

Филиал «Dunga Operating GmbH»
Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз»

Гриф «К»

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
Филиала компании
«Dunga Operating GmbH»
Абдирахманов И.Б.



2025 г.

**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДУНГА**
(по состоянию на 01.07.2025 г.)

Заказ-наряд №6 от 02.09.2024 г.
к договору №46/2024АК/8600007125 от 26.07.2024 г.

Книга I. Текст отчета

И.о первого заместителя
директора филиала
по геологии и разработке

Б.Х. Нұғманов

г. Актау, 2025 г.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	2
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	4
СПИСОК РИСУНКОВ	6
РЕФЕРАТ	8
ВВЕДЕНИЕ.....	11
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 пластов (горизонтов) и их неоднородности.....	35
2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды	54
2.3.1 Свойства пластовой нефти	54
2.3.2 Свойства дегазированной нефти.....	62
2.3.3 Состав и свойства растворенного в нефти газа.....	71
2.3.4 Свойства пластовой воды.....	80
2.3.5 Физические свойства и химический состав попутно-добываемых вод	89
2.4 Физико-гидродинамические характеристики.....	97
2.4.1 Комплекс промыслово-геофизических исследований, условия проведения работ, их качество	102
2.4.2 Комплекс методов ГИС, техника и методика проведения исследований.	114
2.4.3 Качество выполненных исследований	116
2.5 Запасы нефти и газа	121
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	128
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и энергетического состояния продуктивных залежей	128
3.2 Анализ текущего состояния разработки.....	142
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин и текущих дебитов, технологических показателей разработки.....	142
3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов	175
3.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	186
3.4 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов.....	191
3.5 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	194
3.6 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей.....	209
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	210
4.1 Технологические показатели вариантов разработки.....	210
4.2 Экономические показатели вариантов разработки	210
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти, газа из недр	211
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	214
5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	214
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА	215
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин.....	215
6. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....	215
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин.	215
6.1.3 Выбор механизированного способа эксплуатации скважин	231



<i>Технические характеристики действующего фонда скважин, оборудованных СШНУ</i>	232
<i>6.1.4. Выбор способа эксплуатации газовых скважин.</i>	239
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	249
6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции.....	254
6.3.1 Текущее состояние действующей системы промыслового сбора продукции скважин	254
6.3.2 Технологическая схема ЦПС.....	255
6.3.3 Установка подготовки газа (УПГ)	259
6.3.4 Проектные решения по обустройству системы нефтесбора и подготовки нефти на месторождении Дунга	267
6.3.5 Рекомендации по системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	270
6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	270
6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения	272
6.5.1 Текущий технологический процесс системы ППД	272
6.5.2 Рекомендации к качеству закачиваемых вод	279
6.5.3 Проектные решения по системе ППД	282
6.5.4 Рекомендации по системе ППД	284
6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	285
Проектные решения по закачке НГК	287
7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	288
7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	288
7.1.1 Требования к конструкциям скважин	288
7.1.2 Требования к производству буровых работ	292
7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	294
7.2.1 Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии	294
7.2.2 Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости	297
7.2.3 Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин	299
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	300
9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	301
10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	312
10.1 Мероприятия по охране окружающей среды	312
10.1.1 Основные мероприятия при разработке месторождения в штатной ситуации	312
10.1.2 Основные мероприятия по предотвращению, ликвидации и снижению воздействий на окружающую среду в аварийных ситуациях при разработке месторождения	315
10.1.3 Аварийная готовность и планирование действий при аварийных ситуациях	316
10.2 Производственный экологический контроль	317
10.3 Компенсационные мероприятия	318
10.4 Результаты оценки возможного воздействия на окружающую среду проектируемых работ в штатной ситуации	319
11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	320
12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	337
13 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	339
14 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	340



СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 - Характеристика продуктивных залежей месторождения Дунга.....	32
Таблица 2.2.1 - Характеристика толщины пластов по залежам.....	37
Таблица 2.2.2 - Статические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)	45
Таблица 2.2.3 - Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности	46
Таблица 2.3.1 – Свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.07.2025г.....	58
Таблица 2.3.2 –	59
Таблица 2.3.3 – Свойства пластовой нефти по состоянию на 01.07.2025 г.	61
Таблица 2.3.4 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях по состоянию изученности на 01.07.2025 г.	64
Таблица 2.3.5 – Физико-химические свойства дегазированной нефти и фракционный состав по состоянию на 01.07.2025 г.	68
Таблица 2.3.6 – Состав и свойства растворенного газа по состоянию изученности на 01.07.2025 г.....	73
Таблица 2.3.7 – Компонентный состав растворенного газа по состоянию на 01.07.2025 г.	77
Таблица 2.3.8 – Свойства газа юрского горизонта в пластовых условиях	79
Таблица 2.3.9 – Компонентный состав газа юрского горизонта в пластовых условиях. Цилиндр №816971 Точка отбора 2265м горизонт Ю-I.....	80
Таблица 2.3.10 – Физико-химический состав вод месторождения Дунга	80
Таблица 2.3.11 – Содержание микрокомпонентов в водах месторождения Дунга	80
Таблица 2.3.12 – Физико-химический состав используемых вод месторождения Дунга....	81
Таблица 2.3.13 – Состав попутно-добываемых вод с аптского горизонта месторождения Дунга.....	83
Таблица 2.3.14 – Состав попутно-добываемых вод с альбского горизонта	88
Таблица 2.3.15 – Состав попутно-добываемых вод с аптского горизонта	91
Таблица 2.3.16 – Состав попутно-добываемых вод с альбского горизонта	96
Таблица 2.4.1 – Сведения о проходке и выносе керна по скважинам.....	98
Таблица 2.4.2 – Отбор керна по стратиграфическим горизонтам	100
Таблица 2.4.3 – Освещенность стратиграфических горизонтов проходкой и выносом керна, образцами пород	101
Таблица 2.4.4 – Объемы методов ГИС проанализированных скважин	104
Таблица 2.4.5 – Объем геофизических исследований по контролю за разработкой Ошибка! Закладка не определена.	
Таблица 2.4.6 – Выполненные методы ГИС и тип использованной аппаратуры Компании (Шлюмберже).....	115
Таблица 2.4.7 – Выполненные методы ГИС и тип использованной аппаратуры Компании («Weatherford»)	116
Таблица 2.4.8 – Статистическая характеристика опорных пластов	117
Таблица 2.4.9 – Среднестатистические значения методов каротажа на опорных пластах	118
Таблица 2.5.1 - Геологические запасы нефти и растворенного газа по месторождению Дунга по состоянию изученности на 01.07.2025г.	123
Таблица 2.5.2 - Геологические и извлекаемые запасы свободного газа и газа газовой шапки по месторождению Дунга по состоянию изученности на 01.07.2025г.	126
Таблица 3.1.1 – Месторождение Дунга. Сравнение пластовых характеристик эксплуатационных объектов.....	131
Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований в постпроектный период (2019-01.07.2025 гг.).....	132
Таблица 3.1.3 – Месторождение Дунга. Результаты определения пластового давления за весь период.....	140
Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.07.2025 г.	145



Таблица 3.2.2 - Распределение фонда добывающих скважин по дебиту нефти и обводненности по состоянию на 01.07.2025 г.	146
Таблица 3.2.3 – Месторождение Дунга. I объект разработки (аптский горизонт). Распределение приемистости по действующим нагнетательным скважинам по состоянию на 01.07.2025 г.	148
Таблица 3.2.4 – Месторождение Дунга. I объект разработки (аптский горизонт). Рекомендации по выводу добывающих скважин из бездействия	149
Таблица 3.2.5 – Месторождение Дунга. Сравнение проектных и фактических технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.	157
Таблица 3.2.6 – Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Сравнение проектных и фактических технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.	161
Таблица 3.2.7 – Месторождение Дунга. III объект (валанжинский горизонт). Сравнение проектных и фактических технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.	169
Таблица 3.2.8 – Месторождение Дунга. VI объект (альбский горизонт). Участок Сазды. Сравнение проектных и фактических технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.	174
Таблица 3.2.9 - Месторождение Дунга. Состояние выработки и дренируемых запасов нефти горизонтов по состоянию на 01.07.2025 г.	181
Таблица 3.2.10 - Месторождение Дунга. Вовлеченные запасы нефти по промыслово-статистическим методикам по состоянию на 01.07.2025 г.	181
Таблица 6.3.1 – Вариант №1. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов	268
Таблица 6.3.2 – Вариант №2. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов	268
Таблица 6.3.3 – Вариант №3. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов	269
Таблица 6.3.4 – Вариант №4. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов	269
Таблица 6.5.1 – Динамика закачки воды (пластовой, морской) и НГК	279
Таблица 6.5.2 – Сравнение состава и физико-химических свойств вод, применяемых для заводнения	281
Таблица 6.5.3 – Содержание мех. примесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде	281
Таблица 6.5.4 – Вариант №1. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов	282
Таблица 6.5.5 – Вариант №2. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов	283
Таблица 6.5.6 – Вариант №3. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов	283
Таблица 6.5.7 – Вариант №4. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов	284
Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция скважин	290
Таблица 7.1.2 – Рекомендуемая конструкция скважин с горизонтальным окончанием	291
Таблица 7.1.3 – Рекомендуемая конструкция скважин (юрские горизонты)	291
Таблица 7.1.4 – Рекомендации по цементированию обсадных колонн	293



СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1.1 – Обзорная карта.....	21
Рис. 2.1.1 – Тектоническая схема Южного Мангышлака по юрско-меловому осадочному чехлу	25
Рис. 2.1.2 - –Тектоническая схема нарушений м. Дунга по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.).....	26
Рис. 2.1.3 - Глубинный сейсмический разрез по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.).....	27
Рис. 2.1.4 - Структурная карта по кровле альбского яруса нижнего мела II _{al} по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.).....	28
Рис. 2.1.5 - Структурная карта отражающего горизонта по кровле аптского яруса нижнего мела II _a по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.).....	29
Рис. 2.1.6 - Структурная карта отражающего горизонта по подошве аптского яруса нижнего мела II _{br} по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.)	29
Рис. 2.1.7 - Структурная карта отражающего горизонта по кровле ангидритов валанжинского яруса нижнего мела II _v по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.)	30
Рис. 2.1.8 - Структурная карта отражающего горизонта по подошве киммериджского яруса верхней юры IV по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.).....	31
Рис. 2.4.1 – Статистика выполнения интерпретации скважин	102
Рис. 2.4.2 – Объем выполненных ГИС	103
Рис. 2.4.3 – Профиль горизонтальных скважин: а)- скв. №ДГА-30Г, б)- скв. № ДГА-32Д-Г	113
Рис. 2.4.4 – Пример нормализации кривых ГГКп, АК, W, БК до и после ввода коррекции.	118
Рис. 3.1.1 – Динамика пластового давления по I объекту м.Дунга.....	138
Рис. 3.1.2– Динамика пластового давления по III объекту м.Дунга	139
Рис. 3.1.3 – Динамика пластового давления по IV объекту м.Дунга.....	140
Рис.3.2.1 - Месторождение Дунга. Распределение фонда скважин за 2019-01.07.2025 гг.	144
Рис.3.2.2 - Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Газовый фактор по скважинам.....	147
Рис.3.2.3 - Месторождение Дунга. Динамика основных технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г. в целом по месторождению	150
Рис.3.2.4 - Месторождение Дунга. Динамика основных технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г. в целом по месторождению	151
Рис.3.2.5 - Месторождение Дунга. Динамика % изменения основных технологических показателей за рассматриваемый период в целом по месторождению.....	156
Рис.3.2.6 - Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Динамика основных технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.	159
Рис.3.2.7 - Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Динамика основных технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.	160
Рис.3.2.8 - Месторождение Дунга. I объект разработки (аптский горизонт). Схема расположения пробуренных скважин	163
Рис.3.2.9 - Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Динамика % изменения основных технологических показателей за рассматриваемый период	165
Рис.3.2.10 - Месторождение Дунга. III объект (валанжинский горизонт). Динамика основных технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.....	167



Рис.3.2.11 - Месторождение Дунга. III объект (валанжинский горизонт). Динамика % изменения основных технологических показателей за рассматриваемый период	168
Рис.3.2.12 - Месторождение Дунга. VI объект (альбский горизонт). Участок Сазды. Динамика основных технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.	171
Рис.3.2.13 - Месторождение Дунга. VI объект (альбский горизонт). Динамика % изменения основных технологических показателей за рассматриваемый период в целом по месторождению	173
Рис.3.2.14 - Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Характеристики вытеснения по разным методам	178
Рис.3.2.15 - Месторождение Дунга. III объект (валанжинский горизонт). Характеристики вытеснения по разным методам	179
Рис.3.2.16 - Месторождение Дунга. VI объект (альбский горизонт). Участок Сазды. Характеристики вытеснения по разным методам	180
Рис.3.2.17 - Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Сопоставление зависимости обводненности от накопленной добычи нефти фактических данных с полученными данными эмпирических методов	Ошибка! Закладка не определена.
Рис.3.2.18 - Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Сопоставление зависимости обводненности от накопленной добычи нефти фактических данных с полученными данными по методу Назарова-Сипачева.	Ошибка! Закладка не определена.
Рис.3.2.19 - Месторождение Дунга. III объект (валанжинский горизонт). Сопоставление зависимости обводненности от накопленной добычи нефти фактических данных с полученными данными эмпирических методов	Ошибка! Закладка не определена.
Рис.3.2.20 - Месторождение Дунга. III объект (валанжинский горизонт). Сопоставление зависимости обводненности от накопленной добычи нефти фактических данных с полученными данными по методу Назарова-Сипачева.	Ошибка! Закладка не определена.
Рис.3.2.21 - Месторождение Дунга. VI объект (альбский горизонт). Сопоставление зависимости обводненности от накопленной добычи нефти фактических данных с полученными данными эмпирических методов	Ошибка! Закладка не определена.
Рис.3.2.22 - Месторождение Дунга. VI объект (альбский горизонт). Сопоставление зависимости обводненности от накопленной добычи нефти фактических данных с полученными данными по методу Назарова-Сипачева.	Ошибка! Закладка не определена.
Рис. 6.3.1 – Периодичность проведения замеров скважинной продукции с применением ПЗУ	255
Рис. 6.3.2 – Принципиальная схема системы сбора и подготовки месторождения Дунга.	255
Рис. 6.3.3 – Технологическая схема ЦПС месторождения Дунга.	258
Рис. 6.3.4 – Технологическая схема УПГ месторождения Дунга	260
Рис. 6.5.1 – Принципиальная схема установки подготовки пластовой и морской воды для закачки в систему ППД.	278



РЕФЕРАТ

Месторождение Дунга открыто в 1968 г., получением притоков нефти из аптского горизонта нижнемеловых отложений. Введено в промышленную разработку с 2007 г.

На месторождении Дунга установлена нефтегазоносность нижнемеловых и среднеюрских отложений. В нижнемеловых отложениях это аптский, барремский и валанжинский продуктивные горизонты, в юрских отложениях – девять залежей в горизонтах Ю-I–Ю-VII. Нижнемеловые горизонты являются нефтяными, юрские залежи – газовыми, кроме нефтегазовой залежи Ю-IB.

Действующим проектным документом является утвержденный Проект разработки 2019 г., согласно которому предусмотрена разработка 4 основных и 2 возвратных объектов:

- I - нефтяная залежь аптского горизонта K_{1a},
- II - возвратный - нефтяная залежь барремского горизонта K_{1br},
- III - нефтяная залежь валанжинского горизонта K_{1v},
- IV - газовая залежь горизонта Ю-IA,
- V – газонефтяная залежь горизонта Ю-IB,
- VI - возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K_{1al}.

В утвержденном ПР2019 г. было предусмотрено бурение 47 добывающих скважин: 27 нефтяных на I объект, 15 нефтяных на V объект, 5 газовых на IV объект.

Основным объектом разработки, где сосредоточено 92% от утвержденных геологических запасов является I объект разработки (аптский горизонт).

По состоянию на 01.07.2025 г. на месторождении разрабаываются 3 объекта разработки: I - нефтяная залежь аптского горизонта K_{1a}, III - нефтяная залежь валанжинского горизонта K_{1v}, VI - возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K_{1al} (участок Сазды).

На дату отчета на месторождении пробурено 204 эксплуатационных скважин, из них: 132 добывающие скважины (125- действующие, 7 – в бездействии), 5 скважин в освоении и обустройстве, 1 скважина в консервации, 3 – ликвидированные, 62 водонагнетательные (61 – действующие, 1 в бездействии), 1 газонагнетательная.

По состоянию на 01.07.2025 г. отобрано 8944,7 тыс.т нефти, 16211,9 тыс.т жидкости и 711,4 млн.м³ попутно-добываемого газа. Суммарная отбор нефти составил 34,4% от утвержденных извлекаемых запасов месторождения, текущая нефтеотдача – 0,088 д.ед.

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



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

Проанализировано текущее состояния разработки месторождения, приведены новые утвержденные запасы, на основе которых проведены расчеты технологических и экономических показателей разработки.

Рассмотрено 4 варианта к проекту разработки месторождения Дунга.

Вариант 1 – базовый вариант предусматривает положения утвержденного варианта из ПР2019 г. Запроектировано: бурение 47 вертикальных скважин (27 вертикальных на апт, 15 вертикальных на Ю-1Б, 5 вертикальных на газ Ю-1А), перевод 26 добывающих скважин под нагнетание воды, перевод 1 скв. с апта на баррем, перевод 3 скв. с апта на альб (Иртыш), перевод 1 скв. с апта на валанжин, перевод 1 скв. с валанжина на баррем, вывод из БД 7 скв.

Вариант 2

В варианте 2 рекомендовано бурение 37 вертикальных (27 вертикальных скважин на аптский горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-1Б нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-1А, Ю-1Б, Ю-1Б газовой горизонт). На аптском горизонте предусмотрен вывод скважин из освоения и обустройства (4 ед.), вывод скважин из бездействия (7 ед.), проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин, перевод в ППД 25 добывающих скважин. Остальные переводы между объектами такие же как в Варианте 1, кроме VI объекта, где намечен перевод 3 скважин на аптский горизонт.

Вариант 3 - рекомендуемый

В варианте 3 рекомендовано бурение 68 вертикальных добывающих скважин (58 вертикальных скважин на аптский горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-1Б нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-1А, Ю-1Б, Ю-1Б газовой горизонт), перевод под закачку 40 добывающих скважин. Остальные мероприятия по переводу скважин и выводу скважин из бездействия и освоения как в варианте 2. Также предусмотрено ограничение по добыче газа объемом 200 тыс.м³/сут.

Вариант 4

В варианте 4 рекомендовано бурение 52 вертикальных добывающих скважин и 13 горизонтальных скважин (42 вертикальных и 7 горизонтальных добывающих и 6 горизонтальных нагнетательных скважин на аптский горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-1Б нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-1А, Ю-1Б, Ю-1Б газовой горизонт), перевод под закачку 34 добывающих скважин. Остальные мероприятия по переводу



скважин и выводу скважин из бездействия и освоения как в варианте 2. Также предусмотрено ограничение по добыче газа объемом 200 тыс.м3/сут.

В данной работе проанализировано текущее состояние разработки за период 2019-01.07.2025 гг. после составления ПР2019 г.

Согласно Договору о разделе продукции, заключенному между Правительством Республики Казахстан, в лице Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, и компаниями «Оман Ойл Компани Лимитед», Партекс (Казахстан) Корпорейшн и Маерск Ойл Казахстан ГмбХ от 1 мая 1994 года, с изменениями от 26 марта 2001 г. и 24 мая 2002 г. Маерск Ойл Казахстан ГмбХ обладает правом недропользования на проведение добычи углеводородного сырья на участке в пределах блоков XXXV-9-F (частично), XXXV-10-D (частично) в Мангистауской области на месторождении Дунга. Серия МГ №996 (нефть).

Компания «Маерск Ойл Казахстан ГмбХ» в соответствии со справкой от 29.10.2018 г. об учётной перерегистрации филиала была переименована на филиал компании «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в Республике Казахстан, т.е., с октября 2018 г. Недропользователем месторождения Дунга является компания «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ», которая имеет 60 %-ное участие по Соглашению о Разделе Продукции с правом на добычу углеводородного сырья на месторождении Дунга на вертикальных разрезах глубина разработки до абсолютной отметки - 2500 м. Срок действия лицензии на добычу недропользователя истекает в 2039 г.

На основании решения собрания Учредителей от 11.12.2023 г. название Компании было изменено на «Dunga Operating GmbH».

Площадь горного отвода месторождения Дунга составляет 281,26 км².



ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа «Проект разработки месторождения Дунга» по состоянию на 01.07.2025 г. выполнена на основании договора №46/2024АК/8600007125 (заказ-наряд №6 от 2 сентября 2024 г.) между «Dunga Operating GmbH» и филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» в соответствии с требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстана от 15 июня 2018 года, № 239 [1], и «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» Приложение к приказу Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329 [2].

Необходимость составления нового проекта разработки месторождения Дунга обусловлена следующими обстоятельствами:

- выполнен Пересчет запасов в 2025 г.:
- выполнено детальное изучение геологического строения продуктивных горизонтов месторождения, проведенное в рамках Пересчета запасов 2025 г. с использованием 3D-мерного моделирования по результатам переинтерпретации сейсморазведочных работ ВРС МОГТ 3Д, дополнительно пробуренных 161 скважин, переинтерпретации всего фонда материалов ГИС;
- возможность оценки остаточных запасов на новом уровне с использованием геологического и гидродинамического моделирования и адресного размещения скважин для их отработки;
- необходимость переоценки реализации принятых в предыдущих проектах технических и технологических решений;
- совершенствование системы разработки применительно к новым условиям на более высоком информативном уровне;
- необходимость переоценки состояния свойств пластовой флюидной системы и ее изменений, произошедших за время разработки с начала действия последнего проектного документа (2019 г.).

Проект разработки выполнен на основе уточнения геологической модели по результатам бурения новых скважин, переработки и переинтерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3Д.

Глубокое поисковое бурение на площади Дунга началось в феврале 1966 г.

Первый промышленный приток нефти из аптского продуктивного горизонта получен в 1968 г. в скважине 6Д.



По результатам поисково-разведочных работ в 1973 г. трестом «Мангышлакнефтегазразведка» Государственной комиссией по запасам СССР рассмотрены и утверждены запасы нефти и газа месторождения Дунга. [3]

Правительством Республики Казахстан выдана лицензия (серия МГ №966 (нефть)) на право пользования недрами в Республике Казахстан «Оман Ойл Компани Лимитед» 29.11.1996 г. для добычи углеводородного сырья на месторождении Дунга.

С июля 2002 г. компания «Маерск Ойл Казахстан ГмбХ» имело 60 %-ное участие по Соглашению о Разделе Продукции с правом на добычу углеводородного сырья на месторождении Дунга.

21.11.1997 г. утвержден ЦКР РК «Проект пробной эксплуатации (ППЭ) залежей месторождения Дунга» сроком на 3 года, реализация которого официально началась 12 января 2000 г. [4]

В период пробной эксплуатации месторождения за 2000-2003 гг. пробурено 7 добывающих скважин: одна вертикальная 27Д-В и шесть горизонтальных: 26Д-В/Г, 28Д-Г, 29Д-Г, 30Д-Г, 31Д-Г, 32Д-Г.

В декабре 2002 г. рассмотрен и отклонен ЦКР РК отчет «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Дунга», целью которого являлось бурение вертикальных и горизонтальных скважин с другой конструкцией (и длиной горизонтального ствола) с проведением в них работ по интенсификации притока и оценкой эффективности вертикальных и горизонтальных скважин (протокол №19 от 12.12.2002 г.). Согласно решению ЦКР РК рекомендовалось составить «Авторский надзор за реализацией пробной эксплуатации месторождения Дунга» и «Проект опытно-промышленной разработки месторождения Дунга», которые реализованы в 2003 г.

В 2003 г. утверждены на ЦКР РК отчеты «Авторский надзор за реализацией пробной эксплуатации месторождения Дунга» (протокол №22 от 29.04.2003 г.) [5] и «Проект опытно-промышленной разработки (ОПР) месторождения Дунга» (Протокол №243-4.12.2003 г.) [6].

Проект ОПР [6] составлен сроком на 3 года и в течение 2004-2006 гг.

По результатам углубленного бурения 5-ти вертикальных скважин: ДГА-40В, -42В, -44В, -47В и -49В выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа нижнемеловых (барремского и валанжинского) и свободного газа среднеюрских (Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI и Ю-VII) продуктивных горизонтов месторождения Дунга» по состоянию изученности на 01.01.2009 г. [7] и утверждён в ГКЗ РК (Протокол №829-09-П от 22.05.2009 г.).

В течение периода реализации Проекта ОПР принят к сведению «Авторский надзор за реализацией проекта опытно-промышленной разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.07.2004 г.» [8], (протокол ЦКР РК №31 от 23.02.2005 г.), утвержден



«Анализ разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2006 г.» [9] (протокол ЦКР РК №38 от 13-14.06 2006 г.), согласно которому ОПР месторождения продлена до 01.07.2007 г.

Первым проектным документом, на основании которого в 2007-2013 гг. велась промышленная разработка месторождения, являлась «Технологическая схема разработки месторождения Дунга» [10], составленная по состоянию на 01.01.2007 г. и утвержденная ЦКР РК (протокол №44 от 13.06.2007 г.).

В 2007 г. выполнен «Проект опытно-промышленной разработки опытного участка по закачке углеводородной жидкости на месторождении Дунга» [11] по состоянию на 01.07.2007 г. (протокол №52 от 13.09.2008 г.) и Дополнение к нему [12], основной целью которых являлась апробация технологии закачки в пласт сжиженного газа на опытном участке в центральной части Восточного блока месторождения Дунга.

В 2009 г. утвержден в ЦКР РК «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Дунга» [13] по состоянию изученности на 01.07.2008 г. (протокол №57 от 11.06.2009 г.).

В 2010 утвержден КГиН МИНТ РК «Анализ разработки месторождения Дунга» [14], согласно которому рекомендован вариант 4 – с бурением вертикальных скважин (протокол №28 28.11.2010 г.).

В 2011 г. утвержден КГиН МИНТ РК «Дополнение к Анализу разработки» [15], выполненного в связи с замечаниями Комитета геологии и недропользования МИНТ РК, на основании проведенных технико-экономических расчётов, утверждено увеличение количества эксплуатационных скважин к бурению – 198 единиц вместо 132, утвержденных ранее в ТС [10] (протокол №184 от 26.07.2011 г.).

В 2010 г. выполнен «Проект разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях на месторождениях Дунга и Еспелисай» [16], в котором предусмотрено бурение 4-х разведочных скважин: 55, 56, 57, 58 (протокол МТД «Запказнедра» №131/2010 от 08.06.2010 г.).

В 2019 г. утвержден ЦКР РК «Проект пробной эксплуатации (ППЭ) валанжинского продуктивного горизонта» [17] (протокол № 59 от 01.10.2009 г.), в котором предусматривалось бурение одной опережающей добывающей горизонтальной скважины ДГК-1Г и разработка залежи нефти на режиме истощения пластовой энергии.

В 2009 г. утвержден ЦКР РК «Дополнение к ППЭ валанжинского горизонта» [18], (протокол № 59 от 01.10.2009 г.), в котором запроектировали пробурить одну вертикальную опережающую добывающую скважину ДГА-197В на категории запасов С1 в юго-западной части валанжинской залежи.



В 2012 г. утвержден КГиН МИНТ РК «Авторский надзор за реализацией Анализа разработки месторождения Дунга» [19], (протокол №17-04/5140 от 29.12.2012 г.) – проведен с уточнением технологических показателей на 2012-2013 гг. в связи с отставанием по бурению.

«Авторские надзоры за реализацией Дополнения к Проекту опытно-промышленной разработки опытного участка по закачке углеводородной жидкости на месторождении Дунга по состоянию на 01.07.2012 г. [20], и на 01.05.2013 г.» [21], – выполнены в связи с необходимостью продления срока ОПЭ.

«Авторский надзор за реализацией Дополнения к ППЭ валанжинского горизонта» по состоянию на 01.07.2013 г., выполнен также с целью продления периода ПЭ [22],

В 2013 г. утвержден на ГКЗ РК отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Дунга по состоянию 02.01.2013 г.» [23] и (протокол №1362-13/У от 11.12.2013 г.), в котором были учтены новые данные, полученные в результате сейсморазведки 3Д и бурения и эксплуатации 45 новых скважин за 2000-2012 гг.

В связи с изменением геологического строения месторождения произошло увеличение геологических/извлекаемых запасов нефти по категории В+С₁ соответственно на 56,4/21,9 %, по категории С₂ – уменьшение на 82,7/91,5 % (в связи с переводом запасов из категории С₂ в С₁). В целом по месторождению запасы по категориям В+С₁/С₂ составили: нефти – 84893/16509 тыс.т., растворенного газа – 23244/2957 млн.м³, свободного газа – 2203/1430 млн.м³.

На основе утверждённых ГКЗ РК запасов нефти [23] в 2013 г. составлена «Уточненная технологическая схема (УТС) разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2013 г.» [24] которая была рассмотрена на ЦКРР РК 18.04.2014 г. (протокол №47/6) и утверждена в КГиН МИ и НТ РК (протокол №22-04-326-И от 14.05.2014 г.) с промышленной разработкой 4-х основных и одного возвратного эксплуатационного объектов, в т.ч. 2-х разрабатываемых нефтяных залежей, 2-х нефтяных разведанных и одной газовой по 1 варианту, предусматривающий ППД на I объекте и на естественном режиме на остальных объектах, разработка I и III объектов была предусмотрена с 2013 г., II объекта – с 2016 г., IV и V объектов – с 2017 г.

В течение реализации принятого 1 варианта УТС [24], АО «НИПИнефтегаз» были составлены пять ежегодных отчётов:

- в 2014 г. – «Авторский надзор за реализацией УТС месторождения Дунга по состоянию на 01.07.2014 г.» [25], в котором учли результаты бурения 104 новых скважин за период 2013-01.07.2014 г.



- в 2015 г. – «Авторский надзор за реализацией УТС месторождения Дунга по состоянию на 01.05.2015 г.» [26], в котором учтены результаты бурения 92-х эксплуатационных скважин за период 2014-01.05.2015 гг.
- в 2016 г. – «Авторский надзор за реализацией УТС месторождения Дунга по состоянию на 01.05.2016 г.» [27], в котором учтены результаты бурения 19 новых скважин за период 2015-01.05.2016 г.
- в 2017 г. – «Авторский надзор за реализацией УТС месторождения Дунга по состоянию на 01.05.2017 г.» [28], в котором бурение новых скважин не предусматривалось.
- в 2018 г. – «Авторский надзор за реализацией УТС месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» [29], в котором бурение новых скважин не предусматривалось.

В 2014 г. по залежам, выделенным в нижней части альбского яруса, выполнен Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа (протокол ГКЗ РК №1471-14-П от 20.10.2014 г.) [30]. Запасы нефти и растворенного газа альбского продуктивного горизонта составили: геологические/извлекаемые по категории C_1 – 1799/540 тыс.т, геологические/извлекаемые по категории C_2 – 6547/1964 тыс.т. Растворенного газа геологические/извлекаемые по категории C_1 составили 7/2 млн.м³, геологические/извлекаемые по категории C_2 – 291/87 млн.м³.

И в этом же году институтом ТОО «АктюбНИГРИ» выполнен «Проект пробной эксплуатации залежи №1 (Сазды) в нижней части альбского яруса в пределах месторождения Дунга» [31], и утверждён Комитетом геологии и недропользования МИР РК (протокол Комитета геологии и недропользования МИР РК №27-5-1728-И от 07.08.2015 г. и протокол ЦКРР РК № 61/5 от 17.07.2015 г.). Данным проектом период пробной эксплуатации предполагался с 01.08.2015 г. до 01.08.2018 г. с использованием скважины ДГА-58В, однако, Комитетом геологии и недропользования МИР РК пробная эксплуатация утверждена до конца 2016 года и в случае необходимости проведения пробной эксплуатации после 2016 г. рекомендовано предоставить Дополнение к проектному документу с включением дополнительных проектных скважин.

Пробную эксплуатацию залежи № 1 (Сазды) в нижней части альбского яруса месторождения Дунга начали с 7 августа 2015 года с вводом в эксплуатацию из консервации оценочной скважины ДГА-58В.

По состоянию 01.04.2016 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией Проекта пробной эксплуатации залежи № 1 (Сазды) в нижней части альбского яруса в пределах месторождения Дунга» (протокол ЦКРР РК №72/6 от 20.05.2016 г. и протокол КГиН



МИИНТ РК №27-5-1125-и от 07.06.2016 г.) [32]. Данный отчёт принят к сведению без продления пробной эксплуатации и ввода дополнительной скважины.

В 2016 г. институтом ТОО «АктюбНИГРИ» выполнено «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации залежи № 1 (Сазды) в нижней части альбского яруса в пределах месторождения Дунга» [33], (протокол ЦКРР РК №78/28 от 18.11.2016 г. и протокол КГиН МИИНТ РК №27-5-2508 от 22.12.2016 г.), в котором был предусмотрен ввод дополнительной проектной скважины ДГА-153В и уточнены проектные показатели на период 2016 - август 2018 гг.

В 2017 г. этим же институтом выполнен «Авторский надзор за реализацией Дополнения к Проекту пробной эксплуатации залежи № 1 (Сазды) в нижней части альбского яруса в пределах месторождения Дунга по состоянию на 01.07.2017 г.» [34] (протокол ЦКРР РК №90/17 от 30.10.2017 г. и протокол КГиН МИИНТ РК №27-5-2322 от 05.12.2017 г.).

Авторами данной работы по согласованию с недропользователем предложено продолжение периода ОПЭ на 3 месяца (до 01.11.2018 г.) с уточнением технологических показателей, однако, решением Комитета геологии и недропользования отчет был принят к сведению с отклонением продления периода ПЭ.

По результатам бурения 161-ой эксплуатационной скважины за пятилетний период реализации УТС (2013-2017 гг.) в 2018 году институтом АО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Перевод запасов нефти и растворённого газа аптской залежи по состоянию на 02.01.2017 г.» (протокол ГКЗ РК №1901-18-У от 15.02.2018 г.) [35], так как нефтеносность других горизонтов (K1br, K1v, Ю-IA и Ю-IB) после выполнения Пересчёта запасов 2013 г. [23] изменений не претерпела.

Площадь нефтеносности аптской залежи и все подсчётные параметры (Кп, Кнг, плотность нефти, газосодержание и пересчетный коэффициент) остались без изменений.

Изменения коснулись лишь распределения запасов в аптской залежи по категориям, соответственно, из C_2 в C_1 , из C_1 в В. Запасы нефти по аптской залежи категорий В+ C_1 увеличились на 4233/766 тыс.т или на 5,2/3,5% и составили 85132/22724 тыс.т.

Геологические/извлекаемые запасы категории C_2 уменьшились на 4233/766 тыс.т или на 37% за счет перевода части запасов из категории C_2 в C_1 и составили 7182/1300 тыс.т.

В целом по месторождению Дунга геологические и извлекаемые запасы нефти промышленных категорий В+ C_1 увеличились на 7,6/5,1 % и составили 91323/24427 тыс.т.

Геологические/извлекаемые запасы категории C_2 увеличились на 12,3/41,1 % за счет перевода части запасов из категории C_2 в C_1 и в целом составили 14417/3236 тыс.т.



В этом же году институтом ТОО «АктюбНИГРИ» по состоянию на 01.07.2017 г. выполнен «Подсчёт запасов нефти и растворенного газа в нижней части альбского яруса месторождения Дунга» (протокол ГКЗ РК № 1929-18-У от 22.05.2018 г.) [36].

В целом по альбской залежи суммарные геологические/извлекаемые запасы нефти, оценённые и принятые на Государственный баланс, по категории C_1 составляют – 2197/417 тыс.т, по категории C_2 – 5812/1736 тыс.т.

В связи с уточнением геологического строения месторождения в результате бурения 161-ой новой скважины, а также с выявлением нового продуктивного альбского горизонта на территории месторождения Дунга и увеличением геологических и извлекаемых запасов месторождения [36] в 2019 г., специалистами АО «НИПИнефтегаз» совместно с компанией «Маерск Ойл Казахстан ГмбХ» выполнен «Проект разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» [37], который рассмотрен на ЦКРР РК и утверждён в КГиН МИ и НТ РК (протокол №12/10 от 01.08.2019 г.).

Следует отметить, что компания «Маерск Ойл Казахстан ГмбХ» в соответствии со справкой от 29.10.2018 г. об учётной перерегистрации филиала была переименована на филиал компании «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в Республике Казахстан, т.о., с октября 2018 г. Недропользователем месторождения Дунга является компания «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ», которая имеет 60 %-ное участие по Соглашению о Разделе Продукции с правом на добычу углеводородного сырья на месторождении Дунга. Срок действия лицензии на добычу недропользователя истекает в 2039 г.

В ПР [37] запроектирована промышленная разработка 4 основных (как и в УТС [24] и два возвратных эксплуатационных объекта (один из которых - барремский горизонт K1br (как в УТС [24] второй возвратный (альбский объект) был добавлен), в т.ч. 3 разрабатываемые нефтяные залежи (альбская, аптская и валанжинская), 2 нефтяные разведанные (барремская, Ю-ІБ) и 1 газовая (Ю-ІА).

Согласно ПР [37] разработка I, III и VI объектов предусмотрена с 2018 г., II объекта – с 2041 г., IV – с 2035 г. и V – с 2031 г.

Так как ПР [37] вступил в силу в августе 2019 г., первый проектный год – 2019 г.

В 2019 г., к уже 2-м существующим объектам разработки, подключили 3-ий объект (VI - нефтяная залежь альбского горизонта), т.о., на 01.01.2020 г. в промышленной разработке – 3 объекта (I, III и VI).

В период реализации ПР [37] в 2020 г. АО «НИПИнефтегаз» выполнен один отчет о НИР [38] (анализируемый период – 2 года (2018-2019 гг.)), который, согласно требованиям Кодекса о недрах [39] и ЕПР [1] сдан Недропользователем в ЦКРР РК в уведомительном порядке:



«Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2020 г.» [38], в котором отмечалось отставание фактических показателей разработки от запроектированных, что связано с отсутствием ввода добывающих скважин основного I объекта в эксплуатацию из освоения и обустройства, что носило организационный характер и связано с затянувшимися переговорами по продлению СРП (Соглашение о разделе продукции) и одобрением соответствующих планов и бюджетов.

В соответствии с Протоколами ГКЗ РК, работ по подсчету, пересчету, переводу запасов УВС [23, 35, 36], недропользователю рекомендовалось предусмотреть мероприятия по доизучению залежей, оцененные по категории C_2 с целью перевода в C_1 . Данная задача выполнена. В 2021 г. проведен Перевод запасов нефти и растворенного газа Аптской залежи месторождения Дунга по состоянию на 02.01.2021 г., утвержденный протоколом ГКЗ РК № 2361-21-У от 08.11.2021 г. [40]. Основанием для данного отчёта послужили результаты ввода в действующий добывающий фонд 46 скважин, дополнительного изучения физико-химических свойств нефти и растворенного газа.

Выполнен перевод запасов из категории C_2 в промышленную категорию C_1 участков Центрального, Восточного и Западного блоков, а также участков разрабатываемой части залежи, в районе введенных в эксплуатацию скважин, в категорию В.

В результате произошло перераспределение категорий запасов, соответственно из C_2 в C_1 , из C_1 в В.

Запасы нефти по аптской залежи категорий В+ C_1 увеличились на 1302/235 тыс. т или на 1,5/1,0% и составили 86434/22959 тыс.т. Геологические/извлекаемые запасы категории C_2 уменьшились на 1302/235 тыс. т или на 12,3/12,3% за счет перевода части запасов из категории C_2 в C_1 и составили 9295/1683 тыс. т.

В этом же году (2021 г.) выполнен «Анализ разработки месторождения Дунга за период 2018-2020 гг.». [41], в котором были откорректированы проектные показатели разработки на 2021-2023 гг. с учетом фактического текущего состояния на 01.01.2021 г., а также с учетом изменений, связанных с текущими планами Недропользователя. Относительно ПР [37], уточненные показатели по добыче нефти по месторождению в целом в 2021-2022 гг. были меньше на 20 % и 13 % (что связано с меньшим фондом действующих добывающих скважин), в 2023 г. – превышали на 3 % (за счет ввода добывающих скважин из освоения в 2022 г., большего дебита действующих скважин и более интенсивной закачки воды). Т.к. данный анализ был вынесен на рассмотрение в ЦККР РК в январе 2022 г., проектные показатели разработки месторождения Дунга были утверждены на 2 года (2022 г. и 2023 г.) (протокол ЦККР РК №22/4 от 27.01.2022 г.), проектные показатели на 2021 г. остались на уровне ПР [37].



В 2024 г. утвержден в ГКЗ РК «Перевод запасов нефти и растворенного газа категории С2 в категорию С1 по залежам №1 и №4 в нижней части альбского яруса месторождения Дунга» (протокол №2722-24-У от 27 ноября 2024 г.). [42]



1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Дунга в административном отношении входит в состав Тупкараганского района Мангистауской области РК, расположено в 50 км от города Актау, в 25 км и в 32 км находятся населённые пункты – посёлки Шапагатова и Акшукур, соответственно (см. рисунок 1.1).

Через месторождение проходит асфальтированная автодорога, по которой осуществляется сообщение с городами: Актау, Форт-Шевченко, Жанаозен и посёлками Тельман, Акшукур и Таучик. Широко развита сеть грунтовых дорог, пригодных для передвижения автомобильного транспорта.

Рядом с месторождением проходит нефтепровод Жанаозен – Атырау – Самара, линия электропередач 220-110 кВт.

Район месторождения представляет собой слегка наклонённое к юго-западу плато.

Абсолютные отметки рельефа изменяются от плюс 31 м до плюс 101 м.

Климат района резко континентальный. Лето сухое и жаркое, температура воздуха достигает плюс 35-40 °С; зима малоснежная, температура понижается до минус 30 °С, характерны пыльные бури. Количество осадков мало и составляет 70-85 мм в год. Источники пресной воды отсутствуют.



2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

Месторождение Дунга открыто в 1968 г., получением притоков нефти из аптского горизонта нижнемеловых отложений.

После завершения поисково-разведочного этапа (1973 г.), месторождение передано производственному объединению «Мангышлакнефть» и более 20 лет находилось в консервации.

Недропользователем месторождения Дунга является компания «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ», которая имеет 60 %-ное участие по Соглашению о Разделе Продукции с правом на добычу углеводородного сырья на месторождении Дунга на вертикальных разрезах глубина разработки до абсолютной отметки - 2500 м. Срок действия лицензии на добычу недропользователя истекает в 2039 г. На основании решения собрания Учредителей от 11.12.2023 г. название Компании изменено на «Dunga Operating GmbH».

Всего по состоянию на 01.07.2025 г. в фонде скважин «Dunga Operating GmbH» числятся 204 скважины, из них 132 добывающие скважины (125 ед. - действующие, 7 ед. в бездействии), 5 скважин в освоении и ожидания обустройства, 63 нагнетательные скважины (61 ед. – действующие водонагнетательные скважины, 1 ед. – газонагнетательная скважина, 1 ед. – бездействующая водонагнетательная скважина), 3 скважины находятся в ликвидации, 1 скважина в консервации.

Глубоким бурением на месторождении Дунга вскрыт осадочный комплекс максимальной толщиной 3107 м (скв. 1Д), в строении которого принимают участие породы триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и антропогеновой систем.

Отбор керн на месторождении Дунга производился на этапе поисков и разведки до 1973 года и с 1999 года на этапе эксплуатационного разбуривания. Керн отобран из 22 поисково-разведочных скважин до 1973 г. и 17 скважин пробуренных в период с 1999 до 2017 г. Керн отбирался из меловых и юрских отложений, связанных с наличием признаков нефтегазоносности.

При сопоставлении разреза скважин по материалам ГИС месторождения Дунга, выделено 11 продуктивных горизонтов, 4 – в разрезе отложений нижнего мела и 7 в среднеюрских отложениях.

Каждый горизонт содержит самостоятельные залежи, каждая из которых имеет флюидальный контакт, отличающийся от других залежей.



Стратиграфическая приуроченность: к байосскому (Ю-VI-VII), к батскому (Ю-II-V) и к келловейскому (Ю-I) ярусам средней юры, к барремскому (K_1 br), к берриас-валанжинскому (K_{1V}), к аптскому (K_{1a}) и к альбскому ярусам нижнего мела.

На площади Дунга юрская система залегает со стратиграфическим несогласием на породах триаса и представлена нижними, средними и верхними отделами.

Юрская продуктивная толща в разрезе месторождения представлена всеми тремя отделами.

Нерасчлененные нижнеюрские отложения представлены толщей переслаивания песчаников, алевролитов и глин. Песчаники и алевролиты серые, темно-серые, полимиктовые, глинистые. Глины и аргиллиты темно-серые, плотные, некарбонатные.

Среднеюрский разрез представлен отложениями ааленского, байосского, батского и келловейского ярусов. Ааленские отложения подразделяются на две пачки – нижнюю песчаную и верхнюю глинистую. Отложения байосского и батского ярусов представлены переслаиванием песчаников, глин и алевролитов с единичными прослоями известняков в верхней части разреза. Келловейский ярус разделяется на две части: нижнюю - сложенную толщей песчаников с прослоями глин, алевролитов, известняков и мергелей, и верхнюю - сложенную глинами темно-серыми, известковистыми с прослоями мергелей в основании.

Верхнеюрские отложения представлены оксфордским и кимеридж-титонским ярусами. В верхней части разреза существенно увеличивается доля карбонатных пород – известняков и доломитизированных известняков. Оксфордский ярус представлен глинами карбонатными, известняками плотными, преобладающими в верхней части. Песчано-алевролитовые прослои редки и приурочены к нижней части яруса. Кимеридж-титонский ярус сложен известняками, мергелями с примесью алевролитового материала.

Меловые отложения на площади представлены нижним и верхним отделами.

Разрез нижнего мела представлен отложениями берриас-валанжинского, готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов. Берриас-валанжинский ярус с размывом залегает на кимеридж-титонских отложениях и представляет собой толщу известняков и доломитов, перекрытую пачкой ангидритов. Готеривский ярус представлен переслаиванием глин, известняков и песчаников. Барремский ярус отделяется от готеривского постепенным литологическим переходом и представляет собой пеструю толщу переслаивания алевролитов, глин и песчаников с подчиненными прослоями мергелей и реже известняков. Аптский ярус залегает на отложениях баррема с размывом и, в свою очередь, расчленяется на две части. Нижняя часть яруса представлена слоем плотного грубозернистого фосфоритоносного песчаника толщиной до 3 м. Верхний апт сложен в основании толщей до 30 м глин темно-серых, некарбонатных с прослоями



конкреций алевролито-мергельного состава. Средняя часть подъяруса представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, толщиной 25-40 м. Альбский ярус залегает на породах апта со слабо выраженным размывом, в его основании отмечается тонкий слой мелкой фосфоритовой гальки и гравия. Ярус сложен алевролитами, глинами и песчаниками с единичными прослоями мергелей.

Верхний отдел представлен сеноманским и турон-сантонскими ярусами.

Сеноманский ярус в нижней части сложен глинами темно-серыми плотными слюдистыми с прослоями алевролитов и песков, а в верхней – пачкой песчаников серых мелкозернистых, полимитовых. Маастрихтский ярус сложен мергелями светло-серыми с прослоями песчаников рыхлых тонкозернистых с рассеянными зернами фосфоритов.

В тектоническом отношении по юрско-меловому осадочному чехлу структура Дунга приурочена к западному окончанию Беке-Башкудукского вала (рисунок 2.1.1), который относится к Мангышлакско-Устюртской системе дислокаций.

Данные переобработки 2012-2013 года позволили получить сейсмические данные хорошего качества, на основании которых уточнена структурно-тектоническая модель месторождения Дунга.

В структурном плане поверхности всех горизонтов представляют собой полуантиклиналь, вытянутую в направлении с запада на восток. Минимальные отметки горизонтов находятся в восточной части площади. Погружение горизонтов происходит в западном и северо-западном направлении.

Ранее установленные нарушения F_1 , F_2 и F_3 по несоответствию характера жидкостей, остались без изменений, переименованы названия данных разломов по порядку расположения (F_1 на f_1 , F_3 на f_2 , F_2 на f_1). Нарушения разделяют структуру месторождения на три блока: Западный, Центральный и Восточный. В каждом блоке залежи нефти имеют разноуровневое положение ВНК. В связи с разрешением сейсмических данных (20м и меньше), в разрезе, так же в сейсмических атрибутах разломы не прослеживаются.

Западный блок представлен сводом примыкания к тектоническому нарушению f_1 . Его размеры по изогипсе -1650 м составляют 3,8*8,2 км, амплитуда порядка 10-20 метров.

Центральный блок, в пределах тектонических нарушений f_1 и f_2 по изогипсе -1650 м имеет размеры 11,5*8,6 км, амплитуда поднятия блока – порядка 50 метров.

Восточный блок, в пределах тектонических нарушений f_2 и f_3 по изогипсе -1640 м имеет размеры 12,5*7,0 км, амплитуда поднятия блока – порядка 50 метров.



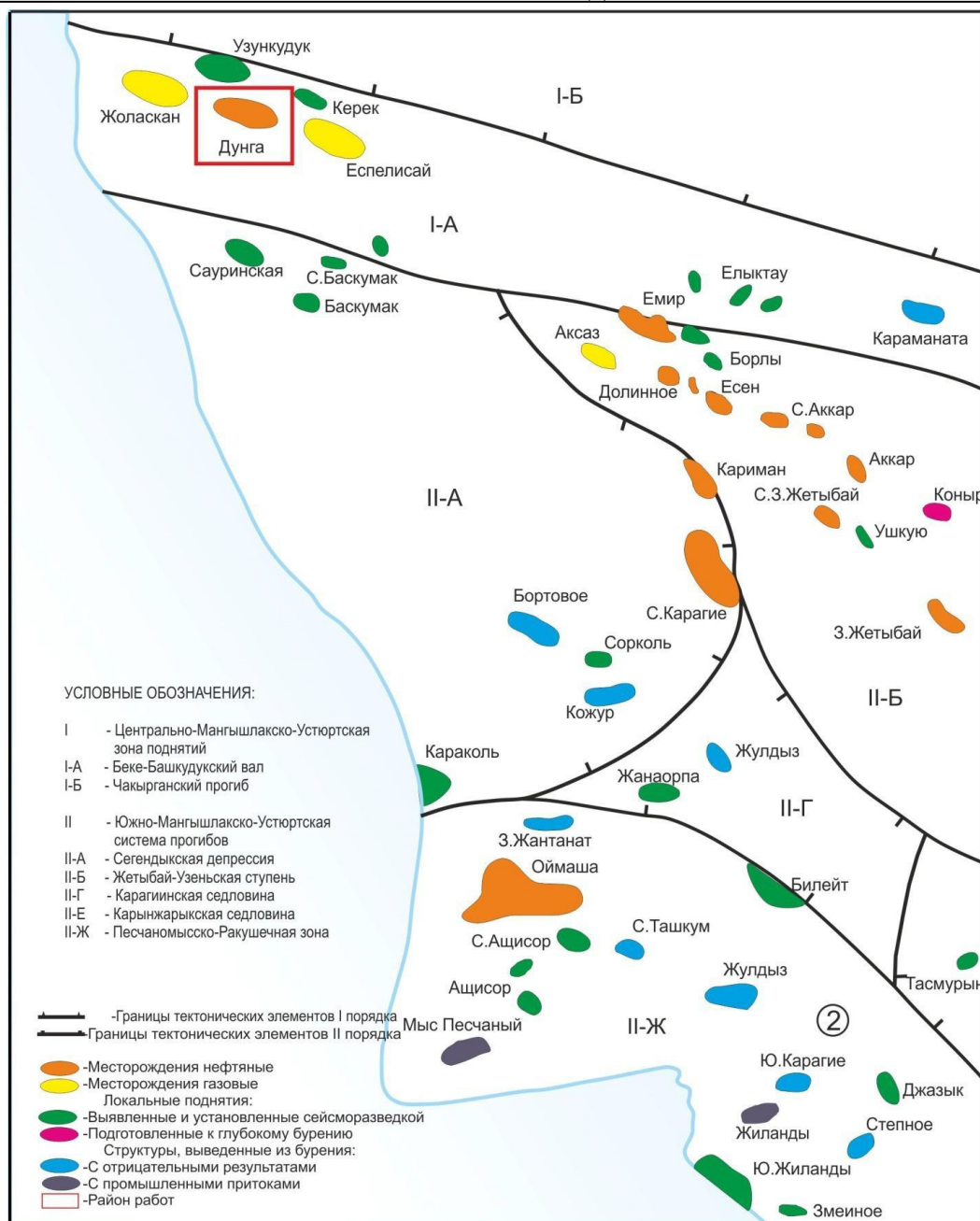


Рис. 2.1.1 – Тектоническая схема Южного Мангышлака по юрско-меловому осадочному чехлу

В настоящей работе тектоническая модель структуры месторождения дополнилась тремя субширотными (F_1 , F_2 , F_2^1), тремя субмеридиональными нарушениями (F_1^2 , F_1^3 , F_1^4), подтвержденными по результатам переобработки и переинтерпретации 3Д МОГТ 2012-13г.г. Данные нарушения интерпретированы в 2013 г. компанией «Маерск Ойл Казахстан ГмбХ» с сопровождением компаний ТОО «Petroleum Geo Services». В ходе выполнения данного отчета проанализированы атрибутные кубы по горизонтальным срезам 3D Curvature, AntTracking, Sweetness, Envelope, RMS Amplitude, Variance, извлеченных из 3Д сейсмического временного куба 2012-2013 г.г. Разломы отчетливо прослеживаются на срезах атрибута когерентности. Ниже на [рисунке 2.1.2](#) приведена тектоническая схема расположения разломов.



