**	**579,7**	**1 430**	**828 971**
195	**411-103-0219** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км**	**т·км**	**46 376**	**32**	**1 484 032**

Составил Калыбаева

Таблица П.12.2. – График ликвидации скважин в период разработки

Годы	Ликвидация скважин в консервации	Ликвидация наблюдательных скважин	Выбытие добывающих скважин на ликвидацию	Выбытие нагнетательных скважин	**Всего к ликвидации**
2026			10	0	10
2027			1	0	1
2028			0	1	1
2029	5		1	0	6
2030	5		0	0	5
2031	5		1	0	6
2032	5		1	0	6
2033	5		1	0	6
2034	5		0	0	5
2035	5		2	1	8
2036	5	5	0	0	10
2037			2	0	2
Всего	**40**	**5**	**19**	**2**	**66**