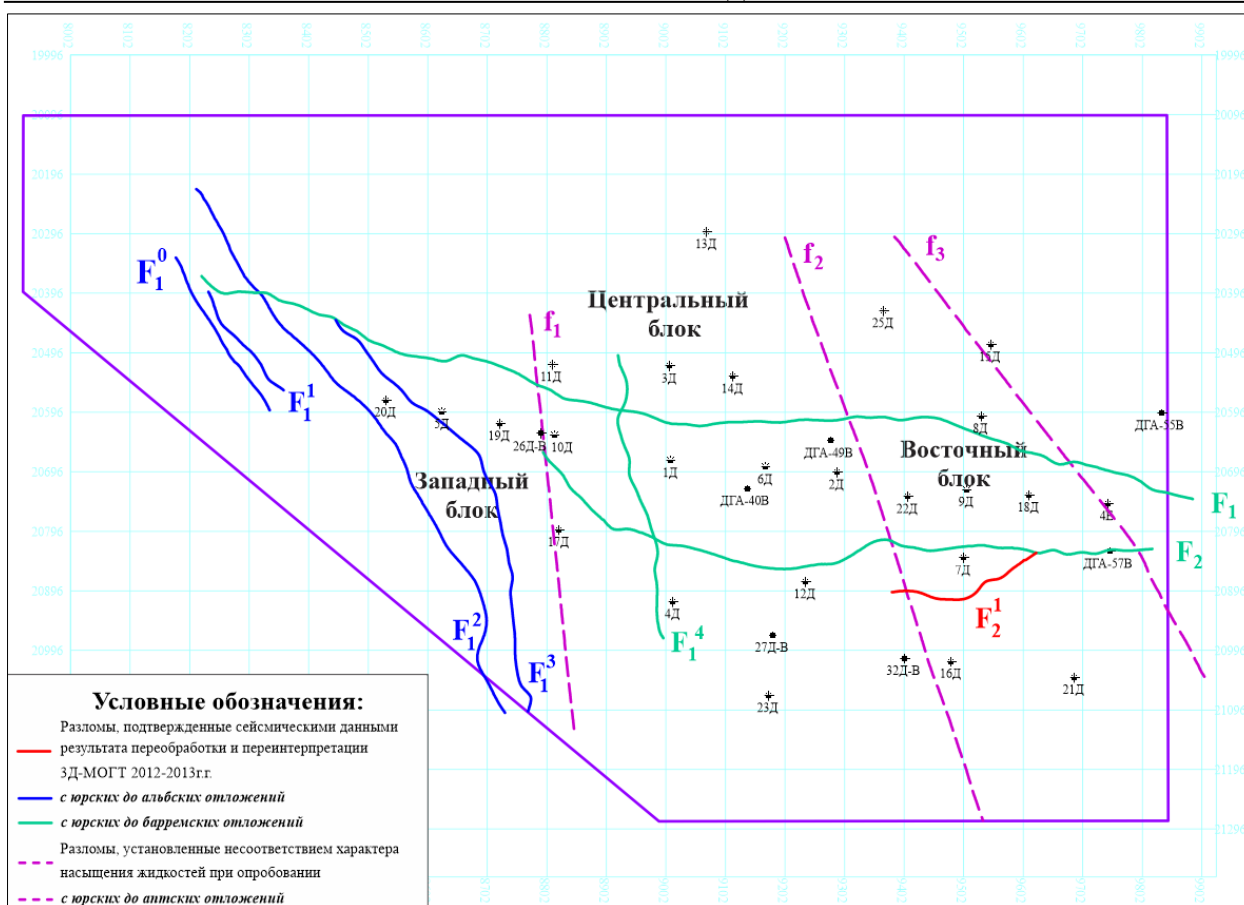


Рис. 2.1.2 - –Тектоническая схема нарушений м. Дунга по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.)

Тектоническое нарушение F_1^2 , трассирующийся с триасовых отложений, протягивается до кровли палеогеновых отложений, отчетливо фиксируется на атрибутах. Продольные нарушения F_1 , F_2 , также базируясь с триасовых отложений, прослеживаются до кровельной части барремского яруса, также подтверждаются в атрибутах когерентности. Субмеридиональные тектонические нарушения F_1^3 и F_1^4 выражено подтверждаются структурными атрибутами, временным сейсмическим кубом. Разлом F_1^3 трассируется с триаса до кровли репера альбского яруса, разлом F_1^4 до кровельной части барремских отложений.

В результате обработки и переинтерпретации данных трехмерной сейсморазведки на месторождении Дунга в 2012-13 г.г. по волновому полю были получены отражающие горизонты I, II_m, II_t-st, II_al, II_a, II_br, II_v и IV, стратиграфически приуроченные, соответственно, к нижней части палеогеновых отложений эоцена, кровле части маастрихтского яруса верхнего мела, подошве кампанского яруса верхнего мела, кровле альбского яруса нижнего мела, кровле аптского яруса нижнего мела, подошве аптского яруса нижнего мела, кровле ангидритов валанжинского яруса, подошве киммериджского яруса верхней юры (Рисунок 2.1.3).



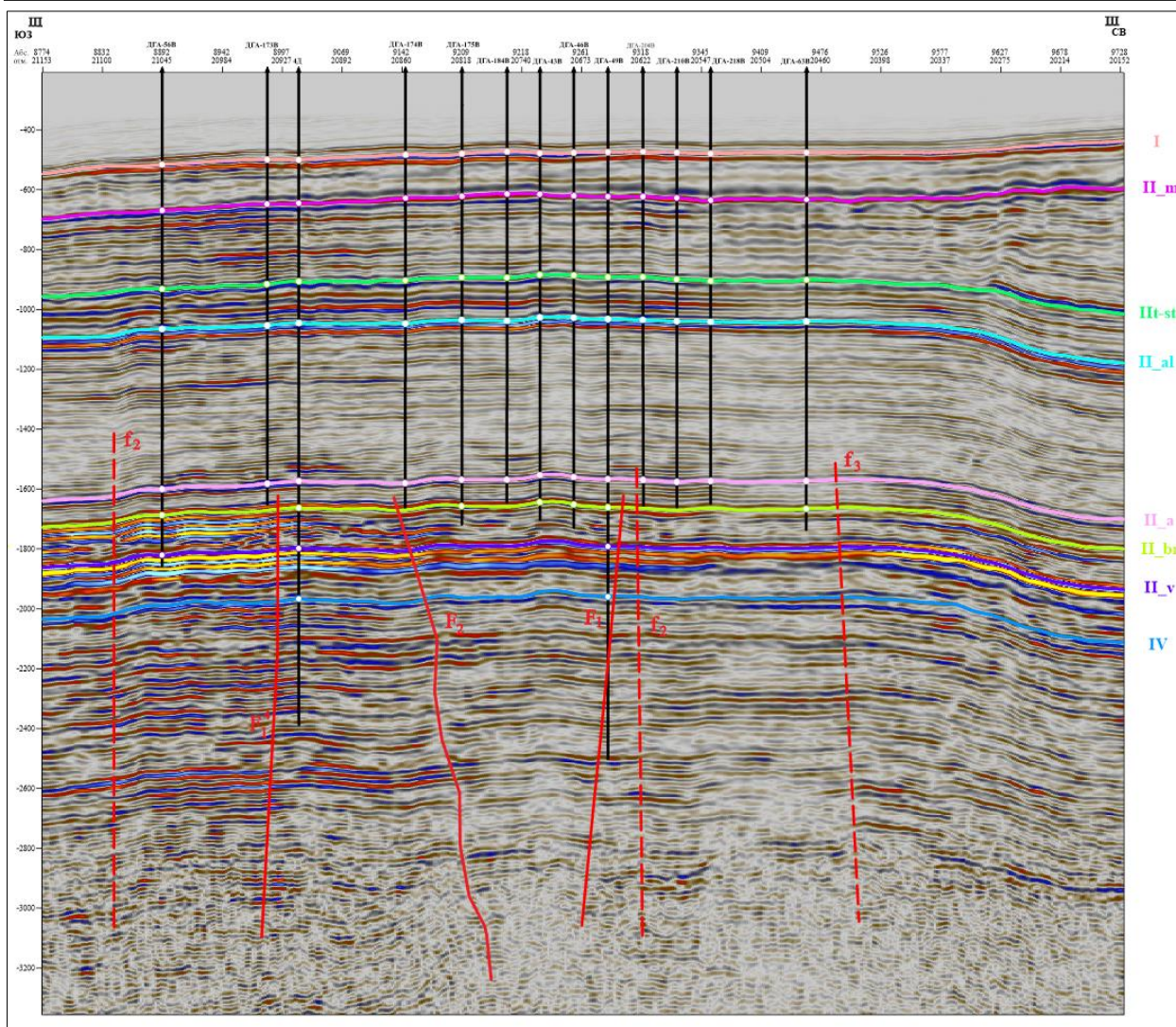


Рис. 2.1.3 - Глубинный сейсмический разрез по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.)

По результатам переинтерпретации сейсмических данных м. Дунга, выполненной в 2012-13 г.г. компанией Маерск Ойл, поверхность отражающего горизонта по верхней части кровли альбского интервала представляет собой полуантиклиналь широтного простирания, погружающуюся на запад (Рисунок 2.1.4.). В своде структуры выделяются небольшие локальные поднятия изометричной формы. По изогипсе -1090м размеры структуры в пределах контрактной территории составляют 21х14,5км при амплитуде до 80м.

По данным переобработки и интегрированной интерпретации сейсмических исследований МОГТ 3Д, данных ГИС и результатов скважин на площади месторождения Дунга, проведен сеймостратиграфический и фациальный анализ разреза месторождения.

По результатам этого анализа установлено, что в пределах контрактного участка, в низах альбского яруса присутствуют клиновидные образования. Угол падения клиновидных образований отражает общий тренд движения системы с востока на запад.



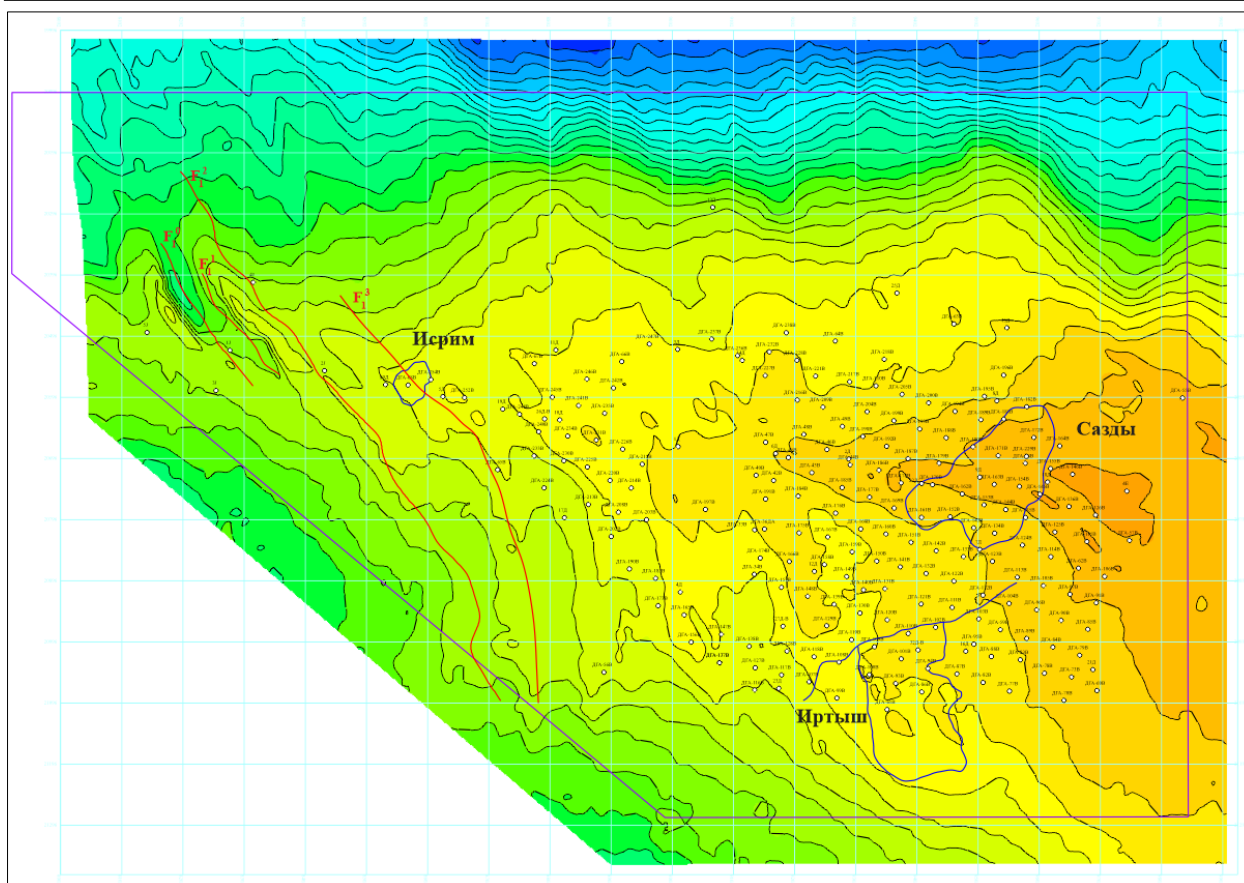


Рис. 2.1.4 - Структурная карта по кровле альбского яруса нижнего мела П_{al} по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.)

Отражающий горизонт по кровле аптского продуктивного горизонта Дунгинская структура представляет собой структурный нос субширотного простирания, размерами 16*13 км по изогипсе -1610 м (Рисунок 2.1.5). Амплитуда структуры составляет 60 м, углы падения пород на крыльях не достигают одного градуса. При таких небольших углах наклона крыльев большая приосевая часть структуры является практически плоской, имея колебания отметок по скважинам до 10-15 м.

Поверхность кровли нижней части аптского резервуара картируется на сейсмической синклинали складке непрерывно на площади всего месторождения. Данный отражающий горизонт соответствует кровле барремского яруса. Во временной области отражающий горизонт в подошве аптского яруса картируется в виде структуры, простирающейся с востока на запад, которая имеет понижение на востоке. В то время как верхняя часть подошвы апта коррелируется относительно непрерывно, в интервале до кровли валанжинского яруса присутствуют прерывающиеся горизонты с отдельными областями высокой рефлексивности, особенно в западной части горного отвода. По изогипсе -1700м размеры структуры в пределах контрактной территории составляют 17х13,5 км при амплитуде до 60м (Рисунок 2.1.6).



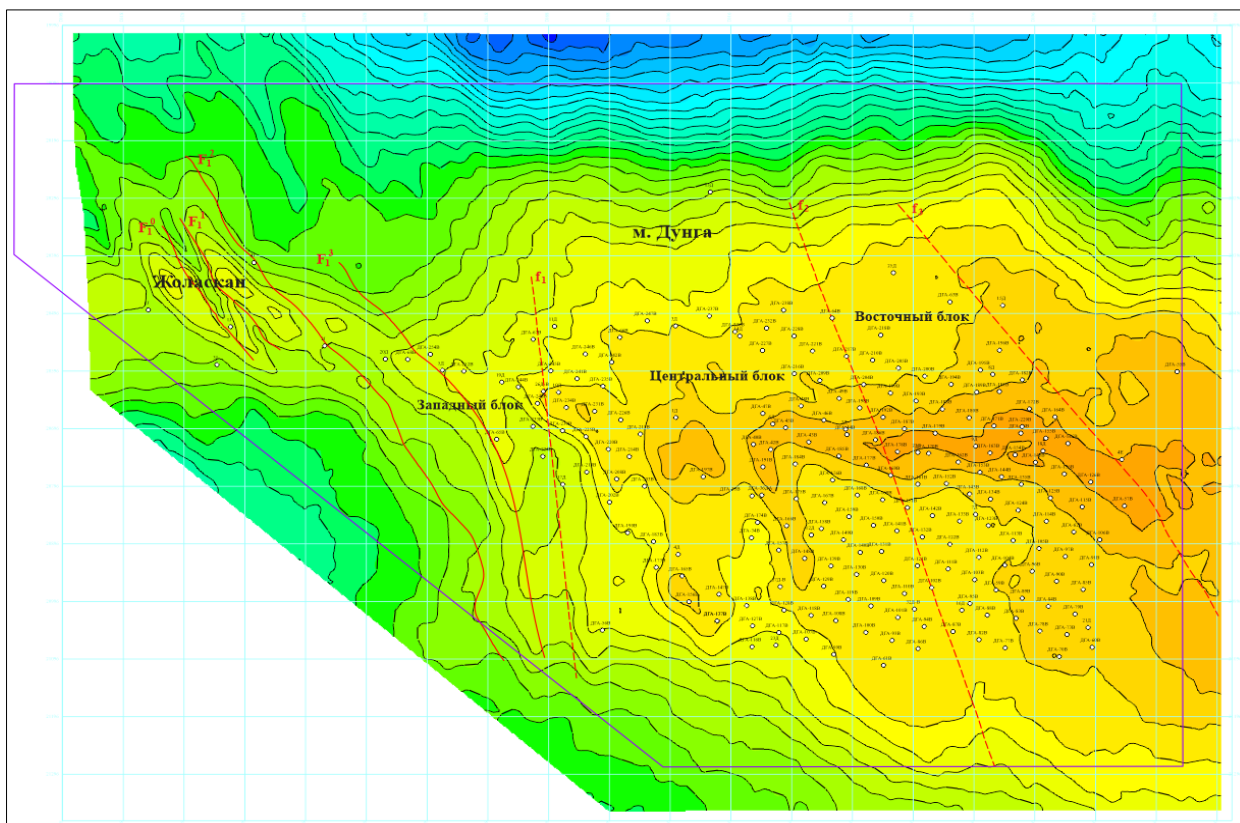


Рис. 2.1.5 - Структурная карта отражающего горизонта по кровле аптского яруса нижнего мела II_a по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.)

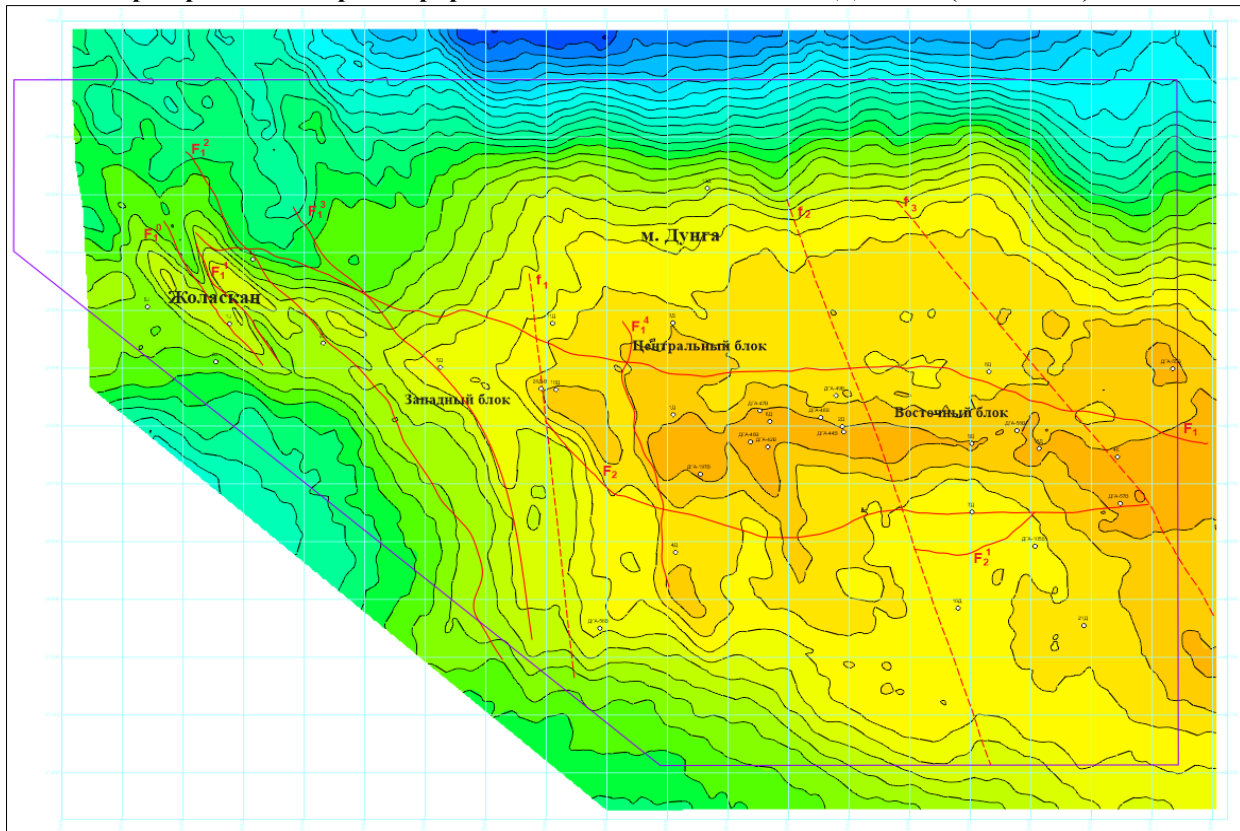


Рис. 2.1.6 - Структурная карта отражающего горизонта по подошве аптского яруса нижнего мела II_br по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.)

На структурных картах по более древним отложениям (валанжин, верхняя юра) существенных изменений в конфигурации Дунгинской структуры не отмечается **Рисунки**



2.1.7, 2.1.8). Отражающий горизонт по кровле валанжинского яруса по изогипсе -1700м размеры структуры в пределах контрактной территории составляют 17х13 км при амплитуде до 50м. Отражающий горизонт по подошве киммериджского яруса по изогипсе -1700м размеры структуры в пределах контрактной территории составляют 18х13 км при амплитуде до 45м.

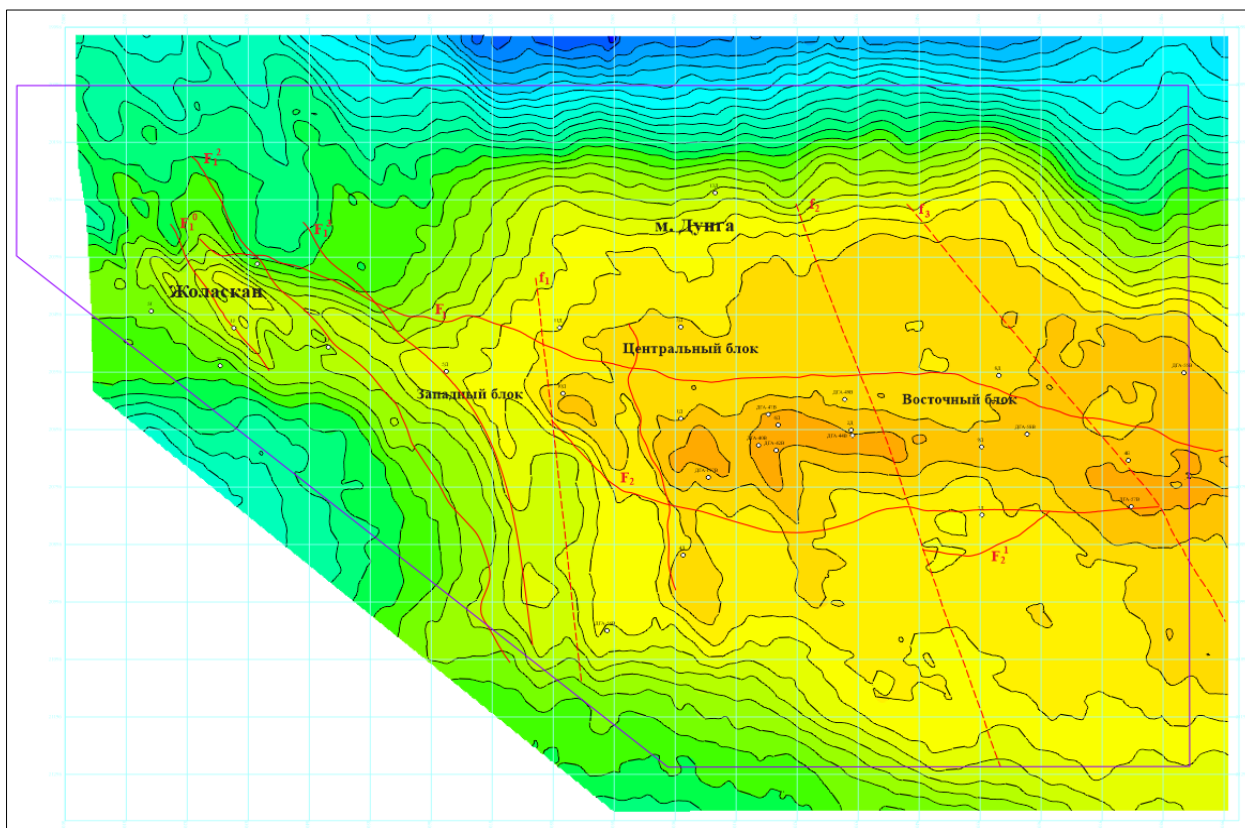


Рис. 2.1.7 - Структурная карта отражающего горизонта по кровле ангидритов валанжинского яруса нижнего мела II_u по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.)



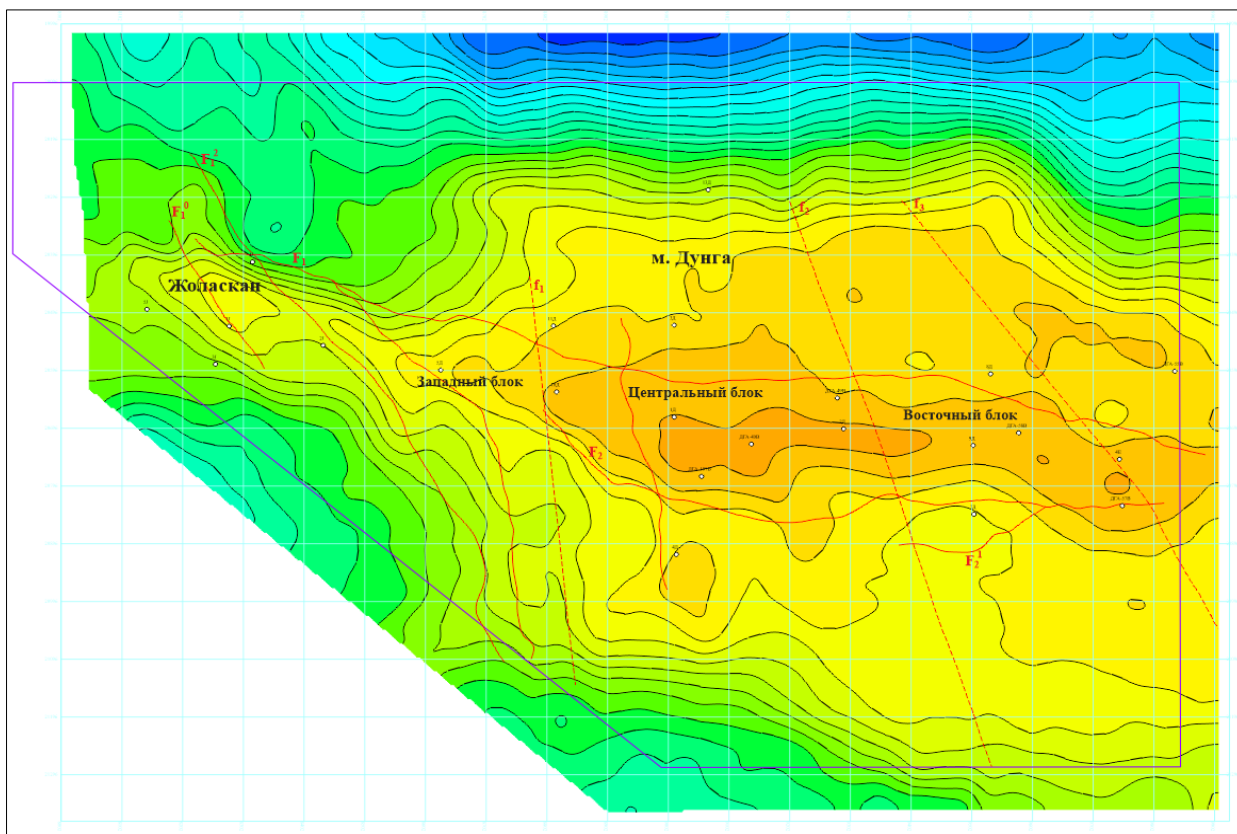


Рис. 2.1.8 - Структурная карта отражающего горизонта по подошве киммериджского яруса верхней юры IV по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ (2012-13г.г.)

В настоящем отчете выделено 12 подсчетных объектов, из которых 9 залежей газоконденсатных, 1 нефтегазоконденсатная, 2 нефтяных. В таблице 2.1 приведены отметки водонефтяных контактов, тип природного резервуара, характер насыщения залежей, высота залежи и площадь продуктивности.

После подсчета запасов 2013 года уточнена структурно-тектоническая модель месторождения по результатам проведенных сейсморазведочных работ 3Д, выполненных в пределах контрактной территории недропользователя в 2017 году, а так же за счет бурения новых скважин, новых данных опробования и перфорации, а так же исторических скважинных данных, которые не были учтены в предыдущих работах по подсчету запасов УВС м.Дунга.



Таблица 2.1.1 - Характеристика продуктивных залежей месторождения Дунга

№ п/п	Горизонт, залежь	Структурный участок	Насыщение залежи	Тип залежи	Площадь газоносности/ нефтеносности, тыс.м ²	Высота залежи газ /нефть, м	Средневзвешен. эффективная газо /нефте- насыщ. толщина, м	Абсолютная отметка начального положения, м	
								ВНК	ГНК/ГВК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	K _{1al}	1,3 (Сазды- Бугун)	нефтяная	массивная	-/4923	-/22,4	-/3,7	-1391-1398	
2		2 (Исрим)	нефтяная	массивная, тектонически- экранированная	-/586	-/8,1	-/1,8	-1542	
3		4 (Иртыш)	нефтяная	массивная, литологически- ограниченная	-/4598	-/21,2	-/3,5	-1402-1408	
4	K _{1a}	Западный	нефтяная	пластово-сводовая, тектонически- экранированная	-/14957	-/31,5	-/4,7	-1662-1663	
5		Центральный	нефтяная	пластово-сводовая, тектонически- экранированная	-/64903	-/53,6	-/9,0	-1643-1649	
6		Восточный	нефтяная	пластово-сводовая, тектонически- экранированная	-/46001	-/52,5	-/9,7	-1631-1633	
7	K _{1br}	Центральный	нефтяная	массивная, тектонически- экранированная	-/5192	-/12,9	-/1,6	-1668-1671	
8		Восточный	нефтяная	массивная, тектонически- экранированная	-/2271	-/6,3	-/2,3	-1650	
11	K _{1v}	Центральный	нефтяная	массивная	-/4634	-/13	-/3,6	-1800-1804	

продолжение таблицы 2.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	Ю-IA	Западный	газовая	массивная, тектонически-экранированная	4263/-	4,7/-	2,8/-		-2198,3
13		Центральный	газовая	пластово-сводовая, тектонически-экранированная	11405/-	26,3/-	6,7/-		-2182-2183
14		Центральный р-н скв 10	газовая	массивная, тектонически-экранированная	1630/-	5,6/-	2,4/-		-2179
15		Восточный	газовая	массивная, тектонически-экранированная	7840/-	12,3/-	4,1/-		-2179
16	Ю-IB	Центральный	нефте-газовая	пластово-сводовая, тектонически-экранированная	4118/6552	12,3/5	1,7/2,0	-2205	-2200
17		Восточный		пластово-сводовая, тектонически-экранированная	2703/4368	4,2/4,1-4,7	1,9/3,0	-2206 -2233	-2195,3
18	Ю-IIA	Центральный	газовая	массивная	2116/-	7,8/-	2,4/-		-2215
19	Ю-II Б	Западный	газовая	массивная, тектонически-экранированная	4300/-	11,3/-	4,0/-		-2261
20		Центральный	газовая	массивная	4192/-	15,6/-	2,8/-		-2235
21	Ю-II В	Центральный	газовая	массивная	5760/-	21,8/-	4,9/-		-2270
22	Ю-III	Центральный	газовая	массивная	2738/-	8,5/-	2,7/-		-2309
23	Ю-IV	Центральный	газовая	массивная	1272/-	2,8/-	0,7/-		-2338,5
24	Ю-V	Центральный	газовая	массивная	3420/-	9,9/-	1,7/-		-2380
25	Ю-VI	Центральный	газовая	массивная	2427/-	5,1/-	1,4/-		-2431,9
26	Ю-VII	Центральный	газовая	массивная	1589/-	1,8/-	0,5/-		-2464,1

Корреляция разреза скважин, пробуренных после предыдущего подсчета запасов нефти, с разрезом ранее пробуренных скважин позволила подтвердить наличие уже установленных горизонтов нефти и проследить их по площади.

Коллекторы выделялись по комплексу ГИС, определялись границы коллектора, общая, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщины, параметры пористости, насыщенности. Разделение пород на коллекторы и неколлекторы проведено по граничным значениям физических свойств пород: пористости, проницаемости и глинистости.

Водонефтяные, газоводяные и газонефтяные контакты по залежам установлены достоверно. При обосновании контактов использовались результаты обработки ГИС и опробования разведочных и перфорация пробуренных скважин.

В **таблице 2.1.1** приведены отметки водонефтяных контактов, тип природного резервуара, характер насыщения залежей, высота залежи и площадь продуктивности.

При сопоставлении разреза скважин по материалам ГИС месторождения выделено 11 продуктивных горизонтов, 4 – в разрезе отложений нижнего мела и 7 в среднеюрских отложениях.



2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности

На месторождении Дунга установлена нефтегазоносность нижнемеловых и среднеюрских отложений. В нижнемеловых отложениях это аптский, барремский и валанжинский продуктивные горизонты, в юрских отложениях – девять залежей в горизонтах Ю-I–Ю-VII. Нижнемеловые горизонты являются нефтяными, юрские залежи – газовыми, кроме нефтегазовой залежи Ю-IB.

Рассматриваемые продуктивные горизонты представлены различной литологией.

Аптский горизонт (K_{1a}) сложен неравномерным, иногда частым, вплоть до микропереслаивания, чередованием песчано-алевролитовых и глинистых пород.

Барремский (K_{1br}) сложен терригенными породами – переслаиванием глин и песчаных пород.

Продуктивный горизонт K_{1v} , приурочен к карбонатным отложениям нижнего мела, представленных, в основном, доломитами, известняками и их переходными разностями.

Юрские горизонты (Ю-I–Ю-VII) по данным литологического описания кернового материала сложены преимущественно ритмичным чередованием песчаников, алевролитов и глин.

В продуктивных терригенных отложениях K_{1a} , K_{1br} и J_2 установлены коллекторы порового типа. Для K_{1v} отложений принято по строению пустотного пространства, обусловленного межкристаллической пористостью, связанной с доломитизацией, и пустотами, в основном, порового размера, образованными при выщелачивании каркасных зерен (молдик, ваг), что развиты коллекторы порового типа.

Основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов-коллекторов, являются коэффициенты: доли коллекторов, расчлененности и распространения. В таблице 2.1 – приведены характеристика толщин, их средние значения и пределы изменения, в таблице 2.2 показатели неоднородности для каждой залежи,

Наряду с достаточно уверенной корреляцией горизонтов, есть отличия в пластах внутри установленных горизонтов. Эти отличия связаны с характером распространения и расчлененностью разреза.

Общая толщина залежей подсчитана как разница между подошвой нижнего и кровлей верхнего коллекторов, а там, где выделен один коллектор, высчитывалась как разница между кровлей и подошвой этого коллектора.

Средние общие толщины меловых продуктивных горизонтов следующие: K_{1al} (Сазды) средняя толщина равна 32,5 м и находится в диапазоне толщин 7,9 – 46,2 м, K_{1al}

(Исрим) горизонта имеет среднюю толщину 55,1 м, K_{1al} (Иртыш) – 84,76 м; толщины K_{1a} (Западный, Центральный, Восточный) горизонтов близкие и составляют соответственно 10,6 м, 11 м, и 11,9 м; K_{1br} (Центральный, Восточный) равны соответственно 11,2 м и 8,9 м; K_{1v} – 13,1 м. Толщины Ю-I – Ю-VII горизонтов составляют в диапазоне 2,5-17,2 м.

Средние значения общих толщин по залежам изменяются в пределах от 2,5 до 84,8 м (таблица 2.2.1).

Средние значения нефтяных толщин равна эффективной толщине. Наименьшие средние значения нефтенасыщенных толщин имеют залежи K_{1br} горизонта (2,8 м) и Ю-IB горизонта (1,6 м). Максимальная средняя нефтенасыщенная толщина равная 10,6 м и 10,8 м отмечается у залежей K_{1a} и K_{1al} , соответственно.

Средний коэффициент расчлененности по всем залежам больше 1, при колебании от 1,8 до 12,1.

Коэффициент песчанистости, характеризующий долю коллектора в выделенном пласте практически по всем залежам больше 0,2, при колебании от 0,24 до 0,71 (таблица 2.2.2).

Таблица 2.2.1 - Характеристика толщины пластов по залежам

Залежь	Структурный участок	Толщина	Наименование	Зоны пласта					По пласту в целом
				нефтяная	водо-нефтяная	газовая	газонеф-тяная	газо-нефте-водяная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K _{1al}	1,3 (Сазды-Бугун)	Общая	Среднее значение, м		32,5				32,5
			Коэффициент вариации, доли ед,		0,224				0,224
			Интервал изменения, м		7,9-46,2				7,9-46,2
		Нефтена-сыщенная	Среднее значение, м		6,7				6,7
			Коэффициент вариации, доли ед,		0,274				0,274
			Интервал изменения, м		2,9-12,6				2,9-12,6
		Эффективная	Среднее значение, м		32,5				32,5
			Коэффициент вариации, доли ед,		0,224				0,224
			Интервал изменения, м		7,9-46,2				7,9-46,2
K _{1al}	2 (Исрим)	Общая	Среднее значение, м		55,1*				55,1*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Нефтена-сыщенная	Среднее значение, м		6,2*				6,2*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Эффективная	Среднее значение, м		55,1*				55,1*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
K _{1al}	4 (Иртыш)	Общая	Среднее значение, м		84,76				84,76
			Коэффициент вариации, доли ед,		0,015				0,015
			Интервал изменения, м		72,1-103,3				72,1-103,3
		Нефтена-сыщенная	Среднее значение, м		6,2				10,8
			Коэффициент вариации, доли ед,		0,197				0,263
			Интервал изменения, м		1,2-13,6				1,2-29,9
		Эффективная	Среднее значение, м		9,5				11,2
			Коэффициент вариации, доли ед,		0,109				0,226
			Интервал изменения, м	1,5-29,9	3,4-20,8				1,5-29,9

продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K _{1a}	Западный	Общая	Среднее значение, м	11	10,4				10,6
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,040	0,068				0,059
			Интервал изменения, м	9,6-14,6	6,8-15,7				6,8-15,7
		Нефтена- сыщенная	Среднее значение, м	11	5,4				9,2
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,040	0,091				0,087
			Интервал изменения, м	9,6-14,6	4,7-13,3				4,7-14,6
		Эффективная	Среднее значение, м	11	10,4				10,6
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,040	0,068				0,059
			Интервал изменения, м	9,6-14,6	6,8-15,7				6,8-15,7
K _{1a}	Централь-ный	Общая	Среднее значение, м	11,8	9				11
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,053	0,036				0,063
			Интервал изменения, м	7,2-17,6	6,7-12,2				6,7-17,6
		Нефтена- сыщенная	Среднее значение, м	11,8	7,2				10,5
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,053	0,087				0,099
			Интервал изменения, м	7,2-17,6	2,6-10,4				2,6-17,6
		Эффективная	Среднее значение, м	11,8	9				11
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,053	0,036				0,063
			Интервал изменения, м	7,2-17,6	6,7-12,2				6,7-17,6
K _{1a}	Восточный	Общая	Среднее значение, м	12,2	11,6				11,9
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,065	0,04				0,053
			Интервал изменения, м	7,9-21,1	7,7-15,5				7,7-21,1
		Нефтена- сыщенная	Среднее значение, м	12,2	9				10,6
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,065	0,089				0,099
			Интервал изменения, м	7,9-21,1	1,9-13,4				1,9-21,1
		Эффективная	Среднее значение, м	12,2	11,6				11,9
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,065	0,04				0,053
			Интервал изменения, м	7,9-21,1	7,7-15,5				7,7-21,1
K _{1br}	Централь-ный	Общая	Среднее значение, м	11,5	9,5				11,2
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,232	0,109				0,226
			Интервал изменения, м	1.5-29.9	3.4-20.8				1.5-29.9

продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K _{1br}	Центральный	Нефтена- сыщенная	Среднее значение, м	11,5	6,2				10,8
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,232	0,197				0,263
			Интервал изменения, м	1,5-29,9	1,2-13,6				1,2-29,9
		Эффективная	Среднее значение, м	11,5	9,5				11,2
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,232	0,109				0,226
			Интервал изменения, м	1,5-29,9	3,4-20,8				1,5-29,9
K _{1br}	Восточный	Общая	Среднее значение, м	6,2*	9,3				8,9
			Коэффициент вариации, доли ед,		0,226				0,229
			Интервал изменения, м		3,8-15,7				3,8-15,7
		Нефтена- сыщенная	Среднее значение, м	6,2*	2,3				2,8
			Коэффициент вариации, доли ед,		0,16				0,325
			Интервал изменения, м		1,3-3,9				1,3-6,2
		Эффективная	Среднее значение, м	6,2*	9,3				8,9
			Коэффициент вариации, доли ед,		0,226				0,229
			Интервал изменения, м		3,8-15,7				3,8-15,7
K _{1v}	Центральный	Общая	Среднее значение, м		13,1				13,1
			Коэффициент вариации, доли ед,		0				0
			Интервал изменения, м		13,1				13,1
		Нефтена- сыщенная	Среднее значение, м		4,8				4,8
			Коэффициент вариации, доли ед,		0				0
			Интервал изменения, м		4,8				4,8
		Эффективная	Среднее значение, м		13,1				13,1
			Коэффициент вариации, доли ед,		0				0
			Интервал изменения, м		13,1				13,1
Ю-IA	Западный	Общая	Среднее значение, м			8,1		9,8	9,1
			Коэффициент вариации, доли ед,			0,01		0,025	0,029
			Интервал изменения, м			7,3-8,9		8,2-11,9	7,3-11,9
		Газо- сыщенная	Среднее значение, м			8,1		4,7	6,1
			Коэффициент вариации, доли ед,			0,01		0,077	0,108
			Интервал изменения, м			7,3-8,9		2,9-5,9	2,9-8,9

продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ю-IA	Западный	Эффективная	Среднее значение, м			8,1		9,8	9,1
			Коэффициент вариации, доли ед,			0,01		0,025	0,029
			Интервал изменения, м			7,3-8,9		8,2-11,9	7,3-11,9
Ю-IA	Центральный	Общая	Среднее значение, м			11,5		9,5	11,2
			Коэффициент вариации, доли ед,			0,232		0,109	0,226
			Интервал изменения, м			1.5-29.9		3.4-20.8	1.5-29.9
		Газо-сыщенная	Среднее значение, м			11,5		6,2	10,8
			Коэффициент вариации, доли ед,			0,232		0,197	0,263
			Интервал изменения, м			1.5-29.9		1.2-13.6	1.2-29.9
		Эффективная	Среднее значение, м			11,5		9,5	11,2
			Коэффициент вариации, доли ед,			0,232		0,109	0,226
			Интервал изменения, м			1.5-29.9		3.4-20.8	1.5-29.9
Ю-IA	Восточный	Общая	Среднее значение, м					11,2*	11,2*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Газо-сыщенная	Среднее значение, м					7,9*	7,9*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Эффективная	Среднее значение, м					11,2*	11,2*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
Ю-IB	Центральный	Общая	Среднее значение, м	1,6*		3,4*			2,5
			Коэффициент вариации, доли ед,						0,13
			Интервал изменения, м						1,6-3,4
		Нефтена-сыщенная	Среднее значение, м	1,6*					1,6*-
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Газо-сыщенная	Среднее значение, м			3,4*			3,4*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						

продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ю-ІБ	Центральный	Эффективная	Среднее значение, м	1,6*		3,4*			2,5
			Коэффициент вариации, доли ед,						0,13
			Интервал изменения, м						1,6-3,4
Ю-ІБ	Восточный	Общая	Среднее значение, м	3,6		3,2*			3,4
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,0002					0,0025
			Интервал изменения, м	3,5-3,6					3,2-3,6
		Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	3,6					3,6
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,0002					0,0002
			Интервал изменения, м	3,5-3,6					3,5-3,6
		Газосыщенная	Среднее значение, м			3,2*			3,2*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Эффективная	Среднее значение, м	3,6		3,2*			3,4
			Коэффициент вариации, доли ед,	0,0002					0,0025
			Интервал изменения, м	3,5-3,6					3,2-3,6
Ю-ІІА	Центральный	Общая	Среднее значение, м			6,2*			6,2*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Газосыщенная	Среднее значение, м			6,2*			6,2*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Эффективная	Среднее значение, м			6,2*			6,2*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
Ю-ІІБ	Западный	Общая	Среднее значение, м					11,2*	11,2*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Газосыщенная	Среднее значение, м					6,9*	6,9*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						

продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ю-ПБ	Западный	Эффективная	Среднее значение, м					11,2*	11,2*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
Ю-ПБ	Центральный	Общая	Среднее значение, м					8,5*	8,5*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Газо-сыщенная	Среднее значение, м					6,8*	6,8*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Эффективная	Среднее значение, м					8,5*	8,5*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
Ю-ПВ	Центральный	Общая	Среднее значение, м					3,3	3,3
			Коэффициент вариации, доли ед,					0,546	0,546
			Интервал изменения, м					0,5-11,4	0,5-11,4
		Газо-сыщенная	Среднее значение, м					3,95	3,95
			Коэффициент вариации, доли ед,					0,622	0,622
			Интервал изменения, м					0,5-8,9	0,5-8,9
		Эффективная	Среднее значение, м					3,3	3,3
			Коэффициент вариации, доли ед,					0,546	0,546
			Интервал изменения, м					0,5-11,4	0,5-11,4
Ю-ПШ	Центральный	Общая	Среднее значение, м					16,4*	16,4*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Газо-сыщенная	Среднее значение, м					7,8*	7,8*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Эффективная	Среднее значение, м					16,4*	16,4*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						

продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ю-IV	Центральный	Общая	Среднее значение, м					6,7*	6,7*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Газо-сыщенная	Среднее значение, м					2,8*	2,8*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Эффективная	Среднее значение, м					6,7*	6,7*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
Ю-V	Центральный	Общая	Среднее значение, м					14,9*	14,9*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Газо-сыщенная	Среднее значение, м					5*	5*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Эффективная	Среднее значение, м					14,9*	14,9*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
Ю-VI	Центральный	Общая	Среднее значение, м					17,2*	17,2*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Нефтенасыщенная	Среднее значение, м					4,7*	4,7*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Эффективная	Среднее значение, м					17,2*	17,2*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
Ю-VII	Центральный	Общая	Среднее значение, м					3,9*	3,9*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						

продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ю-VII	Центральный	Газо-сыщенная	Среднее значение, м					2,2*	2,2*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						
		Эффективная	Среднее значение, м					3,9*	3,9*
			Коэффициент вариации, доли ед,						
			Интервал изменения, м						

*значение по одной скважине

Таблица 2.2.2 - Статические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)

Горизонт	Купол, залежь	Кол-во скв. используемых для определения	Коэф-т песчанистости, д. ед.		Коэф-т расчлененности, д. ед.	
			среднее значен	коэф-т вариации	среднее значен	коэф-т вариации
1	2	3	4	5	6	7
K _{1al}	1,3 (Сазды-Бугун)	14	0,62	0,21	6,6	0,19
	2 (Исрим)	5	0,71	0,12	7,0	0,43
	4 (Иртыш)	14	0,55	0,16	12,1	0,29
K _{1a}	Западный	12	0,36	0,06	6,7	0,08
	Центральный	70	0,36	0,06	8,5	0,04
	Восточный	60	0,39	0,05	9,2	0,07
K _{1br}	Центральный	14	0,38	0,28	2,7	0,30
	Восточный	6	0,48	0,08	3,0	0,22
K _{1v}	Центральный	10	0,34	0,22	3,0	0,29
Ю-IA	Западный	1	0,57	0	2,0	0
	Центральный	9	0,41	0,03	2,6	0,24
	Восточный	6	0,53	0,04	2,0	0,33
Ю-IB	Центральный	8	0,26	0,36	1,8	0,39
	Восточный	6	0,24	0,04	2,0	0,25
Ю-IIA	Центральный	5	0,44	0,23	1,8	0,17
Ю-II Б	Западный	1	0,43	0	4,0	0
	Центральный	7	0,45	0,07	3,0	0,19
Ю-II В	Центральный	7	0,39	0,09	4,1	0,09
Ю-III	Центральный	5	0,48	0,18	1,8	0,17
Ю-IV	Центральный	3	0,34	0,18	3	0
Ю-V	Центральный	4	0,31	0,29	5,3	0,73
Ю-VI	Центральный	4	0,44	0,39	4	0,59
Ю-VII	Центральный	3	0,25	0,18	2,7	0,03

Таблица 2.2.3 - Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Горизонт	Купол, залежь	Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10-3 мкм2	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщ, доли ед.	Газонасыщ, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
K _{1al}	1,3 (Сазды-Бугун)	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	14	14	8	
			Кол-во определений	98	98	15	
			среднее значение	61,23	0,27	0,52	
			коэф-т вариации	3,686	0,014	0,037	
			интервал изменений	0,09-859,51	0,17-0,34	0,42-0,79	
K _{1al}	2 (Исрим)	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	5	5	1	
			Кол-во определений	35	36	1	
			среднее значение	49,45	0,26	0,42*	
			коэф-т вариации	2,606	0,013		
			интервал изменений	2,47-398,25	0,20-0,33		
K _{1al}	4 (Иртыш)	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	13	13	3	
			Кол-во определений	173	152	10	
			среднее значение	28,18	0,26	0,48	
			коэф-т вариации	4,204	0,009	0,004	
			интервал изменений	0,034-396,1	0,19-0,33	0,44-0,55	

продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
K _{1a}	Западный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	11	11	11	
			Кол-во определений	85	85	50	
			среднее значение	5,28	0,23	0,51	
			коэф-т вариации	0,938	0,011	0,015	
			интервал изменений	0,83-34,98	0,19-0,31	0,4-0,63	
K _{1a}	Центральный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	68	68	64	
			Кол-во определений	604	604	438	
			среднее значение	6,72	0,24	0,51	
			коэф-т вариации	0,990	0,011	0,013	
			интервал изменений	0,95-60,25	0,19-0,33	0,42-0,68	
K _{1a}	Восточный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	56	55	51	
			Кол-во определений	550	538	302	
			среднее значение	7,5	0,24	0,51	
			коэф-т вариации	1,458	0,013	0,012	
			интервал изменений	0,441-87,47	0,17-0,33	0,4-0,76	

продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
K ₁ br	Центральный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	12	12	3	
			Кол-во определений	39	39	3	
			среднее значение	686,851	0,23	0,53	
			коэф-т вариации	3,6	0,018	0,004	
			интервал изменений	3,47-6440,33	0,17-0,28	0,5-0,58	
K ₁ br	Восточный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	6	6	0	
			Кол-во определений	20	21	0	
			среднее значение	1223,94	0,24	0	
			коэф-т вариации	1,895	0,016	0	
			интервал изменений	0,5-5515,1	0,17-0,3	0	
K ₁ v	Центральный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	6	6	5	
			Кол-во определений	23	25	5	
			среднее значение	19,11	0,21	0,75	
			коэф-т вариации	1,728	0,027	0,016	
			интервал изменений	1,3-94,46	0,16-0,29	0,58-0,85	

продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-ІА	Западный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	0	0		0
			Кол-во определений	0	0		0
			среднее значение	0	0		0
			коэф-т вариации	0	0		0
			интервал изменений	0	0		0
Ю-ІА	Центральный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2		1
			Кол-во определений	7	7		3
			среднее значение	7,86	0,16		0,59
			коэф-т вариации	2,08	0,019		0,01
			интервал изменений	1,18-35,36	0,13-0,2		0,54-0,67
Ю-ІА	Восточный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	3	4		0
			Кол-во определений	8	11		0
			среднее значение	698,106	0,22		0
			коэф-т вариации	4,803	0,077		0
			интервал изменений	9,49-4735,05	0,14-0,35		0

продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-ІБ	Центральный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2	0	1
			Кол-во определений	5	5	0	3
			среднее значение	3,138	0,15	0	0,55
			коэф-т вариации	0,175	0,005	0	0,00007
			интервал изменений	1,1-4,64	0,13-0,16	0	0,55-0,56
Ю-ІБ	Восточный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	3	4	0	1
			Кол-во определений	7	9	0	1
			среднее значение	32,09	0,21	0	0,59*
			коэф-т вариации	0,208	0,069	0	
			интервал изменений	10,8-51,29	0,15-0,35	0	
Ю-ІІА	Центральный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2		1
			Кол-во определений	3	3		2
			среднее значение	12,07	0,17		0,69
			коэф-т вариации	1,037	0,01		0,013
			интервал изменений	2,71-29,44	0,15-0,19		0,61-0,77

продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-ПБ	Западный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	0	0		0
			Кол-во определений	0	0		0
			среднее значение	0	0		0
			коэф-т вариации	0	0		0
			интервал изменений	0	0		0
Ю-ПБ	Центральный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2		1
			Кол-во определений	9	9		3
			среднее значение	20,68	0,17		0,57
			коэф-т вариации	2,101	0,016		0,004
			интервал изменений	1,6-102,4	0,14-0,22		0,53-0,62
Ю-ПБ	Центральный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2		1
			Кол-во определений	11	11		4
			среднее значение	13,03	0,17		0,66
			коэф-т вариации	0,57	0,008		0,003
			интервал изменений	2,26-38,16	0,14-0,20		0,61-0,7

продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-III	Центральный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2		1
			Кол-во определений	5	5		2
			среднее значение	18,71	0,18		0,67
			коэф-т вариации	0,476	0,006		0,002
			интервал изменений	5,51-42,1	0,16-0,2		0,64-0,7
Ю-IV	Центральный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2		1
			Кол-во определений	6	6		1
			среднее значение	4,06	0,15		0,64*
			коэф-т вариации	0,402	0,007		
			интервал изменений	1,72-8,18	0,14-0,17		
Ю-V	Центральный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2		1
			Кол-во определений	16	16		4
			среднее значение	4,57	0,15		0,65
			коэф-т вариации	0,389	0,013		0,0002
			интервал изменений	0,78-9,54	0,12-0,17		0,64-0,66

продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-VI	Центральный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2		1
			Кол-во определений	11	11		2
			среднее значение	6,17	0,16		0,54*
			коэф-т вариации	0,92	0,011		
			интервал изменений	1,52-18,95	0,4-0,19		
Ю-VII	Центральный	Лабораторные исследования керна	Количество скважин				
			Кол-во определений				
			Среднее значение				
			Интервал изменения				
		Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2		1
			Кол-во определений	4	4		1
			среднее значение	8,63	0,15		0,52*
			коэф-т вариации	0,167	0,01		
			интервал изменений	5,24-14,31	0,13-0,17		

*определения по одной скважине

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

Свойства пластовых флюидов месторождения Дунга изучались на этапе разведки и начала разработки, выделенных нефтегазовых продуктивных залежей: *Альбские залежи, Аптский горизонт, Барремский горизонт, Валанжинский горизонт, горизонт Ю-I.*

Анализ и характеристика физико-химических свойств пластовых флюидов подробно представлены в документах ОПР-2009 г. [1], ПЗ-2013 г. [2], ПЗ-2021 г. [3], ПЗ-2024 г. [4].

Лабораторные исследования нефти проводились в лаборатории компании «ТОО КАЗПЕТРОТЕСТ», в Центре лабораторных исследований АО "КазНИПИмунайгаз", ТОО «Stratum CER», в ЦНЛИ «ТОО КМГ Инжиниринг КазНИПИмунайгаз» в г. Актау.

После выполнения ОПР [1] 2008 г. для уточнения принятых свойств пластовой нефти по **Аптскому продуктивному горизонту К1а** в период 2009-2025 гг., на месторождении Дунга отобраны **25** глубинных пробы из **23** добывающих скважин: ДГА-47В, ДГА-56В, ДГА-57В, ДГА-58В, ДГА-60В, ДГА-68В, ДГА-137В, ДГА-43В, ДГА-47В, ДГА-112В, ДГА-162В, ДГА-186В, ДГА-192В, ДГА-198В, ДГА-220В, ДГА-224В, ДГА-231В, ДГА-234В, 27D-В, ДГА-67В, ДГА-107В, ДГА-116В, ДГА-181В, ДГА-204В.

Также для получения данных о физико-химические свойства пластового флюида **Альбских продуктивных горизонтов** в период 2009-2025 гг на месторождении Дунга отобраны глубинные пробы из **8** добывающих скважин: №1 Сазды - ДГА-58В, ДГА-153В, ДГА-229В, ДГА-163В; №2 Исрим - ДГА-68В; №4 Иртыш -ДГА-61В, ДГА-86В, ДГА-101В

По **Барремскому продуктивному горизонту** проведены исследованиями глубинной пробы нефти, отобранной в скважине ДГА-40В и пробы, из скважины ДГА-57В, взятой в процессе исследований МДТ.

Свойства пластовой нефти **Валанжинского горизонта** оценены по результатам **4-х** исследованных проб, отобранных из 3 скважин: ДГА-42В, ДГА-47В, ДГА-197В.

В настоящем отчете свойства пластовых флюидов по всем продуктивным залежам месторождения Дунга представлены с учетом всего объема данных исследований, имеющихся на 01.07.2025 г.. а также проведена сравнительная характеристика текущих свойств пластового флюида с ранее принятыми.

2.3.1 Свойства пластовой нефти

Альбские продуктивные залежи

На дату составления настоящего отчета физико-химические свойства пластовой нефти **альбских залежей** изучены на участках залежей №1 Сазды, №2 Исрим и №4 Иртыш на основании анализов **11** проб нефти, полученных в период бурения, освоения и эксплуатации скважин.

В пластовых условиях проанализированы пробы нефти, отобранные из нижней части альбского яруса на участках залежи №1 (Сазды) (скважины ДГА-58В, ДГА-153В, ДГА-229В и ДГА-163В), залежи №2 (Исрим) (скважина ДГА-68В) и залежи №4 (Иртыш) (скважины ДГА-61В, ДГА-86В, ДГА-101В). Всего проанализировано 11 проб из 8 скважин, из них 4 пробы из 4 скважин после ПЗ 2017 г. – **таблица 2.3.1.**

Залежь №1 (Сазды). По альбскому горизонту отобраны и проанализированы семи проб из скважин ДГА-58В, -153В, -163В, -229В.

По результатам исследований давление пласта в точке отбора составляет 14,8 МПа, давление насыщения по залежи №1 (Сазды) составляет 0,93 МПа, газосодержание – 3,97 м³/т, объемный коэффициент равен 1,043 д.ед. плотность и вязкость пластового флюида составляет 0,788 г/см³ и 2,70 мПа*с, Пересчетный коэффициент для альбский залежи №1(Сазды) равен 0,958. По плотности нефть относится к легким, по вязкости - к маловязким. Температура пласта равна 67,6°С.

Залежь № 2 (Исрим). По альбскому горизонту на участке залежи 2 отобрана одна глубинная проба пластовой нефти в скважине ДГА-68В в процессе испытания в открытом стволе 23.02.2013 г.

По результатам анализов нефть характеризуется плотностью в пластовых условиях - 0,729 г/см³, вязкостью 1,62 мПа*с. Давление пласта в точке отбора составляет 16,3 МПа, давление насыщения 7,76 МПа, газосодержание и объемный коэффициент нефти определенные при дифференциальном разгазировании составляют 57,6 м³/м³ и 1,217 соответственно. Пересчетный коэффициент для альбской залежи №2(Исрим) равен 0,822. По плотности нефть относится к легким, по вязкости - к маловязким. Температура пласта равна 74,9°С.

Залежь №4 (Иртыш). В пределах залежи №4 альбского продуктивного горизонта отобраны 3 сепараторные пробы и рекомбинированны до пластовых условий из скважин ДГА-61В, -86В, -101В для проведения РVT исследований. По результатам исследований давление пласта в точке отбора составляет 15,96 МПа, давление насыщения по залежи №1 (Сазды) составляет 1,23 МПа, газосодержание – 4,57 м³/т, объемный коэффициент, определенный при дифференциальном разгазировании, равен 1,046 д.ед., плотность и вязкость пластового флюида составляет 0,782 г/см³ и 1,0045 мПа*с. Пересчетный коэффициент для альбский залежи №4(Иртыш) равен 0,956. По плотности нефть относится к легким, по вязкости - к маловязким. Температура пласта равна 70°С.

В регламентной таблице 2.3.3 представлены параметры пластовой нефти с диапазонами изменения значений и информация по количеству отобранных проб и скважин по Альбским продуктивным залежам.

Аптский продуктивный горизонт

В период 2008-2025 гг., для получения данных о текущих свойствах пластового флюида, а также в рамках контроля за процессом разработки Аптского продуктивного горизонта на месторождении Дунга были отобраны и исследованы 26 проб пластовой нефти, отобранные из 23 скважины (табл. 2.3.2).

Пробы из скважин 12Д, ДГА-34ГБ, ДГА-42В отбракованы из-за высокого газосодержания, при этом отмечаются более высокие значения давления насыщения, не характерного для аптского горизонта, аномальными оказались и другие параметры.

Также отбракованы результаты исследования глубинных проб из скважин ДГА-56В и ДГА-60В, ДГА-192В (объемный коэффициент) и рекомбинированных проб из скважин 27D-B, ДГА-67В, ДГА-107В, ДГА-116В, ДГА-181В, ДГА-204В [5] в которых отмечаются низкие значения давления насыщения и газосодержания, что, возможно, связано с условиями отбора и качеством исследования проб, отобранных в процессе проведения МДТ исследований, а также низкими значениями промысловых ГФ (рекомбинированные пробы) Рекомбинирование проб из скважины ДГА-137В проводилась по заданным газосодержаниям, вторая проба с низким газосодержанием при усреднении не учитывалась. (табл. 2.3.2).

Нефть аптского горизонта недонасыщена газом, запас пластовой энергии составляет более 10 МПа. Плотность пластовой нефти изменяется от 0,720 до 0,764 г/см³, в среднем составляя 0,746 г/см³, вязкость 1,24 мПа*с. Давление насыщения при пластовой температуре составляет 6,44 МПа, газосодержание – 59,45 м³/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,192 долей единицы. (табл. 2.3.2).

В регламентной таблице 2.3.3 представлены текущие параметры пластовой нефти с диапазонами изменения значений и информация по количеству отобранных проб и скважин по Аптскому продуктивному горизонту, а также их сравнение с принятыми ранее в документе ОПР-2008 г [1].

Как видно по результатам текущих данных свойства пластовой нефти Аптского продуктивного горизонта в процессе эксплуатации продуктивной залежи существенных изменений не претерпевают. Новые исследования позволили уточнить свойства пластовой нефти в пределах продуктивной залежи с анализом нефти из добывающих скважин по всей площади.

Барремский продуктивный горизонт

Барремский продуктивный горизонт представлен исследованиями глубинной пробы нефти, отобранной в скважине ДГА-40В и пробы, из скважины ДГА-57В, взятой в процессе исследований МДТ (табл. 2.3.2).

Для характеристики свойств нефти в пластовых условиях проба из скважины ДГА-40В отбракована, так как имеет нехарактерно высокое газосодержание по сравнению со скважиной ДГА-57В, что объясняется разгазированием в призабойной зоне при высокой депрессии на пласт.

Согласно анализу пробы из скважины ДГА-57В плотность нефти барремского горизонта в пластовых условиях составляет 0,731 г/см³, вязкость 0,82 мПа*с., газосодержание – 56,39 м³/т, объёмный коэффициент равен 1,194. Нефть недонасыщена газом – давление насыщения при пластовой температуре составляет 4,88 МПа (табл. 2.3.2).

Валанжинский продуктивный горизонт

Свойства пластовой нефти валанжинского горизонта оценены по результатам 4 исследований проб, отобранных из 3 скважин.

Исследования проводились в лаборатории ТОО «Казпетротест» на установке Hewlett Packard 6890 GC. Результаты исследований представлены в таблице 2.3.2.

При хорошей сопоставимости свойств нефти в пробах из скважин ДГА-42В и ДГА-47В, проба из скважины ДГА-197В отличается очень низкими газосодержанием, объёмным коэффициентом, давлением насыщения, и поэтому отбракована.

Нефть валанжинского горизонта недонасыщена газом, запас пластовой энергии составляет более 10 МПа. Плотность нефти изменяется от 0,719 до 0,736 г/см³, в среднем составляя 0,728 г/см³, вязкость оценена только по одной пробе и составляет 0,96 мПа*с. Давление насыщения при пластовой температуре составляет 5,40 МПа, газосодержание – 53,4 м³/т. Объёмный коэффициент в среднем равен – 1,21. (табл. 2.3.2).

Таблица 2.3.1 – Свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.07.2025г.

Залежь	Интервал перфорации, м	№№ скважин	Дата отбора проб	Глубина отбора проб, м	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Давление пласта, МПа	Газосодержа-ние при дифференциа- льном разгазирова- нии		Объемный коэффициент	Усадка, %	Плотность пластовой нефти, г/см³	Плотность сепарированной нефти (при 20°С), г/см³	Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Средний коэффициент растворимости газа, м³/м³*ат
								м³/т	м³/м³						
Альбские продуктивные залежи															
№1 (Сазды)	1454,5- 1457,5	ДГА- 58В	06.09.12	1455,0	66,8	0,83	14,80	4,38	3,56	1,053	5,00	0,787	0,813	2,73	-
		ДГА- 58В	11.04.13	устье	67,0	0,69	14,80	3,27	2,67	1,058	5,50	0,786	0,816	2,9	-
	-	ДГА- 229В	12.04.14	1459,5	68,7	1,43	14,80	5,19	4,20	1,050	4,80	0,788	0,810	2,58	-
		ДГА- 229В	12.04.14	1453,0	68,5	0,80	14,80	4,19	3,40	1,046	4,40	0,789	0,811	2,66	-
	1454,5- 1457,5	ДГА- 58В	14.03.16	Сепаратор	67,0	0,75	14,75	3,37	2,74	1,028	2,72	0,799	0,815	4,21	3,65
	1465- 1467	ДГА- 153В	12.04.17		66,8	1,22	14,8	5,84	4,76	1,031	3,01	0,781	0,815	1,86	3,90
	1455,7- 1457,5	ДГА- 163В	18.11.19		68,5	0,76	14,82	1,55	1,26	1,031	-	0,788	-	1,94	1,66
Среднее значение по залежи №1:					67,6	0,93	14,8	3,97	3,23	1,043	4,24	0,788	0,813	2,70	3,29
№2 (Исрим)	-	ДГА- 68В	23.02.13	1631,6	74,9	7,76	16,3	70,94	57,6	1,217	17,8	0,729	0,812	1,62	-
Среднее значение по залежи №2:					74,9	7,76	16,3	70,94	57,6	1,217	17,8	0,729	0,812	1,62	-
№4 (Иртыш)	1476- 1477,5	ДГА- 61В	07.12.23	сепаратор	70	1,26	15,96	4,43	3,60	1,046	4,38	0,781	0,812	1,02	0,44
	1462- 1463,5	ДГА- 86В	05.12.23		70	1,19	15,96	4,52	3,68	1,047	4,50	0,781	0,813	1,02	0,44
	1470,5- 1472,5	ДГА- 101В	08.12.23		70	1,24	15,96	4,81	3,92	1,046	4,38	0,783	0,815	0,98	0,44
Среднее значение по залежи №4:					70	1,23	15,96	4,57	3,73	1,046	4,42	0,782	0,813	1,00	0,44

Таблица 2.3.2 – Свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.07.2025г.

Скважина	Интервал перфорации / глубина отбора, м	Дата отбора	Пластовые		Давление насыщ-я, МПа	Объемны й коэфф-т, доли ед.	Газосодержание		В пластовых условиях		Коэфф-т сжим-ти, 10 ⁻⁴ /МПа	Коэфф-т раствор-ти, м ³ /м ³ /МПа
			Давление, МПа	Темп-ра, °С			м ³ /м ³	м ³ /т	плотность, г/см ³	вязкость, мПа*с		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Аптский продуктивный горизонт												
22Д	1686-1712	27.06.1973	16,51	75,0	5,51	1,170	50,00	61,30	0,740	1,12	11,53	9,07
22Д	1686-1712	27.06.1973			5,49	1,170	50,40	62,00	0,740	-	11,96	9,18
Среднее по скважине 22Д					5,50	1,170	50,20	61,70	0,740	1,12	11,75	9,13
12Д*	1688-1718	27.06.1973	16,56	75,0	7,40	1,220	67,10	82,40	0,740	1,07	12,85	9,07
12Д*	1688-1718	27.06.1973			7,41	1,220	66,70	81,90	0,735	-	13,86	9,00
Среднее по скважине 12Д					7,41	1,220	66,90	82,10	0,737	1,07	13,91	9,03
10Д	1719-1730	26.09.1972	16,92	79,0	6,72	1,190	-	-	-	-	10,40	-
10Д	1719-1730	26.09.1972			7,80	1,190	53,10	64,70	0,748	-	14,40	6,81
Среднее по скважине 10Д					7,26	1,190	53,10	64,70	0,748	-	12,40	7,31
17Д	1723-1733	27.06.1973	17,39	79,0	6,08	1,184	51,50	62,30	0,760	1,32	11,62	8,47
10Д	1739-1747	23.06.1972	17,06	80,0	5,93	1,180	40,50	46,80	0,764	1,50	-	6,83
26Д-В/Г	1730-1742,5, 1745-1756	дек.98	16,86	79,5	8,18	1,209	55,80	67,70	0,740	1,12	12,76	6,82
ДГА-34ГБ*	1696-1725/1705,5	07.10.2003	16,79	79,4	9,10	1,237	75,30	91,90	0,723	1,20	15,67	8,27
ДГА-42В*	1686,5-1689,5, /1687	09.11.2008	16,18	-	16,18	1,545	135,35	166,87	0,619**	-	-	8,37
ДГА-47В	1692,5-1696; 1706-1709	08.07.2008	16,00	79	6,19	1,212**	48,97	60,35	0,733	1,05	-	7,91
					6,83	1,217**	51,45	63,45	0,731	1,03	-	7,53
Среднее по скв. ДГА-47В					6,51	1,215	50,21	61,90	0,732	1,04	-	7,72
ДГА-47В*	1692,5-1696; 1706-1709	07.09.2020	13,10	79,0	4,96	1,435	114,10	143,04	0,675	0,49	16,19	23,00
ДГА-56В*	1719,1	09.12.2012	16,84	71,9	3,10	1,137	26,00	32,38	0,757	2,21	10,75	-
ДГА-57В	1642,9	17.06.2012	17,30	75,6	6,40	1,204	49,90	61,08	0,743	1,55	-	7,79
	1621,9		16,90	73,4	4,20	1,182	40,20	50,12	0,746	1,62	-	9,57
Среднее по скважине ДГА-57					5,30	1,193	45,05	55,60	0,745	1,59	-	8,68
ДГА-58	1672,4	06.09.2012	16,32	73,9	6,55	1,210	42,38	52,09	0,732	1,71	-	6,47
	1683,2	06.09.2012	16,31	74	7,27	1,230	46,52	57,12	0,720	1,51	-	6,40
Среднее по скважине ДГА- 58					6,91	1,220	44,45	54,61	0,726	1,61	-	6,44
ДГА-60В*	1640,5	18.11.2012	17,09	71	3,93	1,189	31,06	38,72	0,742	1,73	-	7,90
ДГА-68В	1747,1	18-23.02.13	17,57	80	6,03	1,177	40,58	49,85	0,742	1,74	9,12	6,73
ДГА-137В	рек.	14.07.2016	15,10	76,0	6,75	1,188	50,96	62,67	0,736	1,13	9,97	7,55
					3,60 *	1,141*	26,33*	32,37*	0,744*	1,19*	3,89*	7,31*

продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ДГА-186В*	1689,5-1704 1704,4-1714,4	24.08.2018	27,58***	79	19,93	1,434	138,53	169,46	0,684	1,19	19,73	6,95
ДГА-192В	1695-1705	21.07.2018	13,79***	79	6,88	1,197*	31,72	38,78	0,732	1,53	15,73	4,61
ДГА-220В	1723-1733	08.06.2018	20,68***	79	10,08	1,197	55,29	67,64	0,742	1,12	13,8	5,49
ДГА-224В	1745-1755	07.06.2018	13,79***	79	7,79	1,191	38,9	47,88	0,757	1,45	15,18	4,99
ДГА-231В*	1723,5-1733,5	04.04.2018	27,58***	79	19,48	1,417	119,97	147,38	0,687	1,00	19,04	6,16
ДГА-43В*	1707-1710	18.01.2019	27,58***	79	12,32	1,431	163,03	196,94	0,730	0,78	12,48	13,23
ДГА-112В	1698,3-1708,3; 1682- 1698	03.10.2019	20,68***	79	5,63	1,210	56,93	70,89	0,715	1,00	12,72	10,11
ДГА-234В*	1736-1746	05.10.2019	27,58***	79	23,70	1,413	158,04	193,72	0,693	0,68	41,60	6,67
ДГА-162В	1699,5-1709,5	07.09.2020	8,96	79	8,96	1,220	57,90	71,30	0,701	0,93	16,97	6,46
ДГА-198В	1702,9-1712,9	10.12.2020	11,72	79	4,52	1,171	28,53	35,08	0,725	1,18	14,49	6,31
27Д-В*	1693-1719	02.09.2024	13,4	75	4,6	1,090	29,56	36,79	0,7212	1,13	17,56	6,43
ДГА-67В*	1762-1766,5	05.09.2024	15,2	75	3,9	1,046	16,24	19,96	0,7562	3,21	12,52	4,16
ДГА-107В*	1700-1715	07.09.2024	11,7	75	6,7	1,122	40,21	49,98	0,7196	1,06	19,52	6,01
ДГА-116В*	1700-1715; 1715,3-1725,3	08.09.2024	12,4	75	6,6	1,086	28,42	35,29	0,7435	2,87	15,12	4,31
ДГА-181В*	1672-1687; 1687,5-1687,5	03.09.2024	11,0	75	5,1	1,075	24,87	30,82	0,7452	2,80	15,24	4,87
ДГА-204В*	1687,5-1692,5; 1701,8-1711,8	06.09.2024	9,7	75	3,5	1,052	17,23	21,37	0,7568	3,22	13,02	4,92
Среднее по Аптской залежи					6,7	1,193	47,08	57,65	0,737	1,31	12,90	7,26
Барремский горизонт												
ДГА-40В*	1748,2-1748	21.12.06	20,3	78,9	17,21	1,336	112,2	138,0	0,687	0,49	12,7	6,52
ДГА-57В	1680,9	13.07.12	17,7	75,8	4,88	1,194	44,89	56,39	0,731	0,82	12,68	9,21
Валанжинский горизонт												
ДГА-42В	1879,5-1885,5	09.11.08	19,22	85,0	5,65	1,222	46,85	57,49	0,719	-	-	8,29
ДГА-47В	1883,5	08.07.08	19,25	85,0	5,31	1,206	41,86	51,57	0,736	0,96	12,1	7,88
					5,25	1,202	41,50	51,16	-	-	-	7,90
ДГА-197В*	1888,1	03.11.12	15,36	83,6	1,62	1,119	11,87	14,55	0,764	1,73	-	7,33
Среднее по валанжинскому горизонту					5,40	1,210	43,40	53,40	0,728	0,96	12,1	8,02

Примечание: * - проба отбракована, ** - параметр определён при P_{нас.}, *** - давление проведения эксперимента

Таблица 2.3.3 – Свойства пластовой нефти по состоянию на 01.07.2025 г.

Наименование	На дату составления документа ОПР-2008 [1]				На дату составления отчета			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее
	проб	скв			проб	скв		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Альбские продуктивные залежи								
№1 (Сазды)								
Давление нас., МПа	-	-	-	-	7	4	0,69-1,43	0,93
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	-	7	4	1,55-5,84	3,97
Объ. Коэфф., доли ед.	-	-	-	-	7	4	1,031-1,058	1,043
Плотность пл. н., г/см ³	-	-	-	-	7	4	0,781-0,799	0,788
Вязкость пл. н., мПа*С	-	-	-	-	7	4	1,86-5,21	2,70
Плотность д. н., г/см ³	-	-	-	-	7	4	0,810-0,816	0,813
№2 (Исрим)								
Давление нас., МПа	-	-	-	-	1	1	-	7,76
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	-	1	1	-	70,94
Объ. Коэфф., доли ед.	-	-	-	-	1	1	-	1,217
Плотность пл. н., г/см ³	-	-	-	-	1	1	-	0,729
Вязкость пл. н., мПа*С	-	-	-	-	1	1	-	1,62
Плотность д. н., г/см ³	-	-	-	-	1	1	-	0,812
№4 (Иртыш)								
Давление нас., МПа	-	-	-	-	3	3	1,19-1,26	1,23
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	-	3	3	4,43-4,81	4,57
Объ. Коэфф., доли ед.	-	-	-	-	3	3	1,046-1,047	1,046
Плотность пл. н., г/см ³	-	-	-	-	3	3	0,781-0,783	0,782
Вязкость пл. н., мПа*С	-	-	-	-	3	3	0,98-1,02	1,00
Плотность д. н., г/см ³	-	-	-	-	3	3	0,812-0,815	0,813
Аптский продуктивный горизонт								
Давление нас., МПа	7	4	5,49-9,00	7,11	24	16	4,52-8,96	6,7
Газосодержание, м ³ /т	7	4	60,35-91,9	74,40	23	16	35,08-71,30	57,65
Объ. Коэфф., доли ед.	7	4	1,170-1,237	1,207	24	16	1,171-1,230	1,193
Плотность пл. н., г/см ³	7	4	0,723-0,740	0,733	23	16	0,731-0,746	0,737
Вязкость пл. н., мПа*С	7	4	1,03-1,20	1,11	22	16	1,03-1,62	1,31
Плотность д. н., г/см ³	-	-	-	-	-	-	-	-
Барремский горизонт								
Давление нас., МПа	-	-	-	-	1	1	-	4,88
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	-	1	1	-	56,39
Объ. Коэфф., доли ед.	-	-	-	-	1	1	-	1,194
Плотность пл. н., г/см ³	-	-	-	-	1	1	-	0,731
Вязкость пл. н., мПа*С	-	-	-	-	1	1	-	0,82
Плотность д. н., г/см ³	-	-	-	-	-	-	-	-
Валанжинский горизонт								
Давление нас., МПа	-	-	-	-	3	2	5,25-5,65	5,40
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	-	3	2	51,16-57,49	53,40
Объ. Коэфф., доли ед.	-	-	-	-	3	2	1,202-1,222	1,210
Плотность пл. н., г/см ³	-	-	-	-	2	2	0,719-0,736	0,728
Вязкость пл. н., мПа*С	-	-	-	-	1	1	-	0,96
Плотность д. н., г/см ³	-	-	-	-	-	-	-	-

*- параметры из документа ПЗ-2021 г. [40]

**- параметры из документа ПЗ-2013 г. [23]

2.3.2 Свойства дегазированной нефти

Альбские продуктивные залежи

Физико-химические свойства нефти **альбского продуктивного** горизонта в поверхностных условиях на месторождении Дунга изучены по результатам лабораторных исследований 9 проб нефти из 8 скважин залежей №1 Сазды и №4 Иртыш.

Пробы нефти, отобранные со скважин ДГА-58В и ДГА-153В, получены в лаборатории ЦНИЛ АО «КазНИПИМунайгаз» после разгазирования рекомбинированных проб пластовой нефти. По данным пробам дегазированной нефти были определены только плотность, вязкость и содержание воды, других исследований не проводилось.

Плотность нефти альбского горизонта на участке **залежи №1 (Сазды)** при стандартных условиях составляет 0,8128 г/см³., динамическая вязкость при температуре 40 °С – 3,55 мПа*с. Содержание общей серы в нефти составляет 0,22 %масс., парафиновых углеводородов – 10,71 % масс., смол силикагелевых – 3,84 % масс., асфальтенов – 0,09 % масс. Температура застывания нефти составляет плюс 16 °С. Фракционный состав нефти изучен по результатам исследований проб из скважин ДГА-163В и ДГА-172В. Температура начала кипения составила 66 °С, объёмный выход фракций, выкипающий до 100 °С – 4 %, до 200 °С – 24 %, до 300 °С – 50 %.

Пробы нефти, отобранные со скважин ДГА-61В, -86В, -101В **участка залежи №4 (Иртыш)** получены после разгазирования рекомбинированных проб пластовой нефти. По данным пробам дегазированной нефти были определены плотность, температура застывания, содержание воды, серы, парафина, асфальтенов и механических примесей, фракционный состав нефти и концентрация хлористых солей, других исследований не проводилось.

Плотность нефти по альбскому горизонту (залежи №4 (Иртыш)) при стандартных условиях составляет 0,8116 г/см³. Содержание общей серы в нефти составляет 0,020 % масс., парафиновых углеводородов – 11,4 % масс., смол силикагелевых и асфальтенов – 1,8 % масс., вода по ДС – 25,3 % масс. Температура застывания нефти составляет плюс 7,3°С. Температура начала кипения составила 65-74°С, объёмный выход фракций, выкипающий до 150 °С – 12,3 %, до 200 °С – 22 %, до 300 °С – 49,17 %.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях приведены в **таблице 2.3.4.**

Аптский продуктивный горизонт

После составления ОПР-2008 г [1] текущие физико-химические свойства дегазированной нефти аптской залежи были изучены по результатам исследований 20 проб - **таблица 2.3.5.**

При расчете средних параметров по выделенному объекту разработки был отбракован заниженный результат (+20°C) по определению температуры застывания по пробе нефти, отобранной со скважины 5Д (дата 26.10.1969 г.). Данный результат вызывает сомнение и не согласуется с другими результатами, полученными по вышеуказанному параметру. По пробам нефти из скважин ДГА-47В (07.09.2020 г.) и ДГА-198В (10.12.2020 г.) отбракованы завышенные значения по определению силикогелевых смол, по скважине ДГА-186В (24.08.2018 г.) отбракованы завышенные результаты содержания смол и асфальтенов, сильно отличающиеся от средних по горизонту.

В среднем по аптской залежи плотность при температуре 20°C составляет 0,814 г/см³, динамическая вязкость при температуре 50°C – 5,02 мПа*с. Содержание общей серы в нефти составляет 0,052 % масс., парафиновых углеводородов – 13,8 % масс., смол силикагелевых – 4,7 % масс., асфальтенов – 0,3 % масс. Высокое содержание парафинов обусловило высокие значения температуры застывания нефти, температура застывания находится в среднем плюс 20°C. Температура начала кипения нефти в среднем по залежи составляет 67 °C. Общий выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °C составляет 46 %об., количество бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °C составляет 24 % об.

Таблица 2.3.4 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях по состоянию изученности на 01.07.2025 г.

№№ скв.	Интервал перфорации, м	Дата отбора пробы	Плотность, кг/м³	Кинематическая вязкость, сСт		Температура, °С		Групповой углеводородный состав, % масс						Фракционный состав по Энглеру, % объем					
				40°С	50°С	застывания	парафин	сера	вода по ДС	метано-нафтеновые	ароматические	смола силикателовых	асфальтены	Молекулярный вес	нк	150°С	200°С	250°С	300°С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Альбские продуктивные залежи																			
ДГА-229В	1459,5 глубина отбора	12.04.2014	809,7	-	-	+15	11,7	0,42	0,2	-	-	3,71	0,13	213	-	-	-	-	-
	1453,0 Глубина отбора		811,0	-	-	+15	12,2	0,40	0,1	-	-	3,80	0,11	211	-	-	-	-	-
ДГА-58В	1454,5-1457,5	14.03.2016	815,2	4,68	-	-	-	-	3,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДГА-153В	1465-1467	12.04.2017	815,2	4,02	-	-	-	-	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДГА-163В	1455,7-1457,5	18.11.2019	815,5	-	-	+16	9,42	0,024	0,03	-	-	5,15	отс.	-	-	4	13	24	50
ДГА-172В	1457-1458,5	04.12.2021	810,3	-	-	+19	9,50	0,017	34	-	-	2,7	0,10	-	-	3	13,5	24	51
Среднее значение по залежи №1			812,8	4,35	-	+16	10,71	0,220	6,31	-	-	3,84	0,10	212	66	4	13	24	50
ДГА-61В	1476-1477,5	07.12.2023	811,5	-	-	+5	13,2	0,0228	44,6	-	-	1,8		190	-	-	12,5	23,5	51
ДГА-86В	1462-1463,5	05.12.2023	811,2	-	-	-4	9,6	0,0173	12,8	-	-	1,9		190	-	-	12,5	22	50
ДГА-101В	1470,5-1472,5	08.12.2023	812,1	-	-	+21	11,5	0,021	18,4	-	-	1,7		189	-	-	12	20,5	48
Среднее значение по залежи №4			811,6	-	-	+7,3	11,4	0,0204	25,3	-	-	1,8		190	70	-	12,3	22	49
Среднее значение по альбскому горизонту			812,4	4,35	-	+12	11,02	0,132	-	-	-	1,07		201	68	4	12,7	22,8	50

Продолжение таблицы 2.3.4 – Аптский продуктивный горизонт

№ скв.	Интервал перфорации, глубина, м	Дата отбора	Плотность при 20 ⁰ С, г/см ³	Вязкость динамическая, мПа*с, при температуре, °С				Содержание, % масс.					Температура, °С			Выход фракций, % об.				
				30	40	50	60	воды	парафина	смолы	асфальтенов	серы общей	плавления парафина	застывания	начало кипения	до температуры °С				
																100	150	200	250	300
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1Д	1697-1705	01.03.1969	0,829	-	-	-	-	-	10,80	5,80	-	-	52	+24	97	-	7	19,5	30	40,5
4Д	1695-1707	27.02.1970	0,813	-	3,87	-	-	0,60	15,80	3,60	0,50	0,13	55	+20	90	7	15	22	33	43
		27.02.1970	0,817	-	-	-	-	-	9,00	4,20	-	-	48	+18	75	-	14	25	35	46
7Д	1670-1684	04.11.1970	0,816	6,90	5,02	3,71	-	6,00	16,60	4,60	0,39	0,08	57	+14	75	8	14	25	35	46
12Д	1688-1718	04.07.1973	0,817	-	-	-	-	-	13,60	2,40	-	-	-	+14	89	-	13	26	36	45
10Д	1719-1730	26.09.1972	0,819	-	5,33	3,78	2,90	отс.	-	-	-	-	-	+20	-	-	-	-	-	-
10Д	1739-1747	09.07.1972	0,826	-	7,24	4,62	-	-	17,00	4,20	0,29	0,07	55	+26	-	-	-	-	-	-
10Д	1739-1747	05.03.1972	0,836	-	-	-	-	1,60	17,90	4,60	0,48	0,07	55	+25	-	-	-	-	-	-
10Д	1739-1747	26.06.1972	0,832	-	-	4,07	3,10	отс.	-	2,70	1,25	-	-	+24	81	2	17	27	35	46
1Д	1697-1725	29.11.1969	0,817	6,90	-	3,41	-	0,60	16,30	3,60	0,52	0,13	54	+21	62	5	13	21	32	43
6Д	1682-1709	20.06.1968	0,816	-	4,95	3,37	-	отс.	12,40	1,80	0,31	0,15	54	+26	65	5	19	24	35	46
8Д	1669-1698	16.05.1970	0,815	-	-	5,00	-	0,40	18,20	3,32	0,82	0,07	58	-	58	6	13	23	33	44
12Д	1688-1718	27.06.1973	0,812	-	5,57	3,72	2,90	отс.	-	-	-	-	-	+22	-	-	-	-	-	-
22Д	1686-1712	27.06.1973	0,815	-	4,70	3,50	2,70	-	17,15	2,90	0,63	-	-	+22	-	-	-	-	-	-
22Д	1699-1712	04.07.1973	0,815	-	-	-	-	-	12,60	2,20	-	-	-	+14	90	-	14	27	35	47
6Д	1640-1650	10.12.1968	0,816	-	-	-	-	3,40	16,30	5,80	0,57	0,15	53	+20	76	3	10	20	31	44
5Д	1739-1749	26.10.1969	0,821	5,30	3,72	3,00	2,10	-	11,20	-	0,70	0,05	-	-	110	-	10	19	27	60
		26.10.1969	0,810	-	-	-	-	-	9,00	3,00	-	-	48	+2*	97	-	17	30	41	61
6Д	1742-1751	07.01.1968	0,828	7,20	4,01	3,82	-	0,30	-	-	-	-	-	+16	-	-	-	-	-	-
		06.04.1968	0,794	3,00	1,97	1,64	-	отс.	8,90	2,20	0,50	0,10	51	+12	52	7	23	35	48	63
26Д-В/Г	1730-1742,5;	25.02.1999	0,816	11,00	6,10	4,60	-	0,20	17,10	5,70	0,04	-	59	+26	89	2	13	24	34	46
26Д-В/Г	1730-1742,5;	20.12.1998	0,823	-	4,41	3,35	-	0,90	15,30	-	-	0,03	-	+27	65	8	17	27	37	48
ДГА-	-	07.10.2003	0,826	9,00	6,10	5,10	4,30	11,00	21,40	-	<0,1	-	30	-	-	-	-	-	-	-

продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ДГА-47В	1695	08.07.2008	0,815	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДГА-47В	1707	08.07.2008	0,814	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДГА-47В	1692,5-1696	07.09.2020	0,806	-	-	-	-	0,03	14,76	8,15*	0,23	0,029	61	+12	48	6	15	25	-	46
ДГА-56В	1791,1	09.12.2012	0,811	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДГА-57В	1621,9	17.06.2012	0,809	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДГА-57В	1642,9	17.06.2012	0,817	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДГА-58В	1672,4	06.09.2012	0,813	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДГА-58В	1683,2	06.09.2012	0,813	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДГА-60В	1640,5	18.11.2012	0,810	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДГА-	-	14.07.2016	0,813	-	4,68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДГА-	1695-1705	03.05.2017	0,814	-	3,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДГА-	1689,5-1704;	24.08.2018	0,810	-	-	-	-	0,25	8,80	9,97*	2,90*	0,02	62	+21	49	3,5	15	26	-	45
ДГА-	1695-1705	21.07.2018	0,815	-	-	-	-	0,03	18,20	5,00	1,70	0,02	63	+19	59	1,5	13	24	-	44,5
ДГА-	1723-1733	08.06.2018	0,812	-	-	-	-	0,80	11,50	2,68	отс.	0,03	64	+18	48	10	26	31,5	-	54
ДГА-	1745-1755	07.06.2018	0,812	-	-	-	-	67,00	11,40	3,45	отс.	0,03	60	+21	62	9	19	29	-	55
ДГА-	1723,5-	04.04.2018	0,814	-	-	-	-	0,02	8,25	3,00	отс.	0,02	61	+24	46	9,5	15	24	-	-
ДГА-43В	1707-1710	18.01.2019	0,806	-	-	-	-	10,40	8,32	2,80	отс.	0,02	61	+16	47	11	17	26	-	47
ДГА-	1736-1746	05.10.2019	0,810	-	-	-	-	0,06	9,13	3,91	отс.	0,02	60	+22	43	3,5	14	24	-	43
ДГА-	1699,5-	07.09.2020	0,804	-	-	-	-	1,00	13,06	2,47	0,11	0,01	61	+9	54	2	13	23	-	45
ДГА-	1702,9-	10.12.2020	0,811	-	-	-	-	6,00	16,89	10,30*	0,28	0,02	60	+15	56	5	13,5	23	-	45
27Д-В	1693-1719	02.09.2024	0,805	-	10,57	8,00	6,24	-	13,4	8,8	0,02	0,023	61	+20	63	2,5	7,5	19,4	26,3	35,0
ДГА-67В	1762-1766,5	05.09.2024	0,814	-	6,84	5,36	4,31	-	13,3	8,3	0,04	0,033	61	+22	68	2,8	7,5	18,8	25,6	35,6
ДГА-	1700-1715	07.09.2024	0,805	-	7,72	5,99	4,78	-	14,7	8,4	0,03	0,024	60	+23	58	3,1	12,3	22,2	29,6	39,5
ДГА-116В	1700-1715; 1715,3- 1735,2	08.09.2024	0,805	-	13,55	10,03	7,68	-	14,2	9,8	0,10	0,024	61	+23	53	2,7	12,1	20,7	29,9	40,2
ДГА-181В	1672-1687; 1687,5- 1697,5	03.09.2024	0,807	-	12,57	9,37	7,22	-	15,3	9,1	0,03	0,023	61	+21	64	2,2	10,7	21,0	23,0	37,4
ДГА-204В	1687,5- 1692,5; 1701,8	06.09.2024	0,806	-	13,51	10,00	7,66	-	14,2	9,8	0,10	0,023	61	+22	59	3,1	12,8	22,0	29,9	39,3
Среднее по аптскому горизонту			0,814	7,04	6,48	5,02	4,66	-	13,8	4,7	0,3	0,052	57	+20	67	5	14	24	33	46

продолжение таблицы 2.3.4

продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Барремский горизонт																				
6	1742-1746	31.03.1968	0,809	-	-	-	-	-	9,3	2,8		-	-	+20	95	-	17	31	46	64
	1743-1751	07.04.1968	0,829	7,21	4,01	3,82	-	0,3	-	-		-	46	+16	-	-	-	-	-	-
		06.04.1968	0,794	-	-	-	-	отс,	8,9	2,2	0,58	0,1	51	+12	52	7	28	35	47,5	63
ДГА-40 В	глубина	2009	0,815	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	1748																			
Среднее по Барремскому горизонту			0,811	7,2	4,01	3,8	-	0,2	9,1	2,8		0,100	49	+16	74	7	22,5	33	47	63,5
Валанжинский горизонт																				
ДГА-42В	1879,5-1885,5	17.11.2008	0,810	-	4,08	-	3,3	1,2	14,6	-		-	54,3	+21	54	6,5	17,5	28	-	49
		17.11.08	0,813	9,29	4,28	-	3,6	4	14,4	14,2		0	55,9	+18	55	5,5	16	26,5	-	47
ДГК-1Г*		13.03.2012	0,876	18,1	10,6	-	5,8	29,9	15,5	24,7		-	-	+23	66	5	15	23	-	46
Среднее по Валанжинскому горизонту			0,812	9,3	4,18	-	3,4	2,6	14,5	14,2		0	55,1	+20	55	6	16,8	27,2	-	48
Ю-I горизонт																				
1Д	2258-2268	18,03,1969	0,811	-	-	-	-	-	11,7	5,5	-	-	58	+12	98	-	27	44	55	70
	2284-2290	18,03,1969	0,812	2,49	-	1,64	-	1,2	-	-	-	0,080	-	+30	95	0,5	26	43	54	65
7Д	2280-2285	02,09,1970	0,851			8,9		0,3	13	3,4	0,61	0,100	57	+20	87	0,5	5	12	23	37
	2290-2295		0,855						12	13,1			51	+8	117		4	14	25	40
8Д	2277-2283	27,11,1970	0,844						18,2	7,9			43	+25	97		10	20	30	42
			0,837			6,09		0,2	14,5	10,9	4,1	0,120	55	+19	78	3	13	22	30	41
Среднее			0,835	2,5		5,5		0,6	13,9	8,2	2,4	0,100	53	+19	95	1	14	26	36	49

Примечание: *- значение отбраковано, не вошло в расчет среднего

Таблица 2.3.5 – Физико-химические свойства дегазированной нефти и фракционный состав по состоянию на 01.07.2025 г.

Наименование	На дату составления документа ОПР-2008 [1]				На дату составления отчета			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв	проб			скв	проб		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Альбские продуктивные залежи								
Плотность при 20 °С, г/см ³	-	-	-	-	8	9	0,810-0,815	0,812
Содержание, % масс: серы	-	-	-	-	5	7	0,021-0,420	0,132
парафинов	-	-	-	-	5	7	9,42-12,20	11,02
Асфальтенов+смола	-	-	-	-	5	7	1,7-5,15	1,07
Молекулярный вес	-	-	-	-	4	5	189-213	201
Вязкость, мм ² /с: при 40 °С	-	-	-	-	2	2	4,02-4,68	4,35
при 50 °С	-	-	-	-	-	-	-	-
при 60 °С	-	-	-	-	-	-	-	-
Температура застывания, °С	-	-	-	-	5	7	-4-+21	+12
Начало кипения, °С	-	-	-	-	-	-	-	+68
Выход фракций, % об.:	-	-	-	-	-	-	-	-
до 150 °С	-	-	-	-	5	5	3-4	4
до 200 °С	-	-	-	-	5	5	12-13,5	12,7
до 250 °С	-	-	-	-	5	5	20,5-24	22,8
до 300 °С	-	-	-	-	5	5	48-51	50
Аптский продуктивный горизонт								
Плотность при 20 °С, г/см ³	20	12	0,794-0,831	0,818	33	49	0,794-0,836	0,814
Содержание, % масс: серы	8	8	0,07-0,15	0,11	23	27	0,01-0,15	0,052
парафинов	12	12	8,9-21,4	13,6	26	35	8,25-21,4	13,8
асфальтенов	12	12	0,1-0,82	0,56	24	29	0,02-1,7	0,3
смола	12	12	1,8-6,0	3,56	21	30	1,8-9,8	4,7
Вязкость, мм ² /с: при 40 °С	10	10	1,97-6,92	4,7	17	21	1,97-13,55	6,48
при 50 °С	12	12	1,64-5,10	3,7	17	21	1,64-10,03	5,02
при 60 °С	5	5	2,1-4,3	3,1	17	21	2,1-7,68	4,66
Температура застывания, °С	17	12	+10-+32	+19	25	35	+9-+27	+20
Начало кипения, °С	15	12	58-110	81	25	32	43-110	67
Выход фракций, % об.:								
до 100 °С	15	12	3-8	5	26	32	1,5-11	5
до 200 °С	15	12	19,5-35	24	32	25	18,8-35	24
до 300 °С	15	12	40,5-61	52	32	25	35-63	46
Барремский горизонт								
Плотность при 20 °С, г/см ³	-	-	-	-	2	4	0,794-0,829	0,811
Содержание, % масс: серы	-	-	-	-	1	1	-	0,100
парафинов	-	-	-	-	1	2	8,9-9,3	9,1
Асфальтенов+смола	-	-	-	-	1	2	2,3-2,8	2,8
Вязкость, мм ² /с: при 40 °С	-	-	-	-	1	1	-	4,01
при 50 °С	-	-	-	-	1	1	-	3,8

продолжение таблицы 2.3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
при 60 °С	-	-	-	-	-	-	-	-
Температура застывания, °С	-	-	-	-	1	3	+12 - +20	+16
Начало кипения, °С	-	-	-	-	1	2	52-95	74
Выход фракций, % об.:	-	-	-	-				
до 100 °С	-	-	-	-	1	1	-	7
до 200 °С	-	-	-	-	1	2	31-35	33
до 300 °С	-	-	-	-	2	2	63-64	64
Валанжинский горизонт								
Плотность при 20 °С, г/см ³	-	-	-	-	1	2	0,810-0,813	0,812
Содержание, % масс: серы	-	-	-	-	1	1	-	0,00
парафинов	-	-	-	-	1	2	14,4-14,6	14,5
Асфальтенов+смола	-	-	-	-	1	1	-	14,2
Вязкость, мм ² /с: при 40 °С	-	-	-	-	1	2	4,08-4,28	4,18
при 50 °С	-	-	-	-	-	-	-	-
при 60 °С	-	-	-	-	1	2	3,3-3,6	3,4
Температура застывания, °С	-	-	-	-	1	2	+18 - +21	+20
Начало кипения, °С	-	-	-	-	1	2	54-55	55
Выход фракций, % об.:	-	-	-	-				
до 100 °С	-	-	-	-	1	2	5,5-6,5	6
до 200 °С	-	-	-	-	1	2	26,5-28	27
до 300 °С	-	-	-	-	1	2	47-49	48
Ю-I горизонт								
Плотность при 20 °С, г/см ³	-	-	-	-	3	6	0,811-0,851	0,835
Содержание, % масс: серы	-	-	-	-	3	3	0,080-0,120	0,100
парафинов	-	-	-	-	3	5	11,7-18,2	13,9
асфальтенов	-	-	-	-	3	3	0,61-4,1	2,4
смола	-	-	-	-	3	5	3,4-13,1	8,2
Вязкость, мм ² /с: при 40 °С	-	-	-	-	-	-	-	-
при 50 °С	-	-	-	-	3	3	1,64-8,9	5,5
при 60 °С	-	-	-	-	-	-	-	-
Температура застывания, °С	-	-	-	-	3	6	+8 - +30	+19
Начало кипения, °С	-	-	-	-	3	6	78-117	95
Выход фракций, % об.:	-	-	-	-				
до 100 °С	-	-	-	-	3	3	0,5-3	1
до 200 °С	-	-	-	-	3	6	12-44	26
до 300 °С	-	-	-	-	3	6	37-70	49

Нефть Аптского продуктивного горизонта месторождения Дунга является «особо легкой», «маловязкой», «малосмолистой», «малосернистой», «высокопарафинистой» и застывающей при высоких температурах.

По барремскому горизонту для характеристики свойств дегазированной нефти использовалась проба, отобранная МДТ в скважине ДГА-40В, по которой имелось только значение плотности. Вместе с тем, ещё в процессе разведки из барремского яруса

проанализированы 3 пробы нефти, отобранные в скважине 6Д, и использованные в настоящей работе (табл. 2.3.4). Нефть барремского горизонта «особо легкая», с плотностью при температуре 20 °С – 0,811 г/см³ и динамической вязкостью при температуре 50 °С – 3,82 мПа*с., «малосернистая» (0,10 % масс), «парафинистая» (9,1 % масс), застывающая при температуре плюс 16 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С составляет 63,5 % об, выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С, составляет 33 % об.

Из **валанжинского горизонта** характеристика свойств дегазированной нефти получена по 3 пробам, отобранные из двух скважин (ДГА-42В и ДГК-1Г) - таблица 2.3.4.

Проба из скважины ДГК-1Г отбракована, так как за счёт большого содержания в ней воды параметры, в первую очередь, плотность искажены, и, таким образом, характеристика дегазированной нефти приводится по скважине ДГА-42В. По свойствам и составу дегазированная нефть валанжинского горизонта, характеризуется как «особо легкая» (0,812 г/см³), «малосернистая» (0,0014 % масс), «высокопарафинистая» (14,5 % масс) и застывающая при температуре плюс 20 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, составляет 48 % об, выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С, равен 27 % об.

Дегазированная нефть по залежи **Ю-ІБ горизонта** представлена результатами исследований по 6 пробам из 3 скважин – таблица 2.3.4. Нефть Ю-ІБ горизонта «легкая», с плотностью при температуре 20 °С 0,835 г/см³ и динамической вязкостью при температуре 50 °С – 5,27 мПа*с., «малосернистая» (0,11 %масс), «малосмолистая» (8,2 %масс), «высокопарафинистая» (13,8 %масс), застывающая при температуре плюс 19 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, составляет 49 % об, выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С, составляет 26 % об.

В регламентной таблице 2.3.5 приведены средние значения и диапазоны изменения основных параметров дегазированной нефти по всем выделенным залежам, а также их сравнении с данными из ОПР-2008 г.

Как видно по результатам текущих данных свойства дегазированной нефти Аптского продуктивного горизонта в процессе эксплуатации продуктивной залежи существенных изменений не претерпевают. Новые исследования позволили уточнить свойства пластовой нефти в пределах продуктивной залежи с анализом нефти из добывающих скважин по всей площади.

2.3.3 Состав и свойства растворенного в нефти газа

Альбский продуктивный горизонт

Состав и свойства растворенного в нефти газа альбских залежей изучены на участках залежи №1 (Сазды), залежи №2 (Исрим) и залежи №4 (Иртыш).

Результаты исследований приведены в таблице 2.3.6.

Анализы производились по пробам из скважин ДГА-58, ДГА-153В, ДГА-68 и ДГА-229 в лаборатории ТОО КАЗПЕТРОТЕСТ и в Центре лабораторных исследований АО "КазНИПИМунайгаз", также были отобраны пробы со скважин ДГА-61В, -86В, -101В по залежи №4 (Иртыш) в декабре 2023 года компанией ТОО «Stratum CER». Всего исследовано 15 проб газа. Компонентный состав газа представлен в основном метаном и его гомологами, кислыми и инертными газами. Сероводород отсутствует.

Залежь №1 (Сазды), Компонентный состав нефтяного газа залежи №1 альбского горизонта оценен по 8 пробам газа, полученного при однократном разгазировании глубинных и рекомбинированных проб нефти, отобранных из скважин ДГА-58В, -153В, -163В, -229В. По составу растворенный газ относится к метановым, основными компонентами которого являются метан от 40,1 до 73,8 %моль., при среднем значении по залежи 53,37 %моль., и пропан от 7,21 до 19,79 %моль., при среднем значении 9,03 %моль. Неуглеводородные компоненты представлены азотом от 3,28 до 27,99 %моль., при среднем значении 10,5 %моль и углекислым газом от 0,30 до 1,24 %моль., при среднем значении 0,73% моль. Удельный вес по воздуху изменяется от 0,747 до 1,107 при среднем значении по залежи 1,006.

Залежь №2 (Исрим), Залежь №2 представлена единичным исследованием газа однократного разгазирования глубинной пробы из скважины ДГА-68В. По составу растворенный газ относится к метановым, основными компонентами которого являются метан 58,36 %моль., и этан 12,62 %моль., Неуглеводородные компоненты представлены азотом 1,62 %моль., и углекислым газом 0,33 %моль. Удельный вес по воздуху составляет 0,943.

Залежь №4 (Иртыш), Компонентный состав нефтяного газа залежи №2 представлен по 3 пробам газа, полученного при однократном разгазировании глубинных проб нефти, отобранных из скважин ДГА-61В, -86В, -101В, По составу растворенный газ относится к метановым, основными компонентами которого являются метан от 53,63 до 64,62 %моль., при среднем значении по залежи 60,44 %моль., и пропан от 4,42 до 8,94 %моль, при среднем значении 5,97 % моль. Неуглеводородные компоненты представлены азотом от 9,73 до 10,99 %моль., при среднем значении 10,32 %моль., и углекислым газом

от 1,02 до 1,57 %моль., при среднем значении 1,21 %моль. Среднее значение плотности газа составляет 0,910.

Аптская продуктивная залежь

Для получения данных по текущим свойствам и составу нефтяного попутного газа аптского продуктивного горизонта в период после составления ОПР-2008 г [1] в период 2009-20025 гг., исследованы 36 проб растворённого газа из скважин добывающего фонда - **таблица 2.3.6.**

Газ аптского горизонта «высокожирный» с повышенным содержанием гомологов метана, Содержание метана в среднем по горизонту составляет 59,0 % мол., этана – 12,63 % моль., пропана – 12,49 % моль., бутанов – 3,16 % моль., компонентов группы C5+ – 3,66 % моль. Содержание углекислого газа составляет в среднем по залежи – 0,26 %моль., и азота – 3,98 % моль., сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,130 кг/м³.

При усреднении состава для выделенного объекта разработки отбракован избыток газа скважины ДГА-42В, представлявший собой свободный газ, попавший в пробоотборную камеру при отборе глубинной пробы. Устьевой газ, отобранный из скважин ДГА-176В и ДГА-191В, более лёгкий и его параметры в усреднении не участвовали. Также при усреднении не учитывался состав газа, полученный при однократном разгазировании рекомбинированной пробы из скважины ДГА-47В от 07.09.2020 г., как сильно отличающийся от средних по горизонту значений.

В регламентной **таблице 2.3.7** приведены усреднённые составы нефтяного газа аптской залежи по состоянию на 01.07.2025 г. в сравнении с данными из ОПР-2008 г.

Барремский горизонт

Газ барремского горизонта «жирный» с содержанием метана в среднем 72,39 %моль., этана – 12,65 %моль., пропана – 7,43 %моль. Содержание углекислого газа составляет 0,26 %моль. и азота - 0,98 %моль. Плотность газа равна 0,973 г/л (**табл.2.3.7**).

Валанжинский горизонт

Растворенный в нефти газ валанжинского продуктивного горизонта относится к «жирным», в среднем мольное содержание метана – 35,07 %моль. Среднее содержание этана – 13,72 %моль., пропана – 26,72 %моль. Содержание углекислого газа в среднем составляет – 0,29 %моль., азот – 3,37 %моль. Удельный вес газа в среднем – 1,336 (**табл. 2.3.7**).

Таблица 2.3.6 – Состав и свойства растворенного газа по состоянию изученности на 01.07.2025 г.

Скважина	Интервал перфорации, м	Глубина отбора пробы, м	Дата отбора	Горизонт	Содержание, моль %										Плотность	Удельный вес по отнош, к воздуху	Компания исполнитель
					метан	этан	пропан	изобутан	Н-бутан	изопентан	Н-пентан	гексан+в	углекислый газ	азот			
Альбские продуктивные залежи																	
ДГА-58В	-	1455,0	06.09.12	K _{1al}	50,5	8,15	12,03	6,2	7,73	1,52	1,18	1,54	0,67	10,48	1,270	1,054	ТОО «КАЗПЕТРОТЕСТ»
ДГА-58В	1454,5-1457,5	устье	11.04.13		47,5	8,38	12,65	6,88	8,73	1,6	1,24	1,56	1,24	10,1	1,318	1,094	
ДГА-229В	-	1459,5	12.04.14		40,1	6,21	7,21	4,85	6,35	2,21	1,73	2,17	0,88	27,99	1,292	1,072	
ДГА-229В	-	1453	12.04.14		49,8	7,23	8,82	6,33	8,14	2,85	2,19	2,72	1,13	10,82	1,334	1,107	
ДГА-58В	1454,5-1457,5	сепаратор	14.03.16		73,8	12,0	8,318	1,04	1,02	0,04	0,04	0,07	0,44	3,28	0,900	0,747	ЦНЛИ АО «КазНИПИ-мунайгаз»
ДГА-153В	1465-1467		12.04.17		67,9	12,7	8,473	2,13	2,63	0,90	0,70	0,38	0,30	3,84	0,990	0,822	
ДГА-163В	1455,7-1457,5		18.11.19		44,82	9,7	19,79	6,17	7,19	1,89	1,49	2,45	0,47	6,02	1,380	1,145	ТОО «Stratum CER»
Среднее по залежи №1:					53,37	9,03	11,07	4,92	6,11	1,54	1,19	1,51	0,73	10,5	1,212	1,006	
ДГА-68В	-	1631,6	23.02.13	K _{1al}	58,4	15,9	12,62	3,46	5,08	0,9	0,77	0,91	0,33	1,62	1,136	0,943	ТОО «КАЗПЕТРОТЕСТ»
Среднее по залежи №2:					58,4	15,9	12,62	3,46	5,08	0,9	0,77	0,91	0,33	1,62	1,136	0,943	
ДГА-61В	1476-1477,5	сепаратор	07.12.23	K _{1al}	64,62	10,06	4,55	2,55	3,26	1,17	0,92	0,84	1,04	10,99	1,033	0,857	ТОО «Stratum CER»
ДГА-86В	1462-1463,5		05.12.23		53,63	12,04	8,94	4,58	5,79	1,62	1,28	0,82	1,57	9,73	1,200	0,996	
ДГА-101В	1470,5-1472,5		08.12.23		63,06	11,53	4,42	2,93	3,66	1,28	1,02	0,83	1,02	10,25	1,055	0,876	
Среднее по залежи №4:					60,44	11,2	5,97	3,35	4,24	1,35	1,07	0,83	1,21	10,32	1,096	0,910	-

№ скв	Интервал перфорации/ глубина отбора, м	Дата отбора	Содержание компонентов, % мольн,											Плотность газа, кг/м ³
			Сероводород	Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексан+ вышние	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Аптская залежь														
22Д	1686-1712	27,06,1973	-	-	8,35	58,29	10,28	13,01	2,81	4,65	1,49	1,14	-	1,127
12Д	1688-1718	27,06,1973	-	-	9,18	57,69	9,72	12,50	2,95	4,85	1,67	1,45	-	1,141
10Д	1719-1730	26,09,1972	-	0,25	2,25	67,60	10,81	11,26	2,47	3,98	0,75	0,40	0,25	1,034
17Д	1723-1733	27,06,1973	-	-	13,54	56,72	7,44	11,89	2,97	4,66	1,54	1,26	-	1,129
10Д	1739-1747	23,06,1972	-	-	0,00	63,48	14,46	9,70	3,18	5,22	1,92	1,55	0,50	1,139
26Д-В/Г	1730-1756	дек,98	-	0,35	2,02	62,33	12,80	8,33	2,60	5,21	1,83	1,79	2,77	1,173
ДГА-34ГБ	1696-1725	07,10,2003	-	0,16	1,02	52,44	13,70	13,93	4,15	6,84	2,42	2,39	2,93	1,330
ДГА-42В*	1686,5-1689,5	-	-	0,04	4,13	81,07	8,24	3,64	0,82	1,04	0,30	0,26	0,46	0,697
ДГА-42В	1686,5-1689,5	09,11,2008	-	0,04	1,66	65,77	14,54	9,89	2,29	3,40	1,00	0,75	0,66	0,861
ДГА-47В	1692,5-1696; 1706-1709	08,08,2008	-	0,15	1,37	48,14	20,26	16,97	4,04	5,75	1,31	1,09	0,92	1,036
			-	0,24	1,33	50,66	20,08	15,38	3,51	5,32	1,33	1,15	1,00	1,01
Среднее по скважине ДГА-47В			-	0,20	1,35	49,40	20,17	16,18	3,78	5,54	1,32	1,12	0,96	1,023
ДГА- 57В	1642,9-1621,9	17,06,2012	0,00	0,13	1,20	49,75	17,81	16,20	4,01	6,10	1,61	1,51	1,68	1,054
			0,00	0,06	0,71	39,91	18,83	21,07	5,58	7,87	2,10	1,87	2,00	1,176
Среднее по скважине Дунга 57В			0,00	0,10	0,96	44,83	18,32	18,64	4,79	6,98	1,86	1,69	1,84	1,115
ДГА-58В	1672,4-1683,2	06,09,2012	0,00	0,19	1,24	51,53	17,95	15,94	4,04	6,10	0,97	0,90	1,14	1,015
			0,00	0,17	1,06	52,70	18,03	15,06	3,87	6,06	0,99	0,93	1,13	1,004
Среднее по скважине ДГА-58В			0,00	0,18	1,15	52,12	17,99	15,50	3,95	6,08	0,98	0,92	1,13	1,01
ДГА-60В	1640,5-1629,2	18,11,2012	0,00	0,22	1,33	40,50	13,10	25,21	6,95	9,40	1,23	1,06	0,96	1,177
			0,00	0,35	1,19	36,47	13,06	27,68	7,64	10,05	1,35	1,15	1,06	1,226
Среднее по скважине ДГА-60В			0,00	0,29	1,26	38,49	13,08	26,45	7,30	9,73	1,29	1,11	1,01	1,202
ДГА-68В	1747,1	23,02,2013	0,00	0,36	0,45	62,71	12,03	12,11	3,85	5,72	0,94	0,82	1,01	1,121
ДГА-137В	рек,	14,07,2016	-	0,31	1,92	69,09	12,65	10,45	1,95	2,36	0,54	0,47	0,27	0,994
			-	0,35	1,42	68,75	12,86	10,87	2,00	2,41	0,56	0,49	0,29	1,002
Среднее по скважине ДГА-137В			-	0,33	1,67	68,92	12,76	10,66	1,98	2,38	0,55	0,48	0,28	1,000
ДГА-47В	устье	25,11,2016	-	0,23	4,50	51,09	15,21	19,29	4,27	4,49	0,53	0,33	0,06	1,188
			-	0,27	1,33	44,50	19,38	22,64	4,97	5,50	0,73	0,50	0,18	1,2807

продолжение таблицы 2.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Среднее по скважине ДГА-47В			-	0,25	2,92	47,80	17,30	20,97	4,62	5,00	0,63	0,41	0,12	1,234
ДГА-47В*	1692,5-1696 1706-1709	07,09,2020	0,00	0,16	0,73	20,05	13,48	32,04	10,58	14,47	3,06	2,48	2,95	1,788
ДГА-157В	устье	19,05,2016	-	0,28	1,65	67,37	14,20	10,04	2,04	2,73	0,67	0,61	0,41	1,010
			-	0,26	1,55	65,75	14,90	11,03	2,10	2,79	0,67	0,61	0,34	1,020
Среднее по скважине ДГА-157В			-	0,27	1,60	66,56	14,55	10,54	2,07	2,76	0,67	0,61	0,38	1,015
ДГА-176В*	устье	23,05,2016	-	0,23	2,47	75,71	11,05	6,18	1,27	1,80	0,49	0,46	0,33	0,907
			-	0,23	2,35	77,17	10,83	5,57	1,10	1,56	0,43	0,41	0,35	0,889
Среднее по скважине ДГА-176В			-	0,23	2,41	76,44	10,94	5,88	1,19	1,68	0,46	0,44	0,34	0,900
ДГА-191В*	устье	25,11,2016	-	0,23	2,34	79,47	9,91	4,80	0,94	1,32	0,36	0,33	0,31	0,878
			-	0,21	2,40	82,79	9,09	3,63	0,60	0,78	0,19	0,17	0,13	0,830
Среднее по скважине ДГА-191В			-	0,22	2,37	81,13	9,50	4,22	0,77	1,05	0,28	0,25	0,22	0,854
ДГА-186В	1689,5-1704 1704,4-1714,4	24,08,2018	0,00	0,25	2,18	66,16	13,34	8,32	2,02	3,24	1,10	1,08	2,30	1,429
ДГА-192В	1695-1705	21,07,2018	0,00	0,33	2,56	53,17	16,54	14,98	3,58	5,07	1,32	1,13	1,33	1,206
ДГА-220В	1723-1733	08,06,2018	0,00	0,33	3,24	63,84	12,23	10,19	2,71	4,08	1,21	1,06	1,12	1,085
ДГА-224В	1745-1755	07,06,2018	0,00	0,37	2,55	56,76	13,55	14,07	3,56	5,10	1,36	1,17	1,51	1,186
ДГА-231В	1723,5-1733,5	04,04,2018	0,00	0,26	2,65	75,26	9,38	5,94	1,52	2,39	0,84	0,79	0,96	0,944
ДГА-43В	1707-1710	18,01,2019	0,00	0,16	1,26	40,79	17,82	23,58	5,07	6,36	1,45	1,29	2,22	1,390
ДГА-112В	1698,3-1708,3 1682-1698	03,10,2019	0,00	0,31	1,48	43,67	14,35	20,48	5,37	7,64	2,10	1,93	2,67	1,408
ДГА-234В	1736-1746	05,10,2019	0,00	0,40	1,80	72,88	8,56	6,16	1,76	2,94	1,15	1,18	3,19	1,042
ДГА-162В	1699,5-1709,5	07,09,2020	0,00	0,19	2,51	55,73	15,03	13,26	3,36	5,11	1,46	1,31	2,04	1,203
ДГА-198В	1702,9-1712,9	10,12,2020	0,00	0,29	2,16	45,02	17,43	18,63	4,54	6,45	1,70	1,52	2,26	1,340
27Д-В	1693-1719	02.09.2024	0,00	0,317	6,294	58,610	11,490	10,77	3,233	5,066	1,602	1,348	1,270	1,1652
ДГА-67В	1762-1766,5	05.09.2024	0,00	0,500	10,920	68,627	5,104	5,795	1,981	3,121	1,164	1,038	1,750	1,032
ДГА-107В	1700-1715	07.09.2024	0,00	0,302	6,785	69,289	10,125	8,562	1,352	1,845	0,625	0,571	0,544	0,9743
ДГА-116В	1700-1715; 1715,3-1725,3	08.09.2024	0,00	0,177	10,330	68,837	8,905	8,062	1,006	1,462	0,481	0,390	0,350	0,9490
ДГА-181В	1672-1687; 1687,5-1687,5	03.09.2024	0,00	0,496	9,042	65,450	8,245	7,327	2,205	3,457	1,175	1,030	1,573	1,0646
ДГА-204В	1687,5-1692,5; 1701,8-1711,8	06.09.2024	0,00	0,886	11,010	57,638	6,678	10,330	3,551	5,372	1,615	1,331	1,589	1,1834
Среднее по Аптской залежи			0,00	0,26	3,98	59,00	12,63	12,49	3,16	4,73	1,31	1,15	1,30	1,130

продолжение таблицы 2.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Барремский горизонт														
ДГА-40В	1748	21.12.2006	0,00	0,26	0,98	72,39	12,65	7,43	1,65	2,44	0,80	0,58	0,82	0,973
	Устье*		0,00	0,235	2,15	85,75	7,27	2,81	0,51	0,69	0,24	0,17	0,19	0,658
			0,00	0,24	2,08	84,07	7,77	3,59	0,65	0,86	0,30	0,22	0,22	0,675
			0,00	0,23	2,30	84,37	7,68	3,18	0,61	0,90	0,30	0,22	0,21	0,672
			0,00	0,23	2,22	84,37	7,69	3,19	0,84	0,84	0,34	0,25	0,29	0,673
Среднее по Барремскому горизонту (Второй РVT регион)			0,00	0,26	0,98	72,39	12,65	7,43	1,65	2,44	0,80	0,58	0,82	0,973
Валанжинский горизонт														
ДГА-42В	1882	09.11.2008	0,00	0,21	3,58	44,51	14,64	20,44	5,79	7,37	1,47	1,17	0,82	1,324
ДГА-47В	1883,5	08.07.2008	0,00	0,25	2,55	43,06	15,16	19,15	6,64	8,32	1,95	1,58	1,34	1,376
ДГА-197В*	1888,1-1887,6	03.11.2012	0,00	0,39	3,74	26,42	12,59	33,58	9,06	10,69	1,38	1,11	1,04	1,321
			0,00	0,31	3,60	26,31	12,47	33,76	9,23	10,89	1,33	1,08	1,02	1,324
Среднее по Валажинскому горизонту			0,00	0,29	3,37	35,07	13,72	29,72	7,68	9,32	1,54	1,24	1,05	1,336
Ю-I горизонт														
1 Д	2258-2268; 2284-2290	19.03.1969	0,00	1,40	1,30	82,20	9,60	3,20	0,70	0,90	0,40	0,30	-	0,833
2 Д	2263-2270; 2276-2280	19.03.1969	0,00	0,25	0,20	84,54	11,36	2,45	0,42	0,39	0,17	0,22	-	0,794
			0,00	1,00	4,20	85,20	6,85	1,80	0,30	0,35	0,15	0,15	-	0,782
9 Д	2250-2261	29.07.1970	0,00	0,80	1,50	88,60	6,60	1,60	0,30	0,30	0,20	0,10	-	0,762
ДГА-40В	2243	21.12.06	0,00	1,73	1,30	84,52	7,56	2,09	0,36	0,40	0,12	0,07	1,85	0,837
	2388		0,00	1,53	1,41	84,20	7,74	2,75	0,56	0,73	0,26	0,21	0,61	0,825
	2243		0,00	1,72	1,30	84,24	7,53	2,08	0,36	0,40	0,12	0,07	2,18	0,846
	2388		0,00	1,52	1,40	83,61	7,69	2,73	0,56	0,73	0,26	0,21	1,29	0,844
ДГА-49В	-	08.10.2008	0,00	1,79	1,12	85,61	7,73	2,24	0,44	0,49	0,14	0,10	0,34	0,801
Среднее по горизонту Ю-I			0,00	1,30	1,53	84,75	8,07	2,33	0,44	0,52	0,20	0,16	0,70	0,814

*- проба отбракована

Таблица 2.3.7 – Компонентный состав растворенного газа по состоянию на 01.07.2025 г.

Наименование	На дату проектирования Документа ОПР-2008 г [1]			На дату составления настоящего отчета		
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	нефть		Выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6	7
Альбские продуктивные залежи						
№1 (Сазды)						
Углекислый газ	-	-	-	0,73	-	-
Азот	-	-	-	10,5	-	-
Метан	-	-	-	53,37	-	-
Этан	-	-	-	9,03	-	-
Пропан	-	-	-	11,07	-	-
Изо-бутан	-	-	-	4,92	-	-
Н- бутан	-	-	-	6,11	-	-
Изо-пентан	-	-	-	1,54	-	-
Н-пентан	-	-	-	1,19	-	-
Гексаны	-	-	-	1,51	-	-
Плотность газа, кг/м ³	-	-	-	1,212	-	-
по воздуху	-	-	-	1,006	-	-
№2 (Исрим)						
Углекислый газ	-	-	-	0,33	-	-
Азот	-	-	-	1,62	-	-
Метан	-	-	-	58,40	-	-
Этан	-	-	-	15,90	-	-
Пропан	-	-	-	12,62	-	-
Изо-бутан	-	-	-	3,46	-	-
Н- бутан	-	-	-	5,08	-	-
Изо-пентан	-	-	-	0,90	-	-
Н-пентан	-	-	-	0,77	-	-
Гексаны	-	-	-	0,91	-	-
Плотность газа, кг/м ³	-	-	-	1,136	-	-
по воздуху	-	-	-	0,943	-	-
№4 (Иргыш)						
Углекислый газ	-	-	-	1,21	-	-
Азот	-	-	-	10,32	-	-
Метан	-	-	-	60,44	-	-
Этан	-	-	-	11,20	-	-
Пропан	-	-	-	5,97	-	-
Изо-бутан	-	-	-	3,35	-	-
Н- бутан	-	-	-	4,24	-	-
Изо-пентан	-	-	-	1,35	-	-
Н-пентан	-	-	-	1,07	-	-
Гексаны	-	-	-	0,83	-	-
Плотность газа, кг/м ³	-	-	-	1,096	-	-
по воздуху	-	-	-	0,910	-	-
Аптский продуктивный горизонт						
Углекислый газ	0,10	-	-	0,26	-	-
Азот	4,35	-	-	3,98	-	-
Метан	61,47	-	-	59,00	-	-
Этан	12,22	-	-	12,63	-	-
Пропан	11,03	-	-	12,49	-	-

продолжение таблицы 2.3.7

1	2	3	4	5	6	7
Изо-бутан	2,80	-	-	3,16	-	-
Н- бутан	4,54	-	-	4,73	-	-
Изо-пентан	1,42	-	-	1,31	-	-
Н-пентан	1,21	-	-	1,15	-	-
Гексаны	0,85	-	-	1,30	-	-
Плотность газа, кг/м ³	1,065	-	-	1,130	-	-
по воздуху	0,883	-	-	0,938	-	-
Барремский горизонт						
Углекислый газ	0,26	-	-	0,26	-	-
Азот	0,98	-	-	0,98	-	-
Метан	72,39	-	-	72,39	-	-
Этан	12,65	-	-	12,65	-	-
Пропан	7,43	-	-	7,43	-	-
Изо-бутан	1,65	-	-	1,65	-	-
Н- бутан	2,44	-	-	2,44	-	-
Изо-пентан	0,80	-	-	0,80	-	-
Н-пентан	0,58	-	-	0,58	-	-
Гексаны	0,82	-	-	0,82	-	-
Плотность газа, кг/м ³	0,973	-	-	0,973	-	-
по воздуху	0,807	-	-	0,807	-	-
Валанжинский горизонт						
Углекислый газ	-	-	-	0,29	-	-
Азот	-	-	-	3,37	-	-
Метан	-	-	-	35,07	-	-
Этан	-	-	-	13,72	-	-
Пропан	-	-	-	29,72	-	-
Изо-бутан	-	-	-	7,68	-	-
Н- бутан	-	-	-	9,32	-	-
Изо-пентан	-	-	-	1,54	-	-
Н-пентан	-	-	-	1,24	-	-
Гексаны	-	-	-	1,05	-	-
Плотность газа, кг/м ³	-	-	-	1,336	-	-
по воздуху	-	-	-	1,109	-	-
Свободный газ Ю-I горизонт						
Углекислый газ	1,63	-	-	1,30	-	-
Азот	1,35	-	-	1,53	-	-
Метан	84,14	-	-	84,75	-	-
Этан	7,63	-	-	8,07	-	-
Пропан	2,41	-	-	2,33	-	-
Изо-бутан	0,46	-	-	0,44	-	-
Н- бутан	0,57	-	-	0,52	-	-
Изо-пентан	0,19	-	-	0,20	-	-
Н-пентан	0,14	-	-	0,16	-	-
Гексаны	1,48	-	-	0,70	-	-
Плотность газа, кг/м ³	0,838	-	-	0,814	-	-
по воздуху	0,695	-	-	0,876	-	-

Свойства свободного газа

Юрский горизонт Ю-I

Свободный газ юрского горизонта оценен по результатам исследований скважин 1, 2, 9. Газ «сухой» с содержанием метана в среднем 85,15 %моль., этана – 8,6 % моль., пропана – 2,26 % моль., бутанов – 0,91 %моль. Содержание углекислого газа составляет 0,86 % моль., и азота – 1,8 % моль. Плотность газа равна 0,796 г/л (табл. 2.3.8).

Исследование глубинной пробы пластового газа (горизонт Ю-I)

Для получения физико-химических свойств пластового газа юрских продуктивных залежей 08.10.2008 году были отобраны две глубинные пробы из скважины ДГА-49В [5]. Исследования проводили по второй пробе. Компонентный состав газа, полученного после сепарации приведены в таблице 2.3.9.

Содержание метана в газе юрских отложений составляет 85,61 %моль., этана – 7,73 % моль., пропана – 2,24 %моль, бутана – 0,93 %моль, пентана и более тяжелых компонентов от C₆₊выше – 0,58 %моль. Неуглеводородная часть газа представлена азотом – 1,12 %моль, углекислым газом – 1,79 %моль. Плотность газа равна 0,801 г/л (табл. 2.3.9).

Свойства газа, отобранного в пластовых условиях из юрского горизонта приведены в таблице 2.3.8.

На глубине отбора проб пластовое давление составило - 23,4 МПа (Ю-IA).

Плотность и вязкость газа в пластовых условиях по Ю-I продуктивному горизонту составляют соответственно 0,159 г/см³ и 0,0209 мПа·с. (таблица 2.3.8).

В пластовых условиях содержание метана в газе Ю-I продуктивного горизонта по пробе, отобранной в скважине ДГА-49В составляет 85.38% (мольных), этана – 7,71 %моль., пропана – 2,23 %моль., бутана – 0,93 %моль., пентана и более тяжелых компонентов от C₆₊ – 0,84 %моль. Неуглеводородная часть газа представлена азотом – 1,12% моль., углекислым газом – 1,79 %моль (таблица 2.3.8).

Таблица 2.3.8 – Свойства газа юрского горизонта в пластовых условиях

Наименование	ДГА-49В
	Цилиндр №816971 Точка отбора 2265 м горизонт Ю-I
Пластовое давление, МПа	23,4
Давление начала конденсации, МПа	16,89
Плотность газа в пластовых условиях, г/см ³	0,159
Коэффициент отклонения газа при пластовых условиях	0,926
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа*с	0,0209
Плотность газа при давлении конденсации, г/см ³	0,118
Коэффициент отклонения газа при давлении конденсации	0,900
Вязкость газа при давлении конденсации, мПа*с	0,0179

Таблица 2.3.9 – Компонентный состав газа юрского горизонта в пластовых условиях. Цилиндр №816971 Точка отбора 2265м горизонт Ю-I

Компоненты	Содержание, % моль.
Сероводород	0,00
Углекислый газ	1,79
Азот	1,12
Метан	85,38
Этан	7,71
Пропан	2,23
Изо-бутан	0,44
Н- бутан	0,49
Изо-пентан	0,14
Н-пентан	0,10
Гексаны	0,14
Гептаны	0,11
Октаны	0,11
Нонаны	0,08
Остаток C ₁₀₊	0,16

2.3.4 Свойства пластовой воды

Исходный физико-химический состав пластовых вод месторождения Дунга представлен в **таблице 2.3.10.**

Таблица 2.3.10 – Физико-химический состав вод месторождения Дунга

Проба	Интервал, м	Дата	Плотность, г/см ³	Компоненты, мг/л						Σ мин, мг/л
				Ca	Mg	Na+K	Cl	SO ₄	HCO ₃	
Альб, 6	1552-1570	02.02.69	1.0173	660.75	75	7791.54	11718.1	1952.16	292.8	22490
Апт, 4	1695-1707	30.01.70	1.0191	1211	121.1	8719.69	14356.9	1805.66	274.5	26489
Апт, 5	1739-1769	20.10.69	1.0195	712.43	116.82	9190.52	14391.5	1550.53	292.8	26255

Пластовая вода альбского горизонта при хлоркальциевом типе воды по Сулину имеет минерализацию 22.6 г/л, плотность 1.017 г/см³. Ионный состав хлора 11.7 г/л, сульфатов 1.95 г/л, гидрокарбонатов 0.29 г/л, кальция 0.66 г/л, магния 0.075 г/л, калия и натрия 7.8 г/л.

Пластовая вода аптского горизонта является водой хлоркальциевого типа при плотности 1.02 г/см³ и минерализации 26 г/л. Содержание ионов хлора составляет 14.4-15.5 г/л, сульфатов 0.7-1.8 г/л, гидрокарбонатов 0.27-0.36 г/л, кальция 0.6-1.2 г/л, магния 0.09-0.12 г/л, суммарное количество калия и натрия составляет 8.4-12.4 г/л.

В период разведочного бурения и пробной эксплуатации определены некоторые микрокомпоненты в используемых водах **(таблица 2.3.11).**

Таблица 2.3.11 – Содержание микрокомпонентов в водах месторождения Дунга

Проба	Дата	Микрокомпоненты, мг/л														
		Fe	Sr	Ba	Zn	Hg	Se	Cd	Cu	Ni	As	Mn	Br	I	NH ₄	B
Альб, 6	02.02.69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.4	1.56	10.82	20.77
Апт, 4	30.01.70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57.96	2.04	21.58	15.36
Апт, 5	20.10.69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65.37	2.07	14.21	16.38
26Г	-	10.2	30	0.04	<0.02	1.2	<0.3	<0.03	0.05	<0.09	<0.4	0.73	-	-	-	17
27В	-	<0.03	36	0.3	2.42	<0.6	<0.3	<0.03	0.05	<0.04	<0.4	0.73	-	-	-	19
28Г	-	<0.03	41	0.3	0.03	<0.6	<0.3	<0.03	0.05	<0.09	<0.4	1.01	-	-	-	17
29Г	-	0.04	39	0.3	0.03	<0.6	<0.3	<0.03	0.05	<0.09	<0.4	0.2	-	-	-	19

Физико-химический состав сточной и морской воды за 2005 г., а добываемой пластовой за 2005 г. и в период до 12.07.06, приведен в **таблице 2.3.12.**

Анализы вод выполнялись в промысловой химико-аналитической лаборатории Недропользователя и были представлены в виде электронных таблиц специально для составления Техсхемы. Анализы морской воды, как и пластовой воды, по всему фонду скважин (скважины 26Г-30Г, 32Г и 34Г) выполнялись ежемесячно.

Таблица 2.3.12 – Физико-химический состав используемых вод месторождения Дунга

Диапазон значений	pH	ρ г/см ³	Компоненты, мг/л									Σмин., мг/л
			Ca	Mg	Na+K	Fe ⁺²	Fe ⁺³	CO ₃	HCO ₃	Cl	SO ₄	
Пластовая вода												
мин	5.28	1.008	210	24.5	2665.7	0	0	0	61	5132.8	16.5	8898.4
макс	8.86	1.0221	1300	600	11184.9	210.1	142.5	54	872.3	18255.9	2128.6	30386.8
средн.	7.65	1.0172	674.2	193	8074.8	6.68	5.4	6.67	270.2	13505.4	657.6	23367.0
Сточная вода												
мин	7.08	1.01	190	30	3431.6	0	0	0	122	6407.8	275.9	11397.3
макс	9.35	1.02	1600	1890	12104.9	11.2	1.12	48	427	19525	2343.7	33393.8
средн.	7.63	1.0174	635.3	191.5	8067.7	2	0.06	16.8	287.6	13160.1	871	23205.6
Морская вода												
мин	7.68	1.01	230	186	2267.8	0		0	73.8	4490.8	1386.8	9628.7
макс	8.77	1.01	1350	1170	4459.9	0.34		60	311.1	7699.2	2949.3	15605.4
средн.	8.16	1.011	438.3	613.5	3362.1	0.028		29	192.2	5976.3	2270.9	12890.7

Анализы сточной воды выполнялись еженедельно.

Массив данных проведенных анализов довольно обширен и в приведенной таблице для применяемых вод взяты минимальные и максимальные значения каждого из полученных показателей, а также их средние значения.

Пластовые воды являются водами хлоркальциевого типа по Сулину при средней плотности 1.017 г/см³ и минерализации 23 г/л.

Содержание ионов хлора составляет 13.5 г/л, сульфатов 0.66 г/л, гидрокарбонатов 0.27 г/л, кальция 0.67 г/л, магния 0.19 г/л, суммарное количество калия и натрия 8.1 г/л.

Сточные воды являются водами хлоркальциевого типа при плотности 1.01-1.02 г/см³ и минерализации от 11.4 г/л до 33.4 г/л.

Содержание ионов хлора составляет 6.4-19.5 г/л, сульфатов 276-2344 мг/л, гидрокарбонатов 122-427 мг/л, кальция 190-1600 мг/л, магния 30-1890 мг/л, суммарное количество калия и натрия 3432-12105 мг/л.

Закачка морской воды в пласт проходит испытание, как метод, используемый с целью поддержания пластового давления. Она имеет минерализацию от 9.6 до 15.6 г/л и хлормagneвий тип. Содержание компонентов следующее: хлора от 4.5 г/л до 7.7 г/л, сульфатов от 1.4 г/л до 2.9 г/л, гидрокарбонатов от 74 мг/л до 311 мг/л, кальция от 230 мг/л до 1350 мг/л, магния от 186 мг/л до 1170 мг/л, сумма калия и натрия от 2268 мг/л до 4460 мг/л.

На месторождении Дунга проведены исследования с свойств и состава пластовых вод аптских отложений 120 проб из 40 добывающих скважин, отобранных в период с 2017 по 2020 гг. - **таблица 2.3.13.**

В свою очередь, изучение свойств и состава пластовых вод альбского горизонта проведено по 80 пробам, полученным из 9 скважин залежей №1-Сазды и №4-Иртыш м. Дунга, в период с 2018 по 2024 гг. – **таблица 2.3.13.**

Таблица 2.3.13 – Состав попутно-добываемых вод с аптского горизонта месторождения Дунга

Скважина	рН	ρ при 20°С, г/см ³	Содержание ионов, мг/л							Общая минерализация, мг/л	Тип воды по Сулину	Общая жесткость, мг-экв/л	общ. Fe мг/л	СО ₂ мг/л
			Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻					
ДГА-65В	7,3	1,017	487,6	68,6	7937,3	12409,0	995,2	18,0	276,5	22186,1	Cl-Ca	30,1	2,0	11,4
ДГА-107В	7,2	1,018	655,5	119,1	9234,3	15194,0	556,4	-	280,6	26040,0	Cl-Ca	42,7	2,5	24,2
	8,1	1,018	698,3	80,6	8691,4	14337,9	538,9	13,2	259,8	24611,6	Cl-Ca	41,6	3,3	8,0
	7,2	1,018	568,0	114,0	8926,9	14604,8	492,9	18,0	247,3	24963,0	Cl-Ca	37,9	4,7	28,6
	7,5	1,018	650,7	83,5	8990,9	14752,2	513,2	-	254,3	25263,0	Cl-Ca	39,5	5,9	17,9
	7,4	1,018	699,0	139,2	8248,5	13607,2	770,2	-	353,8	23819,2	Cl-Ca	46,5	4,8	19,7
ДГА-109В	7,1	1,019	590,0	74,0	9158,0	14734,0	574,0	19,2	395,0	25836,0	Cl-Ca	35,7	2,2	22,7
	7,2	1,018	591,5	132,9	8975,9	14817,5	405,1	34,8	256,2	25205,2	Cl-Ca	40,6	1,1	-
	7,4	1,018	705,6	115,8	8519,3	14231,4	524,2	9,6	208,6	24308,3	Cl-Ca	44,9	1,1	8,9
	7,6	1,018	647,0	97,3	8898,6	14729,5	330,9	33,6	269,0	25710,6	Cl-Ca	35,2	5,1	13,6
ДГА-110В	7,1	1,018	535,0	91,8	8754,0	14200,0	384,0	-	427,0	24392,0	Cl-Ca	34,4	-	-
	7,5	1,019	639,0	117,0	9477,6	15602,2	364,4	43,2	363,5	26585,5	Cl-Ca	41,9	5,7	57,2
	6,9	1,019	810,5	148,8	8576,6	13805,3	543,5	33,6	225,7	24144,0	Cl-Ca	52,8	2,2	-
	7,3	1,017	539,0	70,2	9952,5	17696,6	224,7	10,8	157,4	27210,4	Cl-Ca	32,8	1,4	76,0
ДГА-111В	7,0	1,019	578,0	87,4	9589,6	15577,0	508,3	-	229,0	26569,0	Cl-Ca	36,2	1,0	32,6
	7,3	1,019	681,3	130,2	9050,2	15342,8	288,4	44,4	318,4	25841,0	Cl-Ca	44,9	4,5	35,2
	7,1	1,019	871,2	160,5	8334,7	14547,0	321,3	13,8	159,8	24401,6	Cl-Ca	56,9	30,6	39,1
	7,5	1,017	770,6	103,2	9014,0	15277,1	408,6	20,0	200,0	25793,7	Cl-Ca	50,9	0,8	-
ДГА-112В	6,9	1,020	613,0	100,8	8870,0	14085,0	567,0	-	290,0	24924,0	Cl-Ca	39,0	3,4	24,2
	7,3	1,018	665,6	142,2	9290,0	15510,5	342,6	21,6	277,4	26241,4	Cl-Ca	45,1	43,6	35,2
	7,2	1,018	754,8	132,3	8804,9	14827,8	394,7	16,2	333,5	25254,7	Cl-Ca	48,7	27,8	39,8
	7,2	1,018	786,5	128,7	9244,5	15540,2	459,8	21,6	232,4	26059,6	Cl-Ca	50,1	1,3	27,3
ДГА-113В	7,3	1,018	547,5	92,4	8795,0	14243,0	518,0	54,0	278,0	24505,0	Cl-Ca	35,1	1,1	12,3
	7,4	1,018	598,0	115,4	9151,6	14626,0	423,5	30,0	366,4	25076,4	Cl-Ca	39,5	4,3	30,8
	7,1	1,017	549,8	186,8	8537,7	14223,8	474,7	18,6	207,1	24189,5	Cl-Ca	43,1	8,9	66,4

Скважина	pH	ρ при 20°C, г/см³	Содержание ионов, мг/л							Общая минерализация, мг/л	Тип воды по Сулину	Общая жесткость, мг-экв/л	общ. Fe мг/л	CO₂ мг/л
			Ca²⁺	Mg²⁺	Na⁺ + K⁺	Cl⁻	SO₄²⁻	CO₃²⁻	HCO₃⁻					
	7,4	1,017	736,7	120,6	9003,6	14374,7	526,6	19,2	254,6	25202,3	Cl-Ca	46,9	2,2	-
ДГА-114В	7,2	1,016	511,0	83,0	7575,0	12182,0	637,0	-	328,0	21319,0	Cl-Ca	32,5	1,1	15,5
	7,3	1,017	653,3	76,8	8065,6	13207,8	553,7	108,0	302,1	24895,4	Cl-Ca	39,1	14,5	6,1
	7,4	1,017	685,0	117,6	8518,0	14058,0	630,6	16,3	286,7	24312,2	Cl-Ca	44,1	-	-
ДГА-115В	7,3	1,016	515,5	76,9	8139,6	13131,7	539,9	23,1	254,3	22681,2	Cl-Ca	32,2	3,1	-
	7,7	1,016	434,6	198,0	7468,6	12416,5	395,4	24,0	270,0	21199,2	Cl-Ca	38,2	12,2	20,2
	7,6	1,015	612,0	163,2	8145,2	13281,3	797,7	15,6	431,9	23446,9	Cl-Ca	44,2	3,6	
ДГА-116В	7,5	1,018	432,0	132,0	8693,0	13881,0	612,0	36,0	341,2	24127,0	Cl-Ca	32,6	-	-
	7,2	1,017	681,6	97,0	8609,2	14100,8	618,8	12,0	381,4	24493,0	Cl-Ca	42,1	6,2	26,4
	7,1	1,017	472,2	211,9	8693,5	13849,9	609,1	13,2	346,7	24010,6	Cl-Ca	38,1	11,6	57,2
	7,5	1,017	644,0	132,0	9289,7	15201,5	703,0	9,6	250,7	26229,7	Cl-Ca	43,2	18,8	7,9
ДГА-117В	7,3	1,018	458,0	98,0	8824,0	14010,0	696,0	-	342,0	24428,0	Cl-Ca	11,0	-	19,0
	7,4	1,018	453,0	90,0	8869,8	14424,7	398,5	18,8	272,0	24616,9	Cl-Ca	30,1	1,3	-
	7,5	1,017	613,2	84,9	8246,8	13587,5	402,3	15,6	299,8	23242,3	Cl-Ca	37,7	3,9	36,1
	7,7	1,016	512,0	99,0	8730,7	14369,8	267,1	12,0	164,7	24155,3	Cl-Ca	33,9	-	-
ДГА-120В	7,2	1,018	493,0	71,0	8782,0	14114,0	506,0	-	262,0	24228,0	Cl-Ca	30,6	2,3	21,0
	7,1	1,017	511,3	98,0	9263,9	15111,1	288,6	19,2	272,0	25556,3	Cl-Ca	33,7	1,7	19,8
	7,6	1,018	695,0	98,1	8845,6	14852,0	235,2	18,0	222,6	24967,3	Cl-Ca	42,9	10,2	-
	7,6	1,014	252,0	40,8	8448,5	13449,5	119,4	4,8	111,0	22426,0	Cl-Ca	16,0	2,9	-
ДГА-121В	7,1	1,018	538,0	94,0	8744,0	14257,0	415,0	12,0	274,0	24330,0	Cl-Ca	35,0	3,1	19,8
	7,4	1,017	573,8	136,5	8470,2	14076,9	335,0	32,5	253,4	23866,5	Cl-Ca	40,1	1,7	29,1
	7,1	1,018	639,2	153,4	8101,9	13571,9	471,5	12,0	288,2	23228,1	Cl-Ca	44,7	8,3	30,1
	7,3	1,023	658,3	129,2	8726,7	14498,5	244,3	12,0	228,5	24704,8	Cl-Ca	43,7	9,8	17,8
ДГА-122В	7,9	1,019	496,0	98,4	8715,0	14342,0	258,0	12,0	128,1	24048,0	Cl-Ca	33,0	4,8	-
	7,3	1,017	675,7	136,5	8863,6	14798,5	335,0	6,0	405,3	25216,2	Cl-Ca	45,1	1,8	27,8
	7,6	1,075	675,3	97,8	8696,2	14698,8	255,3	12,0	178,1	25947,8	Cl-Ca	41,9	2,5	-

Скважина	рН	ρ при 20°С, г/см³	Содержание ионов, мг/л							Общая минерализация, мг/л	Тип воды по Сулину	Общая жесткость, мг-экв/л	общ. Fe мг/л	СО₂ мг/л
			Ca²⁺	Mg²⁺	Na⁺ + K⁺	Cl⁻	SO₄²⁻	CO₃²⁻	HCO₃⁻					
	7,4	1,017	653,0	147,0	8944,8	14107,6	212,1	18,0	206,2	25295,5	Cl-Ca	44,9	23,2	22,0
ДГА-123В	7,3	1,018	549,0	60,0	8385,0	15740,0	475,0	30,0	263,4	23320,0	Cl-Ca	32,5	3,6	7,9
	7,1	1,017	663,7	131,7	8196,6	13722,9	440,9	14,4	264,4	23434,7	Cl-Ca	44,1	3,0	-
	7,5	1,016	653,5	125,1	8329,3	14161,5	286,2	21,0	186,0	23793,0	Cl-Ca	43,1	3,4	-
	7,3	1,017	692,5	120,6	8707,8	14597,8	375,7	-	244,0	24766,0	Cl-Ca	44,4	7,6	27,5
ДГА-124В	7,3	1,018	549,0	60,0	8386,0	13572,0	475,0	30,0	265,4	23320,0	Cl-Ca	32,5	3,6	7,9
	7,1	1,016	632,0	162,0	7400,0	12516,1	514,7	12,0	208,6	21437,5	Cl-Ca	45,1	7,4	45,7
	7,4	1,017	697,6	193,4	7974,0	13458,8	673,3	13,2	268,4	23270,1	Cl-Ca	51,0	8,0	5,6
	7,4	1,016	650,2	122,7	8437,1	13949,9	580,6	14,8	251,0	24015,4	Cl-Ca	42,7	3,2	48,4
ДГА-125В	7,6	1,016	504,0	72,0	7834,0	12548,0	533,0	30,0	298,0	21762,0	Cl-Ca	29,2	2,9	4,4
	7,3	1,016	560,8	95,1	8447,7	13764,5	505,4	24,7	220,0	23638,4	Cl-Ca	35,9	2,3	-
	7,4	1,016	597,6	73,8	8132,3	13212,7	556,2	39,6	322,8	22911,3	Cl-Ca	36,0	5,1	20,8
	7,7	1,015	645,0	108,6	8166,5	13435,6	610,1	42,3	231,2	23239,4	Cl-Ca	41,3	1,7	6,2-
ДГА-126В	7,4	1,017	452,0	57,9	7915,0	12108,0	613,0	22,0	283,0	21285,0	Cl-Ca	27,5	4,8	-
	7,6	1,029	494,5	76,7	7871,8	12624,0	599,6	24,8	283,0	21968,6	Cl-Ca	31,1	4,4	20,9
	7,4	1,016	543,4	98,2	8179,0	13276,0	626,4	17,2	205,9	22946,6	Cl-Ca	35,3	3,5	-
	7,7	1,015	583,3	70,4	7592,2	12946,4	954,6	31,6	281,0	22772,4	Cl-Ca	35,0	8,1	4,8-
ДГА-173В	7,3	1,017	540,5	84,4	8526,8	13870,7	437,0	33,6	256,6	23738,3	Cl-Ca	34,0	-	7,3
	7,5	1,018	645,0	111,6	8979,8	14686,6	575,9	39,0	330,6	25355,5	Cl-Ca	41,5	13,1	24,6
	7,6	1,015	526,0	136,8	8131,1	13308,0	573,8	10,8	246,4	22932,9	Cl-Ca	37,7	4,7	-
ДГА-183В	7,1	1,017	569,0	97,8	8252,6	13026,9	641,4	31,8	356,5	22774,2	Cl-Ca	36,6	10,1	38,0
	7,4	1,017	625,0	93,0	7752,7	12801,5	361,4	5,9	484,3	22117,9	Cl-Ca	39,0	4,3	-
ДГА-188В	7,3	1,018	464,0	97,0	8469,5	14044,0	517,0	42,0	313,0	24199,0	Cl-Ca	31,0	3,2	50,2
	6,5	1,018	749,6	184,0	8437,4	14342,0	565,3	18,0	225,3	24509,7	Cl-Ca	52,8	70,2	122,8
	7,0	1,016	610,0	138,0	8469,5	14200,0	225,6		337,9	23981,0	Cl-Ca	42,0	1,1	-
ДГА-190В	7,5	1,016	467,6	81,8	8073,1	13029,3	469,6	9,6	254,5	22381,5	Cl-Ca	30,2	4,2	4,0

Скважина	рН	ρ при 20°С, г/см ³	Содержание ионов, мг/л							Общая минерализация, мг/л	Тип воды по Сулину	Общая жесткость, мг-экв/л	общ. Fe мг/л	СО ₂ мг/л
			Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻					
	6,9	1,014	560,0	96,6	7681,8	12709,0	276,6	28,8	324,5	21677,3	Cl-Ca	34,6	2,4	-
ДГА-196В	6,8	1,069	533,0	70,0	8668,0	13401,0	696,0	14,4	260,0	23340,0	Cl-Ca	32,0	2,8	-
	7,2	1,017	659,6	105,2	8358,5	13533,2	923,1	17,1	260,3	24033,0	Cl-Ca	41,7	59,8	66,0
	7,4	1,017	701,0	109,5	8369,8	12978,9	892,0	20,4	259,5	24014,3	Cl-Ca	44,2	61,0	37,0
	7,2	1,017	703,6	108,0	8116,7	13303,0	926,0	24,0	304,2	23521,3	Cl-Ca	44,2	16,1	25,8
ДГА-198В	7,5	1,015	568,6	335,2	6686,8	11478,3	894,0	18,0	277,3	20258,5	Cl-Ca	56,3	31,4	-
ДГА-199В	6,7	1,016	705,0	114,6	8489,4	13902,3	809,6	-	330,6	24404,8	Cl-Ca	45,2	21,3	53,2
ДГА-202В	7,7	1,017	469,6	101,6	8520,5	13691,1	576,0	17,7	252,5	23629,4	Cl-Ca	31,9	0,8	-
	7,4	1,017	585,0	105,9	8929,6	13995,7	650,2	22,2	274,5	24258,3	Cl-Ca	38,1	1,7	-
	7,1	1,013	434,0	75,6	8308,8	13468,0	267,5	-	262,3	22916,5	Cl-Ca	28,0	3,8	100,3
	7,4	1,017	585,0	105,9	8929,6	13995,7	650,2	22,2	274,5	24258,3	Cl-Ca	38,1	1,7	-
ДГА-203В	6,2	1,017	486,0	138,6	8725,0	14164,0	580,0	-	251,0	24344,0	Cl-Ca	35,9	16,0	40,5
	7,4	1,017	542,5	103,0	7958,7	13131,4	306,3	8,8	243,7	2227,4	Cl-Ca	34,4	3,2	43,1
ДГА-208В	6,8	1,017	428,0	97,2	8634,7	13738,0	693,0	19,2	173,0	23784,0	Cl-Ca	29,5	3,1	-
ДГА-213В	7,3	1,017	420,0	109,8	8622,4	14081,6	594,0	9,0	318,8	24336,4	Cl-Ca	39,5	2,9	24,0
	7,3	1,016	547,0	98,1	8937,6	14447,0	504,5	43,2	316,6	24894,0	Cl-Ca	35,5	5,8	-
ДГА-214В	7,3	1,017	485,0	90,6	8778,0	13916,0	813,0	-	275,0	24357,0	Cl-Ca	31,8	-	10,6
	7,6	1,017	688,0	93,0	8682,4	14229,9	602,4	22,8	334,3	24652,8	Cl-Ca	42,1	1,5	-
	7,3	1,016	543,0	90,6	8479,0	13752,0	590,6	-	223,3	23741,9	Cl-Ca	34,7	36,2	63,4
ДГА-215В	7,8	1,018	430,0	72,0	8900,0	14058,0	672,0	33,0	211,0	24378,0	Cl-Ca	25,0	-	-
	7,8	1,016	436,0	100,8	7782,2	12603,6	419,8	25,2	240,3	21608,1	Cl-Ca	30,2	12,7	-
ДГА-220В	7,4	1,018	440,0	72,0	8893,0	14023,0	727,0	30,0	213,0	24398,0	Cl-Ca	28,0	-	-
ДГА-224В	7,9	1,018	593,0	41,6	8515,6	14588,8	827,2	34,0	336,3	25633,2	Cl-Ca	35,6	1,5	-
	6,7	1,018	554,0	91,2	9083,7	14448,5	840,1	-	350,1	25433,6	Cl-Ca	35,3	31,9	66,0
ДГА-225В	7,1	1,018	419,0	73,2	9052,0	14147,0	858,0	-	259,0	24809,0	Cl-Ca	27,0	2,7	12,3
	7,3	1,016	565,6	98,2	8421,3	13291,7	712,8	15,0	311,1	23229,0	Cl-Ca	36,4	2,9	10,6

Скважина	рН	ρ при 20°С, г/см ³	Содержание ионов, мг/л							Общая минерализация, мг/л	Тип воды по Сулину	Общая жесткость, мг-экв/л	общ. Fe мг/л	СО ₂ мг/л
			Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻					
	6,8	1,016	481,0	109,8	8894,2	14305,6	577,5	-	298,9	24682,8	Cl-Ca	33,2	5,9	15,8
ДГА-226В	7,1	1,018	402,0	83,0	9028,0	14149,0	765,2	26,4	288,0	24727,0	Cl-Ca	16,0	34,7	-
	6,8	1,017	540,0	36,6	9306,2	14694,2	679,1	-	402,6	25678,9	Cl-Ca	30,1	101,4	20,2
ДГА-230В	7,1	1,018	400,0	89,0	9276,0	14520,0	840,0	9,6	247,0	25375,0	Cl-Ca	27,0	7,0	-
	7,7	1,017	492,6	103,4	8984,3	14314,1	602,1	43,2	407,1	24946,9	Cl-Ca	33,2	22,9	-
	7,8	1,017	628,0	106,8	9112,0	15400,6	516,8	-	455,6	25657,3	Cl-Ca	39,6	-	20,2
ДГА-231В	7,6	1,018	403,0	73,8	8757,0	13774,0	764,0	-	193,0	23964,0	Cl-Ca	26,3	-	7,9
	7,4	1,017	422,0	82,2	8437,2	13419,0	596,4	14,4	236,7	23207,9	Cl-Ca	28,0	26,0	-
	7,7	1,018	532,0	102,0	8716,6	14039,1	660,2	20,4	255,0	24325,2	Cl-Ca	35,1	-	-
ДГА-233В	7,9	1,016	409,0	83,4	9393,0	14519,0	1108,0	-	390,0	25738,0	Cl-Ca	27,4	-	19,4
	7,7	1,016	530,0	102,0	8054,4	12827,0	811,3	26,4	375,1	22726,3	Cl-Ca	35,0	16,0	-
	7,3	1,030	448,0	83,6	8637,0	13696,0	931,3	25,2	336,7	24294,7	Cl-Ca	29,4	6,5	14,9
ДГА-234В	7,4	1,019	432,0	62,0	9016,0	14023,0	882,0	-	329,0	24744,0	Cl-Ca	27,0	13,2	22,9
	7,3	1,018	430,0	72,0	8958,3	14172,0	916,8	-	311,1	25008,6	Cl-Ca	27,5	10,6	15,2
	7,4	1,017	476,0	82,8	8808,2	13881,7	932,7	-	195,2	24422,4	Cl-Ca	30,7	1,4	45,8
ДГА-235В	7,4	1,019	443,0	98,7	8989,0	14115,0	906,0	-	287,0	24836,0	Cl-Ca	30,0	-	17,8
	7,7	1,017	554,0	94,8	9088,3	14526,3	723,6	21,2	352,1	25361,0	Cl-Ca	35,5	2,9	-
Средние значения по аптскому горизонту	7,3	1,018	569,0	106,1	8596,1	14007,3	564,1	22,9	280,0	23991,7	Cl-Ca	37,0	10,1	29,3

Таблица 2.3.14 – Состав попутно-добываемых вод с альбского горизонта

Скважина	Кол-во проб	рН	ρ при 20°С, г/см ³	Содержание ионов, мг/л							Общая минерализация, мг/л	Тип воды по Сулину	Общая жесткость, мг-экв/л	общ. Fe мг/л	CO ₂ мг/л
				Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻					
ДГА –58В	19	7,7	1,014	366,0	74,0	7699,0	11526,0	1379,0	15,6	283,0	21381,0	24,0	SO ₄ -Na	3,5	-
ДГА-61 В	3	6,8	1,013	519,0	113,0	7313,0	11378,0	1317,0	-	325,0	21015,0	35,0	Cl-Ca	11,7	49,9
ДГА-101 В	2	8,3	1,016	590,0	129,0	7713,0	12295,0	1140,0	-	335,0	22210,0	40,0	Cl-Ca	50,4	52,8
ДГА -144В	1	7,3	1,017	584,0	244,0	7374,0	12219,0	981,0	-	334,0	21771,0	49,5	Cl-Ca	1,1	35,2
ДГА -153В	16	7,7	1,014	516,0	36,0	6546,0	9652,0	1714,0	32,4	288,0	18785,0	29,0	SO ₄ -Na	-	-
ДГА -162В	1	7,1	1,034	2626,0	386,0	14794,0	28435,0	140,0	-	159,0	46550,0	163,5	Cl-Ca	-	9,7
ДГА -163В	22	7,7	1,015	562,0	79,0	8208,0	13400,0	486,0	16,4	211,0	22963,0	35,0	Cl-Ca	0,6	-
ДГА -172В	14	7,3	1,017	635,0	102,0	8020,0	13070,0	713,0	31,8	296,0	22868,0	161,0	Cl-Ca	9,9	-
ДГА -180В	2	7,6	1,013	466,0	67,0	6710,0	9539,0	2188,0	45,0	292,0	19306,0	29,0	Cl-Ca	6,2	-
Средние значения по альбскому горизонту	80	7,5	1,015	527,0	77,0	7790,0	12296,0	946,0	26,2	296,0	21287,0	50,0	Cl-Ca	10,1	35,7

Анализы вод проведены в промысловой химико-аналитической лаборатории месторождения Дунга и содержат данные по основному шестикомпонентному составу с расчетом суммарной минерализации, данные по показателю pH воды, ее плотности, общей жесткости и ионов железа.

Воды **аптского горизонта** характеризуются как соленые, со средней минерализацией 24 г/л и плотностью 1,018 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина, воды, преимущественно, относятся к хлоркальциевому типу, жесткие, по степени pH – нейтральные. Средняя концентрация ионов общего железа составляет 10,1 мг/л. Ионный состав вод аптского горизонта имеет следующий состав: в среднем по горизонту содержание ионов кальция составляет 0,57 г/л, магния 0,1 г/л, натрия с калием 8,6 г/л, сульфатов 0,56 г/л, гидрокарбонатов 0,28 г/л, хлоридов 14,0 г/л.

Средняя степень минерализации **альбских вод** составляет 213 г/л при средней плотности 1,015 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина, воды относятся к хлоркальциевому типу, а также являются жесткими. При pH=7,5 воды имеют слабощелочные свойства. Состав вод альбских отложений из скважин VI объекта, в среднем, имеет следующий вид: хлориды – 12,3 г/л, сульфат-ионы – 0,95 г/л, гидрокарбонаты – 0,30 г/л, карбонаты – 0,03 г/л, кальций – 0,53 г/л, магний – 0,08 г/л, натрий+калий – 7,8 г/л. Концентрация ионов общего железа, в среднем, составляет - около 10,1 мг/л.

2.3.5 Физические свойства и химический состав попутно-добываемых вод

В данном разделе приводится характеристика подземных вод аптских и альбских отложений месторождения Дунга. Исследования свойств и состава пластовых вод аптских отложений представлены 120 пробами из 40 добывающих скважин, отобранных в период с 2017 по 2020 гг. В свою очередь, изучение свойств и состава пластовых вод альбского горизонта проведено по 80 пробам, полученным из 9 скважин залежей №1-Сазды и №4-Иртыш м. Дунга, в период с 2018 по 2025 гг.

Анализы вод проведены в промысловой химико-аналитической лаборатории месторождения Дунга и содержат данные по основному шестикомпонентному составу с расчетом суммарной минерализации, данные по показателю pH воды, ее плотности, общей жесткости и ионов железа. Результаты исследований представлены в **Ошибка! Источник ссылок не найден.3.15** и **Ошибка! Источник ссылки не найден.**

Воды аптского горизонта (**Ошибка! Источник ссылки не найден.2.3.15**) характеризуются как соленые, со средней минерализацией 24 г/л и плотностью 1,018 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина, воды, преимущественно, относятся к

хлоркальциевому типу, жесткие, по степени рН – нейтральные. Средняя концентрация ионов общего железа составляет 10,1 мг/л. Ионный состав вод аптского горизонта имеет следующий состав: в среднем по горизонту содержание ионов кальция составляет 0,57 г/л, магния 0,1 г/л, натрия с калием 8,6 г/л, сульфатов 0,56 г/л, гидрокарбонатов 0,28 г/л, хлоридов 14,0 г/л.

Средняя степень минерализации альбских вод (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**) составляет 21,3 г/л при средней плотности 1,015 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина, воды относятся к хлоркальциевому типу, а также являются жесткими. При рН=7,5 воды имеют слабощелочные свойства. Состав вод альбских отложений из скважин VI объекта, в среднем, имеет следующий вид: хлориды – 12,3 г/л, сульфат-ионы – 0,95 г/л, гидрокарбонаты – 0,30 г/л, карбонаты – 0,03 г/л, кальций – 0,53 г/л, магний – 0,08 г/л, натрий+калий – 7,8 г/л. Концентрация ионов общего железа, в среднем, составляет - около 10,1 мг/л.

Таблица 2.3.15 – Состав попутно-добываемых вод с аптского горизонта

Скважина	рН	ρ при 20°C, г/см³	Содержание ионов, мг/л							Общая минерализация, мг/л	Тип воды по Сулину	Общая жесткость, мг-экв/л	общ. Fe мг/л	CO₂ мг/л
			Ca²⁺	Mg²⁺	Na⁺ + K⁺	Cl⁻	SO₄²⁻	CO₃²⁻	HCO₃⁻					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ДГА-65В	7,3	1,017	487,6	68,6	7937,3	12409,0	995,2	18,0	276,5	22186,1	Cl-Ca	30,1	2,0	11,4
ДГА-107В	7,2	1,018	655,5	119,1	9234,3	15194,0	556,4	-	280,6	26040,0	Cl-Ca	42,7	2,5	24,2
	8,1	1,018	698,3	80,6	8691,4	14337,9	538,9	13,2	259,8	24611,6	Cl-Ca	41,6	3,3	8,0
	7,2	1,018	568,0	114,0	8926,9	14604,8	492,9	18,0	247,3	24963,0	Cl-Ca	37,9	4,7	28,6
	7,5	1,018	650,7	83,5	8990,9	14752,2	513,2	-	254,3	25263,0	Cl-Ca	39,5	5,9	17,9
	7,4	1,018	699,0	139,2	8248,5	13607,2	770,2	-	353,8	23819,2	Cl-Ca	46,5	4,8	19,7
ДГА-109В	7,1	1,019	590,0	74,0	9158,0	14734,0	574,0	19,2	395,0	25836,0	Cl-Ca	35,7	2,2	22,7
	7,2	1,018	591,5	132,9	8975,9	14817,5	405,1	34,8	256,2	25205,2	Cl-Ca	40,6	1,1	-
	7,4	1,018	705,6	115,8	8519,3	14231,4	524,2	9,6	208,6	24308,3	Cl-Ca	44,9	1,1	8,9
	7,6	1,018	647,0	97,3	8898,6	14729,5	330,9	33,6	269,0	25710,6	Cl-Ca	35,2	5,1	13,6
ДГА-110В	7,1	1,018	535,0	91,8	8754,0	14200,0	384,0	-	427,0	24392,0	Cl-Ca	34,4	-	-
	7,5	1,019	639,0	117,0	9477,6	15602,2	364,4	43,2	363,5	26585,5	Cl-Ca	41,9	5,7	57,2
	6,9	1,019	810,5	148,8	8576,6	13805,3	543,5	33,6	225,7	24144,0	Cl-Ca	52,8	2,2	-
	7,3	1,017	539,0	70,2	9952,5	17696,6	224,7	10,8	157,4	27210,4	Cl-Ca	32,8	1,4	76,0
ДГА-111В	7,0	1,019	578,0	87,4	9589,6	15577,0	508,3	-	229,0	26569,0	Cl-Ca	36,2	1,0	32,6
	7,3	1,019	681,3	130,2	9050,2	15342,8	288,4	44,4	318,4	25841,0	Cl-Ca	44,9	4,5	35,2
	7,1	1,019	871,2	160,5	8334,7	14547,0	321,3	13,8	159,8	24401,6	Cl-Ca	56,9	30,6	39,1
	7,5	1,017	770,6	103,2	9014,0	15277,1	408,6	20,0	200,0	25793,7	Cl-Ca	50,9	0,8	-
ДГА-112В	6,9	1,020	613,0	100,8	8870,0	14085,0	567,0	-	290,0	24924,0	Cl-Ca	39,0	3,4	24,2
	7,3	1,018	665,6	142,2	9290,0	15510,5	342,6	21,6	277,4	26241,4	Cl-Ca	45,1	43,6	35,2
	7,2	1,018	754,8	132,3	8804,9	14827,8	394,7	16,2	333,5	25254,7	Cl-Ca	48,7	27,8	39,8
	7,2	1,018	786,5	128,7	9244,5	15540,2	459,8	21,6	232,4	26059,6	Cl-Ca	50,1	1,3	27,3

продолжение таблицы 2.3.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ДГА-113В	7,3	1,018	547,5	92,4	8795,0	14243,0	518,0	54,0	278,0	24505,0	Cl-Ca	35,1	1,1	12,3
	7,4	1,018	598,0	115,4	9151,6	14626,0	423,5	30,0	366,4	25076,4	Cl-Ca	39,5	4,3	30,8
	7,1	1,017	549,8	186,8	8537,7	14223,8	474,7	18,6	207,1	24189,5	Cl-Ca	43,1	8,9	66,4
	7,4	1,017	736,7	120,6	9003,6	14374,7	526,6	19,2	254,6	25202,3	Cl-Ca	46,9	2,2	-
ДГА-114В	7,2	1,016	511,0	83,0	7575,0	12182,0	637,0	-	328,0	21319,0	Cl-Ca	32,5	1,1	15,5
	7,3	1,017	653,3	76,8	8065,6	13207,8	553,7	108,0	302,1	24895,4	Cl-Ca	39,1	14,5	6,1
	7,4	1,017	685,0	117,6	8518,0	14058,0	630,6	16,3	286,7	24312,2	Cl-Ca	44,1	-	-
ДГА-115В	7,3	1,016	515,5	76,9	8139,6	13131,7	539,9	23,1	254,3	22681,2	Cl-Ca	32,2	3,1	-
	7,7	1,016	434,6	198,0	7468,6	12416,5	395,4	24,0	270,0	21199,2	Cl-Ca	38,2	12,2	20,2
	7,6	1,015	612,0	163,2	8145,2	13281,3	797,7	15,6	431,9	23446,9	Cl-Ca	44,2	3,6	-
ДГА-116В	7,5	1,018	432,0	132,0	8693,0	13881,0	612,0	36,0	341,2	24127,0	Cl-Ca	32,6	-	-
	7,2	1,017	681,6	97,0	8609,2	14100,8	618,8	12,0	381,4	24493,0	Cl-Ca	42,1	6,2	26,4
	7,1	1,017	472,2	211,9	8693,5	13849,9	609,1	13,2	346,7	24010,6	Cl-Ca	38,1	11,6	57,2
	7,5	1,017	644,0	132,0	9289,7	15201,5	703,0	9,6	250,7	26229,7	Cl-Ca	43,2	18,8	7,9
ДГА-117В	7,3	1,018	458,0	98,0	8824,0	14010,0	696,0	-	342,0	24428,0	Cl-Ca	11,0	-	19,0
	7,4	1,018	453,0	90,0	8869,8	14424,7	398,5	18,8	272,0	24616,9	Cl-Ca	30,1	1,3	-
	7,5	1,017	613,2	84,9	8246,8	13587,5	402,3	15,6	299,8	23242,3	Cl-Ca	37,7	3,9	36,1
	7,7	1,016	512,0	99,0	8730,7	14369,8	267,1	12,0	164,7	24155,3	Cl-Ca	33,9	-	-
ДГА-120В	7,2	1,018	493,0	71,0	8782,0	14114,0	506,0	-	262,0	24228,0	Cl-Ca	30,6	2,3	21,0
	7,1	1,017	511,3	98,0	9263,9	15111,1	288,6	19,2	272,0	25556,3	Cl-Ca	33,7	1,7	19,8
	7,6	1,018	695,0	98,1	8845,6	14852,0	235,2	18,0	222,6	24967,3	Cl-Ca	42,9	10,2	-
	7,6	1,014	252,0	40,8	8448,5	13449,5	119,4	4,8	111,0	22426,0	Cl-Ca	16,0	2,9	-
ДГА-121В	7,1	1,018	538,0	94,0	8744,0	14257,0	415,0	12,0	274,0	24330,0	Cl-Ca	35,0	3,1	19,8
	7,4	1,017	573,8	136,5	8470,2	14076,9	335,0	32,5	253,4	23866,5	Cl-Ca	40,1	1,7	29,1
	7,1	1,018	639,2	153,4	8101,9	13571,9	471,5	12,0	288,2	23228,1	Cl-Ca	44,7	8,3	30,1
	7,3	1,023	658,3	129,2	8726,7	14498,5	244,3	12,0	228,5	24704,8	Cl-Ca	43,7	9,8	17,8

продолжение таблицы 2.3.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ДГА-122В	7,9	1,019	496,0	98,4	8715,0	14342,0	258,0	12,0	128,1	24048,0	Cl-Ca	33,0	4,8	-
	7,3	1,017	675,7	136,5	8863,6	14798,5	335,0	6,0	405,3	25216,2	Cl-Ca	45,1	1,8	27,8
	7,6	1,075	675,3	97,8	8696,2	14698,8	255,3	12,0	178,1	25947,8	Cl-Ca	41,9	2,5	-
	7,4	1,017	653,0	147,0	8944,8	14107,6	212,1	18,0	206,2	25295,5	Cl-Ca	44,9	23,2	22,0
ДГА-123В	7,3	1,018	549,0	60,0	8385,0	15740,0	475,0	30,0	263,4	23320,0	Cl-Ca	32,5	3,6	7,9
	7,1	1,017	663,7	131,7	8196,6	13722,9	440,9	14,4	264,4	23434,7	Cl-Ca	44,1	3,0	-
	7,5	1,016	653,5	125,1	8329,3	14161,5	286,2	21,0	186,0	23793,0	Cl-Ca	43,1	3,4	-
	7,3	1,017	692,5	120,6	8707,8	14597,8	375,7	-	244,0	24766,0	Cl-Ca	44,4	7,6	27,5
ДГА-124В	7,3	1,018	549,0	60,0	8386,0	13572,0	475,0	30,0	265,4	23320,0	Cl-Ca	32,5	3,6	7,9
	7,1	1,016	632,0	162,0	7400,0	12516,1	514,7	12,0	208,6	21437,5	Cl-Ca	45,1	7,4	45,7
	7,4	1,017	697,6	193,4	7974,0	13458,8	673,3	13,2	268,4	23270,1	Cl-Ca	51,0	8,0	5,6
	7,4	1,016	650,2	122,7	8437,1	13949,9	580,6	14,8	251,0	24015,4	Cl-Ca	42,7	3,2	48,4
ДГА-125В	7,6	1,016	504,0	72,0	7834,0	12548,0	533,0	30,0	298,0	21762,0	Cl-Ca	29,2	2,9	4,4
	7,3	1,016	560,8	95,1	8447,7	13764,5	505,4	24,7	220,0	23638,4	Cl-Ca	35,9	2,3	-
	7,4	1,016	597,6	73,8	8132,3	13212,7	556,2	39,6	322,8	22911,3	Cl-Ca	36,0	5,1	20,8
	7,7	1,015	645,0	108,6	8166,5	13435,6	610,1	42,3	231,2	23239,4	Cl-Ca	41,3	1,7	6,2-
ДГА-126В	7,4	1,017	452,0	57,9	7915,0	12108,0	613,0	22,0	283,0	21285,0	Cl-Ca	27,5	4,8	-
	7,6	1,029	494,5	76,7	7871,8	12624,0	599,6	24,8	283,0	21968,6	Cl-Ca	31,1	4,4	20,9
	7,4	1,016	543,4	98,2	8179,0	13276,0	626,4	17,2	205,9	22946,6	Cl-Ca	35,3	3,5	-
	7,7	1,015	583,3	70,4	7592,2	12946,4	954,6	31,6	281,0	22772,4	Cl-Ca	35,0	8,1	4,8-
ДГА-173В	7,3	1,017	540,5	84,4	8526,8	13870,7	437,0	33,6	256,6	23738,3	Cl-Ca	34,0	-	7,3
	7,5	1,018	645,0	111,6	8979,8	14686,6	575,9	39,0	330,6	25355,5	Cl-Ca	41,5	13,1	24,6
	7,6	1,015	526,0	136,8	8131,1	13308,0	573,8	10,8	246,4	22932,9	Cl-Ca	37,7	4,7	-
ДГА-183В	7,1	1,017	569,0	97,8	8252,6	13026,9	641,4	31,8	356,5	22774,2	Cl-Ca	36,6	10,1	38,0
	7,4	1,017	625,0	93,0	7752,7	12801,5	361,4	5,9	484,3	22117,9	Cl-Ca	39,0	4,3	-

продолжение таблицы 2.3.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ДГА-188В	7,3	1,018	464,0	97,0	8469,5	14044,0	517,0	42,0	313,0	24199,0	Cl-Ca	31,0	3,2	50,2
	6,5	1,018	749,6	184,0	8437,4	14342,0	565,3	18,0	225,3	24509,7	Cl-Ca	52,8	70,2	122,8
	7,0	1,016	610,0	138,0	8469,5	14200,0	225,6		337,9	23981,0	Cl-Ca	42,0	1,1	-
ДГА-190В	7,5	1,016	467,6	81,8	8073,1	13029,3	469,6	9,6	254,5	22381,5	Cl-Ca	30,2	4,2	4,0
	6,9	1,014	560,0	96,6	7681,8	12709,0	276,6	28,8	324,5	21677,3	Cl-Ca	34,6	2,4	-
ДГА-196В	6,8	1,069	533,0	70,0	8668,0	13401,0	696,0	14,4	260,0	23340,0	Cl-Ca	32,0	2,8	-
	7,2	1,017	659,6	105,2	8358,5	13533,2	923,1	17,1	260,3	24033,0	Cl-Ca	41,7	59,8	66,0
	7,4	1,017	701,0	109,5	8369,8	12978,9	892,0	20,4	259,5	24014,3	Cl-Ca	44,2	61,0	37,0
	7,2	1,017	703,6	108,0	8116,7	13303,0	926,0	24,0	304,2	23521,3	Cl-Ca	44,2	16,1	25,8
ДГА-198В	7,5	1,015	568,6	335,2	6686,8	11478,3	894,0	18,0	277,3	20258,5	Cl-Ca	56,3	31,4	-
ДГА-199В	6,7	1,016	705,0	114,6	8489,4	13902,3	809,6	-	330,6	24404,8	Cl-Ca	45,2	21,3	53,2
ДГА-202В	7,7	1,017	469,6	101,6	8520,5	13691,1	576,0	17,7	252,5	23629,4	Cl-Ca	31,9	0,8	-
	7,4	1,017	585,0	105,9	8929,6	13995,7	650,2	22,2	274,5	24258,3	Cl-Ca	38,1	1,7	-
	7,1	1,013	434,0	75,6	8308,8	13468,0	267,5	-	262,3	22916,5	Cl-Ca	28,0	3,8	100,3
	7,4	1,017	585,0	105,9	8929,6	13995,7	650,2	22,2	274,5	24258,3	Cl-Ca	38,1	1,7	-
ДГА-203В	6,2	1,017	486,0	138,6	8725,0	14164,0	580,0	-	251,0	24344,0	Cl-Ca	35,9	16,0	40,5
	7,4	1,017	542,5	103,0	7958,7	13131,4	306,3	8,8	243,7	2227,4	Cl-Ca	34,4	3,2	43,1
ДГА-208В	6,8	1,017	428,0	97,2	8634,7	13738,0	693,0	19,2	173,0	23784,0	Cl-Ca	29,5	3,1	-
ДГА-213В	7,3	1,017	420,0	109,8	8622,4	14081,6	594,0	9,0	318,8	24336,4	Cl-Ca	39,5	2,9	24,0
	7,3	1,016	547,0	98,1	8937,6	14447,0	504,5	43,2	316,6	24894,0	Cl-Ca	35,5	5,8	-
ДГА-214В	7,3	1,017	485,0	90,6	8778,0	13916,0	813,0	-	275,0	24357,0	Cl-Ca	31,8	-	10,6
	7,6	1,017	688,0	93,0	8682,4	14229,9	602,4	22,8	334,3	24652,8	Cl-Ca	42,1	1,5	-
	7,3	1,016	543,0	90,6	8479,0	13752,0	590,6	-	223,3	23741,9	Cl-Ca	34,7	36,2	63,4
ДГА-215В	7,8	1,018	430,0	72,0	8900,0	14058,0	672,0	33,0	211,0	24378,0	Cl-Ca	25,0	-	-
	7,8	1,016	436,0	100,8	7782,2	12603,6	419,8	25,2	240,3	21608,1	Cl-Ca	30,2	12,7	-
ДГА-220В	7,4	1,018	440,0	72,0	8893,0	14023,0	727,0	30,0	213,0	24398,0	Cl-Ca	28,0	-	-

продолжение таблицы 2.3.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ДГА-224В	7,9	1,018	593,0	41,6	8515,6	14588,8	827,2	34,0	336,3	25633,2	Cl-Ca	35,6	1,5	-
	6,7	1,018	554,0	91,2	9083,7	14448,5	840,1	-	350,1	25433,6	Cl-Ca	35,3	31,9	66,0
ДГА-225В	7,1	1,018	419,0	73,2	9052,0	14147,0	858,0	-	259,0	24809,0	Cl-Ca	27,0	2,7	12,3
	7,3	1,016	565,6	98,2	8421,3	13291,7	712,8	15,0	311,1	23229,0	Cl-Ca	36,4	2,9	10,6
	6,8	1,016	481,0	109,8	8894,2	14305,6	577,5	-	298,9	24682,8	Cl-Ca	33,2	5,9	15,8
ДГА-226В	7,1	1,018	402,0	83,0	9028,0	14149,0	765,2	26,4	288,0	24727,0	Cl-Ca	16,0	34,7	-
	6,8	1,017	540,0	36,6	9306,2	14694,2	679,1	-	402,6	25678,9	Cl-Ca	30,1	101,4	20,2
ДГА-230В	7,1	1,018	400,0	89,0	9276,0	14520,0	840,0	9,6	247,0	25375,0	Cl-Ca	27,0	7,0	-
	7,7	1,017	492,6	103,4	8984,3	14314,1	602,1	43,2	407,1	24946,9	Cl-Ca	33,2	22,9	-
	7,8	1,017	628,0	106,8	9112,0	15400,6	516,8	-	455,6	25657,3	Cl-Ca	39,6	-	20,2
ДГА-231В	7,6	1,018	403,0	73,8	8757,0	13774,0	764,0	-	193,0	23964,0	Cl-Ca	26,3	-	7,9
	7,4	1,017	422,0	82,2	8437,2	13419,0	596,4	14,4	236,7	23207,9	Cl-Ca	28,0	26,0	-
	7,7	1,018	532,0	102,0	8716,6	14039,1	660,2	20,4	255,0	24325,2	Cl-Ca	35,1	-	-
ДГА-233В	7,9	1,016	409,0	83,4	9393,0	14519,0	1108,0	-	390,0	25738,0	Cl-Ca	27,4	-	19,4
	7,7	1,016	530,0	102,0	8054,4	12827,0	811,3	26,4	375,1	22726,3	Cl-Ca	35,0	16,0	-
	7,3	1,030	448,0	83,6	8637,0	13696,0	931,3	25,2	336,7	24294,7	Cl-Ca	29,4	6,5	14,9
ДГА-234В	7,4	1,019	432,0	62,0	9016,0	14023,0	882,0	-	329,0	24744,0	Cl-Ca	27,0	13,2	22,9
	7,3	1,018	430,0	72,0	8958,3	14172,0	916,8	-	311,1	25008,6	Cl-Ca	27,5	10,6	15,2
	7,4	1,017	476,0	82,8	8808,2	13881,7	932,7	-	195,2	24422,4	Cl-Ca	30,7	1,4	45,8
ДГА-235В	7,4	1,019	443,0	98,7	8989,0	14115,0	906,0	-	287,0	24836,0	Cl-Ca	30,0	-	17,8
	7,7	1,017	554,0	94,8	9088,3	14526,3	723,6	21,2	352,1	25361,0	Cl-Ca	35,5	2,9	-
Средние значения по аптскому горизонту	7,3	1,018	569,0	106,1	8596,1	14007,3	564,1	22,9	280,0	23991,7	Cl-Ca	37,0	10,1	29,3

Таблица 2.3.16 – Состав попутно-добываемых вод с альбского горизонта

Скважина	Кол-во проб	рН	ρ при 20°С, г/см ³	Содержание ионов, мг/л							Общая минерализация, мг/л	Тип воды по Сулину	Общая жесткость, мг-экв/л	общ. Fe мг/л	СО ₂ мг/л
				Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻					
ДГА –58В	19	7,7	1,014	366,0	74,0	7699,0	11526,0	1379,0	15,6	283,0	21381,0	24,0	SO ₄ -Na	3,5	-
ДГА-61 В	3	6,8	1,013	519,0	113,0	7313,0	11378,0	1317,0	-	325,0	21015,0	35,0	Cl-Ca	11,7	49,9
ДГА-101 В	2	8,3	1,016	590,0	129,0	7713,0	12295,0	1140,0	-	335,0	22210,0	40,0	Cl-Ca	50,4	52,8
ДГА -144В	1	7,3	1,017	584,0	244,0	7374,0	12219,0	981,0	-	334,0	21771,0	49,5	Cl-Ca	1,1	35,2
ДГА -153В	16	7,7	1,014	516,0	36,0	6546,0	9652,0	1714,0	32,4	288,0	18785,0	29,0	SO ₄ -Na	-	-
ДГА -162В	1	7,1	1,034	2626,0	386,0	14794,0	28435,0	140,0	-	159,0	46550,0	163,5	Cl-Ca	-	9,7
ДГА -163В	22	7,7	1,015	562,0	79,0	8208,0	13400,0	486,0	16,4	211,0	22963,0	35,0	Cl-Ca	0,6	-
ДГА -172В	14	7,3	1,017	635,0	102,0	8020,0	13070,0	713,0	31,8	296,0	22868,0	161,0	Cl-Ca	9,9	-
ДГА -180В	2	7,6	1,013	466,0	67,0	6710,0	9539,0	2188,0	45,0	292,0	19306,0	29,0	Cl-Ca	6,2	-
Средние значения по альбскому горизонту	80	7,5	1,015	527,0	77,0	7790,0	12296,0	946,0	26,2	296,0	21287,0	50,0	Cl-Ca	10,1	35,7

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

Керн на скважинах месторождения Дунга отбирался из нижнемеловых и юрских отложений, на 01.01.2025 г. отбор керна проводился в 40 скважинах. На этапе поисковых и геолого-разведочных работ керн отобран в 23 скважинах, причем в скважинах: 12Д, 14Д - 20Д, 22Д отложения аптского яруса вскрыты со сплошным отбором керна, а скважина 12Д пробурена буровым раствором на нефтяной основе. С начала освоения месторождения (с 1998 года) отбор керна осуществлен в 17 скважинах. Интервалы отбора керна приурочены к продуктивным горизонтам нижнемеловых отложений, в юрских отложениях керн отобран из отложений оксфордского, келловейского и батского ярусов.

Лабораторные исследования на этапе поисков и разведки месторождения Дунга выполнены на керне из 21 скважины, керн из скважин 21 и 25 не изучался. Керн из скважин, пробуренных после 1999 года исследован. Изучение керна из поисковых и геологоразведочных скважин (до 1973 года) проведены в петрофизических лабораториях ЦЛКНГР и КазНИГРИ, г.Атырау (Гурьев). В дальнейшем (с 1998 года) изучение керна проводилось в следующих лабораториях: Core Lab LLP, г. Атырау; AzLab, г. Баку; НИПИмунайгаз, г. Актау; Weatherford Laboratories г. Актау; Oilphase, Норвегия; Core Lab, U.K.LTD, Aberdeen; Core Lab, Abu Dhabi United Arab Emirates.

На этапе поисково-разведочных работ (до 1973г.) проходкой с отбором керна пройдено 2009 м горных пород, на поверхность вынесено 944,44 м керна, что составило 42,8% от проходки. Из отобранного керна подготовлено 993 образца пород, из них 124 образца – представительные. Представительные образцы выявлены только в 13 скважинах (№№ 1-13), по остальным 10 скважинам результаты лабораторных исследований керна утеряны.

Из скважин эксплуатационного разбуривания керн отбирался с применением новых технологий и съемных алюминиевых труб, благодаря чему достигнут высокий вынос керна. Проходка с отбором керна в новых скважинах составила 736,9 м, вынос керна – 701,3 м, процент выноса керна, благодаря новым технологиям, равен 95,2 %. В этот период подготовлено и исследовано 2336 образцов горных пород, представительными являются 766 образцов.

Итого за весь период от поисково-разведочных работ и эксплуатационного разбуривания, в скважинах месторождения с отбором керна пройдено 2945,9 метров горных пород, на поверхность вынесено 1645,7 метров кернового материала, что составляет 55,9 % от проходки колонковым долотом. Всего подготовлено и исследовано 3329 образцов пород, 890 из которых являются представительными.

Таблица 2.4.1 – Сведения о проходке и выносе керна по скважинам

№ п/п	№ скв.	Глубина скважин, м	Отбор керна, м	Освещать скв. отбором керна, %	Вынос керна		Кол-во образцов всего/учт-ых, ед.	Процент учтенных образцов от общего числа, %	Кол-во обр. на 1 м. выноса ед./м
					м	%			
1	1	3107	136,5	4,4	55,29	40,5	30/2	6,7	0,5
2	2	3063	196	6,4	79,75	40,7	53/14	26,4	0,7
3	3	3030	221	7,3	54,25	24,5	75/21	28,0	1,4
4	4	2470	122	4,9	54,37	44,6	35/10	28,6	0,6
5	5	3005	302	10,0	110,85	36,7	64/8	12,5	0,6
6	6	1905	71	3,7	29,6	41,7	30/12	40,0	1,0
7	7	2349	55	2,3	17,25	31,4	25/12	48,0	1,4
8	8	2450	147	6,0	62,5	42,5	73/12	16,4	1,2
9	9	2348	31	1,3	11,15	36,0	9/0	0	0,8
10	10	2500	110	4,4	42,95	39,0	11/2	18,2	0,3
11	11	3045	120	3,9	23,46	19,6	11/3	27,3	0,5
12	12	1750	36,5	2,1	14,89	40,8	77/26	33,8	5,2
13	13	3045	150	4,9	26,65	17,8	33/2	6,1	1,2
14	14	1770	63	3,6	55,9	88,7	90/*	*	1,6
15	15	1760	43	2,4	22,98	53,4	55/*	*	2,4
16	16	1760	45	2,6	30,2	67,1	49/*	*	1,6
17	17	1775	46,5	2,6	40,39	86,9	115/*	*	2,8
18	18	1750	59	3,4	41,25	69,9	49/*	*	1,2
19	19	1817	54	3,0	44,32	82,1	60/*	*	1,4
20	20	1800	40	2,2	29,04	72,6	20/*	*	0,7
21	21	1762	60	3,4	37,34	62,2	-	-	-
22	22	1750	43,5	2,5	21,88	50,3	29/*	*	1,3
23	25	1794	57	3,2	38,18	67,0	-	-	-
Итого по ГР скв.:			2209,0		944,44	42,8	993/ 124	12,5	1,1
24	26Д-в	2418	45,0	1,86	44,6	99,1	26/13	50,0	0,6
25	27Д-в	1836	25,0	1,36	23,99	96,0	40/14	35,0	1,7
26	ДГА-34вг	4336	52,0	1,20	46,1	88,7	53/12	22,6	1,1
27	ДГА-36в	1758	37,0	2,10	35,65	96,4	114/50	43,9	3,2
28	ДГА-40в	2585	68,8	2,66	66,0	95,9	286/79	27,6	4,3
29	ДГА-42в	1939	27,0	1,39	27,0	100	116/56	48,3	4,3
30	ДГА-44в	1964	41,15	2,10	41,15	100	179/89	49,7	4,3
31	ДГА-45в	1756	19,2	1,09	13,9	71,3	15/1	6,7	1,1
32	ДГА-55в	2534	93,6	3,69	92,49	98,8	248/87	35,9	2,7
33	ДГА-56в	1932	48,94	2,53	48,14	98,4	171/53	31,0	3,6
34	ДГА-57в	2530	93,82	3,71	89,64	95,5	419/102	24,3	4,7
35	ДГА-58в	2150	53,83	2,50	53,46	99,3	233/95	40,8	4,4
36	ДГА-60в	1673	27,0	1,61	21,65	80,2	52/4	7,7	2,4
37	ДГА-63в	1762	23,0	1,31	22,0	95,7	75/15	20,0	3,4
38	ДГА-68в	1798	27,0	1,45	22,64	87,1	96/6	6,3	4,2
39	ДГА-154в	1716	36,35	2,12	34,84	95,8	134/54	40,3	3,8
40	ДГА-197в	2125	18,24	0,86	18,04	98,9	79/36	45,6	4,4
Итого по экспл.скв.:			736,93		701,29	95,2	2336/766	32,9	3,3
Итого		88617	2945,93	3,3	1645,73	55,9	3329/890	26,8	2,0

Плотность образцов на 1 метр выноса керна по всем скважинам изменяется от 0,3 до 5,2 образцов и в среднем составляет 2 образца на погонный метр керна. По поисковым и разведочным скважинам, пробуренным до 1973 года, средняя плотность составляет 1,1 образец на погонный метр керна. По скважинам, пробуренным после 1995 года, средняя плотность составляет 3,3 образца на 1 погонный метр керна.

Освещенность проходкой с отбором керна от общей глубины по скважинам геологоразведочного периода разбуривания месторождения изменяется от 1,3 до 10 процентов и в среднем составляет 4,3 процента. Освещенность отбором керна по скважинам эксплуатационного разбуривания месторождения составляет 2 %. Низкий процент освещенности отбором керна объясняется конкретным отбором керна из эксплуатационных горизонтов. За весь период разбуривания месторождения Дунга освещенность отбором керна от пробуренных глубин скважин составляет 3,3 %. Сведения по отбору и выносу керна по скважинам приведены в таблице (Табл. 2.4.1).

Как отмечалось выше отбор керна проводился из нижнемеловых и юрских отложений, к которым приурочены залежи нефти и газа. Из отложений нижнего мела, где сосредоточены основные запасы нефти месторождения Дунга, керн отбирался из всех стратиграфических горизонтов. Больше всего керна отобрано из аптских продуктивных отложений.

Сведения по освещенности стратиграфических горизонтов проходкой и выносом керна, количеству исследованных и представительных образцов приведены в таблица (Табл.2.4.2, Табл.2.4.3).

Керн из отложений альбского яруса отобран в 5 скважинах: 3, 4, 5, 6, 154. Проходка с отбором керна составила 77,35 метров, вынос керна – 48,29 метров, это 62,4% от проходки. Исследовано 155 образцов альбских пород, из которых 65 образцов – представительные, это 41,9% от общего количества исследованных образцов. Представление о литолого-физических особенностях коллекторов альбских отложений в основном основано на керне, отобранном из скважины 154, из которой отобрано и исследовано 134 образца.

Аптские отложения, к которым приурочены основные запасы нефти месторождения Дунга, изучены на керне из 33 скважин. Суммарная проходка с отбором керна в аптских отложениях равна 1214,94 метрам, на поверхность вынесено 868,33 метров кернового материала, вынос керна составил 71,5% от проходки. Литолого-физические свойства пород аптских отложений изучены на 1698 образцах пород, представительными признаны 343 образца, освещенность представительными образцами от общего количества образцов равна 20,2 %.

По барремским отложениям с отбором керна пройдено 120 метров горных пород, вынос составил 62,35 метров, это 52 % от проходки. Фильтрационно-емкостные свойства изучены на 151 образце пород, 74 из которых – представительные.

Керн из отложений готеривского яруса отобран только в скважине № 2, проходка

керноотборником составила 10 метров, вынос – 3,8 м. Лабораторные исследования готеривских пород не проводились.

Валанжин-берриасские отложения изучены на керне из 9 скважин, суммарная проходка колонковым долотом по отложениям данного горизонта равна 198,81 метрам, вынос– 181,17 метров керна, что составляет 91,1% от проходки.

В целом по отложениям нижнего мела колонковым долотом пройдено 1621,1 метр горных пород, на поверхность подняли 1163,94 метра керна, вынос керна составил 71,8 %. Лабораторные исследования выполнены на 2736 образцах нижнемеловых пород, 747 образцов являются кондиционными, что равно 27,3 % от общего количества образцов.

Отложения кимеридж-титонского яруса верхнеюрских отложений представлены керном из 3 скважин, суммарная проходка составила 46 метров, на поверхность вынесено 9,65 метров керна, это 21 % от проходки, подготовка образцов и исследование керна не проводилось.

Таблица 2.4.2 – Отбор керна по стратиграфическим горизонтам

Возраст толщи	№№ скважин с отбором керна	Σ толщина, м	Σ проходка с отбором керна, м	Освещен- ность отбором керна%	Вынос керна	
					м	%
Альб K _{1al}	3, 4, 5, 6	2797	41	1,5	13,45	32,8
Апт K _{1a}	2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 25	2241	783,5	35,0	469,47	59,9
Баррем K _{1b}	2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 11, 13	369	97	13,1	39,4	40,6
Готерив K _{1g}	2	35	10	28,6	3,8	38,0
Берриас-валан- жин K _{1v-b}	2, 5, 6	150	27	18,0	9,95	36,9
Кимеридж-титон J _{3km-tt}	2, 3, 5	402	46	11,4	9,65	21
Оксфорд J _{3o}	2, 5, 7, 8,	809	37,6	4,6	14	37,2
Келловей J _{2k}	2,3,4,5,7,8, 10, 11, 13	469,3	175,4	37,4	54,58	31,1
Бат J _{2bt}	1, 2, 3, 4, 5, 8, 10, 11, 13	1892	511	27,0	158,85	31,1
Байос J _{2b}	1, 2, 3, 5, 11, 13	1741,7	269	15,4	103,38	38,4
Аален J _{2a}	1, 2, 3, 5, 11, 13	495	153	30,9	47,65	31,1
Юра нижняя J ₁	1, 3, 11, 13	278	41	14,7	14,74	36,0
Триас T	1, 2, 3, 11	266	17,5	6,6	5,52	31,5
Итого по скважинам пробуренным до 1973 года:		12193	2209	18,1	944,44	42,8
Альб K _{1al}	154	548,09	36,35	6,6	34,84	95,8
Апт K _{1a}	26, 27, 34, 36, 40, 45, 55, 56, 58, 60, 63, 68	9389,14	431,44	4,6	398,86	93,1
Баррем K _{1b}	44, 57	149,57	23	15,4	22,95	99,8
Валанжин K _{1v}	42, 44, 55, 57, 58,197	351,63	171,81	48,9	171,22	99,7
Оксфорд J _{3o}	57	131	18,23	13,9	18,12	99,4
Келловей J _{2k}	40, 55	416,94	38,1	9,1	37,3	99,4
Бат J _{2bt}	40	48,84	18	36,9	18	100
Итого по скважинам пробуренным после 1998 года:		11035,17	736,93	6,7	701,29	95,2
Итого по месторождению:		23228,17	2945,93	12,7	1645,73	55,9

Из оксфордских отложений отобрано 32,12 метров керна, суммарная проходка (5

скважин) составила 55,83 метра, вынос керна – 57,5%. Подготовлено и исследовано 89 образцов пород, т.к. оксфордские отложения представлены глинистыми породами – представительных образцов не выявлено.

Отбор керна из отложений келловейского яруса проводился в 11 скважинах, суммарная проходка с отбором керна составила 213,5 м, вынос керна – 91,88 метров, в процентном отношении вынос керна равен 43,1 %. Из отобранного керна подготовлено и исследовано 200 образцов, 70 образцов являются кондиционными. Плотность образцов на 1 погонный метр вынесенного керна составила 2,2 обр/м.

Суммарная проходка в батских отложения по 10 скважинам составила 529 метров, на поверхность вынесено 33,4 % породы, это составило 176,85 метров. Лабораторные исследования выполнены на 154 образцах керна, 50 образцов – представительные.

Таблица 2.4.3 – Освещенность стратиграфических горизонтов проходкой и выносом керна, образцами пород

Возраст толщи	Σ проходка с отбором керна, м	Вынос керна		Количество образцов			Освещенность представи- тельными образцами
		м	%	всего	предста- витель- ных	на 1 метр выноса	
Альб K_{1al}	77,35	48,29	62,4	155	65	3,1	42,8
Апт K_{1a}	1214,94	868,33	71,5	1698	343*	2,0	20,2
Баррем K_{1b}	120	62,35	52	151	74	2,4	48,3
Готерив K_{1g}	10	3,8	38			0	
Валанжин K_{1v}	198,81	181,17	91,1	732	265	4,0	36,2
Итого по K₁	1621,1	1163,94	71,8	2736	747	2,4	27,3
Кимеридж-титон J_{3km-tt}	46	9,65	21				
Оксфорд J_{3o}	55,83	32,12	57,5	89	-	2,8	-
Итого по J₃	101,83	41,77	41	89	-	2,2	-
Келловей J_{2k}	213,5	91,88	43,1	200	70	2,2	35,0
Бат J_{2bt}	529	176,85	33,4	154	50	0,9	32,5
Байос J_{2b}	269	103,38	38,4	99	10	0,96	10,1
Аален J_{2a}	153	47,65	31,1	47	13	1,0	27,7
Итого по J₂	1164,1	419,76	36,1	500	143	1,2	28,6
Юра нижняя J₁	41	14,74	36	4	-	0,3	-
Итого по J	1306,93	476,24	36,4	593	143	1,2	24,1
Триас T	17,5	5,52	31,5				
Всего по месторожд-ю:	2945,93	1645,73	55,9	3329	890	2,0	26,7

*343 представительных образца из 1234, по которым имеются результаты лабораторных исследований керна

Отбор керна из байоских отложений проведен в период поисковых и геолого-разведочных работ в 6 скважинах, колонковым долотом пройдено 269 метров горных пород, вынос керна – 103,38 метров, что равняется 33,4 % от проходки, исследовано 99 образцов керна, только 10 образцов характеризуются как представительные.

Из отложений ааленского яруса отобрано 47,65 метров керна, при проходке в 153 метра, вынос керна составил 31,1 %. Подготовлено и исследовано 47 образцов, 13 образцов по своим фильтрационно-емкостным свойствам являются представительными.

По нижней юре в 4 скважинах с отбором керна пройден 41 метр горных пород, на поверхность вынесено 14,74 метров керна, подготовлено и исследовано всего 4 образца, по своим коллекторским свойствам образцы не являются кондиционными.

Всего по юрским отложениям бурение с отбором керна составляет 1306,93 метров, вынос керна равен 476,24 метров, это составляет 36,4 % от проходки. Лабораторные исследования выполнены на 593 образцах керна, коллекторами являются 143 образца.

Также в 4 скважинах керн отобран из триасовых отложений, проходка керноотборником составила 17,5 метров, на поверхность поднято 5,52 метра породы. Лабораторные исследования на триасовом керне не проводились.

2.4.1 Комплекс промыслово-геофизических исследований, условия проведения работ, их качество

Геолого-технические условия проведения ГИС

На момент составления отчета выполнен анализ данных ГИС, где фонд скважин составил 228 скважин, переинтерпретировано материалов ГИС по 153 скважинам, из них 12 горизонтальных скважин. В 12 скважинах выполнен только один метод ГК, интерпретация выполнена на качественном уровне с учетом данных опробования и перфорации, а также по 70 скважинам интерпретация не проводилась из-за отсутствия данных ГИС. (рисунок 2.39).



Рис. 2.4.1 – Статистика выполнения интерпретации скважин

В скважинах (ДГА-115В, ДГА-119В, ДГА-122В, ДГА-124В, ДГА-130В, ДГА-136В, ДГА-160В, ДГА-167В, ДГА-191В, ДГА-202В, ДГА-216В, ДГА-233В), где имеется ограниченный комплекс методов ГИС (только ГК) связано с оптимизацией затрат по исследованию при бурении скважин, эти изменения были согласованы письмом Комитетом геологии РК (2013г.).

Материалы ГИС использовались для корреляции продуктивных горизонтов, выделения коллекторов, оценки эффективных толщин, определения пористости, нефтенасыщенности.

С целью контроля качества геофизических материалов нейтронного, плотностного и акустического каротажа выполнены нормализация данных по опорному пласту глины между горизонтами K1a1 (альб) и K1a (апт). В качестве примера на рисунке №1 представлен график распределений кривых записи нейтронного каротажа – водородосодержание (W), плотностного и акустического каротажа (АК, ГГКп) до и после нормализации по ряду скважин. При нормализации в значения кривых «W», АК и ГГКп были введены корректирующие коэффициенты.

Объем выполненных геофизических исследований в скважинах месторождения приведена на рисунке 2.40. Также в таблице 2.4.4 приведена статистика по каждому методу, выполненному в проанализированных скважинах на момент составления отчета.

Исследования в продуктивных отложениях проводились в скважинах, заполненных слабоминерализованными, глинистыми буровыми растворами на полимерной основе с параметрами: удельный вес (γ) = 1,08–1,17 г/см³, вязкость (μ) = 40–50 сек, водоотдача (β) = 3-6 см³, удельное сопротивление (УЭС) ПЖ = 0,05 – 0,99 Омм.

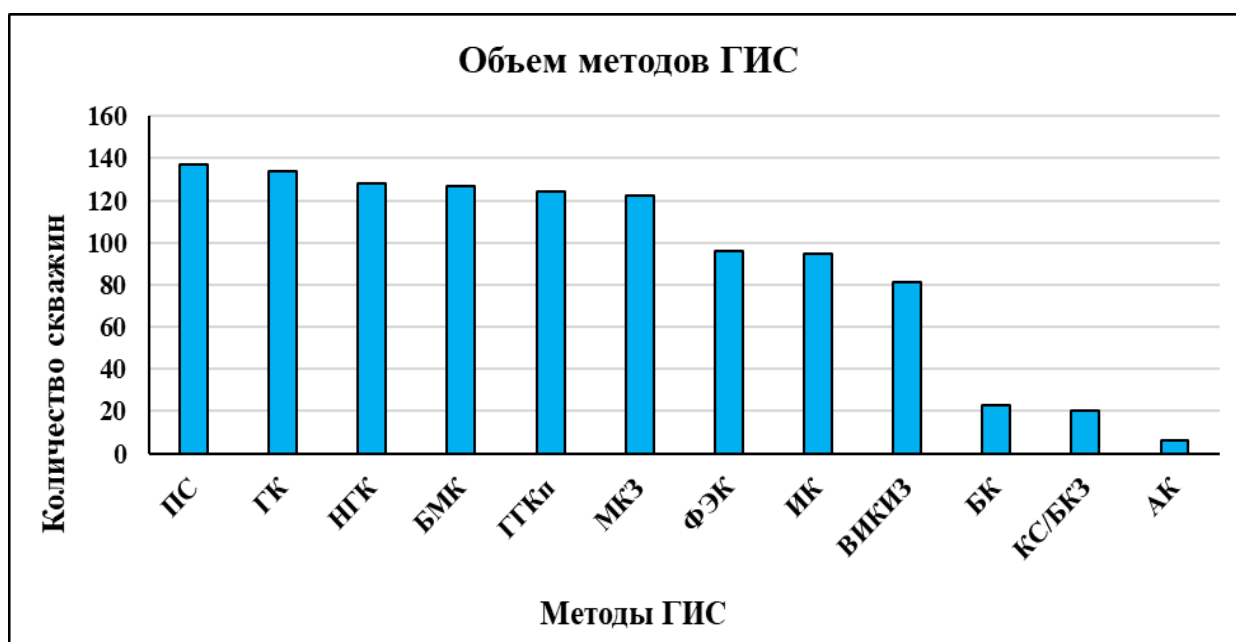


Рис. 2.4.2 – Объем выполненных ГИС

Таблица 2.4.4 – Объемы методов ГИС проанализированных скважин

№ скважин	Горизонт	кровля	подолва	БК	БМК	ИК(См/м)	ИК(Омм)	КС	ВИКИЗ	КВ	ПС	ГК	НГК	ГГКп	АК	МКЗ	ФЭК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1D	alb apt br J	120	1780					+		+	+						
		2250.2	2313					+		+	+						
		10	3099					+		+	+	+	+				
2D	alb apt br v J	20	2400							+		+	+				
3D	alb apt br J	1655	1770							+	+						
		2265.2	2327.8							+	+						
		31	2399	+				+		+	+	+	+				
4D	alb apt br J	100	2400	+				+		+	+	+	+			+	
5D	alb apt br v J	10	2399					+		+	+	+		+			

продолжение таблицы 2.4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
6D	alb apt br	456,4	1900	+						+	+	+	+				
7D	alb apt br J	24	2329	+	+	+		+		+	+	+	+			+	
8D	alb apt br v J	53.2	2459.2	+				+		+	+	+	+			+	
9D	alb apt J	20	1668	+	+	+		+		+	+	+	+			+	
		2225	2300														
10D	apt J	1675	1785	+	+			+		+	+	+	+			+	
		2246	2330														
11D	alb apt	1690	1799					+		+	+						
		2285	2347					+		+	+						
11D	br J	20	3019	+				+		+	+	+					
12D	alb apt	51	1 750	+						+	+	+	+				
13D	alb apt br J	1725	1840	+						+	+						
		2335	2405	+						+	+						
		15	3009	+				+		+	+	+	+				
14D	alb apt	200	1 735	+	+	+	+	+		+	+	+	+			+	
15D	alb apt	4	1 750	+						+	+	+	+				
16D	alb apt	150	1 730	+	+	+	+	+		+	+	+	+			+	
17D	alb apt br	4	1759	+		+	+	+		+	+	+	+			+	
18D	alb apt	8	1803	+	+	+	+	+		+	+	+	+			+	

продолжение таблицы 2.4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
19D	alb apt br	1725	1780	+	+	+		+		+	+	+	+			+	
20D	alb apt br	1724	1790	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+			+	
21D	alb apt	1	1750					+		+	+	+	+				
22D	alb apt	200	1729,3	+	+	+	+	+		+	+	+	+			+	
23D	alb apt	1672	1740	+		+	+	+		+	+	+	+		+	+	
25D	apt	170	1782	+		+	+	+		+	+	+	+			+	
27D	apt	1639.6	1757.2		+					+	+			+		+	+
29D-H	v J	1830,8	2283	+	+					+	+	+	+	+			+
30D-H		352	1400	+	+					+	+	+	+	+		+	+
31D-H	v J	1826,2	2265,3		+					+	+	+	+	+		+	+
32V/H	alb apt	1317.6	1731.1		+						+	+	+	+		+	+
32V/H	br v	1779.9	2204.4		+					+	+	+	+	+		+	+
35HC	J	987	4451		+					+		+	+	+			
50H	J	2550.1	4555.6							+		+		+			+
52H	J	2070	4480,2							+			+	+			+
53H	apt	1543,1	1693,1		+					+	+	+	+	+		+	+
54H	J	2299	4458,7									+	+	+			+
ДГА-26В	alb	492	1690							+	+	+					
	apt br	1690	1803.6		+					+	+			+		+	+
ДГА-27В	alb apt br	1640	1768		+					+		+	+	+			
ДГА-32В	alb apt	1317,6	1731,4		+					+	+			+		+	+
ДГА-33В	alb apt br v	13	1773		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-34В	alb apt	709	1785,8		+					+	+			+		+	+
ДГА-36В	alb apt	705	1733,7		+					+		+		+		+	+

продолжение таблицы 2.4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ДГА-40В	alb apt br v J	0	906.2								+	+		+			+
		927.5	2576.2		+					+	+	+		+		+	+
ДГА-42В	alb apt br v	640,2	1939		+					+	+	+		+		+	+
ДГА-43В	alb apt	591	1748		+					+	+	+	+	+			
ДГА-44В	apt	1572	1723		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-45В	alb apt	631	1765		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-46В	alb apt	1500	1672,6		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-47В	alb apt	638	1953		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-48В	apt	1524.5	1674.5		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-49В	alb apt	655	1735		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-53В	J	2230	4326									+					
ДГА-55В	alb apt br v J	20	2525		+					+	+	+	+	+	+	+	+
ДГА-56В	alb apt br v	547.8	1917.6		+	+			+	+	+	+	+	+	+	+	+
ДГА-57В	alb apt br v J	0	2514		+					+	+	+	+	+	+	+	+
ДГА-58В	alb apt br v J	484	2146,7		+	+			+	+	+	+	+	+	+	+	+
ДГА-59В	alb apt	460	1726,6		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-60В	alb	596	1664		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-61В	alb apt	605	1731		+	+			+	+	+	+	+	+		+	

продолжение таблицы 2.4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ДГА-62В	alb	717	1668		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-63В	alb apt	365	1769,8		+	+			+	+	+	+	+	+	+	+	
ДГА-64В	alb apt	611	1742,6		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-65В	alb apt br	683	1795,6		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-66В	alb	1394,8	1449,8		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-67В	alb apt br	761	1795,6		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-68В	alb apt br	802	1795.2		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-70В	alb	617	1671		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-73В	alb apt	1500	1693,4		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-77В	alb apt	1525	1714,6		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-78В	alb	791	1682		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-79В	alb apt	1520	1708.8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-82В	apt	1538,3	1711,7		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-83В	alb apt	620	1709.4		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-84В	alb	617	1707		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-85В	alb apt	625	1689.6		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-86В	alb apt	649	1730		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-87В	alb apt	1546	1736		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-88В	alb apt	646	1705		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-89В	alb apt	635	1720,8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-90В	alb apt	626	1704		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-91В	alb	1495	1685.2		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-93В	alb apt	1362.6	1745.2		+					+		+	+	+			
ДГА-94В	alb apt	1430,7	1727,3		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-95В	alb apt	490	1730.2		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-96В	apt	1537	1703		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+

продолжение таблицы 2.4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ДГА-97В	alb	1495	1690.2		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-99В	alb apt br	685	1751.4		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-100В	alb apt	695	1725		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-101В	alb apt	670	1743.6		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-102В	alb apt	1421	1510		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
		1600	1721		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-103В	alb apt	1415	1728,8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-104В	apt	1529	1595		+					+	+	+	+	+		+	+
		1653	1737		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-105В	alb	765	1696,8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-106В	alb	619	1662		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-107В	alb apt	0	1737									+					
ДГА-113В	alb apt	1484	1697,6		+	+	+			+	+	+	+	+			+
ДГА-115В	alb	0	1665									+					
ДГА-116В	alb	1380	1752		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-119В	alb apt	0	1731									+					
ДГА-121В	alb apt	680	1742,4			+	+			+	+	+	+	+			+
ДГА-122В	alb apt	6,2	1718,6									+					
ДГА-124В	alb	3,8	1689.8									+					
ДГА-129В	alb apt	695	1744.8		+	+	+			+	+	+	+	+			+
ДГА-130В	alb apt	1.8	1723,9									+					
ДГА-133В	apt	1572	1723		+					+		+	+	+			
ДГА-136В	alb	1564,8	1675.3									+					
ДГА-139В	alb apt	1391	1480		+					+		+	+	+			
		1659	1718														
ДГА-144В	alb	648	1700		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-147В	alb apt	1013	1743.4			+	+			+	+	+	+	+			+
ДГА-149В	alb apt	695	1742.2		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-150В	alb apt	1424	1720		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-152В	alb apt	1417	1718		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+

продолжение таблицы 2.4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ДГА-154В	alb	722	1705	+	+					+	+	+	+	+			
ДГА-155В	alb apt	587	1711.4		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-156В	alb apt	700	1729.4		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-157В	alb apt	730	1750.2		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-160В	alb apt	63.7	1722									+					
ДГА-161В	apt	1605	1742		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-163В	alb apt	577	1720,2		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-164В	alb	1503.6	1593.6		+					+	+	+	+	+		+	+
	apt	1673.8	1733.8		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-165В	alb apt	40	1746,8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-167В	apt	0	1727									+					
ДГА-171В	alb apt	1380	1721		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-176В	alb apt	703	1726		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-178В	alb apt	1405	1446		+					+	+	+	+	+		+	+
		1456	1478		+					+	+	+	+	+		+	+
		1639	1729		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-179В	alb apt	0	1728									+					
ДГА-182В	alb	1444	1490		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
	apt	1600	1700		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-190В	apt	1594,6	1744,2		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-191В	alb apt	5	1720									+					
ДГА-192В	alb apt	1390.2	1420		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
		1400	1454.7		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
		1605	1709.8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-194В	apt	1567,2	1716,8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-195В	alb apt	5	1717									+					
ДГА-197В	apt br v J	1611	2130		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-202В	alb apt	3	1745.8									+					
ДГА-203В	apt	1643	1738		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-205В	apt	1629	1723.8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-209В	apt	1615	1715		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+

продолжение таблицы 2.4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ДГА-213В	apt	1654	1745		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-215В	apt	1674	1733,8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-216В	alb apt	120	1725.9									+					
ДГА-218В	apt	1584.8	1723.5		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-220В	apt	1537.6 1652.8	1594.4 1745.4		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-221В	apt	1585	1734,8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-224В	apt	1545.2	1604.8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
		1667.2	1756.8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-225В	apt	1666	1756		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-226В	apt	1529.2 1653.2	1594.8 1736.8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-227В	apt	1549	1746		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-228В	alb	1563,8	1713,8		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-229В	alb apt br	1468	1793.9		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-230В	apt	1534.2	1608.8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
		1673.2	1757.0		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-231В	apt	1683	1743.2		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-232В	apt	1627.2	1736		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-233В	alb apt br	0	1764									+					
ДГА-235В	apt	1660	1749,2		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-237В	apt	1644	1733,6		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-238В	apt	1596,5	1746,5		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-240В	apt	1596	1630.6		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
		1685	1759.6		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-241В	apt	1665	1755		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-242В	apt	1533.6	1593.4		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
		1648.2	1750.4		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-244В	apt br	1570.2	1639.8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
		1692.0	1771.8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-245В	apt	1673	1762,8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-246В	apt	1547.2	1591.8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
		1642.2	1759.8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	+
ДГА-247В	alb apt	1539	1601		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
		1665	1752.8		+	+			+	+	+	+	+	+		+	
ДГА-252В	alb apt	1524	1585		+					+	+	+	+	+		+	+
		1654	1745		+					+	+	+	+	+		+	+
ДГА-254В	alb apt	1390.0	1420		+					+	+	+		+		+	+
		1440.0	1455		+					+	+	+		+		+	+
		1605.0	1709.9		+					+	+	+		+		+	+

Пластовые воды продуктивных горизонтов месторождения Дунга имеют минерализацию в пределах:

Для горизонта «альб (K1al)» - 24,5 г/л;

Для горизонта «апт (K1a)» - 25,0 г/л;

Для горизонта «баррем (K1br)» - 25,0 г/л;

Для горизонта «валанжин (K1v)» - 33,5-41,0 г/л;

Для горизонта «юра (с Ю-IA по Ю-VII)» - 138,0-153,0 г/л.

Температура пластов в интервалах продуктивной толщи изменяется в пределах:

Для горизонта «K1al» - 65,5-73,4 г/л;

Для горизонтов «K1a, K1br и K1v» - 78,0 – 80,0 г/л;

Для горизонтов «с Ю-IA по Ю-VII» - 95,0-97,0 г/л.

Удельное сопротивление (R_v) пластовой воды определено по величине минерализации с учетом температуры, соответствующей глубинам залегания пластов, и составляет:

Для горизонтов «K1al, K1a и K1br» - 0,1 Омм;

Для горизонта «K1v» - 0,07 Омм;

Для горизонтов «с Ю-IA по Ю-VII» - 0,02 Омм.

Интервальное время прохождения продольных волн (T_j) принято равным 620 мкс/м (K1al, K1a и K1br).

На месторождение Дунга пробурены 13 горизонтальных скважин (ДГА-26ВГ, ДГА-29ВГ, ДГА-30Г, ДГА-32Д-Г, ДГА-35Г, ДГА-38Г, ДГА-41Г, ДГА-50Г, ДГА-51Г, ДГА-52Г, ДГА-53Г, ДГА-54Г) где в горизонтальной части ствола скважины комплекс ГИС состоял из следующих методов: ГК, КВ, БК, БМК, ГГКп, 2-х зондовый ИК, НК, ФЭ и АК. Также, в качестве примера для более наглядной визуализации искривления и направление горизонтального ствола на рисунке 2.4.3 представлены профили скважин № ДГА-30Г и ДГА-32Д-Г (горизонт апт). Стоит отметить, что по горизонтальной части интерпретация ГИС не учитывалась при подсчете запасов, в связи с невозможностью точно учесть эффективную толщину пластов и анизотропию петрофизических свойств.

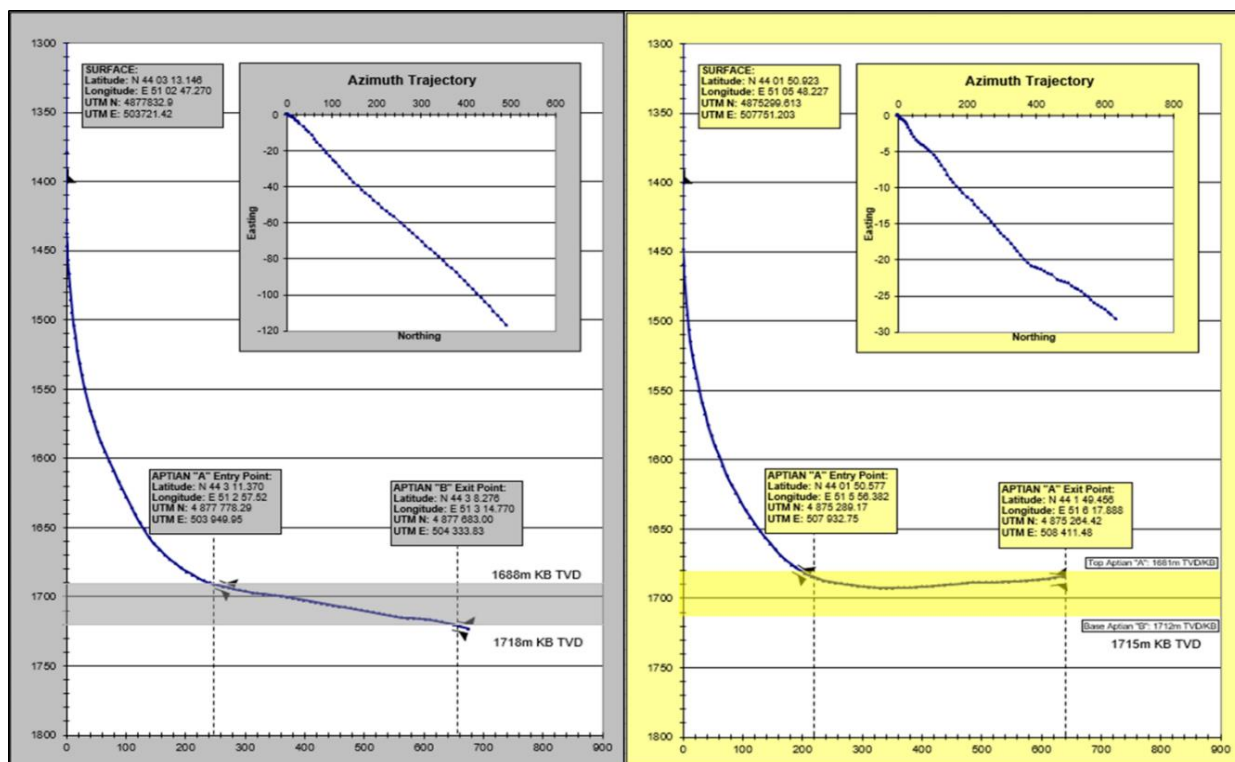


Рис. 2.4.3 – Профиль горизонтальных скважин: а)- скв. №ДГА-30Г, б)- скв. № ДГА-32Д-Г

2.4.2 Комплекс методов ГИС, техника и методика проведения исследований.

В данном разделе проанализированы все материалы ГИС, выполненные в разные года.

К первому подсчету запасов (ПЗ), который выполнен 1973г. комплекс ГИС включал:

1.Стандартный каротаж, включающий регистрацию кажущегося сопротивления кровельными (В0.5А2М, N0.25М2.25А) и подошвенным градиент-зондами (М2А0.5В) с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (СП), кавернометрии (КВ).

2.Боковой каротаж (БКЗ) выполнялось пятью обращенными двухполюсными зондами А0.4М0.1N, А1.01М0.1N, А0.5М8.0N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N

3. Микрозондирование (МКЗ) микроградиент (А0.025М0.025М) и микропотенциал (А0.05М) зондами.

4. Радиоактивный каротаж проводился методами естественного гамма-излучения ГК и нейтронного гамма каротажа (НГК).

Дополнительно к основному комплексу исследований во многих скважинах проведены работы методами бокового (БК), микробокового (МБК), индукционного (ИК), акустического (АК) каротажей, а также замеры микрокаверномером.

Для контроля технического состояния скважин, качества цементировки и высоты подъема цемента были проведены замеры акустическим цементомером, гамма-гамма каротаж, ОЦК.

Комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) с годами изменялся.

В дальнейшем, с 1990г. широко стала внедряться цифровая регистрация данных ГИС. Кардинально изменились приемы регистрации кривых каротажа, скважинные и наземные приборы. Исходя из технических возможностей имеющейся в геофизической службе аппаратуры и приборов, комплекс ГИС претерпел изменения и выдавался материал в цифровом формат

В скважинах, пробуренных в период 1998-2015гг геофизические исследования выполнялись сервисными компаниями «Baker Atlas» и «Schlumberger».

Комплекс ГИС включал следующие методы (в скобках дана мнемоника методов, используемая сервисными компаниями):

- Гамма-каротаж, Спектральный гамма-каротаж - ГК (GR), SGK (CGR/ GSL);
- Запись потенциалов СП - ПС (SP);
- Каверномер – КВ (CAL);
- Многозондовые индукционный и боковой каротажи - Зонды ИК, БК (HDIL/HRLA/ DLL);



- Микробоковой каротаж - МБК (MSFL/MLL);
- Акустический каротаж - АК (DT);
- Нейтронный каротаж - ННК (TNPH/CNC);
- Лито-плотностной гамма каротаж - ГГК-П (RHOZ/DEN);
- Резистивиметрия - Резист (RM_HRLT);
- Температурные замеры - T0C (TEM);
- Фотоэлектрический каротаж - ФЕФ (PEF/Pe);
- Инклинометрия - ИНКЛ (DEVI);
- Акустический цементомер - АКЦ (CCL).

Кроме того, в скважинах 26-В, ДГА-40В, ДГА-55В, ДГА-57В, ДГА-58В выполнен каротаж ядерно-магнитного резонанса (CMR), в вертикальной скважине ДГА-34В – электрический сканер поверхности стенок ствола скважины (FMI).

Следует отметить, что исследования ГИС в новых скважинах проводились современными приборами по западным технологиям. Перечень выполненных методов ГИС и тип использованной аппаратуры приведен в таблицах 2.4.6 и 2.4.7.

Скважинные приборы эталонированы в соответствии с инструктивными положениями и откалиброваны перед началом записи. Качество материалов геофизических исследований соответствует требованиям инструкции и техническим рекомендациям к скважинным приборам и, в общем, оценивается как хорошее.

Скважины вертикальные, с незначительными отклонениями стволов от вертикальной проекции, что не повлияло на результаты замеров измерительных приборов.

Таблица 2.4.5 – Выполненные методы ГИС и тип использованной аппаратуры Компании (Шлюмберже)

№	Методы каротажа	Вид каротажа	Приборы
1	ПС	Потенциал самопроизвольной поляризации	SP
2	ГК	Гамма-каротаж	GR
3	КВ	Кавернометрия	HCAL
4	ИК	Многозондовый индукционный (зонды RLA1-RLA5)	HRLA
5	ГГКп+Pe	Лито-плотностной гамма каротаж с регистрацией фотоэффекта	RHOZ+PEFZ
6	ННК	Нейтронный каротаж	CNL
7	T°C	Температурные замеры	HTEM
8	MDT	Измерение пластового и гидростатического давления в стволе скважины, отбор глубинных проб	MDT, RES



Таблица 2.4.6 – Выполненные методы ГИС и тип использованной аппаратуры Компании («Weatherford»)

№	Методы каротажа	Вид каротажа	Приборы
1	ПС	Потенциал самопроизвольной поляризации	SPDL
2	ГК	Гамма-каротаж	GRGC
3	КВ	Кавернометрия	MATC
4	БК	Боковой каротаж (3 зонда-DLL, DLS, DLG, с регистрацией ближней, средней и дальней зоны пласта)	DSLL
5	МБК	Боковой каротаж малоглубинным зондом	MRRS
6	ГГКп+Ре	Лито-плотностной гамма каротаж с регистрацией фотоэффекта	RHOZ+PEFZ
7	ННК	Нейтронный каротаж	CNL
8	Т°С	Температурные замеры	HTEM
9	MDT	Измерение пластового и гидростатического давления в стволе скважины, отбор глубинных проб	MDT, RES

2.4.3 Качество выполненных исследований

Контроль качества материалов ГИС осуществлялся в процессе комплексной интерпретации проверкой соответствия регистрируемых геофизических параметров литологической характеристике разреза и статистическим способом - построением распределений геофизических параметров и при необходимости последующей их нормализацией (рис. 2.42). При нормализации в значения кривых ИК, W и ГГКп были введены корректирующие коэффициенты. В качестве опорного пласта была взята глина между горизонтами K_{1al} (альб) и K_{1a} (апт). Методы НГК, ГГКП, АК использовались в комплексе или самостоятельно для определения литологии и пористости пород, определения эффективной толщины.

Качество и информативность диаграмм ГК оценивались по дифференциации кривых и соответствию их литологической характеристике разреза. Кривые использовались для расчленения разреза, корреляции и определения глинистости.

Качество БК проверялось сопоставлением распределений по гистограммам. Замеры использовались для определения УЭС коллекторов, характера насыщения и коэффициента нефтенасыщенности.

Кривая микробокового каротажа (БМК) оценивалась по соответствию сопротивлению по БК в однородных пластах, не затронутых проникновением, и по степени дифференциации. Метод БМК использовался для выделения коллекторов, определения эффективной толщины.

В скважинах ДГА-115В, ДГА-119В, ДГА-122В, ДГА-124В, ДГА-130В, ДГА-136В, ДГА-160В, ДГА-167В, ДГА-191В, ДГА-202В, ДГА-216В, ДГА-233В, где имеется только



метод ГК связано с оптимизацией затрат по исследованию при бурении скважин, эти изменения были согласованы письмом Комитетом геологии РК 2013г.

Необходимо отметить, что по старому фонду разведочных скважин наблюдается низкое качество оцифрованного материала и недостаточный объем представлен в цифровом виде, что порой затрудняет достоверно выполнять интерпретацию ГИС. Так, в скважинах 9Д, 8Д и 10Д материалы ГИС в продуктивной части разреза представлены фрагментарно, в скважинах 2Д и 5Д не освещены исследованиями коллекторы горизонтов Ю-ПВ и Ю-III (замеры ГИС заканчиваются на глубине 2400 м), в некоторых скважинах отсутствуют замеры ГК, НК, БК, МКЗ и МБК. Ниже приведены скважины, где не выделены коллектора (по горизонтам) в связи с ограниченным комплексом ГИС:

- Горизонт K1al, K1a – скважины ДГА-111В, ДГА-130В, ДГА-160В, ДГА-167В, ДГА-191В, ДГА-216В;
- Горизонт Ю-ІВ – скважина 11Д;
- Горизонты Ю-ПВ, Ю-ПВ – скважины 4Д, 8Д, 9Д и 11Д;
- Горизонт Ю-III – скважины 8Д и 11Д;
- Горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII – скважина 11Д.

В связи с вышеизложенными неопределенностями точность процесса оцифровки и ограниченного комплекса данных ГИС, в некоторых скважинах методы ГИС не использовались для количественной интерпретации. В дальнейшем, с учетом имеющихся данных опробования, метод ГИС использовался только на качественном уровне для выделения эффективных толщин.

Статистические характеристики опорных пластов – среднеквадратичное отклонение ($\pm\delta$) по ИК, ГГКП и W и среднее значение приведены в таблицах 2.4.8 и 2.4.9. Поправка в значения вышеназванных геофизических параметров вносилась при отклонении от среднего значения на величину, превышающую $\pm\delta$.

Таблица 2.4.7 – Статистическая характеристика опорных пластов

Наименование	ИК	W	ГГКп
ед.измерения	Ом*м	д.ед	г/см3
max	4.3	0.40	2.55
min	2.3	0.24	2.35
среднеарифм.	3.3	0.30	2.44
среднеквадрат.	0.1	0.03	0.04



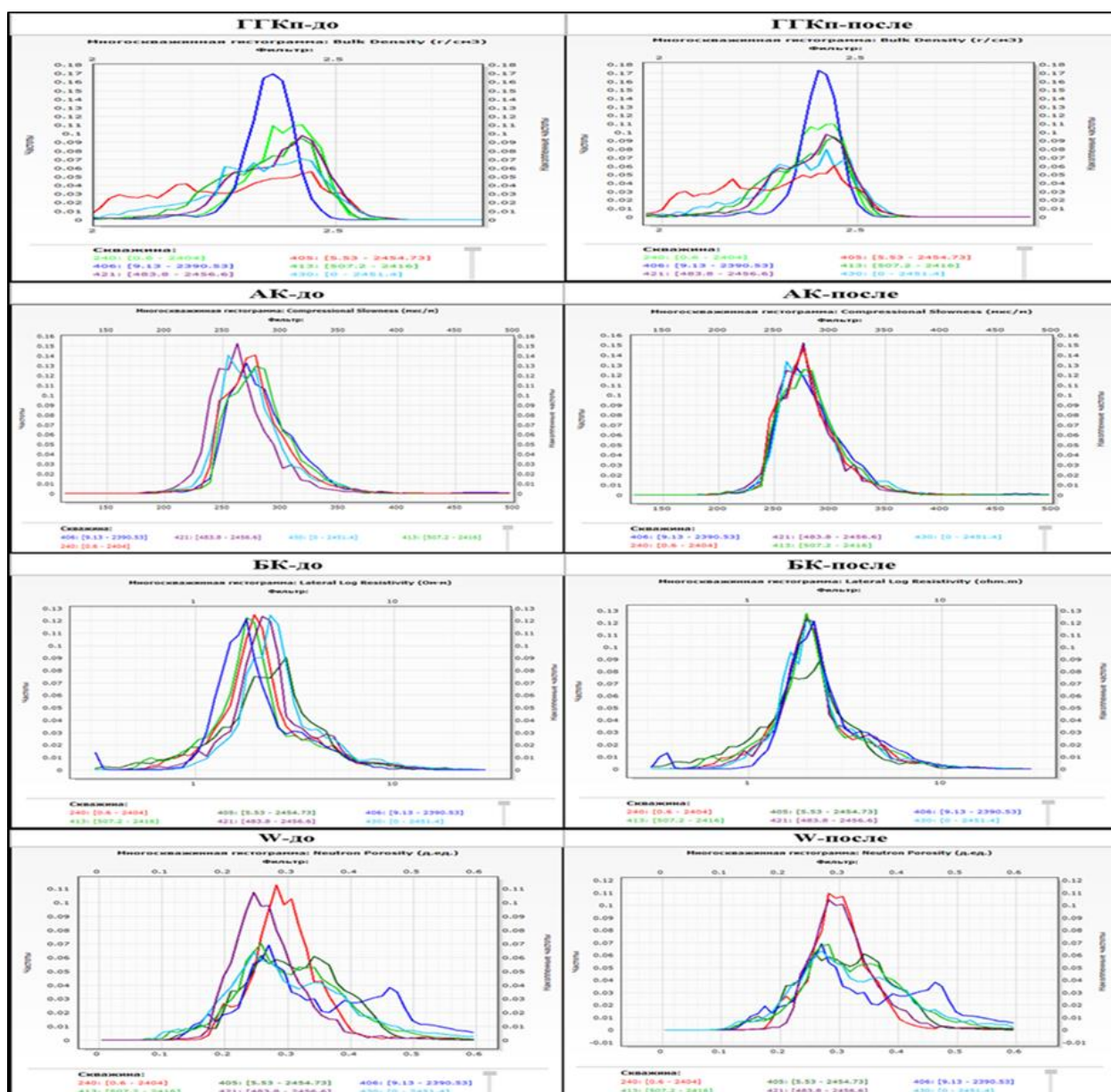


Рис. 2.4.4 – Пример нормализации кривых ГГКп, АК, W, БК до и после ввода коррекции.

Таблица 2.4.8 – Среднестатистические значения методов каротажа на опорных пластах

Опорная глина между горизонтами K1a1 (альб) и K1a (апт)					
Скв№	кровля	подошва	ИК	W	ГГКп
1	2	3	4	5	6
1Д	1659.0	1667.0	-	0.31	-
5Д	1700.0	1735.0	3.6	0.31	-
9Д	1660.0	1666.0	-	0.31	-
13Д	1756.0	1758.0	-	0.24	-
15Д	1671.0	1683.0	-	0.40	-
17Д	1700.0	1720.0	3.4	0.30	-
19Д	1680.0	1735.0	3.6	0.30	-
22Д	1675.0	1681.0	2.3	0.33	-
23Д	1690.0	1730.0	3.9	0.30	2.45



продолжение таблицы 2.4.9

1	2	3	4	5	6
ДГА-27В	1660.0	1690.0	3.9	0.30	2.40
ДГА-33В	1650.0	1690.0	3.4	0.30	2.37
ДГА-34В	1640.0	1700.0	3.5	0.30	2.37
ДГА-36В	1640.0	1690.0	3.3	0.32	2.40
ДГА-42В	1674.0	1682.0	2.9	0.32	2.43
ДГА-43В	1679.0	1688.0	2.6	0.36	2.45
ДГА-45В	1677.0	1683.0	3.6	0.34	2.45
ДГА-47В	1679.0	1687.0	2.8	0.35	2.42
ДГА-48В	1650.0	1690.0	3.5	0.32	2.35
ДГА-49В	1981.0	1691.0	2.7	0.31	2.45
ДГА-55В	1619.0	1623.0	-	0.32	2.50
ДГА-56В	1670.0	1710.0	3.3	0.30	2.37
ДГА-58В	1658.0	1664.5	3.1	0.30	2.46
ДГА-59В	1695.5	1714.5	3.5	0.32	2.46
ДГА-61В	1690.0	1725.0	-	0.31	2.48
ДГА-62В	1657.0	1670.0	3.0	0.36	2.45
ДГА-63В	1702.0	1708.0	3.1	0.33	2.47
ДГА-64В	1692.0	1700.0	3.2	0.30	2.49
ДГА-65В	1700.0	1730.0	3.5	0.30	2.39
ДГА-66В	1709.0	1715.0	3.9	0.32	2.48
ДГА-68В	1690.0	1740.0	4.2	0.31	2.35
ДГА-79В	1678.9	1695.0	3.4	0.30	2.46
ДГА-84В	1682.6	1702.0	3.2	0.34	2.46
ДГА-85В	1661.7	1675.5	2.9	0.33	2.48
ДГА-86В	1645.0	1690.0	3.2	0.29	2.36
ДГА-89В	1688.9	1707.7	3.1	0.38	2.47
ДГА-90В	1677.0	1687.0	3.7	0.30	2.47
ДГА-91В	1621.0	1625.0	3.1	0.32	2.48
ДГА-93В	1645.0	1690.0	3.0	0.31	2.35
ДГА-94В	1640.0	1680.0	3.0	0.31	2.40
ДГА-97В	1662.0	1671.0	3.1	0.30	2.46
ДГА-100В	1682.0	1688.0	3.1	0.32	2.41
ДГА-101В	1645.0	1680.0	3.5	0.28	2.38
ДГА-103В	1702.0	1715.0	3.0	0.32	2.47
ДГА-105В	1670.0	1679.0	3.3	0.33	2.48
ДГА-106В	1651.0	1662.2	3.0	0.32	2.55
ДГА-113В	1671.0	1680.5	3.1	0.33	2.37
ДГА-116В	1640.0	1695.0	3.4	0.30	2.42
ДГА-129В	1686.0	1718.0	3.0	0.32	2.47
ДГА-133В	1713.6	1722.4	3.0	0.37	2.47
ДГА-139В	1685.0	1716.0	3.4	0.31	2.47
ДГА-147В	1641.0	1680.0	3.6	0.28	2.38



продолжение таблицы 2.4.9

1	2	3	4	5	6
ДГА-149В	1690.0	1720.0	3.3	0.33	2.42
ДГА-150В	1713.0	1715.0	3.2	0.35	2.46
ДГА-152В	1709.0	1722.0	3.6	0.30	2.47
ДГА-156В	1650.0	1690.0	3.5	0.29	2.42
ДГА-157В	1650.0	1690.0	3.4	0.29	2.41
ДГА-161В	1677.0	1684.0	3.0	0.38	2.45
ДГА-163В	1657.0	1664.0	3.0	0.32	2.45
ДГА-165В	1660.0	1690.0	4.3	0.27	2.39
ДГА-171В	1658.0	1665.0	3.1	0.30	2.48
ДГА-176В	1677.0	1685.0	2.9	0.35	2.46
ДГА-182В	1656.3	1663.7	2.8	0.30	2.45
ДГА-190В	1670.0	1705.0	3.3	0.29	2.37
ДГА-192В	1969.9	1979.9	3.3	0.35	2.40
ДГА-194В	1665.0	1676.0	3.5	0.31	2.40
ДГА-203В	1710.0	1720.0	3.5	0.30	2.44
ДГА-205В	1675.0	1685.0	3.0	0.31	2.46
ДГА-209В	1674.0	1682.0	2.9	0.36	2.46
ДГА-213В	1694.0	1710.0	3.4	0.29	2.42
ДГА-215В	1675.0	1700.0	3.5	0.27	2.45
ДГА-218В	1683.0	1692.0	3.6	0.31	2.43
ДГА-220В	1675.0	1700.0	3.4	0.29	2.44
ДГА-221В	1686.0	1692.0	2.8	0.31	2.48
ДГА-224В	1700.0	1725.0	3.3	0.32	2.43
ДГА-225В	1695.0	1715.0	3.4	0.29	2.45
ДГА-226В	1685.0	1700.0	3.5	0.33	2.45
ДГА-227В	1685.0	1692.0	3.3	0.32	2.47
ДГА-228В	1689.0	1696.0	4.0	0.38	2.45
ДГА-229В	1657.6	1663.7	2.9	0.30	2.45
ДГА-230В	1700.0	1720.0	3.5	0.30	2.44
ДГА-231В	1680.0	1700.0	3.6	0.30	2.44
ДГА-232В	1693.0	1699.0	3.7	0.34	2.46
ДГА-235В	1705.0	1709.0	3.3	0.33	2.48
ДГА-237В	1698.0	1703.0	3.8	0.35	2.50
ДГА-238В	1698.0	1705.0	3.6	0.39	2.50
ДГА-240В	1700.0	1725.0	3.4	0.30	2.44
ДГА-244В	1690.0	1730.0	3.6	0.29	2.43
ДГА-245В	1720.0	1725.0	3.9	0.30	2.49
ДГА-247В	1708.0	1713.0	3.4	0.31	2.50
ДГА-252В	1600.0	1625.0	3.0	0.31	2.38



2.5 Запасы нефти и газа

Впервые обобщение результатов геологоразведочных работ и подсчет запасов нефти и газа месторождения Жоласкан-Дунга-Еспелисай Мангышлакской области Казахской ССР был осуществлен в 1973 году (Протокол № 7073 заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР от 10.12.1973 г. Москва), в рамках которого подсчитаны и поставлены на Государственный баланс запасы нефти аптского яруса и запасы нефти и газа юрских отложений (Ю-I А и Ю-I Б).

В 2009 году выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворённого в нефти газа нижнемеловых (барремского и валанжинского) и свободного газа среднеюрских (Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII) продуктивных горизонтов месторождения Дунга Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.01.2009 г. (Протокол ГКЗ РК № 829-09-П от 22.05.2009 г.).

В 2013 году выполнен «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Дунга» по состоянию на 02.01.2013 г. (Протокол ГКЗ РК №1362-13-У от 11.12.2013 г).

В 2014 году по залежам, выделенным в нижней части альбского яруса выполнен «Оперативный подсчёт запасов нефти и растворенного газа нижней части альбского яруса месторождения Дунга» по состоянию на 01.07.2017 г. (Протокол ГКЗ РК № 1471-14-П от 20.10.2014 г.).

В 2017 году выполнен «Перевод запасов нефти и растворенного газа аптской залежи месторождения Дунга» по состоянию на 02.01.2017 г. (Протокол ГКЗ РК №1901-18-У от 15.02.2018 г).

В 2018 году институтом ТОО «АктюбНИГРИ» по состоянию на 01.07.2017 г. выполнен «Подсчёт запасов нефти и растворенного газа в нижней части альбского яруса месторождения Дунга» (Протокол ГКЗ РК № 1929-18-У от 22.05.2018 г.).

В 2021 году выполнен «Перевод запасов нефти и растворенного газа в аптской залежи месторождения Дунга» по состоянию на 02.01.2021 г. (Протокол ГКЗ РК №2361-21-У от 08.11.2021 г).

В 2024 году выполнен «Перевод запасов нефти и растворенного газа нижней части альбского яруса месторождения Дунга» по состоянию на 01.07.2024 г. (Протокол ГКЗ РК №2722-24-У от 27.11.2024 г).

В 2025 году выполнен «Пересчет запасов УВС месторождения Дунга. ТЭО КИН» по состоянию изученности на 02.01.2025 г.

Утвержденные начальные геологические запасы нефти и газа подсчитывались объемным методом по модели 3Д. (Таблицы 2.5.1-2.5.2). Категории подсчитанных запасов оценивались по В, С₁ и С₂. составили:

Нефти:

по категориям В+С₁ -101676 тыс.т;

по категории С₂ – 8828 тыс. т;

Растворенного газа:

по категории В+С₁ – 7385,6 млн.м³

по категории С₂ – 655,5 млн.м³

Свободный газ:

по категории С₁ – 2561 млн.м³

по категории С₂ – 1915 млн.м³

Газа газовых шапок:

по категории С₂ – 84 млн.м³

Таблица 2.5.1 - Геологические запасы нефти и растворенного газа по месторождению Дунга по состоянию изученности на 01.07.2025г.

Гори-зонт	Блок	Зона по характеру насыщения	Катего-рия запасов	Площадь нефте-ности, тыс.м²	Средневзвешен. эфф. нефте-насыщен-ная толщина, м	Эффек-тивный объем, тыс.м³	Порис-тость, д. ед.	Нефте-насыщен-ность, д. ед.	Плот-ность, г/см³	Пересчётный коэф., д. ед.	Геолог. запасы нефти, тыс.т	Газо-содер-жание, м³/т	Геологические запасы раств. газа млн.м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
в пределах контрактной территории «Dunga Operating GmbH»													
K1al	1(Сазды-Бугун)	НВ	C ₁	4923	4,8	23395	0,28	0,51	0,842	0,972	2734	4,2	11,5
		Всего	C ₁	4923		23395					2734		11,5
	2(Исрим)	НВ	C ₂	799	3,9	3118	0,24	0,39	0,823	0,814	196	75,2	14,7
		Всего	C ₂	799		3118					196		14,7
	4(Иртыш)	НВ	C ₁	2538	6,0	15189	0,27	0,49	0,842	0,972	1645	4,2	6,9
		НВ	C ₂	2266	2,7	6063	0,25	0,42	0,842	0,972	521	4,2	2,2
		Всего	C ₁	2538		15189					1645		6,9
			C ₂	2266		6063					521		2,2
		Итого по K1al	C ₁	7461		38584					4379		18,4
	C ₂		3065		9181					717		16,9	
K1a	Восточный	Н	В	13800	12,6	173352	0,24	0,54	0,823	0,814	15051	75,2	1131,8
		НВ	В	12964	10,3	133891	0,23	0,50	0,823	0,814	10315	75,2	775,7
		Н	C ₁	4866	13,6	66368	0,23	0,53	0,823	0,814	5420	75,2	407,6
		НВ	C ₁	8866	7,5	66830	0,23	0,47	0,823	0,814	4840	75,2	364,0
		Н	C ₂	2279	12,9	29339	0,23	0,52	0,823	0,814	2351	75,2	176,8
		НВ	C ₂	3401	7,5	25350	0,23	0,48	0,823	0,814	1875	75,2	141,0
		Всего	В	26764		307243					25366		1907,5
			C ₁	13732		133198					10260		771,6
			В+С ₁	40496		440441					35626		2679,1
			C ₂	5680		54689					4226		317,8
	Центральный	Н	В	36748	11,5	424046	0,23	0,55	0,823	0,814	35936	75,2	2702,4
		НВ	В	7198	8,2	59293	0,23	0,51	0,823	0,814	4659	75,2	350,4
		Н	C ₁	2237	10,6	23725	0,23	0,52	0,823	0,814	1901	75,2	143,0
		НВ	C ₁	17670	6,4	112306	0,23	0,49	0,823	0,814	8479	75,2	637,6
		НВ	C ₂	1733	7,1	12361	0,23	0,47	0,823	0,814	895	75,2	67,3
		Всего	В	43946		483339					40595		3052,8
			C ₁	19907		136031					10380		780,6

продолжение таблицы 2.5.1													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
К1а	Центральный		В+С ₁	63853		619370					50975		3833,4
			С ₂	1733		12361				895		67,3	
К1а	Западный	Н	В	1493	9,9	14769	0,23	0,50	0,823	0,814	1138	75,2	85,6
		НВ	В	3403	7,9	27015	0,24	0,50	0,823	0,814	2172	75,2	163,3
		НВ	С ₁	9213	5,1	47238	0,23	0,48	0,823	0,814	3494	75,2	262,7
		НВ	С ₂	4143	5,7	23718	0,23	0,48	0,823	0,814	1754	75,2	131,9
		Всего	В	4896		41784					3310		248,9
			С ₁	9213		47238					3494		262,7
			В+С ₁	14109		89022					6804		511,6
			С ₂	4143		23718					1754		131,9
	Итого по К1а	В	75606		832366					69271		5209,2	
		С ₁	42852		316467					24134		1814,9	
		В+С ₁	118458		1148833					93405		7024,1	
		С ₂	11556		90768					6875		517,0	
К1br	Центральный, скв. ДГА-40В	НВ	С ₁	5123	1,7	8889	0,23	0,53	0,816	0,718	635	154,7	98,2
		НВ	С ₂	1123	4,5	5041	0,23	0,53	0,816	0,718	360	154,7	55,7
	Восточный, скв. ДГА-57В	НВ	С ₂	2282	3,5	7977	0,22	0,52	0,823	0,814	611	75,2	45,9
	Итого по К1br	С ₁	5123		8889					635		98,2	
		С ₂	3405		13018					971		101,6	
К1v	Центральный	НВ	С ₁	4634	4,0	18418	0,22	0,76	0,823	0,814	2063	75,2	155,1
	Итого по К1v		С ₁	4634		18418					2063		155,1
Ю-ІВ	Центральный	Н	С ₁	859	0,3	234	0,17	0,57	0,823	0,814	15	75,2	1,1
		ГН	С ₁	651	0,3	177	0,16	0,56	0,823	0,814	11	75,2	0,8
		НВ	С ₁	974	0,3	269	0,17	0,54	0,823	0,814	17	75,2	1,3
		ГНВ	С ₁	107	0,3	28	0,11	0,58	0,823	0,814	1	75,2	0,1
		ГН	С ₂	963	1,2	1145	0,17	0,56	0,823	0,814	73	75,2	5,5
		НВ	С ₂	1380	1,2	1595	0,17	0,54	0,823	0,814	98	75,2	7,4
		ГНВ	С ₂	1166	1,2	1349	0,18	0,58	0,823	0,814	94	75,2	7,1
		Всего	С ₁	2591		708					44		3,3

продолжение таблицы 2.5.1													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			C ₂	3509		4089					265		20,0
	Восточный	Н	C ₁	4174	5,0	13994	0,17	0,59	0,823	0,814	940	75,2	70,7
		НВ	C ₁	1032	2,2	3498	0,16	0,56	0,823	0,814	210	75,2	15,8
		Всего	C ₁	5206		17492					1150		86,5
	Итого по Ю-ІБ		C ₁	7797		18200					1194		89,8
			C ₂	3509		4089					265	0	20,0
Всего по месторождению			в пределах контрактной территории «Dunga Operating GmbH»										
			В			832366					69271		5209,2
			C ₁			400558					32405		2176,4
			В+С ₁			1232924					101676		7385,6
			C ₂			117056					8828		655,5
			В+С ₁ +С ₂			1349980					110504		8041,1

Таблица 2.5.2 - Геологические и извлекаемые запасы свободного газа и газа газовой шапки по месторождению Дунга по состоянию изученности на 01.07.2025г.

Горизонт	Блок	Вид газа	Зона	Категория	Площадь газоносности, тыс.м ²	Средн. эфф. газонас. толщ. м	Газонасыщенный объем, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед.		Пластовое давление, Мпа		Поправка на откл. от закона Бойля-Мариотта		Температурная поправка	Козфф. перевода техн.ед. давления в физические	Начальные геологические запасы газа млн.м ³	Доля сухового газа, доли ед.	Геологические запасы сухового газа, млн.м ³	
								открытая пористост, доли ед.	газонасы-щенность, доли ед.	начальное	конечное	при начальном давлении	при конечном давлении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
в пределах контрактной территории «Dunga Operating GmbH»																			
Ю-IA	Западный	СГ	ГВ	C ₂	4286	4,7	20313	0,18	0,54	24,7	0,12	1,09	1	0,795	9,87	415	0,996	413	
	Центральный	СГ	Г	C ₁	4562	7,7	35181	0,18	0,56	24,7	0,12	1,09	1	0,795	9,87	746	0,996	743	
			ГВ	C ₁	6843	4,2	28946	0,18	0,50	24,7	0,12	1,09	1	0,795	9,87	548	0,996	546	
			Всего	C ₁	11405		64127									1294		1289	
	Центральный р-н скв. 10Д	СГ	ГВ	C ₁	1675	4,2	6953	0,15	0,41	24,7	0,12	1,09	1	0,795	9,87	90	0,996	90	
	Восточный	СГ	ГВ	C ₁	7870	4,4	34466	0,19	0,53	24,7	0,12	1,09	1	0,795	9,87	730	0,996	727	
	Итого по Ю-IA			C ₁	20950		105546										2114		2106
				C ₂	4286		20313											415	
Ю-IB	Центральный	ГШ	Г	C ₂	866	1,4	1254	0,16	0,52	25,3	0,12	1,08	1	0,793	9,87	22	0,996	22	
			ГН	C ₂	3252	1,0	3299	0,17	0,52	25,3	0,12	1,08	1	0,793	9,87	62	0,996	62	
			Всего	C ₂	4118		4553										84		84
	Восточный	СГ	Г	C ₁	229	2,1	474	0,15	0,43	25,3	0,12	1,08	1	0,793	9,87	7	0,996	7	
			ГВ	C ₁	2939	1,7	5063	0,16	0,48	25,3	0,12	1,08	1	0,793	9,87	83	0,996	83	
			Всего	C ₁	3168		5537										90		90
	Итого по Ю-IB			C ₁	3168		5537										90		90
				C ₂	4118		4553										84		84
Ю-IIA	Центральный	СГ	ГВ	C ₂	1961	3,0	5914	0,18	0,62	25,7	0,12	1,07	1	0,792	9,87	141	0,996	140	
Ю-IIБ	Западный	СГ	ГВ	C ₁	4332	3,7	16079	0,17	0,60	26,2	0,12	1,07	1	0,790	9,87	357	0,996	356	
	Центральный	СГ	ГВ	C ₂	4211	2,6	11048	0,19	0,60	26,2	0,12	1,07	1	0,790	9,87	274	0,996	273	
Ю-IIВ	Центральный	СГ	ГВ	C ₂	5783	4,9	28498	0,19	0,56	26,9	0,12	1,06	1	0,788	9,87	670	0,996	667	
Ю-III	Центральный	СГ	ГВ	C ₂	2758	3,5	9696	0,18	0,55	27,6	0,12	1,05	1	0,786	9,87	215	0,996	214	
Ю-IV	Центральный	СГ	ГВ	C ₂	1272	0,9	1140	0,17	0,56	28,5	0,12	1,04	1	0,783	9,87	25	0,996	25	
Ю-V	Центральный	СГ	ГВ	C ₂	2785	1,9	5274	0,16	0,53	29,3	0,12	1,03	1	0,780	9,87	103	0,996	103	
Ю-VI	Центральный	СГ	ГВ	C ₂	1966	1,8	3442	0,16	0,49	30,5	0,12	1,02	1	0,777	9,87	64	0,996	64	
Ю-VII	Центральный	СГ	ГВ	C ₂	1121	0,4	486	0,16	0,42	31,2	0,12	1,01	1	0,774	9,87	8	0,996	8	

продолжение таблицы 2.5.2																		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Всего по месторождению	в пределах контрактной территории «Dunga Operating GmbH»																	
	СГ	С ₁					127162									2561		2552
		С ₂					85811									1915		1907
		С ₁ +С ₂					212973									4476		4459
	ГШ		С ₂				4553									84		84
	СГ+ГШ	С ₁					127162									2561		2552
		С ₂					90364									1999		1991
		С ₁ +С ₂					217526									4560		4543

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

3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и энергетического состояния продуктивных залежей

Результаты гидродинамических исследований, позволяют определить текущие продуктивные и фильтрационные характеристики пластов. Для оценки использовались результаты как установившихся отборов так исследования на неустановившихся режимах фильтрации.

За весь период разработки месторождения было проведено 496 гидродинамических исследований: 319 – методом КВД в 119 скважинах, 106 – методом КПД в 83 нагнетательных скважинах, 15 – МУО и 38 – МУЗ, 18 исследований методом кривой восстановления уровня в 18 скважинах. Результаты ГДИС приведены в табличном приложении 3.1.1.

Гидродинамические исследования позволяют получить информацию об изменениях, происходящих в пласте в процессе разработки, а также интенсивность притока флюидов в скважину. Полученные величины представляют собой средние значения параметров в объеме изучаемого пространства, поскольку определяются в 1 скважине, между 2-мя скважинами, или в радиусе дренажа.

- исследования методом записи КВУ (КВД) и КПД для определения фильтрационных характеристик пластов;
- замеры дебитов/приемистостей;
- контроль устьевых параметров.

При исследовании добывающих скважин методом восстановления уровня для каждого исследования строился график в логарифмических координатах. В соответствии с характером поведения кривой производной давления, учитывая геолого-физическую характеристику пластов, выбиралась соответствующая модель притока флюида к скважине, включая геометрию пласта и границ, определялись фильтрационно-емкостные свойства пласта.

По результатам гидродинамических исследований, выполненных в добывающих и нагнетательных скважинах, осуществлена оценка средних по горизонту текущих продуктивных и фильтрационных характеристик пластов. Для оценки использовались, как результаты исследований установившейся фильтрации (метод установившихся отборов с

замером режимных забойных давлений или отбивкой динамических уровней, метод установившихся режимов закачки), так и данные исследований неустановившейся фильтрации (метод восстановления давления с регистрацией кривой восстановления давления на забое (КВД), метод восстановления уровня с фиксированием кривой восстановления уровня (КВУ), метод падения давления с прослеживанием кривой падения давления (КПД).

Исследования интерпретированы в ПО «Saphir NL» с определением продуктивных и фильтрационных характеристик пласта и скважин, такие как интерполированное пластовое давление в радиусе исследования, продуктивность скважины, проницаемость, скин-фактор, гидропроводность, проводимость и т.д.

Согласно результатам моделирования ГДИ, наиболее типичной для условий данного месторождения является модель радиального гомогенного пласта с радиальной схемой притока жидкости к забою скважины. Второй тип модели пласта, установленный по результатам ГДИ – это вертикальная трещина (при сохранении равномерности потока и ограниченной проводимостью). Наличие трещины в околоствольной зоне скважин является результатом проведенных ранее на этих объектах работ по гидроразрыву пласта, которые оказались достаточно эффективными. Большинство исследованных скважин характеризуется отрицательным скин-эффектом, свидетельствующим о хорошем состоянии ПЗП или развитой системе трещин, возникших в результате ГРП, проведенных на месторождении за годы разработки.

В постпроектный период (2019-01.07.2025 гг.) на месторождении проведено 201 исследования. Результаты гидродинамических исследований скважин на дату проектирования и за анализируемый период по объектам приведено в таблице 3.1.2.

Основной объект разработки I (нефтяная залежь аптского горизонта) характеризуется низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами и невысокой продуктивностью. Средняя проницаемость по объекту составляет $0,021 \text{ мкм}^2$, гидропроводность – $0,061 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{МПа} \cdot \text{с}$, проводимость – $0,078 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$, коэффициент продуктивности составляет – $5,11 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа})$. Большинство исследуемых добывающих скважин характеризовались отрицательным скин- фактором, либо близким к нулю. Текущее пластовое давление по горизонту составило 15,29 МПа. Резкий рост давления объясняется тем, что в основном замеры проводились по нагнетательному фонду.

Для III объекта разработки (валанжинского горизонта) характерны высокая проницаемость, гидропроводность и коэффициент продуктивности. По III объекту

проницаемость в среднем составила $0,129 \text{ мкм}^2$, гидропроводность продуктивного пласта – $1,26 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/МПа} \cdot \text{с}$, проводимость – $1,65 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$, коэффициент продуктивности – $112 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ и скин-фактор равен $-8,4$.

По альбскому горизонту проницаемость составила $0,175 \text{ мкм}^2$, гидропроводность – $0,59 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/МПа} \cdot \text{с}$, проводимость – $1,69 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$, коэффициент продуктивности – $5,8 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, скин-фактор имеет отрицательное значение $-0,84$. В таблице 3.1.2 представлены результаты ГДИС в постпроектный период.

Рекомендуется рассмотреть возможность провести режимные исследования при больших депрессиях, чтобы оценить продуктивность скважины и пластовое давление вокруг скважины. Все режимы работы скважины должны иметь одинаковую продолжительность, что позволит избежать погрешности при интерполяции давления.

Необходимо уделять больше внимания на подготовку скважины к исследованию и ограничивать/конкретизировать цели проведения исследований. Также при самом проведении ГДИС необходимо учитывать возникающие технические сложности, связанные с оборудованием.

Таблица 3.1.1 – Месторождение Дунга. Сравнение пластовых характеристик эксплуатационных объектов

Наименование	На дату проектирования				На дату отчета			
	ПР-01.01.2018 г.				01.07.2025 г.			
	Кол-во		Интервал изменения	Среднее значение	Кол-во		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений			скважин	измерений		
Аптский горизонт								
Пластовое давление, МПа	80	130		10,8	66	67	8,91-19,65	15,29
Пластовая температура, °С	-	-	72-85	-	-	-	-	-
Газовый фактор, м³/т				120	-	-	-	79,98
Дебит нефти, т/сут								15,9
Обводненность, %								44,7
Коэффициент продуктивности, м³/[сут*МПа]	66	103	1,8-49,8	9,11	156	190	0,25-17,56	5,11
Гидропроводность, мкм2*м/МПа*с	66	103	00,72-12	0,33	156	190	0,0001-0,57	0,061
Пьезопроводность, м²/с					58	59	0,15e-5-0,72e-2	7,00E-04
Проницаемость, мкм²	66	103	00,1-11	0,222	156	190	0,0005-1,12	0,021
Валанжинский горизонт								
Пластовое давление, МПа	1	10	-	13,4				
Пластовая температура, °С	-	-	72-85	-	-	-	72-85	-
Газовый фактор, м³/т	-	-	-	51,4	-	-	-	62,60
Дебит нефти, т/сут								45,50
Обводненность, %								92,90
Коэффициент продуктивности, м³/[сут*МПа]	1	10	153,1-423,3	268,7	1	3	21,8-240,9	112,2
Гидропроводность, мкм2*м/МПа*с	1	10	1,49-2,8	2,124	1	3	0,39-2,14	1,26
Пьезопроводность, м²/с								
Проницаемость, мкм²	1	10	0,14-0,263	0,199	1	3	0,03-0,201	0,129
Альбский горизонт								
Пластовое давление, МПа	3	10	-	14,79				
Пластовая температура, °С	2	2	-	68,7	2	2	-	68,7
Газовый фактор, м³/т	-	-	-	4,6	-	-	-	11,58
Дебит нефти, т/сут								19,40
Обводненность, %								74,60
Коэффициент продуктивности, м³/[сут*МПа]	3	10	10,78-41,98	27,3	3	6	3,07-7,24	5,8
Гидропроводность, мкм2*м/МПа*с	3	10	0,38-0,98	0,607	3	6	0,08-1,13	0,59
Пьезопроводность, м²/с	-	-	-	-	-	-	-	-
Проницаемость, мкм²	3	10	0,095-0,377	0,174	3	6	0,01-0,35	0,175

Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований в постпроектный период (2019-01.07.2025 гг.)

№ п/п	№ скважин	Дата проведения	Вид	Дебит жидкости/приёмистости до остановки скв, м³/сут	Давление замеренное, МПа		Пластовое давление, на ВНК, МПа	Проницаемость, мкм²	Гидропроводность, мкм²*м/МПа*с	Пьезопроводность м²/с	Проводимость, мкм²*м	Скин	Текущая продуктивность/приёмистость, м³/(сут*МПа)
					пластовое	забойное							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	DGA-107V	24.09.2021	КВД	26,8	11	3,5	9,5	0,011	0,0787	не опр.	0,08	-3,5	3,5
2	DGA-109V	24.09.2021	КВД	15,7	8,8	3,5	8,1	0,014	0,1002	не опр.	0,1	-1,7	2,9
3	DGA-110V	24.09.2021	КВД	15,9	10,2	5,7		0,003	0,0167	не опр.	0,02		3,6
4	DGA-111V	24.09.2021	КВД	16,3	6,9	3,7	6,7	0,012	0,0792	не опр.	0,08	-4,6	5,1
5	DGA-112V	24.09.2021	КВД	12,6	8,3	3,5	7,6	0,015	0,0957	не опр.	0,1	-4	2,6
6	DGA-113V	24.09.2021	КВД	16,3	9,7	3,5	11,1	0,016	0,0698	не опр.	0,07	-5,7	2,7
7	DGA-114V	24.09.2021	КВД	11,7	10,3	3,5	9,7	0,010	0,0646	не опр.	0,06	-4,4	1,7
8	DGA-115V	24.09.2021	КВД	24,7	11,7	3,5	11,3	0,008	0,0504	не опр.	0,05	-4	3
9	DGA-118V	24.09.2021	КВД	19,9	9,3	5,5	9	0,004	0,0358	не опр.	0,04	-4,7	5,2
10	DGA-119V	24.09.2021	КВД	31,4	8,6	3,6	8,3	0,017	0,1288	не опр.	0,13	-4	6,2
11	DGA-120V	24.09.2021	КВД	17,5	9,9	5,3	8,5	0,017	0,1397	не опр.	0,14		3,8
12	DGA-125V	24.09.2021	КВД	21,4	9,3	3,5	7,7	0,021	0,1357	не опр.	0,14	-0,8	3,7
13	DGA-174V	24.09.2021	КВД	25	10,7	5,6	11,3	0,028	0,243	не опр.	0,24	не опр.	4,9
14	DGA-175V	24.09.2021	КВД	29	9	3,6	11,1	0,017	0,5413	не опр.	0,54	не опр.	5,4
15	DGA-176V	24.09.2021	КВД	18,4	8,6	3,6	9,8	0,013	0,1081	не опр.	0,11	не опр.	3,7
16	DGA-190V	24.09.2021	КВД	22,9	10,3	3,5	7,1	0,006	0,0434	не опр.	0,04	не опр.	3,3
17	DGA-191V	24.09.2021	КВД	22,8	9,3	4,2	не опр.	0,009	0,08	не опр.	0,08	не опр.	4,5
18	DGA-193V	24.09.2021	КВД	17,6	8,6	3,6	8,5	0,004	0,0266	не опр.	0,03	не опр.	3,5
19	DGA-195V	24.09.2021	КВД	5,4	7,6	3,4	не опр.	не опр.		не опр.	0	не опр.	1,3
20	DGA-196V	24.09.2021	КВД	4,6	8,3	3,4	не опр.	не опр.		не опр.	0	не опр.	0,9
21	DGA-202V	24.09.2021	КВД	22,2	9,3	4,9	8	0,016	0,1083	не опр.	0,11	-2,7	5,1
22	DGA-244V	24.09.2021	КВД	12,1	13,8	4,1	12,2	не опр.		не опр.	0		1,2
23	DGA-245V	24.09.2021	КВД	29,2	13,8	4	11,2	0,019	0,129	не опр.	0,13	-2,2	3
24	DGA-246V	24.09.2021	КВД	29,3	13,8	3,6	10,9	0,035	0,2415	не опр.	0,24	1,38	2,9
25	DGA-66V	24.09.2021	КВД	30,6	13,8	4,1	9,1	0,006	0,0386	не опр.	0,04	-4,8	3,2
26	DGA-172V	24.09.2021	КВД	28,7	9	5,4	10,1	0,010	0,1026	не опр.	0,1	-2	8
27	DGA-234V	24.09.2021	КВД	18,1	10	4,2	8,3	0,040	0,2438	не опр.	0,24	-2,9	3,1
28	DGA-38H	24.09.2021	КВД	25,2	12,6	3,5	12,6	0,040	0,2983	не опр.	0,3	9	2,8
29	DGA-39H	24.09.2021	КВД	51,4	13,5	3,6	13,9	0,009	0,1165	не опр.	0,12	-1,4	5,2
30	DGA-41H	24.09.2021	КВД	77,2	8,3	3,7	9,4	0,040	0,3811	не опр.	0,38	-3,2	16,8
31	DGA-133V	10.10.2021	КПД	не опр.	7,9	не опр.	7,9	0,001	0,009	не опр.	0,01	-4,3	не опр.
32	DGA-51H	26.10.2021	КПД	не опр.	8,2	не опр.	8,1	0,003	0,034	не опр.	0,03	-2,2	не опр.
33	DGA-128V	02.11.2021	КПД	не опр.	6,8	не опр.	6,7	0,001	0,0117	не опр.	0,01	-4	не опр.
34	DGA-149V	02.11.2021	КПД	не опр.	7,7	не опр.	7,5	0,001	0,0047	не опр.	0	-4,1	не опр.
35	DGA-208V	21.03.2021	КПД	не опр.	14,2	не опр.	13,4	0,006	0,0402	не опр.	0,04	-2,6	не опр.
36	DGA-129V	01.04.2021	КПД	не опр.	9,5	не опр.	9,3	0,001	0,015	не опр.	0,01	-4,8	не опр.
37	DGA-135V	01.04.2021	КПД	не опр.	9,8	не опр.	9,8	0,001	0,0262	не опр.	0,03	-3,5	не опр.
38	DGA-131V	10.06.2021	КПД	не опр.	8,1	не опр.	7,9	0,001	0,0387	не опр.	0,04	-4,2	не опр.
39	DGC-1H	24.09.2021	КВД	226,2	12,87	9,81	12,9	0,037	0,39	не опр.	0,37	-8,2	74
40	DGA-179V	03.03.2019	КВД	43	8,5	4,4	8,4	0,015	0,1132	не опр.	0,12	0,66	10,57
41	DGA-108V	27.03.2019	КВД	45,8	10,7	3,9	10,6	0,008	0,0534	не опр.	0,06	1,15	6,79

продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
42	DGA-220V	25.06.2019	КВД	33,9	10,3	6,2	9,9	0,013	0,1049	не опр.	0,11	2,13	8,35
43	DGA-225V	12.07.2019	КВД	41,5	11	4,8	10,7	0,012	0,0831	не опр.	0,09	2,83	6,76
44	DGA-193V	13.07.2019	КВД	25,1	8,6	2,8	8,4	0,004	0,0259	не опр.	0,03	0	4,32
45	DGA-214V	16.07.2019	КВД	22,3	9,5	5,2	9,1	0,011	0,0811	не опр.	0,08	1,89	5,18
46	DGA-214V	09.09.2019	КВД	22,3	10,1	5,1	9,7	0,011	0,0811	не опр.	0,08	3,19	4,56
47	DGA-38H	10.09.2019	КВД	31,4	12,6	4,9	12,4	0,026	0,1997	не опр.	0,21	13,8	4,06
48	DGA-41H	09.09.2019	КВД	90,7	8,3	2,9	8,2	0,008	0,0677	не опр.	0,07	1,74	16,77
49	DGA-160V	17.09.2019	КВД	41,7	12,8	5,5	12,6	0,006	0,051	не опр.	0,05	0,41	5,76
50	DGA-120V	16.09.2019	КВД	34,6	9,9	4,8	9,6	0,009	0,074	не опр.	0,08	1,1	6,84
51	DGA-112V	09.09.2019	КВД	45,2	9,5	3,8	9,4	0,008	0,0499	не опр.	0,05	0,85	7,92
52	DGA-116V	09.09.2019	КВД	62,9	11,6	5,3	11,4	0,011	0,0819	не опр.	0,08	0,86	10,02
53	DGA-119V	09.09.2019	КВД	40	9,1	4,5	8,8	0,018	0,1338	не опр.	0,14	2,15	8,73
54	DGA-202V	09.09.2019	КВД	45,5	9,3	4,1	8,9	0,014	0,0949	не опр.	0,1	1,77	8,86
55	DGA-224V	09.09.2019	КВД	44,5	11,8	2,8	11,5	0,008	0,0449	не опр.	0,05	1,18	4,93
56	DGA-140V	09.09.2019	КВД	47,7	13,3	6,5	13,1	0,009	0,062	не опр.	0,06	0,33	7,04
57	DGA-138V	09.09.2019	КВД	47,7	11	5,5	10,7	0,009	0,0766	не опр.	0,08	1	8,77
58	DGA-143V	09.09.2019	КВД	27	9,1	3,4	9	0,008	0,0624	не опр.	0,06	2,9	4,75
59	DGA-156V	09.09.2019	КВД	31,8	12	4,8	11,8	0,006	0,0498	не опр.	0,05	1,81	4,43
60	DGA-158V	09.09.2019	КВД	30,2	9,1	4,8	8,9	0,01	0,0836	не опр.	0,09	1,6	7,1
61	DGA-178V	09.09.2019	КВД	35	10,6	3,4	10,5	0,024	0,1803	не опр.	0,19	11,83	4,88
62	DGA-180V	09.09.2019	КВД	27	7,2	4	7,2	0,015	0,09	не опр.	0,09	1,4	8,41
63	DGA-48V	09.09.2019	КВД	70	16,6	4,8	16,5	0,005	0,0577	не опр.	0,06	0,31	5,94
64	DGA-182V	09.09.2019	КВД	36,6	9	2,8	8,9	0,009	0,0441	не опр.	0,05	0,4	5,83
65	DGA-183V	10.11.2019	КПД	не опр.	7	не опр.	6,9	0,011	0,0752	не опр.	0,08	-4	не опр.
66	DGA-27D_V	28.05.2020	КВД	19,625	10,3	4,6	10,1	0,006	0,0506	не опр.	0,05	-3,58	3,42
67	DGA-107V	28.09.2020	КВД	78,375	9,6	1	9,1	0,008	0,0508	не опр.	0,05	-5	9,09
68	DGA-108V	21.10.2020	КВД	46,75	8	1,2	7,7	0,013	0,0844	не опр.	0,09	-3	6,85
69	DGA-110V	01.02.2020	КВД	не опр.	10,7	не опр.	10	0,003	0,0162	не опр.	0,02	-4,378	не опр.
70	DGA-111V	28.09.2020	КВД	65	8,8	0,7	8,4	0,009	0,0577	не опр.	0,06	-4,3	8,04
71	DGA-116V	23.07.2020	КВД	92,75	11,9	1,6	11,8	0,009	0,0635	не опр.	0,07	-5,4	8,97
72	DGA-117V	15.05.2020	КВД	17,375	11,8	4,1	11,1	0,005	0,0369	не опр.	0,04	-6,3	2,24
73	DGA-121V	28.05.2020	КВД	17	9,9	3,8	9,5	0,009	0,0654	не опр.	0,07	-5	2,76
74	DGA-122V	21.10.2020	КВД	66,75	9,7	1,1	9,2	0,009	0,0673	не опр.	0,07	-4,6	7,8
75	DGA-123V	28.05.2020	КВД	19,125	10,6	4,6	9,8	0,013	0,0551	не опр.	0,06	-6	3,18
76	DGA-124V	21.10.2020	КВД	78,25	11,3	0,9	10,9	0,004	0,031	не опр.	0,03	-2,48	7,56
77	DGA-126V	28.05.2020	КВД	16,25	12	4,8	11,3	0,004	0,0359	не опр.	0,04	-4,8	2,25
78	DGA-127V	10.10.2020	КВД	не опр.	10	не опр.	9,8	0,002	0,0054	не опр.	0,01	-3,3	не опр.
79	DGA-137V	28.05.2020	КВД	25,375	12,2	4,8	11,7	0,007	0,0629	не опр.	0,06	-4,4	3,42
80	DGA-138V	13.05.2020	КВД	не опр.	12,5	не опр.	12	0,004	0,0332	не опр.	0,03	-4,9	не опр.
81	DGA-138V	28.05.2020	КВД	29,625	9,6	5,1	8,6	0,009	0,0749	не опр.	0,08	-4,8	6,56
82	DGA-138V	28.07.2020	КВД	25,875	10	5,3	9	0,009	0,0749	не опр.	0,08	-4,8	5,49
83	DGA-139V	28.05.2020	КВД	31,875	12,1	7,8	11,6	0,011	0,0818	не опр.	0,08	-4,23	7,44
84	DGA-140V	22.07.2020	КВД	92,5	13,6	1,4	13,1	0,006	0,047	не опр.	0,05	-3,3	7,57
85	DGA-140V	21.10.2020	КВД	116,5	14,3	1,6	13,7	0,007	0,0563	не опр.	0,06	-4	9,17
86	DGA-141V	21.10.2020	КВД	81,625	14,1	1,6	13,7	0,011	0,0914	не опр.	0,09	-3,99	6,5

продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
87	DGA-142V	28.09.2020	КВД	95,625	10,5	1,3	10,1	0,006	0,0438	не опр.	0,05	-5,6	10,39
88	DGA-144V	28.05.2020	КВД	16,25	17	4,3	16,8	0,003	0,021	не опр.	0,02	-4,9	1,28
89	DGA-144V	28.09.2020	КВД	116,75	12,1	0,3	11,9	0,012	0,0967	не опр.	0,1	-2	9,92
90	DGA-146V	28.05.2020	КВД	10,25	14,5	3,2	14,1	0,009	0,0649	не опр.	0,07	-1,6	0,91
91	DGA-157V	22.07.2020	КВД	64,75	9,9	1,8	9,6	0,006	0,0508	не опр.	0,05	-5,1	8
92	DGA-157V	21.10.2020	КВД	73	10,1	2	9,8	0,006	0,0486	не опр.	0,05	-1	9,03
93	DGA-159V	28.05.2020	КВД	17,5	11,5	6,4	11,1	0,008	0,0633	не опр.	0,07	-5,9	3,46
94	DGA-161V	28.05.2020	КВД	18,125	9,6	8,6	9,3	0,009	0,0643	не опр.	0,07	-5,9	17,56
95	DGA-167V	28.09.2020	КВД	66	9,8	0,7	9,5	0,016	0,1305	не опр.	0,13	-0,1	7,24
96	DGA-173V	15.05.2020	КВД	14	11,1	4	10,4	0,005	0,0294	не опр.	0,03	-3,8	1,98
97	DGA-192V	22.07.2020	КВД	89,375	9,6	1,6	9,5	0,003	0,016	не опр.	0,02	-3,76	11,18
98	DGA-194V	28.09.2020	КВД	78,125	9,4	0,5	9	0,006	0,0303	не опр.	0,03	-4,9	8,8
99	DGA-203V	28.09.2020	КВД	93,25	9,1	1	8,7	0,009	0,0603	не опр.	0,06	-5,2	11,49
100	DGA-213V	28.05.2020	КВД	9,625	8,8	4,7	8	0,013	0,0751	не опр.	0,08	-5,1	2,34
101	DGA-214V	15.05.2020	КВД	5,125	9,7	6,2	9,3	0,01	0,0708	не опр.	0,07	-4,22	1,46
102	DGA-220V	28.09.2020	КВД	78,5	9,6	0,9	9	0,008	0,0677	не опр.	0,07	-4	9,04
103	DGA-226V	28.05.2020	КВД	5	11,9	4,9	11,3	0,01	0,0654	не опр.	0,07	-2	0,71
104	DGA-229V	28.05.2020	КВД	18,5	9,7	5,2	9,5	0,006	0,0375	не опр.	0,04	-4,96	4,07
105	DGA-34HB	28.05.2020	КВД	22	11,8	8,1	11,2	0,014	0,1342	не опр.	0,14	-2,47	5,93
106	DGA-39H	28.09.2020	КВД	88,75	12,7	2,3	12,4	0,013	0,0962	не опр.	0,1	-3	8,52
107	DGA-41H	28.09.2020	КВД	68,75	8,5	3,3	8,2	0,037	0,1772	не опр.	0,18	-0,3	13,1
108	DGA-44V	21.10.2020	КВД	103,125	13,9	0,9	13,6	0,013	0,1128	не опр.	0,12	0,28	7,96
109	DGA-53H	28.05.2020	КВД	52,5	12,6	3	12,4	0,017	0,1411	не опр.	0,15	-2,79	5,45
110	DGA-65V	28.05.2020	КВД	21,25	11,9	5,5	11,1	0,008	0,0718	не опр.	0,07	-6	3,32
111	DGA-170V	25.03.2020	КПД	не опр.	9	не опр.	8,3	0,005	0,0418	не опр.	0,04	-5,36	не опр.
112	DGA-183V	13.05.2020	КПД	не опр.	7	не опр.	6,9	0,011	0,0745	не опр.	0,07	-2,53	не опр.
113	DGA-183V	20.06.2020	КПД	не опр.	7	не опр.	6,9	0,011	0,0725	не опр.	0,07	-2,5	не опр.
114	DGA-183V	10.08.2020	КПД	не опр.	8	не опр.	7,2	0,008	0,0544	не опр.	0,05	-4,3	не опр.
115	DGA-45V	09.09.2019	КПД	103,3	12	18,6	12,4	0,001	0,0278	не опр.	0,01	1,99	16,8
116	DGA-148V	09.09.2019	КПД	70	13	31	12,7	0,003	0,0485	не опр.	0,02	0	4
117	DGA-168V	09.09.2019	КПД	52,5	11	23,4	10,6	0,003	0,047	не опр.	0,02	0,15	4,1
118	DGA-186V	09.09.2019	КПД	76,3	11	24,1	11	0,003	0,0478	не опр.	0,02	0	5,8
119	DGA-133V	28.09.2020	КПД	не опр.	11	не опр.	10,5	0,003	0,0216	не опр.	0,02	-5,6	не опр.
120	DGA-166V	05.07.2020	КПД	не опр.	10	не опр.	10,2	0,002	0,0196	не опр.	0,02	-5,96	не опр.
121	DGA-169V	07.07.2020	КПД	не опр.	10	не опр.	9,7	0,001	0,0068	не опр.	0,01	-4,5	не опр.
122	DGA-171V	22.10.2020	КПД	не опр.	9	не опр.	8,5	0,001	0,0065	не опр.	0,01	-5,99	не опр.
123	DGA-184V	28.08.2020	КПД	не опр.	11	не опр.	10,5	0,001	0,0088	не опр.	0,01	-5,18	не опр.
124	DGA-187V	01.06.2020	КПД	не опр.	11	не опр.	10,5	0,003	0,0173	не опр.	0,02	-3,76	не опр.
125	DGA-188V	29.04.2020	КПД	не опр.	12	не опр.	11,7	0,002	0,0085	не опр.	0,01	-6,5	не опр.
126	DGA-51H	28.09.2020	КПД	не опр.	10	не опр.	10	0,004	0,0424	не опр.	0,04	-5	не опр.
127	DGA-54H	29.04.2020	КПД	не опр.	15	не опр.	14,6	0,003	0,025	не опр.	0,03	-7,86	не опр.
128	ДНК-1H	03.10.2020	КВД	183	10,92	10,16	12,8	0,201	2,14	не опр.	2,01		240,9
129	DGA-163V	15.05.2020	КВД	51	14,4	не опр.	14,4	0,344	1,0889	не опр.	3,34	-1,9	не опр.
130	DGA-163V	29.05.2020	КВД	23	14,5	не опр.	14,4	0,31	0,9812	не опр.	3,01	-1,9	не опр.
131	DGA-163V	27.06.2020	КВД	64	14,5	не опр.	14,4	0,359	1,1363	не опр.	3,48	-1,9	не опр.

продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
132	DGA-163V	24.05.2019	КВД	16,4	8,3	2,9	8,3	0,013	0,1079	не опр.	0,11	6,73	3,07
133	DGA-39H	11.09.2019	КВД	90,3	13,5	5,6	13,4	0,014	0,1068	не опр.	0,11	0,4	11,51
134	DGA-115V	09.09.2019	КВД	36,6	12,2	5,5	12,1	0,005	0,0284	не опр.	0,03	1,83	5,5
135	DGA-174V	09.09.2019	КВД	58,8	10,7	5,5	10,5	0,028	0,2359	не опр.	0,24	2,86	11,37
136	DGA-192V	09.09.2019	КВД	44,5	8,6	4,1	8,5	0,014	0,0915	не опр.	0,09	1,18	9,87
137	DGA-165V	09.09.2019	КПД	55,6	13	24,8	12,7	0,002	0,0409	не опр.	0,02	0,74	4,7
138	DGA-93V	12.05.2024	КВУ		12,08	6,24		1,127		не опр.	1,9798E-14	-5,29	0,53
139	DGA-122V	12.05.2024	КВУ		11,63	6,32		0,389		не опр.	9,9847E-15	-5,39	0,38
140	DGA-254V	12.05.2024	КВУ		15,81	8,45		0,400		не опр.	7,9724E-15	-5,43	0,33
141	DGA-39H	01.09.2022	КВД		13,88	6,08		0,103		не опр.	1,954E-13	1,30	0,42
142	ДНК-1Н	01.09.2022	КВД		13,88	10,13		0,150		не опр.	2,5737	-8,60	21,88
143	DGA_59V	06.02.2025	КПД	59,46	16,18	29,95	15,03	0,010	0,47e-2	0,65e-4	0,04812	-2,8	0,7
144	DGA_82V	05.02.2025	КПД	48,5	19,12	29,72	19,36	0,012	0,61e-2	0,7e-4	0,06107	-1,8	0,68
145	DGA-108V	02.02.2025	КПД	64,4	17,35	28,40	17,01	0,002	0,46e-2	0,12e-4	0,0472	-3,4	1,1
146	DGA-111V	10.02.2025	КПД	185,2	12,60	26,09	12,23	0,029	0,22e-3	0,19 e-5	0,22404	-0,02	3,89
147	DGA-112V	11.02.2025	КПД	113,09	16,59	26,49	16,25	0,024	0,23e-3	1,5e-4	0,2332	-0,04	1,78
148	DGA-113V	11.02.2025	КПД	184,52	12,87	26,19	12,52	0,017	0,3e-3	1,1e-4	0,30337	-3,1	4,04
149	DGA-114V	11.02.2025	КПД	59,9	15,79	24,41	15,34	0,031	1,3e-2	2,05e-4	0,1326	-0,8	1,16
150	DGA-127V	01.02.2025	КПД	10,4	16,04	29,79	15,86	0,001	0,1e-2	0,72e-2	0,01098	-1,3	0,1
151	DGA-128V	01.02.2025	КПД	53,8	15,36	22,86	14,43	0,012	0,36e-2	0,7e-4	0,03629	0,6	1,13
152	DGA-131V	19.02.2025	КПД	39,77	16,83	24,95	16,66	0,003	0,28e-2	1,86e-3	0,02883	-2,9	0,49
153	DGA-134V	13.02.2025	КПД	37,1	12,94	26,09	12,48	0,007	0,21e-2	0,44e-4	0,02164	0,05	0,46
154	DGA-147V	28.01.2025	КПД	73	15,49	22,64	15,17	0,047	1,13e-2	3,14e-3	0,1136	-4,5	2,6
155	DGA-148V	25.02.2025	КПД	36,69	17,18	29,11	16,89	0,004	0,36e-2	0,27e-4	0,0367	0,4	1,92
156	DGA-150V	28.02.2025	КПД	63,21	16,88	25,07	16,43	0,005	1,04e-2	0,33e-4	0,10497	-1,1	0,98
157	DGA-165V	28.01.2025	КПД	35,73	15,99	29,02	15,69	0,016	3,93e-2	1,05e-4	0,03956	-1,6	0,4
158	DGA-168V	22.01.2025	КПД	37,87	16,99	23,82	16,62	0,004	0,57e-2	2,57e-3	0,0575	0	0,77
159	DGA-183V	27.01.2025	КПД	19,09	14,77	23,68	14,54	0,006	0,37e-2	0,38e-4	0,0365	-0,7	0,36
160	DGA-208V	17.01.2025	КПД	45,27	15,94	23,39	15,72	0,017	0,7e-2	1,1e-4	0,0708	-2,36	0,85
161	DGA-220V	25.01.2025	КПД	76,99	15,90	27,87	15,69	0,003	0,67e-2	3,91e-3	0,0675	-3,5	0,72
162	DGA-230V	08.01.2025	КПД	23,9	13,79	26,66	13,63	0,004	0,29e-2	0,25e-4	0,03	-0,2	0,28
163	DGA-231V	16.01.2025	КПД	51,94	13,84	28,06	13,63	0,003	0,25e-2	0,21e-4	0,02567	0,13	0,53
164	DGA-240V	13.01.2025	КПД	79,9	15,44	23,13	15,26	0,025	0,1e-3	1,64e-4	0,1188	0,14	1,5
165	DGA-129V	23.02.2025	КПД	30,56	14,72	29,08	14,50	0,003	0,25e-2	1,66e-3	0,02521	-1,9	0,34
166	DGA-130V	20.02.2025	КПД	24,83	16,19	28,40	15,87	0,001	0,18e-2	0,43e-3	0,01409	-2,4	0,25
167	DGA-132V	15.02.2025	КПД	21,61	13,14	28,94	12,78	0,006	0,23e-2	0,37e-4	0,02408	0,35	0,19
168	DGA-133V	14.02.2025	КПД	28,24	16,56	28,22	16,19	0,003	0,27e-2	0,21e-4	0,0272	-1,5	0,33
169	DGA-135V	13.02.2025	КПД	37,1	17,07	28,66	16,58	0,003	0,33e-2	1,8e-3	0,03391	-1,8	0,45
170	DGA-136V	13.02.2025	КПД	22,67	14,84	28,31	14,29	0,002	0,23e-2	0,1e-4	0,02386	-1,1	0,27
171	DGA-149V	17.01.2025	КПД	32,43	15,07	28,99	14,83	0,010	0,31e-2	0,63e-4	0,0314	-1,08	0,33
172	DGA-224V	11.02.2025	КВД	28,66	10,37	4,14	10,31	0,003	0,58e-2	1,6e-3	0,07995	0,28	0,38
173	DGA-151V	10.03.2025	КПД	29,99	13,65	27,47	13,34	0,003	0,19e-2	1,86e-3	0,01998	0,38	0,31
174	DGA-151V	09.03.2025	КПД	31,99	14,42	27,79	14,11	0,004	0,27e-2	2,57e-3	0,02751	0,43	0,31
175	DGA-152V	08.03.2025	КПД	32,99	15,94	27,91	15,64	0,009	0,29e-2	0,61e-4	0,02952	-2,6	0,39
176	DGA-154V	11.03.2025	КПД	1,99	14,54	28,51	13,98	0,000	0,13 e-1	0,33e-2	0,00127	-0,47	0,02

продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
177	DGA-155V	12.03.2025	КПД	19,16	15,40	25,35	14,88	0,005	0,57e-2	0,37e-4	0,05698	5,1	0,24
178	DGA-166V	16.03.2025	КПД	66,99	21,04	28,87	0,00	0,023	0,6e-3	0,15e-5	0,60613	7,4	1,7
179	DGA-167V	16.03.2025	КПД	31,61	14,54	27,75	14,18	0,004	0,35e-2	0,24e-4	0,03523	-2,05	0,36
180	DGA-169V	15.03.2025	КПД	33,99	15,28	28,58	14,85	0,001	0,3e-2	0,81e-3	0,03074	-1,43	0,34
181	DGA-170V	15.03.2025	КПД	43,32	14,56	28,79	14,12	0,002	0,39e-3	0,15e-4	0,0392	-1,64	0,41
182	DGA-171V	10.03.2025	КПД	44,71	14,91	25,03	14,43	0,004	0,62e-2	0,23e-4	0,06279	-1,58	0,74
183	DGA-185V	18.03.2025	КПД	43,11	19,80	28,83	19,35	0,002	0,61e-2	0,16e-4	0,06167	-1,14	0,67
184	DGA-186V	18.03.2025	КПД	24,99	16,60	28,62	16,19	0,001	0,32e-2	0,89e-3	0,033	-1,2	0,35
185	DGA-187V	19.03.2025	КПД	26,99	19,65	28,45	19,22	0,005	0,41e-2	0,35e-4	0,04181	-2,92	0,58
186	DGA-188V	23.03.2025	КПД	39,41	14,87	27,99	14,44	0,002	0,43e-2	1,16e-3	0,04395	-0,6	0,41
187	DGA-189V	24.03.2025	КПД	40,12	15,43	27,79	15,02	0,010	0,33e-2	0,63e-4	0,03356	-3,63	0,47
188	DGA-200V	24.03.2025	КПД	67,63	15,46	26,80	15,05	0,014	0,52e-2	0,91e-4	0,05248	-4,37	1,07
189	DGA-33V	06.04.2025	КПД	36,99	19,09	28,94	18,77	0,001	0,28e-2	0,77e-3	0,02847	-2,5	0,45
190	DGA-197V	28.03.2025	КПД	15,21	14,05	28,84	13,76	0,001	0,55e-2	0,37e-3	0,00562	-2,54	0,13
191	DGA-199V	25.03.2025	КПД	70,22	16,90	26,74	16,48	0,021	0,81e-2	1,37e-4	0,08058	-3,7	1,23
192	DGA-210V	11.04.2025	КПД	64,76	20,03	28,33	19,66	0,008	0,49e-2	0,49e-4	0,04968	0	2,2
193	DGA-67V	27.05.2025	КВД	16,25	13,32	3,04	13,24	0,006	0,19e-2	0,39e-4	0,02681	-2,47	0,28
194	DGA-209V	08.04.2025	КПД	77,6	15,93	26,08	0,00	0,156	0,57	1,03e-5	0,57689	19,88	0,98
195	DGA-39H	03.05.2025	КВД	113,94	10,51	6,26	10,16	0,048	0,45e-3	2,3e-4	0,62927	0,78	3,19
196	DGA-221V	02.05.2025	КПД	41,34	16,57	7,80	16,39	0,002	0,22e-2	1,54e-3	0,03074	-5,8	0,72
197	DGA-170V	01.07.2025	КПД		13,54	28,52	13,06	0,002	0,29e-2	0,11e-4	29,16	-2,12	0,26
198	DGA-189V	17.06.2025	КПД	27,91	14,28	28,44	13,83	0,001	0,3e-2	0,22e-2	30,64	-1,07	0,24
199	DGA-169V	26.03.2024	КВД	20,04	11,69	0,00	11,26	0,001	0,49e-2	1,38e-3	30,74	-1,43	1,22

Анализ энергетического состояния объектов разработки

Контроль за энергетическим состоянием залежей нефти месторождения Дунга за период реализаций проекта, осуществлялся во время гидродинамических исследований методом регистрации кривой восстановления давления (КВД), методом кривой падения давления (КПД), методом установившихся отборов и закачек и расчётным путём с определением статических уровней жидкости.

Все имеющиеся результаты определения пластовых давлений по скважинам за период эксплуатации приведённых к абсолютной отметке ВНК, представлены в таблице 3.1.2.

Как видно из таблицы 3.1.3, замеры пластового давления за период реализации проектного документа осуществляли не регулярно. В основном, были проведены единичные замеры пластового давления по переходящему фонду скважин I и III объектов. Пластовое давление, как правило, определяли во время проведения ремонтных работ или во время вынужденных остановок скважин.

Согласно УТС [24] начальное пластовое давление по I объекту разработки составляло 17,1 МПа, давление насыщения нефти газом – 6,2 МПа.

В настоящее время разработка нефтяной залежи аптского горизонта ведётся с поддержанием пластового давления (ППД) путем закачки сточной воды (через 62 водонагнетательные скважины) и сжиженного нефтяного газа (через газонагнетательную скважину ДГА-45В), остальные залежи (альбскую и валанжинскую) разрабатывают на режиме истощения пластовой энергии.

На рисунке 3.1.1 представлена динамика пластового давления по I объекту разработки. При построении были использованы все, имеющиеся на 01.07.2025 г., замеры пластового давления по добывающим и нагнетательным скважинам.

Причина резкого роста текущего средневзвешенного пластового давления с 2022 года заключается в том, что основная доля замеров приходилась на нагнетательный фонд скважин.

Результаты замеров, проведенных в 2023 году, не учтены при анализе энергетического состояния пласта, поскольку они преимущественно относились к нагнетательному фонду скважин и не были кондиционными.

При накопленном на 01.07.2025 г. отборе жидкости – 12 519,1 тыс.т и отборе нефти – 7 780,04 тыс.т, среднее пластовое давление по результатам замеров на 01.07.2025 г. составляло 15,29 МПа, что ниже начального (17,1 МПа) на 1,8 МПа и на 9,09 МПа выше давления насыщения нефти газом.

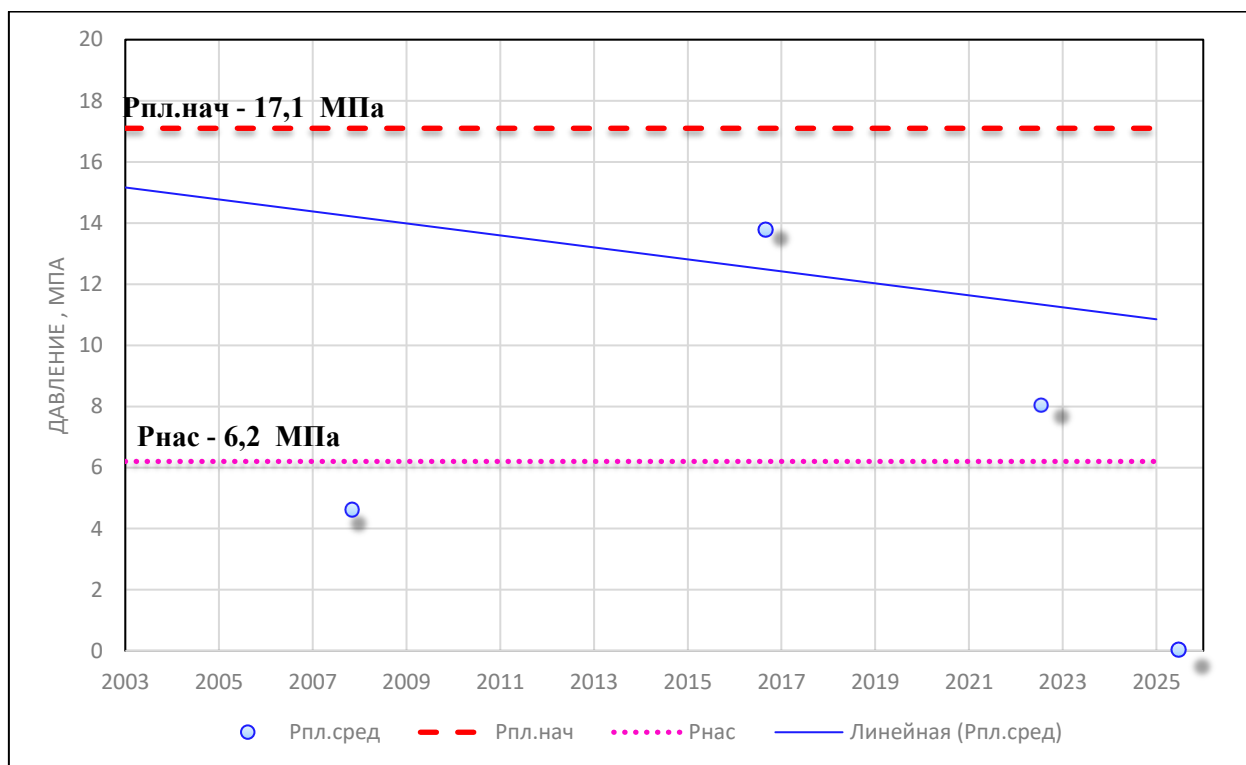


Рис. 3.1.1 – Динамика пластового давления по I объекту м.Дунга

С целью оценки энергетического состояния I объекта разработки с учётом всех имеющихся определений пластового давления на 01.07.2025 г. построена карта изобар, представленная в графическом приложении 1.

Основные участки со сниженным пластовым давлением наблюдаются в центральной и восточной части месторождения до 8,9-11,3 МПа в скважинах с замерами статистического уровня (ДГА-174V, ДГА-118V, ДГА-84V, ДГА-96V). В добывающей скважине ДГА-224V где проведено КВД, наблюдается снижение пластового давления 10,3 МПа ближайшая нагнетательная скважина (ДГА-230V) находится на расстоянии 680 м. В скважинах ДГА-118V, ДГА-174V по результатам замера статистического уровня давление 8,96- 9,67 МПа соответственно. В районе нагнетательных скважин ДГА-185V, ДГА-187V наблюдаются участки с высокими пластовыми значениями возможно это связано с закачкой ШФЛУ в нагнетательную скважину ДГА-45V. В районе скважины ДГА-82V пластовое давление высокое, связанное с низкой выработкой добывающих скважин (скважины вводились 2024 году). В восточной части залежи в районе добывающих скважин ДГА-96V, ДГА-84V, ДГА-79V, ДГА-85V следует организовать систему ППД с целью выравнивания энергетического состояния в данном участке. Учитывая, что ежегодно растут объемы добычи жидкости и соответственно, возникает необходимость в увеличении объемов компенсирующей закачки.

Построенная карта изобар недостаточно отражает реальное энергетическое состояние основного объекта разработки т.к. замеры проводились в основном по нагнетательному фонду.

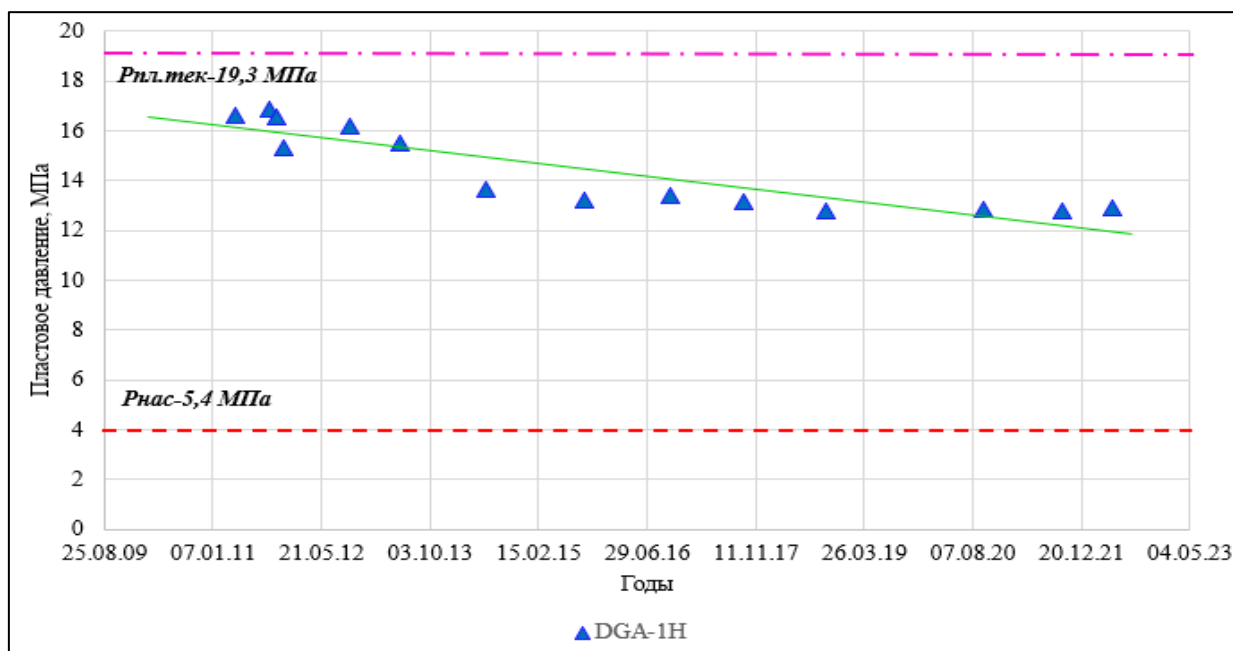


Рис. 3.1.2– Динамика пластового давления по III объекту м.Дунга

Карта изобар по данному объекту не строилась т.к. разрабатывается одной скважиной DGA_1H на режиме истощения пластовой энергии. Последний замер пластового давления проводился в 2022 году при записи КВД, интерполированное давление было на уровне 12,8 МПа это ниже начального на 6,5 МПа. Разница между пластовым давлением, замеренным в мае 2022 г. и давлением насыщения составила 7,4 МПа, что подтверждает наличие активных законтурных вод и позволяет вести разработку валанжинского горизонта без применения ППД и осложнений, связанных с разгазированием нефти в пласте.

Начальное пластовое давление VI объекта (нефтяная залежь альбского горизонта), замеренное за 2017 в период опробования и испытания альбской залежи в скважинах DGA-58V и DGA-229V с помощью приборов МДТ в открытом стволе проведены замеры и определены пластовое давление и температура. Замеренное пластовое давление на интервале перфорации в среднем составила 15,8 МПа, давление насыщения нефти газом – 0,95 МПа.

Последний замер пластового давления 15,8 МПа в скважине DGA_58V в мае 2024 года, что на уровне начального значения, что подтверждает наличие активных законтурных вод.

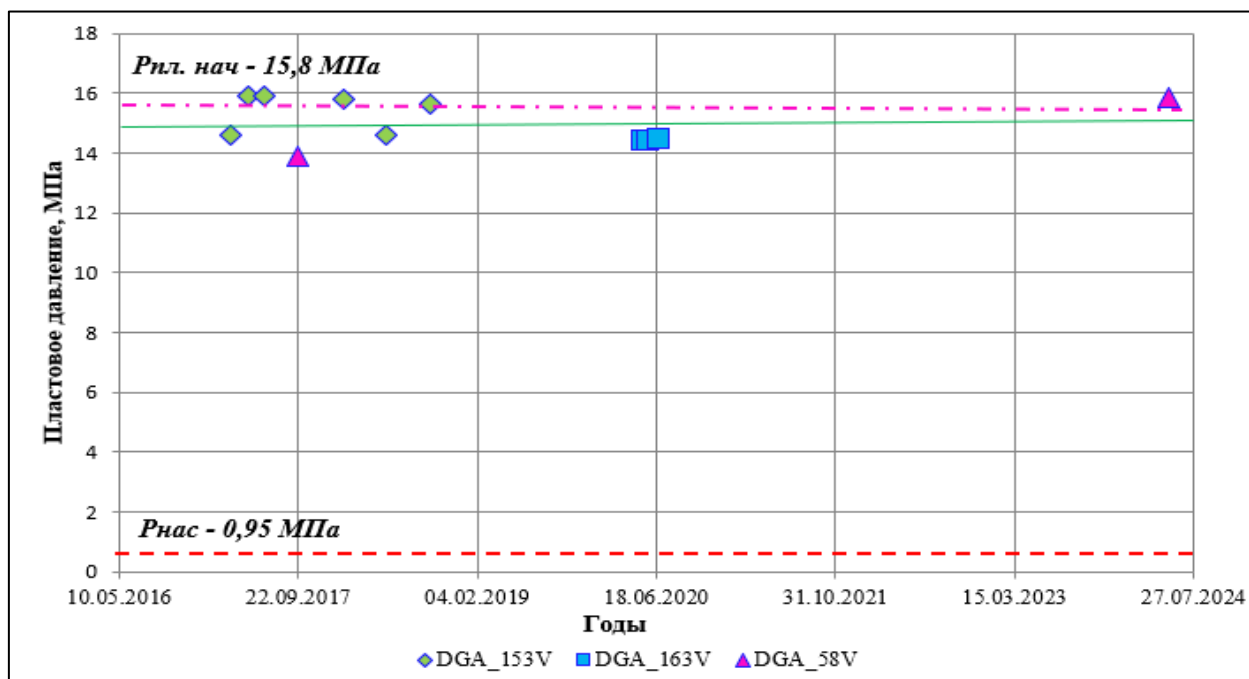


Рис. 3.1.3 – Динамика пластового давления по IV объекту м.Дунга

Таблица 3.1.3 – Месторождение Дунга. Результаты определения пластового давления за весь период

Скважина	Дата	Рпл на ВДП, атм	Рпл на ВНК, атм	Вид исследования
1	2	3	4	5
ДГА-64V	20.01.2025	132,28	125,19	замер статического уровня
ДГА-174V	21.01.2025	98,16	95,41	замер статического уровня
ДГА-118V	03.02.2025	90,05	88,47	замер статического уровня
ДГА-84V	16.03.2025	96,60	97,21	замер статического уровня
ДГА-237V	31.03.2025	140	139,33	замер статического уровня
ДГА-230V	07.01.2025	136	134,47	КПД
ДГА-231V	11.01.2025	136,6	133	КПД
ДГА-240V	06.01.2025	152,43	150,62	КПД
ДГА-208V	15.01.2025	157,3	155,1	КПД
ДГА-149V	16.01.2025	148,7	146,35	КПД
ДГА-168V	19.01.2025	167,7	164,01	КПД
ДГА-220V	22.01.2025	156,88	154,86	КПД
ДГА-183V	26.01.2025	145,8	143,48	КПД
ДГА-165V	26.01.2025	157,8	154,88	КПД
ДГА-147V	27.01.2025	152,9	149,68	КПД
ДГА-128V	28.01.2025	145,84	142,45	КПД
ДГА-127V	28.01.2025	158,3	156,57	КПД
ДГА-108V	01.02.2025	171,25	167,87	КПД
ДГА-82V	02.02.2025	188,7	191,06	КПД
ДГА-59V	03.02.2025	152,17	148,35	КПД
ДГА-111V	03.02.2025	124,36	120,66	КПД
ДГА-112V	08.02.2025	163,765	160,43	КПД
ДГА-113V	08.02.2025	127,04	123,54	КПД
ДГА-114V	10.02.2025	155,8	151,38	КПД
ДГА-136V	07.02.2025	146,43	141,02	КПД
ДГА-135V	11.02.2025	168,5	163,60	КПД
ДГА-134V	11.02.2025	127,7	123,18	КПД
ДГА-133V	12.02.2025	163,47	159,76	КПД
ДГА-132V	12.02.2025	129,72	126,09	КПД
ДГА-130V	14.02.2025	159,74	156,59	КПД
ДГА-224V	01.12.2024	102,37	101,83	КВД
ДГА-129V	20.02.2025	145	143,08	КПД

продолжение таблицы 3.1.3

1	2	3	4	5
ДГА-148V	20.02.2025	169,58	166,72	КПД
ДГА-150V	21.02.2025	166	162,18	КПД
ДГА-151V	23.02.2025	134,76	131,70	КПД
ДГА-152V	06.03.2025	157,35	154,32	КПД
ДГА-171V	08.03.2025	147,19	142,37	КПД
ДГА-155V	09.03.2025	151,2	146,86	КПД
ДГА-169V	10.03.2025	150,7	146,56	КПД
ДГА-170V	10.03.2025	143,68	139,38	КПД
ДГА-167V	14.03.2025	143,5	139,94	КПД
ДГА-187V	16.03.2025	193,92	189,68	КПД
ДГА-200V	22.03.2025	152,61	148,56	КПД
ДГА-154V	08.03.2025	143,47	137,94	КПД
ДГА-186V	16.03.2025	163,86	159,76	КПД
ДГА-185V	15.03.2025	195,45	190,95	КПД
ДГА-188V	18.03.2025	146,77	142,52	КПД
ДГА-197V	18.03.2025	138,7	135,82	КПД
ДГА-199V	22.03.2025	166,835	162,68	КПД
ДГА-33V	04.04.2025	188,36	185,29	КПД
ДГА-210V	20.05.2025	197,72	194,07	КПД
ДГА-221V	01.05.2025	163,3	161,76	КПД
ДГА-131V	13.02.2025	166,06	164,38	КПД
ДГА-79V	25.04.2025	104,6	100,33	КВД
ДГА-67V	08.04.2025	131,5	130,65	КВД
ДГА-85V	06.05.2025	122,33	118,10	КВД
ДГА-39V	20.04.2025	103,74	100,30	КВД
ДГА-179V	18.05.2025	99,42	95,03	КВД
ДГА-96V	30.04.2025	94	90,15	замер статического уровня
ДГА-64V	27.05.2025	136	131,07	замер статического уровня
ДГА-217V	03.06.2025	133	131,06	замер статического уровня
ДГА-254V	09.06.2025	120	121,07	замер статического уровня
ДГА-88V	09.06.2025	155	151,49	замер статического уровня
ДГА-70V	10.04.2025	124,27	120,24	КВД
ДГА-196V	13.05.2025	115,38	111,14	КВД
ДГА-170V	17.05.2025	133,62	128,88	КПД
ДГА-189V	01.06.2025	140,98	136,49	КПД

3.2 Анализ текущего состояния разработки

Месторождение Дунга введено в промышленную разработку с 2007 г. Действующим проектным документом на основании которого разрабатывается месторождение Дунга является утвержденный Проект разработки 2019 г. [37], согласно которому предусмотрена разработка 4 основных и 2 возвратных объектов:

- I - нефтяная залежь аптского горизонта K_{1a},
- II - возвратный - нефтяная залежь барремского горизонта K_{1br},
- III - нефтяная залежь валанжинского горизонта K_{1v},
- IV - газовая залежь горизонта Ю-IA,
- V – газонефтяная залежь горизонта Ю-IB,
- VI - возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K_{1al}.

В данной работе проанализировано текущее состояние разработки за период 2019-01.07.2025 гг. (период после составления ПР2019 г.).

По состоянию на 01.07.2025 г. разрабатываются I, III, VI объекты разработки: I объект введен в разработку с 2007 г. (согласно ТС2007 г.), III – с 2014 г.(согласно УТС2014 г.), VI – с 2019 г. (согласно ПР2018 г.).

Разработка II объекта предусмотрена – с 2041 г., IV – с 2035 г. и V – с 2031 г.

На месторождении работают вертикальные и горизонтальные скважины. Скважины эксплуатируются механизированным способом эксплуатации с использованием СШНУ и УЭЦН.

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

По состоянию на 01.07.2025 г. общий фонд месторождения Дунга составляет 204 ед., из них 132 добывающие скважины (125 ед. - действующие, 7 ед. в бездействии), 5 скважин в освоении и ожидания обустройства, 63 нагнетательные скважины (61 ед. – действующие водонагнетательные скважины, 1 ед. – газонагнетательная скважина, 1 ед. – бездействующая водонагнетательная скважина), 3 скважины находятся в ликвидации, 1 скважина в консервации.

Фонд газонагнетательных скважин, ликвидированный фонд скважин не изменился за рассматриваемый период.

Следует отметить, что 6 (№30Н_Г, 32Д-Г, ДГА-36В, ДГА-49В, ДГА-142В, ДГА-164В) скважин добывающего фонда скважин с ноября 2023 г. и 1 (ДГА-46В) скважина нагнетательного фонда скважин с января 2024 г. длительное время находятся в бездействии.

В скважине ДГА-101В опробован альбский горизонт в течении 3 месяцев (получены приток нефти и воды), ожидается изоляция альбского горизонта и возврат на аптский горизонт.

По состоянию на 01.07.2025 г. на месторождении 5% добывающего фонда находятся в бездействии и 2% нагнетательного фонда. Причиной бездействия скважин является высокая обводненность (ДГА-101В, 30Д-Г, 32 Д-Г, ДГА-164В, ДГА-36ДА, ДГА-49В), нарушение колонны (ДГА-46В, ДГА-142В).

Скважина № ДГА-40В в 2020 г. из бездействующего добывающего фонда переведена в консервацию.

Скважина № ДГА-139В в апреле 2025 г. введена в эксплуатацию из бездействующего фонда.

Скважины ДГА-26Г и ДГА-29Г ликвидированы по III-б категории (приток пластовых вод при освоении, испытании или эксплуатации, изолировать которые не представляется возможным) в 2013 г. Скважина ДГА-35Г ликвидирована по категории III-а (по технической причине, связанной с потерей ствола скважины из-за аварий с бурильным инструментом, техническими или эксплуатационными колоннами, внутрискважинными и устьевым оборудованием, геофизическими приборами и кабелем), согласно ГИС в исправной части ствола (выше аварийной части) продуктивные горизонты промышленного значения отсутствуют.

Также на месторождении пробурено 7 поисковых (№1Д, 3Д, 4Д, 5Д, 6Д, 11Д, 13Д), 1 параметрическая (№2Д), 16 разведочных скважин (№7Д, 8Д, 9Д, 10Д, 12Д, 14Д, 15Д, 16Д, 17Д, 18Д, 19Д, 20Д, 21Д, 22Д 23Д, 25Д), которые по состоянию на 01.07.2025 г. находятся в ликвидации по геологическим и техническим причинам.

На рисунке 3.3.1 приведена динамика фонда скважин за рассматриваемый период.

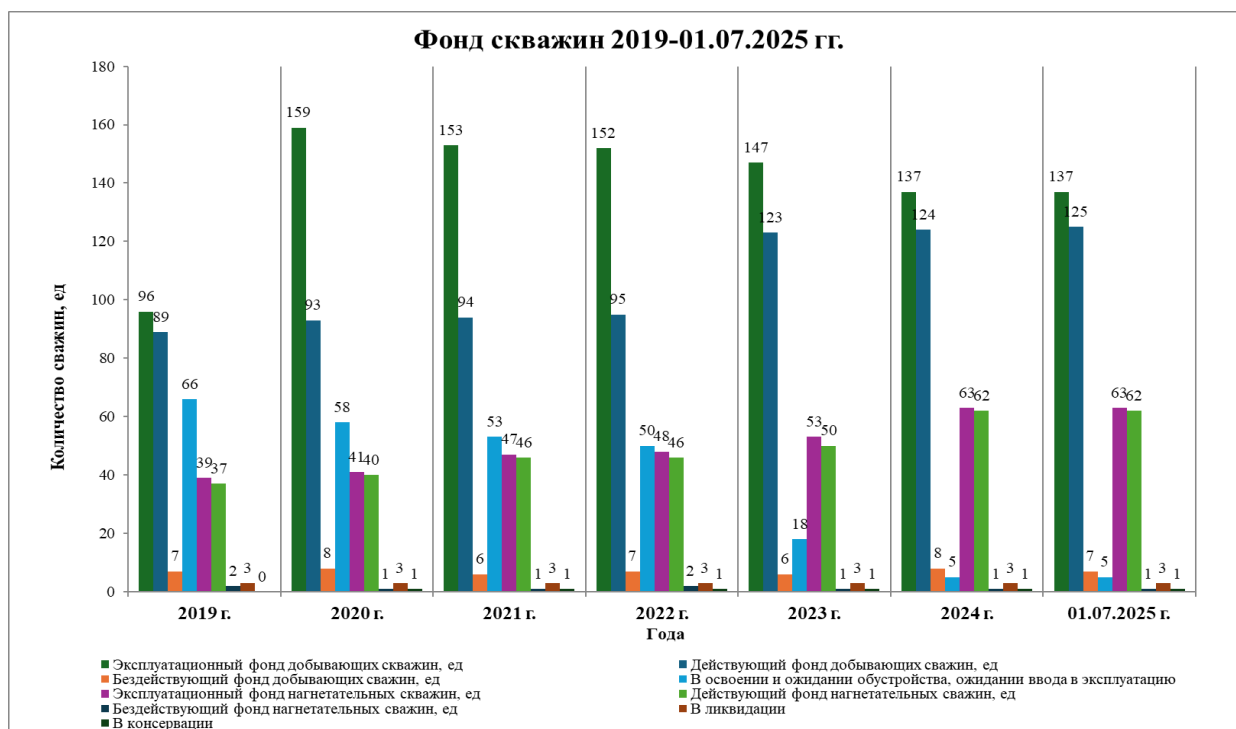


Рис.3.3.1 - Месторождение Дунга. Распределение фонда скважин за 2019-01.07.2025 гг.

Как видно из рисунка 3.3.1, в 2023 г. и в 2024 г. проведена большая работа Недропользователями по выводу скважин из освоения и обустройства в эксплуатацию, по состоянию на 02.07.2025 г. фонд скважин, находящихся в освоении и обустройстве, составляет 5 ед., т.е. уменьшился по сравнению с 2019 г. (66 ед.) на 61 ед. Наблюдается рост действующего фонда добывающих скважин (на рисунке 3.2.1 отмечено синим цветом), за счет вывода скважин из освоения и обустройства (голубой цвет), также наблюдается рост действующего фонда нагнетательных скважин (на рисунке 3.2.1 отмечено салатovým цветом), за счет перевода скважин из добывающего фонда скважин в ППД.

Характеристика фонда скважин объектов разработки по состоянию на 01.07.2025 г. приведена в таблице 3.3.1.

Большая часть скважин эксплуатируются на I объекте разработки (аптский горизонт), на III объекте разработки (валанжинский горизонт) эксплуатируется 1 действующая добывающая горизонтальная скважина, на VI возвратном объекте разработки (альбский горизонт) эксплуатируются 7 действующих добывающих скважин.

В таблице 3.3.2 приведено распределение дебитов нефти и обводненности по действующим добывающим скважинам по объектам разработки.

Таблица 3.3.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.07.2025 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	I объект (аптский горизонт)	III объект (валаджинский горизонт)	VI объект (альбский горизонт)	Всего
Фонд добывающих скважин	Действующие	117	1	7	125
	из них: вертикальные СШНУ	112 (27Д-В, ДГА-42В, ДГА-43В, ДГА-44В, ДГА-47В, ДГА-48В, ДГА-60В, ДГА-62В, ДГА-64В, ДГА-65В, ДГА-66В, ДГА-67В, ДГА-70В, ДГА-73, ДГА-77В, ДГА-78В, ДГА-79В, ДГА-83В, ДГА-84В, ДГА-85В, ДГА-86В, ДГА-87, ДГА-88В, ДГА-89В, ДГА-90В, ДГА-91В, ДГА-93В, ДГА-94В, ДГА-96В, ДГА-97В, ДГА-99В, ДГА-100В, ДГА-102В, ДГА-103В, ДГА-104В, ДГА-105В, ДГА-106В, ДГА-107В, ДГА-109В, ДГА-110В, ДГА-115В, ДГА-116В, ДГА-117В, ДГА-118В, ДГА-119В, ДГА-120В, ДГА-121В, ДГА-122В, ДГА-123В, ДГА-124В, ДГА-125В, ДГА-126В, ДГА-137В, ДГА-138В, ДГА-139В, ДГА-140В, ДГА-141В, ДГА-143В, ДГА-145В, ДГА-146В, ДГА-156В, ДГА-157В, ДГА-158В, ДГА-159В, ДГА-160В, ДГА-161В, ДГА-173В, ДГА-174В, ДГА-175В, ДГА-176В, ДГА-177В, ДГА-178В, ДГА-179В, ДГА-181В, ДГА-182В, ДГА-190В, ДГА-191В, ДГА-192В, ДГА-193В, ДГА-194В, ДГА-195В, ДГА-196В, ДГА-198В, ДГА-202В, ДГА-203В, ДГА-204В, ДГА-205В, ДГА-213В, ДГА-214В, ДГА-215В, ДГА-216В, ДГА-217В, ДГА-218В, ДГА-224В, ДГА-225В, ДГА-226В, ДГА-227В, ДГА-228В, ДГА-229В, ДГА-233В, ДГА-234В, ДГА-235В, ДГА-236В, ДГА-237В, ДГА-238В, ДГА-242В, ДГА-244В, ДГА-245В, ДГА-246В, ДГА-247В, ДГА-252В, ДГА-254В)		6 (ДГА-153В, ДГА-162В, ДГА-163В, ДГА-172В, ДГА-180В, ДГА-144В)	118
	горизонтальные СШНУ	4 (ДГА-34Г, ДГА-38Г, ДГА-39Г, ДГА-53Г)	1 (ДГК-1Г)		5
	вертикальные УЭЦН			1 (ДГА-58В)	1
	горизонтальные УЭЦН	1 (ДГА-41Г)			1
	В бездействии добывающие	7	0	0	7
	в т.ч. вертикальные	5 (ДГА-36В, ДГА-49В, ДГА-101В, ДГА-142В, ДГА-164В)			5
	в т.ч горизонтальные	2 (30Н_Г, 32Д-Г)			2
	Всего	124	1	7	132
В освоении и обустройстве		5 (ДГА-55В, ДГА-56В, ДГА-57В, ДГА-63В, ДГА-68В)			5
В консервации:		1 (ДГА 40В)			1
Ликвидированные горизонтальные		3 (26Д-В/Г, 29Д-Г, ДГА-35Г)			3
Фонд нагнетательных скважин	Действующие водонагнетательные	61	0	0	61
	из них вертикальные	55 (ДГА-33В, ДГА-59В, ДГА-61В, ДГА-82В, ДГА-95В, ДГА-108В, ДГА-111В, ДГА-112В, ДГА-113В, ДГА-114В, ДГА-127В, ДГА-128В, ДГА-129В, ДГА-130В, ДГА-131В, ДГА-132В, ДГА-133В, ДГА-134В, ДГА-135В, ДГА-136, ДГА-147В, ДГА-148В, ДГА-149В, ДГА-150В, ДГА-151В, ДГА-152В, ДГА-154В, ДГА-155В, ДГА-165В, ДГА-166В, ДГА-167, ДГА-168В, ДГА-169В, ДГА-170В, ДГА-171В, ДГА-183В, ДГА-184В, ДГА-185В, ДГА-186В, ДГА-187В, ДГА-188В, ДГА-189В, ДГА-197В, ДГА-199В, ДГА-200В, ДГА-208В, ДГА-209В, ДГА-210В, ДГА-220В, ДГА-221В, ДГА-230В, ДГА-231В, ДГА-232В, ДГА-240В, ДГА-241В)			55
	горизонтальные	6 (31Д-Г, ДГА-50Г, ДГА-51Г, ДГА-52Г, DGA-54Н, 28 Д-Г)			6
	вертикальные газонагнетательные	1 (ДГА-45В)			1
	В бездействии	1 (ДГА-46В)			1
	Всего	63	0	0	63
Всего по месторождению вертикальные / горизонтальные		196	1	7	204

Таблица 3.3.2 - Распределение фонда добывающих скважин по дебиту нефти и обводненности по состоянию на 01.07.2025 г.

Объект (горизонт)	Средний дебит нефти по состоянию на 01.07.2025 г., т/сут	Обводненность, %	Распределение фонда действующих скважин по различным диапазонам дебитов нефти , т/сут				Итого
			<10	10-15	15-20	20-60	
I (аптский)	15,21	<10		1 (ДГА-67В)	4 (ДГА-179В, -192В, -193В, -246В)		5
		10-30	3 (ДГА-191В, -202В, -242В)	9 (ДГА-110В, -120В, -121В, -145В, -190В, -198В, -203В, -234В, -245В)	10 (ДГА-109В, -122В, -143В, -177В, 178В, -214В, -215В, -225В, -233В, -235В)	23 (ДГА-34В, -41В, -48В, -53В, -117В, -118В, -119В, -139В, -140В, -141В, -156В, -157В, 158В, -159В, -160В, -161В, -173В, -174В, -175В, -176В, -226В, -236В, -252В)	45
		30-50	3 (ДГА-204В, -216В, -229В)	8 (ДГА-38В, -93В, -99В, -107В, -125В, -181В, -194В, -227В)	4 (ДГА-116В, -123В, -124В, -244В)	3 (27Д-В, ДГА-137В, -138В)	18
		50-80	19 (ДГА-65В, -66В, -83В, -85В, -88В, -89В, -90В, -96В, 102В, -103В, -105В, -182В, -195В, -205В, -217В, -224В, -228В, -247В, -254В)	17 (ДГА-60В, -73В, -78В, -79В, -84В, -86В, -87В, -91В, -94В, -100В, -104В, -106В, -115В, -126В, -146В, -213В, -218В)	5 (ДГА-43В, -44В, -47В, -77В, -92В)	2 (ДГА-39Г, -42В)	43
		>80	6 (ДГА-62В, -64В, -70В, -196В, -237В, -238В)				6
Итого по I объекту			31	35	23	28	117
III (альбский)	17,28	50-80		2 (ДГА-144В, -172В)	1 (ДГА-162В)	2 (ДГА-58В, -163В)	5
		>80	1 (ДГА-180В)	1 (ДГА-153В)			2
Итого по III объекту			1	3	1	2	7
VI (валанжинский)	45,04	>80				1 (ДГА-1Г)	1
В целом по месторождению, количество скважин			32	38	24	31	125
В %			26	31	19	24	100

Как видно из таблицы 3.3.2, действующий фонд добывающих скважин характеризуется малым количеством малообводненных (обводненностью менее 10%) и высокообводненных (обводненностью более 80%) скважин. Большая часть скважин работают с дебитами нефти выше 5 т/сут и достигают до 56 т/сут.

На дату отчета среднемесячный дебит нефти действующих добывающих скважин по объектам составляет: I-15,2 т/сут, III – 17,3 т/сут, VI – 45 т/сут.

На месторождении практически 2 раза в месяц проводят замеры газового фактора в действующих добывающих скважинах трехфазным сепаратором ОЗНА.

По состоянию на 01.07.2025 г. замеры газового фактора проведены в 114 действующих добывающих скважинах.

На рисунке 3.3.2 приведено распределение газового фактора по состоянию на 01.07.2025 г. по действующим добывающим скважинам.

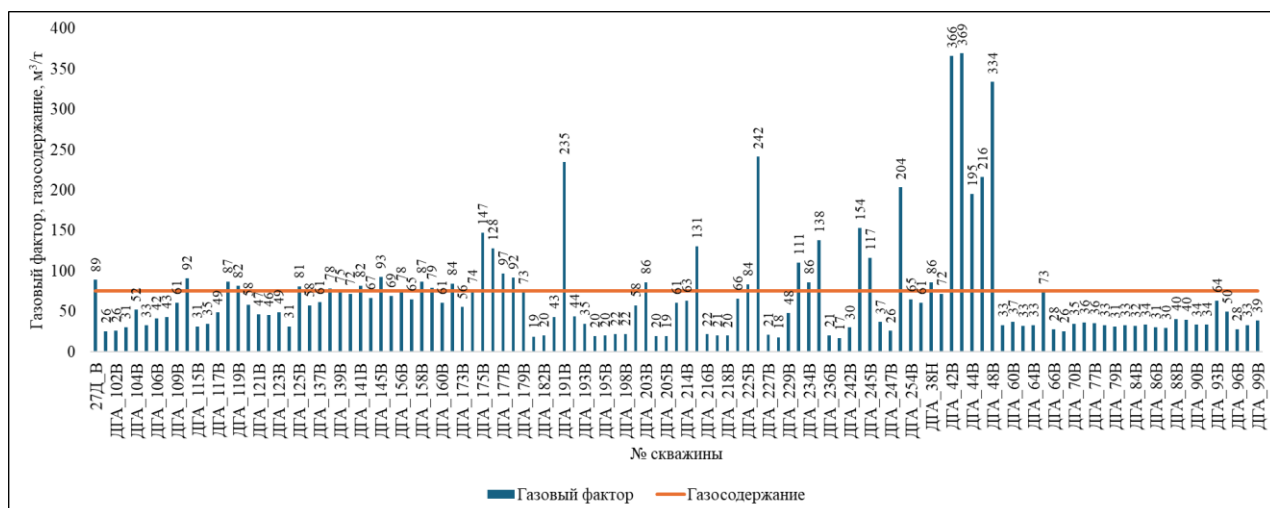


Рис.3.3.2 - Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Газовый фактор по скважинам

По состоянию на 01.07.2025 г. по 33 действующим добывающим скважинам наблюдается превышение газового фактора над утвержденным газосодержанием ($75,2 \text{ м}^3/\text{т}$) (см. рисунок 3.3.2).

Увеличение газового фактора в центральной области аптского горизонта объясняется влиянием проведения закачки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) в 1 нагнетательную скважину.

Закачку ШФЛУ на аптском горизонте через одну нагнетательную скважину ДГА-45В осуществляют с 2009 г. Ежемесячно в нагнетательную скважину закачивают объем газа не превышающий 3750 м^3 , ежесуточно не выше $0,1 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$. Влияние закачки газа в то же время наблюдается не только в близрасположенном к нагнетательной скважине районе, но и в зонах действующих добывающих скважин дальше расположенных от нагнетания, к

примеру в районе скважины ДГА-244В, где наблюдается газовый фактор высокий с начала разработки.

Поддержание пластового давления путем закачки попутно-добываемой+морской воды и закачки ШФЛУ осуществляется на I объекте разработки.

Ниже в таблице 3.3.3 приведено распределение приемистости нагнетательных скважин по состоянию на 01.07.2025 г.

Таблица 3.3.3 – Месторождение Дунга. I объект разработки (аптский горизонт). Распределение приемистости по действующим нагнетательным скважинам по состоянию на 01.07.2025 г.

Распределение фонда действующих скважин по различным диапазонам приемистости воды, м³/сут				Средний приемистость по 1 нагнетательной скважине по состоянию на 01.07.2025 г., м³/сут	Итого
<30	30-50	50-80	>80		
7 (ДГА-134В, -152В, -184В, -187В, -189В, -197В, -54Н)	26 (28Д-Г, 31Д-Г, ДГА-108В, -129В, -130В, -131В, -132В, -133В, -136В, -147В, -148В, -149В, -154В, -167В, -168В, -169В, -170В, -171В, -185В, -186В, -188В, -231В, -45В, -59В, -82В, -95В)	28 (ДГА-111В, -112В, -113В, -114В, -127В, -128В, -135В, -150В, -151В, -155В, -165В, -166В, -183В, -199В, -200В, -208В, -209В, -210В, -220В, -221В, -230В, -232В, -240В, -241В, -33В, -50Г, -51Г, -61В)	1 (ДГА-52Г)	49,2	62

Как видно из таблицы 3.3.3 большая часть нагнетательных скважин работают с приемистостью ниже 50 м³/сут. Низкая приемистость по нагнетательным скважинам обусловлена слабыми фильтрационно-емкостными свойствами пласта, в частности — низкой проницаемостью. Согласно диапазону проницаемостей, пласт характеризуется как малопроницаемый, что напрямую влияет на его способность принимать закачиваемую воду.

Следует отметить, что во всех скважинах с целью фильтрационно-ёмкостных свойств пласта проводят гидроразрыв пласта ГРП, в т.ч. и в нагнетательных скважинах.

Система ППД на аптском горизонте месторождения характеризуется как площадная обращенная пятиточечная система с расстоянием между скважинами - 580 м, применяется с 2004 г.

В 2024 г. выполнен филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» отчет «Управление заводнением на месторождении Дунга».

В вышеприведенной работе проведена оценка 59 сформированных ячеек системы заводнения по аптскому горизонту. По ячейкам рассчитана текущая компенсация, выявлены ячейки с низкой и высокой компенсацией, подготовлена программа перераспределения закачки по данным исследований физико-химических свойств флюида, карт минерализации, гидродинамических исследований.

В рамках работы «Управление заводнением на месторождении Дунга» определены ячейки перекомпенсацией и недокомпенсацией объемов закачки воды. Сопоставлены профили добычи и закачки по каждой ячейке. Выявлены реагирующие скважины и пересчитаны коэффициенты участия скважин.

На месторождении Дунга во всех скважинах выполнен ГРП. Лабораторные исследования и 1D геомеханическое моделирование показали, что трещины ГРП формируются преимущественно в азимутальном направлении 0–10 градусов (север–юг). Детальный анализ гидродинамической связи между ячейками подтвердил результаты моделирования для большинства из них.

По данным лабораторных исследований попутно-добываемых вод проведен анализ 6-компонентов, по которым получен параметр минерализации для каждого продуктивного горизонта и построена карта минерализации, которая не выявила явных отклонений минерализации от начальных значений.

Рекомендации по проведению мероприятий по выводу скважин из бездействия

По состоянию на 01.07.2025 г. всего 7 скважин из 132 добывающих скважин находятся в бездействии.

Ниже в таблице 3.3.4 приведены рекомендации по выводу скважин из бездействия.

Таблица 3.3.4 – Месторождение Дунга. I объект разработки (аптский горизонт). Рекомендации по выводу добывающих скважин из бездействия

№ скважины	Рекомендации
ДГА-101В	КРС, перевод в АПТ, установка мех.пакера с целью отсечения Альбских залежей.
ДГА-142В	КРС, установка мех.пакера с целью отсечения нарушения.
30Н_Г	Отработать с подрядными организациями КТМС и КапРем. по возможности лик.аварии на скважине.
32Д-Г	Отработать с подрядными организациями КТМС и КапРем. по возможности лик.аварии на скважине.
ДГА-164В	ГИС ОПП по результатам ограничение водопритока. Запуск в эксплуатацию
ДГА-36В	Перевод в контрольный фонд, КРС, ГИС ОПП по результатам дальнейшие работы
ДГА-49В	Перевод в контрольный фонд, КРС, ГИС ОПП по результатам дальнейшие работы

Месторождение Дунга с 2000 г. по 2006 г. находилось в пробной эксплуатации, с 2007 г. осуществляется разработка месторождения в течении 17 лет, находится на II стадии разработки с выработкой извлекаемых запасов на уровне 35,8% (см. рисунок 3.3.3-3.3.4). За

этот период проведена значительная работа по улучшению инфраструктуры и оптимизации процессов разработки, что обеспечило стабильный рост добычи и эффективное использование ресурсов.

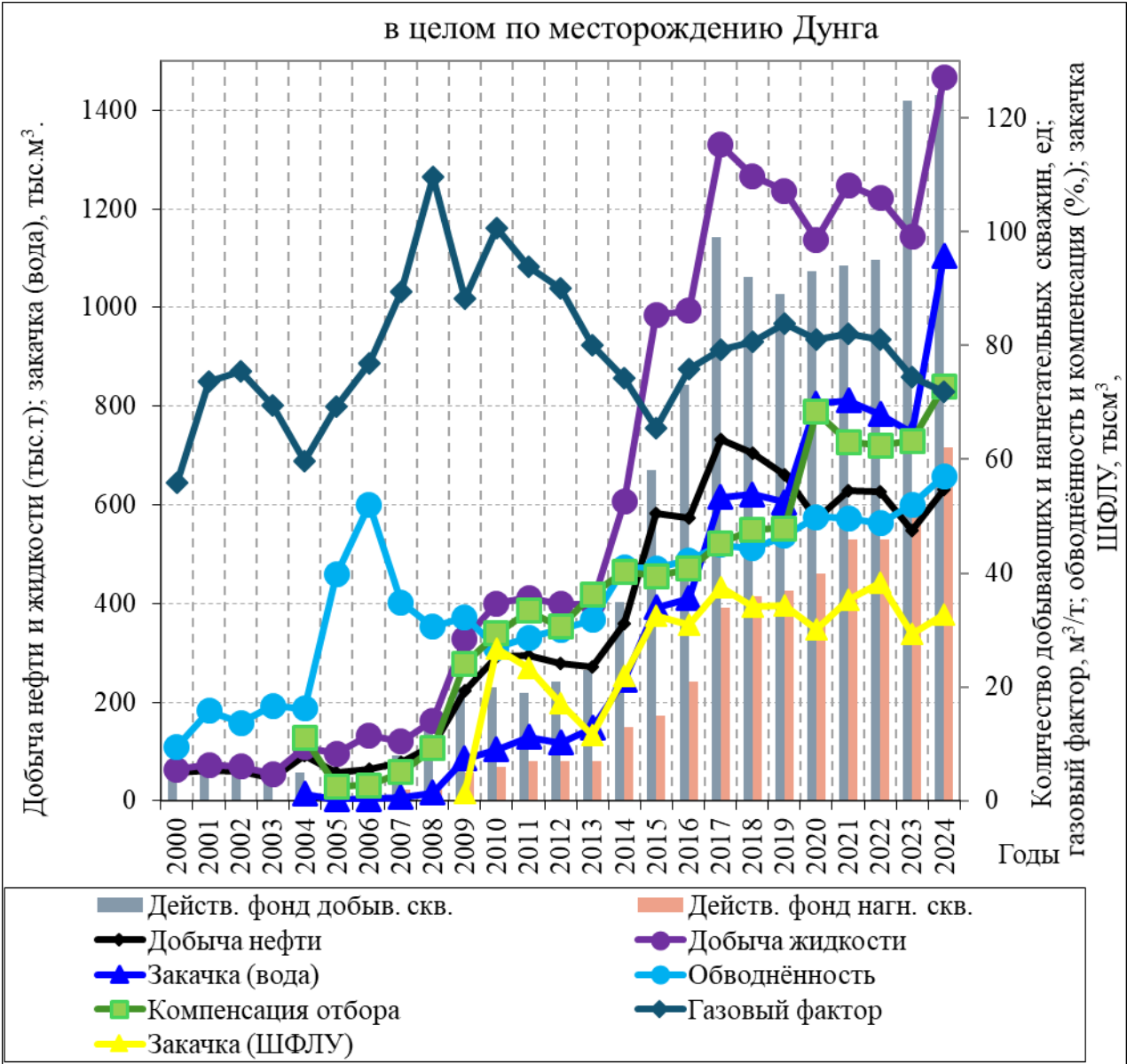


Рис.3.3.3 - Месторождение Дунга. Динамика основных технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г. в целом по месторождению

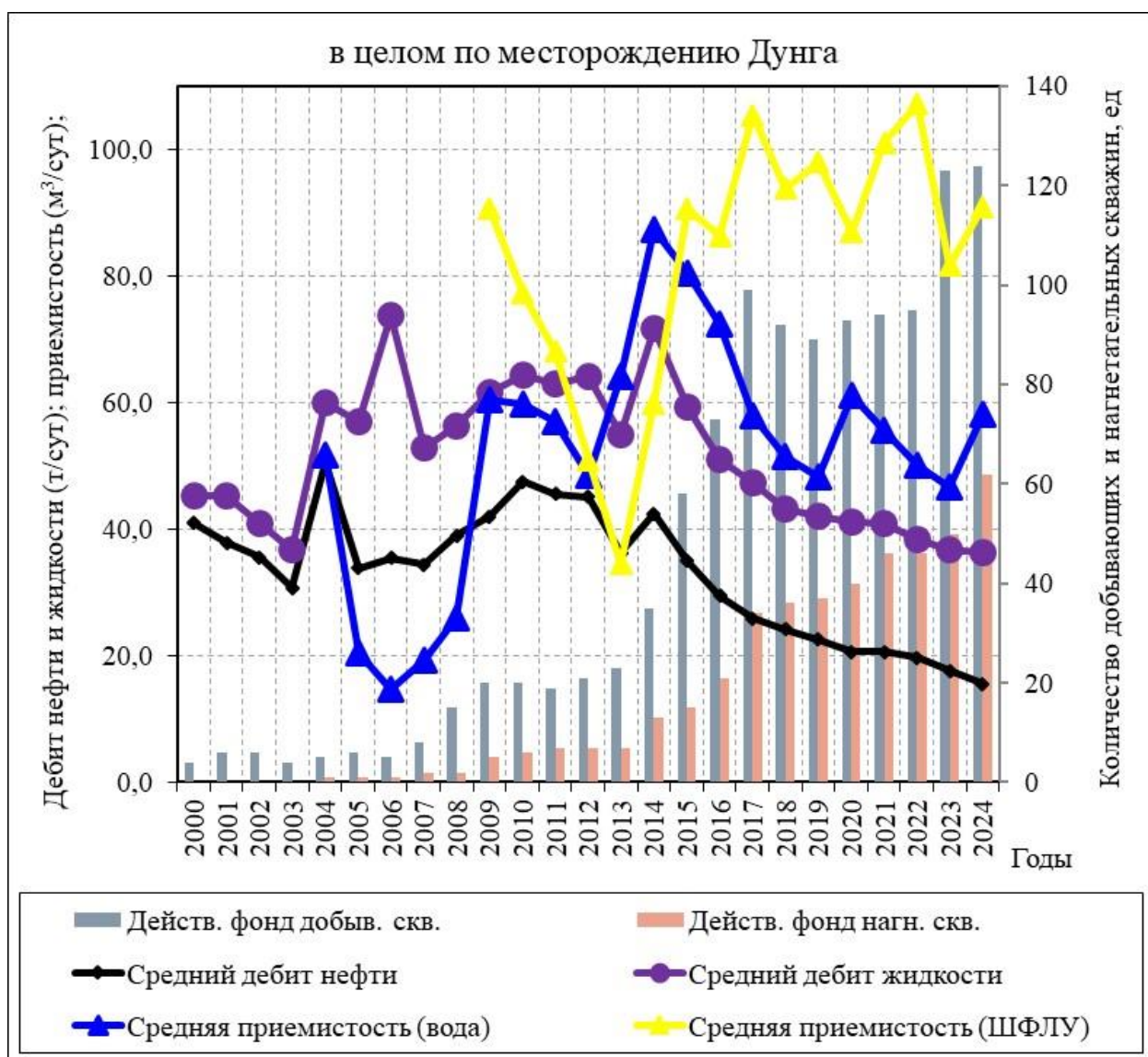


Рис.3.3.4 – Месторождение Дунга. Динамика основных технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г. в целом по месторождению

Поддержание пластового давления с помощью закачки попутно-добываемой воды начато с 2004 года. С 2009 года, в рамках оптимизации процессов разработки, также началась закачка широкой фракции легких углеводородов.

Как видно из рисунка 3.3.3, с начала разработки наблюдается рост добычи нефти и жидкости, что связано с увеличением действующего фонда добывающих скважин (см. рисунок 3.3.4). Однако, начиная с 2011 года, дебит нефти постепенно снижается, уменьшившись с 44,9 т/сут в 2011 году до 15,6 т/сут в 2024 году (см. рисунок 3.3.4). Этот процесс обусловлен несколькими факторами. Во-первых, наблюдается естественное истощение резервуаров, что приводит к снижению давления в пласте и, как следствие, к уменьшению дебита. Во-вторых, несмотря на увеличение количества скважин, с каждым годом ресурсные характеристики отдельных скважин ухудшаются из-за снижения их

производительности. Для компенсации этих процессов необходимо улучшить эффективность закачки и применение новых технологий для стимулирования добычи.

Показатель добычи жидкости практически полностью повторяет динамику добычи нефти, что связано с тем, что обводненность по скважинам незначительная. В начале разработки наблюдается схожий рост этих показателей, поскольку увеличение числа добывающих скважин способствует как увеличению нефтедобычи, так и увеличению объема извлекаемой жидкости. Снижение дебита нефти также приводит к аналогичному снижению дебита жидкости, так как уменьшение объемов добычи нефти неизбежно сказывается и на добыче сопутствующих углеводородов, включая воду и другие жидкости, присутствующие в пласте.

По параметру обводненности можно отметить следующее: при запуске нагнетательных скважин под закачку со следующего года 2005 г. начинается увеличение обводненности, что связано с вводом в эксплуатацию после длительной остановки 2 добывающих скважин (ДГА-26В и ДГА-29В) с высокой обводненностью на уровне 90%. С 2007 г. снижается обводненность до 2010 г., т.к. скважина ДГА-26В после увеличения обводненности до 99% в июле 2007 г. переводится в ликвидированный фонд, скважина ДГА-29В, также после длительного простоя, начала эксплуатироваться в октябре 2005 года, но, проработав всего два месяца, при достижении обводненности 99%, была выведена из эксплуатации. Вышеприведенные скважины в указанный период повлияли на общую тенденцию увеличения обводненности в целом по месторождению. С 2011 г. наблюдается увеличение обводненности по мере увеличения отборов.

По состоянию на 01.07.2025 г. среднегодовая обводненность (по весу) достигла 55,3%.

С увеличением объема закачки и расширением фонда нагнетательных скважин наблюдается рост компенсации отборов за счет закачки, среднегодовая компенсация отборов закачкой в I полугодии 2025 г. составила 69,3%.

За период пробной эксплуатации и разработки месторождения высокое значение газового фактора отмечено в 2008 г. и 2010 г. и составило 105 м³/т и 100 м³/т, соответственно. С 2009 г. динамика газового фактора практически повторяет динамику закачки ШФЛУ, т.е. на увеличение газового фактора в какой-то мере влияет закачка ШФЛУ, что отражено в разделе 3.2.

Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению приведены в таблице 3.3.5.

Проектные показатели за 2019, 2020, 2021, 2024, 2025 годы основаны на данных из
ПР 2019 года, а показатели за 2022-2023 годы представлены согласно информации из АР
2021 года.

Согласно ПР2019 г. предусматривалось по объектам:

1 объект (нефтяная залежь аптского горизонта)

Запланированные мероприятия ПР2019 г.	Выполнение
бурение 27 вертикальных скважин (ДГА-69В, 71В, 72В, 74В, 75В, 76В, 80В, 81В, 92В, 98В, 201В, 206В, 207В, 211В, 212В, 219В, 222В, 223В, 239В, 243В, 248В, 249В, 250В, 251В, 253В, 255В, 256В) с сеткой 750х750 м (в 2026 г. – 12 ед., в 2027 г. – 12 ед., в 2028 г. – 3 ед.)	не выполнено, т.к. бурение предусмотрено с 2026 г.
перевод 57 добывающих скважин (ДГА-30Д-Г, 59В, 61В, 72В*, 73В, 74В*, 81В*, 82В, 83В, 84В, 85В, 92В*, 93В, 94В, 95В, 96В, 97В, 107В, 108В, 109В, 110В, 111В, 112В, 113В, 114В, 115В, 153В, 167В, 172В, 189В, 200В, 201В*, 209В, 210В, 211В*, 212В*, 220В, 221В, 222В*, 223В*, 230В, 231В, 232В, 239В*, 240В, 241В, 246В, 250В*, 252В – по схеме проект. скв. 49 ед.) в ППД путем закачки воды (в 2018 г. – 2 ед., в 2019-25 гг. – по 6 ед., в 2026 г. – 1 ед., в 2027 г. – 5 ед., в 2028 г. – 4 ед., в 2029 г. – 3 ед.)	не выполнено по 28 скв.: (ДГА-30Д-Г, 72В*, 73В, 74В*, 81В*, 83В, 84В, 85В, 92В*, 93В, 94В, 96В, 97В, 107В, 109В, 110В, 115В, 153В, 172В, 201В*, 211В*, 212В*, 222В*, 223В*, 239В*, 246В, 250В*, 252В). выполнено 21 скв.: ДГА-59В, 61В, 82В, 95В, 108В, 111В, 112В, 113В, 114В, 167В, 189В, 200В, 209В, 210В, 220В, 221В, 230В, 231В, 232В, 240В, 241В переведены не соответствии ПР2019 г. 5 скв.: ДГА-186В, 187В, 170В, 183В, 199В.
перевод 3 добывающих скважин (ДГА-46В, 198В, 199В) в ППД под закачку воды/газа (в 2018 г. – 1 ед, в 2024 г. – 1 ед., в 2027 г. – 1 ед.)	выполнено под закачку 2 скважины (ДГА-46В с 2008 г. по газ, с 2009 под воду, 199В в 2020 г. под воду)
ввод из освоения 61 скважины (ДГА-55В, 56В, 57В, 59В, 60В, 61В, 62В, 63В, 64В, 66В, 67В, 68В, 70В, 73В, 77В, 78В, 79В, 82В, 83В, 84В, 85В, 86В, 87В, 88В, 89В, 90В, 91В, 93В, 94В, 95В, 96В, 97В, 99В, 100В, 101В, 102В, 103В, 104В, 105В, 106В, 198В, 199В, 209В, 210В, 216В, 217В, 218В, 221В, 227В, 228В, 232В, 236В, 237В, 238В, 240В, 241В, 242В, 247В, 252В, 254В-по схеме проект. скв. – 60 ед.) (в 2019 г. – 8 ед., в 2020 г. – 3 ед., в 2021 г. – 50 ед.)	выполнено по 61 скв.: ДГА-59В, 60В, 61В, 62В, 64В, 65В, 66В, 67В, 70В, 73В, 77В, 78В, 79В, 82В, 83В, 84В, 85В, 86В, 87В, 88В, 89В, 90В, 91В, 93В, 94В, 95В, 96В, 97В, 99В, 100В, 101В, 102В, 103В, 104В, 105В, 106В, 198В, 199В, 209В, 210В, 216В, 217В, 218В, 221В, 227В, 228В, 232В, 236В, 237В, 238В, 240В, 241В, 242В, 247В, 252В, 254В. Также переведены из освоения, 200В, 204В, 205В, 244В, 245В, 246В.
перевод 1 скважины на барремский горизонт (ДГА-42В) в 2041 г.	не выполнено, т.к. перевод предусмотрен в 2041 г.
перевод 1 скважины (ДГА-40В) на валанжинский горизонт в 2018 г.	не выполнено, скважина ДГА-40В по состоянию на 02.01.2025 г. находится в консервации
перевод 2 скважин на альбский горизонт (ДГА-163В, ДГА-171В) в 2019 г., в 2020 г.	выполнено по 1 скважине (ДГА-163В) введена в 2019 г., скважина ДГА-171В с 2019 г. находится в нагнетательном фонде аптского горизонта
перевод 3 (ДГА-153В, ГА-163В, ДГА-171В) скважин с альбского горизонта, в т.ч 2 ед. в нагнетательный фонд (ДГА-153В, ДГА-171В)	не выполнено, т.к. перевод предусмотрен с 2026 г.

По I объекту разработки в ПР2019 г. за период 2018-24 гг. предусмотрен 38 переводов под закачку воды, фактически переведено 26 ед., также предусмотрен перевод 2 скважин под закачку воды/газа, фактически переведено 2 скважины под закачку воды. Скважину ДГА-40В запроектировано перевести на валанжинский горизонт, фактически не выполнено. Предусмотренный перевод на альбский горизонт проведен по 1 скважине, а не по 2.

II возвратный объект (барремский горизонт)

Запланированные мероприятия	Выполнение
перевод 1 скважины с аптского горизонта (ДГА-42В) в 2041 г.	не выполнено, т.к. перевод предусмотрен в 2041 г.
перевод 1 скважины (ДГА-40В) с валанжинского горизонта в 2042 г.	не выполнено, т.к. перевод предусмотрен в 2042 г.

Ввод II возвратного объекта запланирован в 2041 г.

III объект (валанжинский горизонт)

Запланированные мероприятия	Выполнение
перевод 1 скважины (ДГА-40В) с аптского горизонта в 2018 г.	не выполнено, скважина ДГА-40В по состоянию на 02.01.2025 г. находится в консервации

III объект предусмотрено разрабатывать 2 скважинами, фактически эксплуатируется 1 горизонтальной скважиной.

IV объект (газовая залежь горизонта Ю-I А)

Запланированные мероприятия	Выполнение
бурение газовых 5 скважин (в 2035 г. – 2 ед., в 2036 г. – 2 ед., в 2037 г. – 1 ед.)	не выполнено, т.к. бурение предусмотрено с 2035 г.

Ввод IV объекта в ПР2019 г. предусмотрен в 2035 г.

V объект (газонефтяная залежь Ю-I Б)

Запланированные мероприятия	Выполнение
бурение 15 скважин (в 2031 г. – 3 ед., в 2032 г. – 5 ед., в 2033 г. – 5 ед., в 2034 г. – 2 ед.)	не выполнено, т.к. бурение предусмотрено с 2031 г.

Ввод V объекта согласно ПР2019 г. предусмотрен в 2031 г.

VI возвратный объект (нефтяная залежь альбского горизонта)

Запланированные мероприятия ПР2019 г.	Запланированные мероприятия АР2021 г. (2022-23 гг.)	Выполнение
перевод 2 скважин с аптского горизонта в 2019 г. (ДГА-171В), в 2020 г. (ДГА-163В)	перевод 1 (ДГА-172) скважины с аптского горизонта в 2021 г.	выполнено по 1 скважине (ДГА-163В) введена в 2019 г., скважина ДГА-171В с 2019 г. находится в нагнетательном фонде аптского горизонта на альб не вводилась. На альбский горизонт переведены следующие 4 скважины: 1 (ДГА-172В) в 2021 г., 1 (ДГА-180В) в 2023 г., 2 (ДГА-162В, ДГА-144В) в 2024 г.
возврат 2 скважин с альбского горизонт на аптский в нагнетательный фонд в 2026 г. (ДГА-153В), в 2027 г. (ДГА-171В)	возврат 2 скважин с альбского горизонт на аптский в нагнетательный фонд в 2026 г. (ДГА-153В), в 2027 г. (ДГА-172В)	не выполнено, т.к. перевод предусмотрен с 2026 г.
возврат 1 скважины с альбского горизонт на аптский (ДГА-163В) в 2028 г.	возврат 1 скважины с альбского горизонт на аптский (ДГА-163В) в 2028 г.	не выполнено, т.к. перевод предусмотрен в 2028 г.
фонд добывающих скважин в 2024 г. – 4 ед.	фонд добывающих скважин в 2024 г. – 4 ед.	по состоянию на 02.01.2025 г. эксплуатируется 7 действующих (введены ДГА-58В в 2012 г., ДГА-144В в 2023 г., ДГА-153В в 2016 г., ДГА-162В в 2024 г., ДГА-163В в 2019 г., ДГА-172 в 2021 г., ДГА-180В в 2023 г.)

На альбском горизонте выделено 4 залежи: Сазды, Иртыш, Талас, Исрим, из них залежи Исрим и Талас, оценены по категории запасов C_2 .

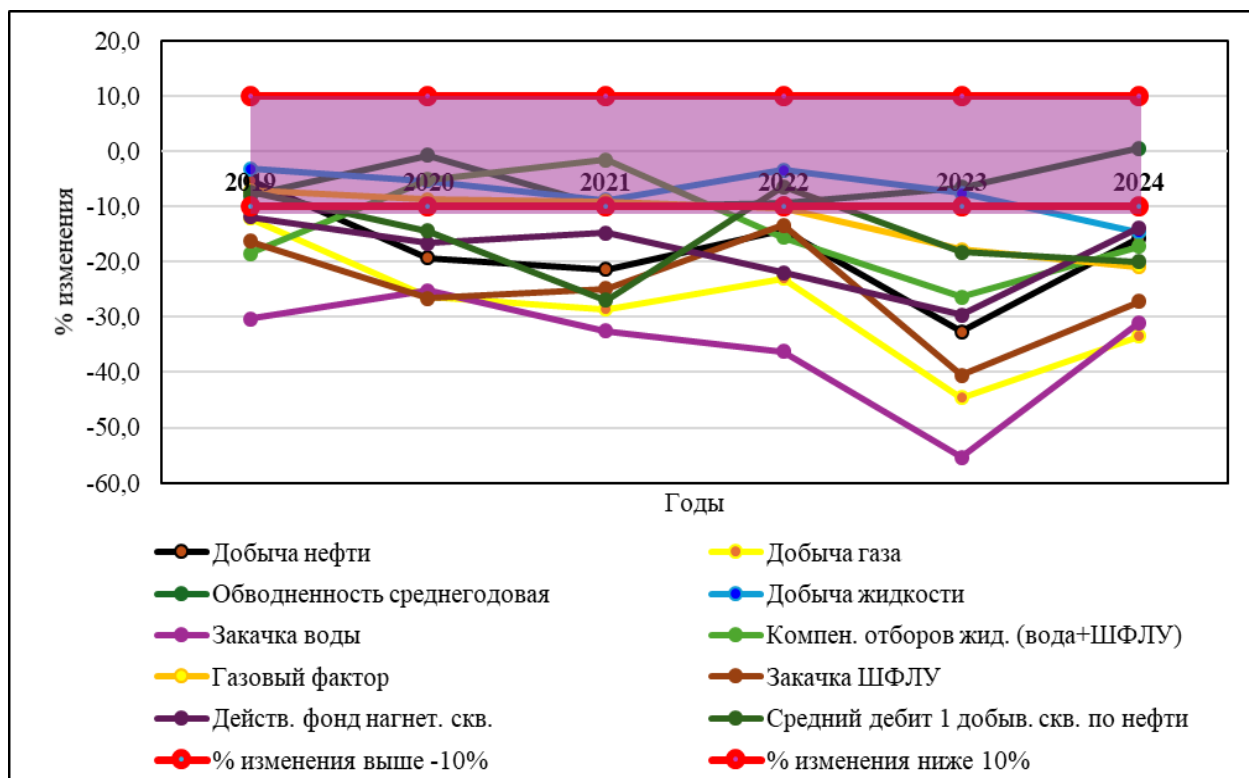
В 2024 г. утвержден ГКЗ РК «Перевод запасов нефти и растворенного газа по категории C_2 в категорию C_1 по залежам №1 и №4 в нижней части альбского яруса месторождения Дунга», согласно которому залежь Иртыш оценена по категории запасов C_1 , по результатам опробования 3 пробуренных скважин ДГА-101В, ДГА-61В, ДГА-86В.

Следует отметить, что в ПР2019 г. объектом разработки был выделена залежь Сазды, запасы по залежам Иртыш, Исрим, Талас не были утверждены в виду недоизученности и недостаточной обоснованности.

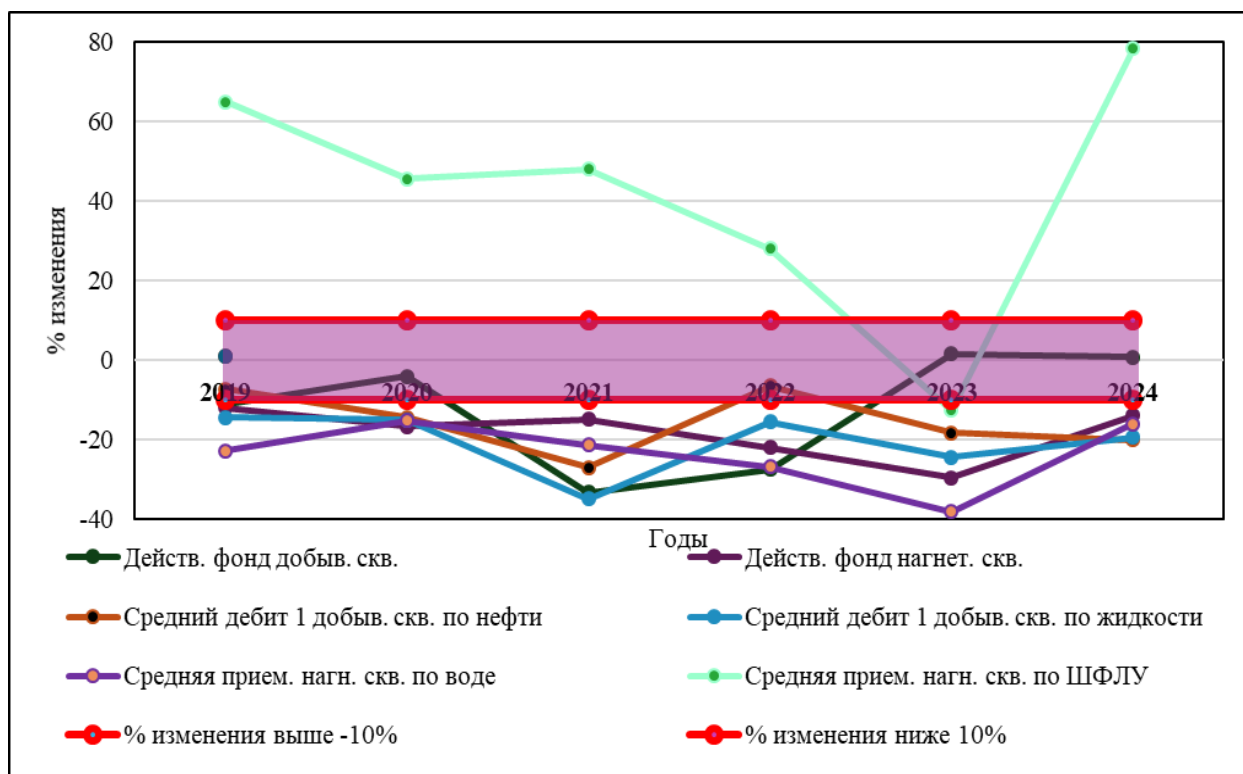
По VI объекту из запланированных мероприятий ПР2019 г. переведена 1 скважина с аптского горизонта, остальные переводы не выполнены, т.к. предусмотрены позже с 2026 г.

Таким образом, 4 скважины переведены на альбский горизонт не в соответствии ПР2019 г.

% изменения основных фактических и проектных технологических показателей разбит на 2 рисунка (см. рисунок 3.3.5).



А)



Б)

Рис.3.3.5 - Месторождение Дунга. Динамика % изменения основных технологических показателей за рассматриваемый период в целом по месторождению

Как видно из таблицы и рисунка 3.3.5, за рассматриваемый период все фактические показатели, кроме приемистости по газу ниже проектных.

% снижения по большинству показателей выше 10% за рассматриваемый период, наиболее высокое отклонение фактических показателей от проектных наблюдается по закачке воды, газа, газовому фактору, добыче газа.

Основная причина снижения добычи нефти и жидкости в начальный рассматриваемый период связана с эксплуатацией меньшего действующего фонда добывающих скважин, а в последние годы с уменьшением дебитов скважин.

Необходимо отметить, что проектный показатель обводненности выше фактических данных.

Отставание фактических данных от проектных особенно выражено по показателю закачки, что связано с проведением нагнетания с меньшим количеством действующих нагнетательных скважин и более низкой приемистостью, чем предусмотрено проектом. Кроме того, наблюдается также меньшая компенсация по факту, чем запроектировано.

Таблица 3.3.5 – Месторождение Дунга. Сравнение проектных и фактических технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.

Показатели	ПР2019						АР2021				ПР2019			
	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2024 г.		2025 г.	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт на 01.07.25
Добыча нефти, тыс.т	698,5	661,3	707,7	570,8	800,7	628,9	730,0	626,6	814,7	548,6	747,9	630,1	720,3	339,6
в т.ч. из переходящих скважин	663,2	661,3	691,5	569,3	541,3	610,0	-	617,9	-	532,4	747,9	621,0	720,3	339,6
из новых скважин	35,3	0	16,2	1,5	259,4	19,0	-	8,7	-	16,2	0	9,2		
за счет проведения ГРП										5,9				
Накопленная добыча нефти, тыс.т	5656	5600,1	6364	6170,9	7165	6799,8	7538,0	7426,4	8353,0	7975,0	9541	8605,1	10261	8944,73
Добыча нефтяного газа, млн.м³	63	55,4	63,0	46,2	72,0	51,6	66,0	50,8	73,7	40,8	68,0	45,3	66	25,6
Накопленная добыча газа, млн.м³	466	451,1	529,0	497,3	601,0	548,9	621,0	599,7	695,0	640,6	818	685,8	884	711,4
Текущий КИН, %	6,2	6,1	7,0	6,8	7,800	7,3	8,3	8,0	9,1	8,6	10,4	9,2	11,2	9,7
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	23,2	22,9	26,1	25,3	29,3	27,6	30,9	30,1	34,2	32,3	39,1	34,4	42	1,4
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,9	2,7	2,9	2,3	3,3	2,6	3,0	2,5	3,3	2,2	3,1	2,5	2,9	2,2
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,7	3,5	3,9	3,1	4,6	3,5	4,3	3,6	5,1	3,3	5,0	3,8	5,1	36,3
Обводненность (по весу) среднегодовая, %	50,6	46,5	50,2	49,8	55,2	49,6	53,8	48,7	55,7	52,0	56,7	57,0	58,1	55,3
в т.ч. по переходящим	50,5	46,5	50,1	49,7	51,7	49,2	-	48,7	-	49,7	56,7	56,5	58,1	55,3
по новым	51	0	55,0	71,5	61,0	60,2	-	48,7	-	80,8	0	75,9		
Добыча жидкости, тыс.т	1413	1236,9	1420	1137,3	1786	1248,5	1580	1221,9	1837	1143,5	1727	1465,4	1719	760,2
в т.ч из переходящих	1341	1236,9	1384	1132,2	1121	1200,8	-	1205,0	-	1059,3	1727	1427,5	1719	760,2
из новых	72	0	36	5,1	665	47,6	-	16,9	-	84,3	0	37,9		
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	9542	9235,2	10962	10372,5	12748	11621,0	13297	12842,9	15135	13986,5	18096	15451,9	19815	16212,1
Закачка воды, тыс.м³	868,7	605,4	1077,3	806,1	1202,8	811,8	1229,6	783,8	1672,0	746,9	1599,6	1104,0	1716	555,0
Накопленная закачка воды годовая, тыс.м³	3831	3514,6	4908	4320,7	6112	5132,5	6499	5916,3	8171	6663,2	10464	7767,1	12180	8322,1
Закачка ШФЛУ, тыс.м³	41	34,3	41	30,1	47	35,3	44,3	38,4	49,5	29,4	45,0	32,7	43	16,7
Накопленная закачка ШФЛУ годовая, тыс.м³	287	271,2	328	301,4	375	336,6	384	375,0	434	404,4	517	437,1	560	453,9
Компенсация отборов жидкости текущая, % (вода+ШФЛУ)	59	46,9	72	67,1	64	61,9	74	61,3	86	62,2	88	71,7	94	69,3
Компенсация отборов жидкости накопленная, % (вода+ШФЛУ)		36,7		40,0		42,3		44,1		45,6		48,0		49,0
Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	-	375,5	-	375,5	-	375,5	-	375,5	-	375,5	-	375,5	-	375,5
Ввод новых добывающих скважин, шт.	8	0	3	8	50	5	45	0	0	32	0	9	0	0
в т. ч. из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из освоения и обустройства	8	0	3	8 (ДГА-198В, 199В, 200В, 204В, 205В, 244В, 245В, 246В)	50	5 (ДГА-66В, 240В, 241В, 242В, 247В)	45	3 (ДГА-67В, 252В, 254В)	0	32 (ДГА-59В, 60В, 61В, 62В, 70В, 73В, 77В, 78В, 79В, 82В, 83В, 84В, 85В, 86В, 87В, 88В, 89В, 90В, 91В, 93В, 94В, 95В, 96В, 97В, 99В, 100В, 101В, 102В, 103В, 104В, 105В, 106В)	0	9 (ДГА-64В, 216В, 217В, 218В, 227В, 228В, 236В, 237В, 238В)	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	101	96	98	101	142	100	136	102	124	129	124	132	-	132
в т. ч действующих, ед	100	89	97	93	141	94	131	95	121	123	123	124	118	125
в бездействии, ед.	1	7	1	8	1	6	5	7	3	6	1	8	-	7
В освоении и обустройстве, ед.		66		58		53		50		18		5		5
Перевод в консервацию, ед.				1 (ДГА-40В)										
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	6	3	6	2	6	6	12	1	12	5	6	10	5 (вода) 1 (газ/вода)	
в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
переводом из добывающего фонда и из освоения, обустройства	6	2 (ДГА-186В, 187В)	6	2 (ДГА-170В, 183В)	6	6 (ДГА-108В, 167В, 220В, 230В,	12	1 (ДГА-241В)	12	5 (ДГА-111В, 112В, 113В, 114В, 240В)	6	10 (ДГА-59В, 61В, 82В, 95В, 199В, 200В, 209В,	5 (вода) 1 (газ/вода)	

Показатели	ПР2019						АР2021				ПР2019			
	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2024 г.		2025 г.	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт на 01.07.25
						231В, 189В)						210В, 221В, 232В)		
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	42	39	48	41	54	47	59	48	71	53	72	63	78	63
в т.ч. действующих, ед	42	37	48	40	54	46	59	46	71	50	72	62	78	62
из них водонагнетательные	40	36	46	39	52	45	58	45	70	49	69	61	75	61
газонагнетательные	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1	3	1
Средний дебит 1 добывающей скважины по нефти, т/сут	24,3	22,6	24,1	20,7	28,2	20,7	21,1	19,8	21,6	17,7	19,5	15,6	19,7	16,3
Средний дебит 1 добывающей скважины по жидкости, т/сут	49,2	42,2	48,4	41,3	62,8	41,0	45,6	38,6	48,7	36,9	45,0	36,3	47,1	36,5
Средний дебит 1 переходящей скважины по нефти, т/сут	26,1	22,6	26,6	20,8	25,9	21,0	-	19,8	-	18,3	19,5	15,7	19,7	18,3
Средний дебит 1 переходящей скважины по жидкости, т/сут	47,2	42,2	47,7	41,4	46,9	41,3	-	38,6	-	36,4	45,0	36,2	47,1	41,0
Средний дебит 1 новой скважины по нефти, т/сут	22,6	0	23,4	8,6	29,9	14,4	-	17,6	-	8,5	-	9,6	-	-
Средний дебит 1 новой скважины по жидкости, т/сут	52,1	0	63,0	30,1	76,7	36,2	-	34,3	-	44,4	-	39,9	-	-
Средняя приемистость нагнетательной скважины по воде, м³/сут	62,6	49,8	72,0	62,8	70,6	56,9	68,4	51,2	75,5	47,8	69,2	59,3	68,56	52,5
Средняя приемистость нагнетательной скважины по ШФЛУ, м³/сут	59,4	98,0	59,7	87,0	68,3	101,1	83,7	107,1	93,5	81,7	51,0	91,0	41,43	92,4
Газовый фактор, м³/т	90,2	83,8	89,0	81,0	89,9	82,1	90,4	81,1	90,5	74,4	90,9	71,9	91,6	75,3
Коэффициент использования добывающих скважин, доли ед.	0,99	0,93	0,99	0,92	0,99	0,94	0,96	0,93	0,98	0,95	0,99	0,94	0,95	0,91
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,87	0,95	0,84	0,95	0,87	0,96	0,92	0,98	0,89	0,95	0,92	0,95	0,94
Коэффициент использования нагнетательных скважин, доли ед.	1	0,95	1	0,98	1	0,98	1	0,96	1	0,94	1	0,98	0,95	0,98
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,92	0,95	0,92	0,95	0,95	0,95	0,93	0,95	0,93	0,95	0,94
Плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин, 10⁴ м²/скв.		95,3		90,6		87,5		85,8		70,7		66,0		66
Удельные остаточные балансовые запасы на 1 скважину эксплуатационного фонда, т/скв		420,2		417,4		420,7		417,6		415,0		417,3		415,6

По состоянию на 01.07.2025 г. разрабатываются I (аптский горизонт), III (валанжинский горизонт), VI (альбский горизонт) объекты разработки.

I объект разработки (нефтяная залежь аптского горизонта К_{1а}) эксплуатируется с 2000 г., является основным объектом разработки месторождения на долю которого приходится 92% от общих утвержденных геологических запасов. На месторождении поддержание пластового давления осуществляется только на этом объекте.

Динамика основных фактических показателей разработки представлены на рисунках

3.3.6, 3.3.7.

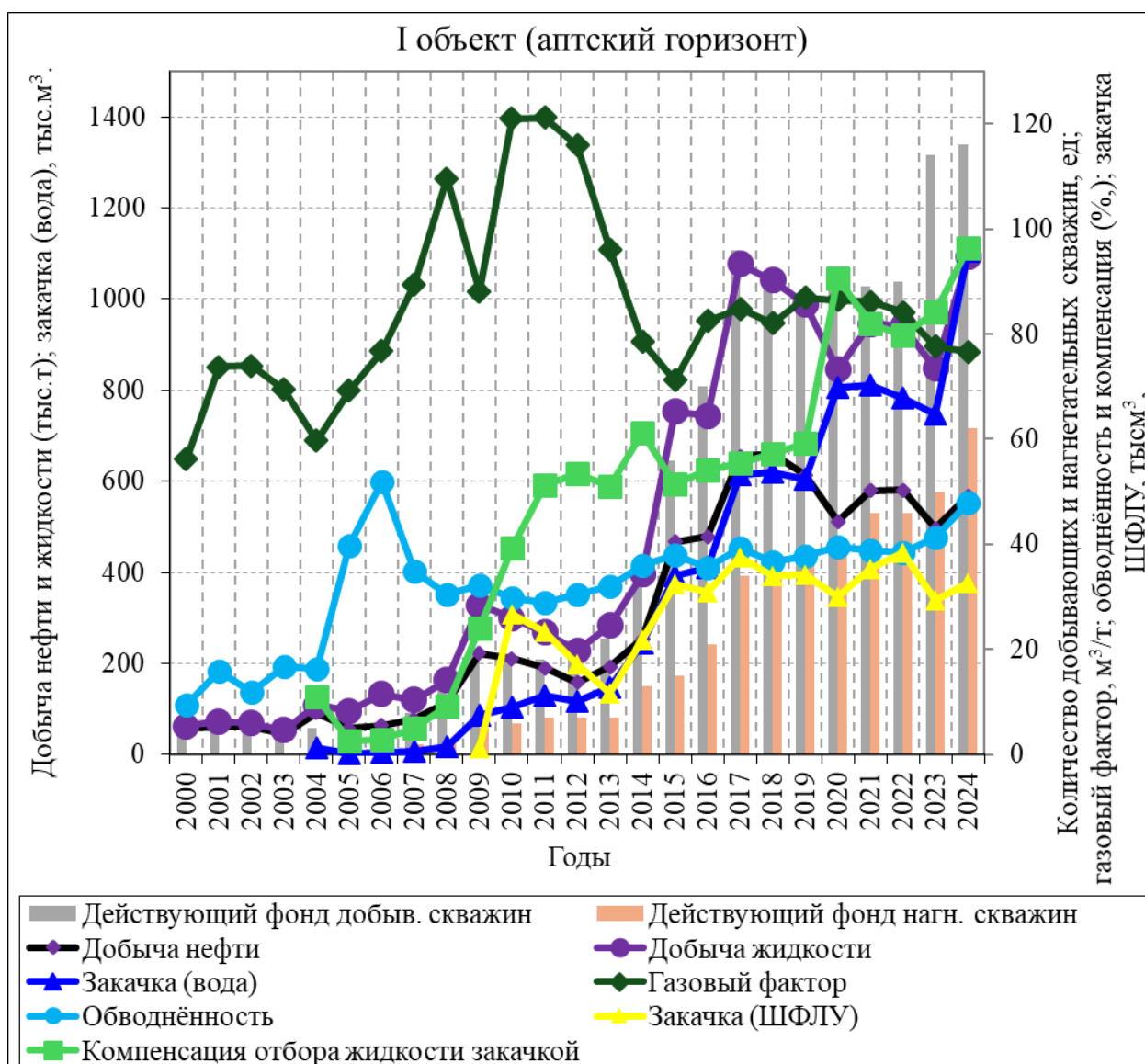


Рис.3.3.6 - Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Динамика основных технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.

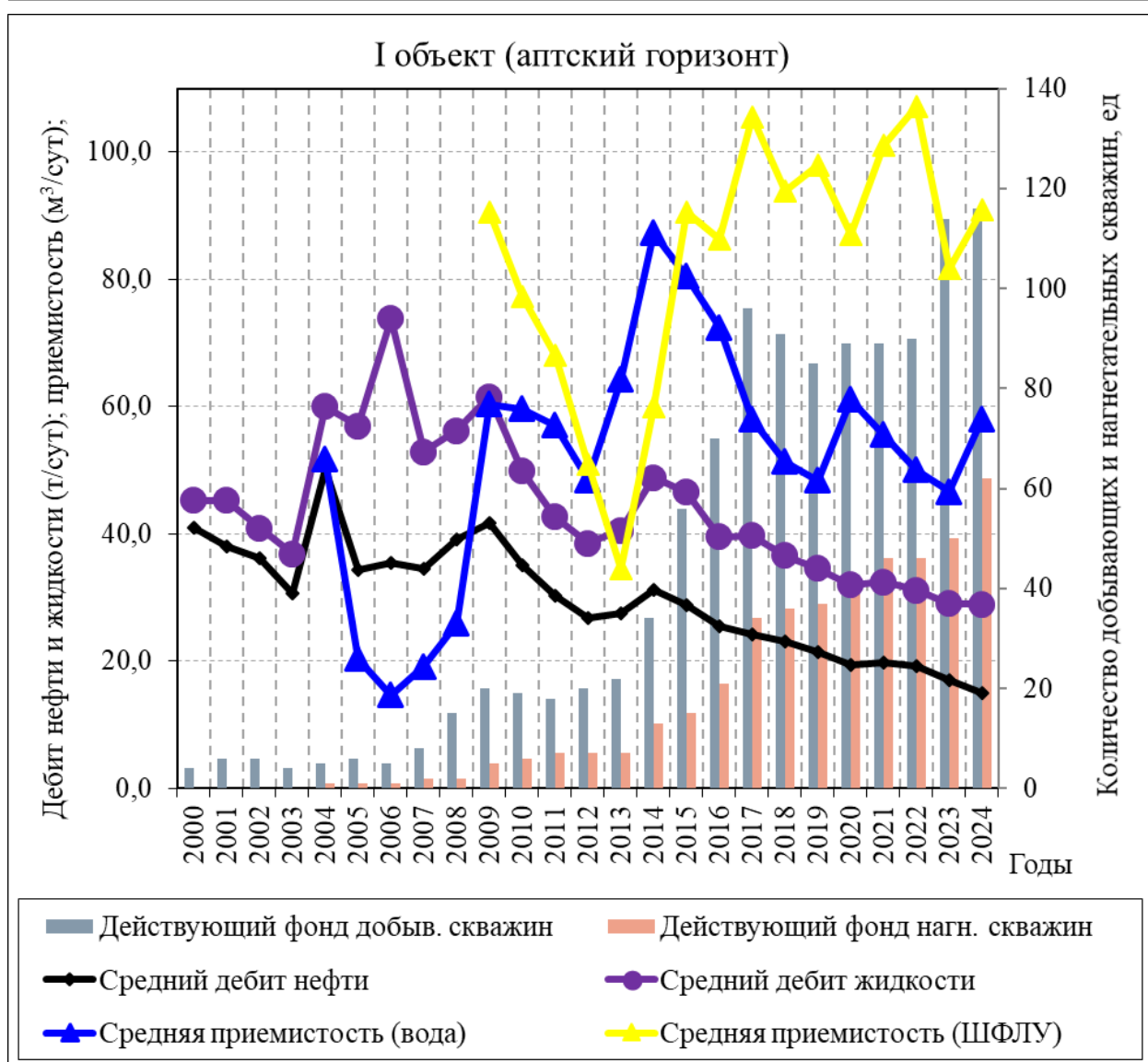


Рис.3.3.7 - Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Динамика основных технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.

Как следует из рисунков 3.3.6 и 3.3.7, графики аналогичны линиям графиков по месторождению в целом, что обусловлено тем, что I объект является основным, и его показатели в полной мере отражают общую динамику месторождения. В связи с этим, отдельное описание данного объекта не требуется, так как все необходимые данные и анализ уже представлены в контексте характеристик всего месторождения, что позволяет избежать излишнего повторения.

Сравнение проектных и фактических показателей по I объекту разработки (аптский горизонт) представлены в таблице 3.3.6.

Таблица 3.3.6 – Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Сравнение проектных и фактических технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.

Показатели	ПР2019						АР2021				ПР2019			
	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2024 г.		2025 г.	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт на 01.07.25
Добыча нефти, тыс.т	640,5	614,21	645,30	509,78	745,4	579,01	677,7	580,9	767,0	502,42	706,4	567,90	682,1	310,47
в т.ч из переходящих	610,7	614,21	634,5	508,3	485,9	560,0	-	572,3	-	486,2	706,4	558,8	682,1	310,47
из новых	29,8	0	10,7	1,5	259,4	19,0	-	8,7	-	16,2	0	9,2		
за счет проведения ГРП												5,9		
Накопленная добыча нефти, тыс.т	4763	4729,52	5408	5239,30	6154	5818,31	6497	6399,24	7264	6901,66	8394	7469,57	9076	7780,04
Добыча нефтяного газа, млн.м³	60,8	53,41	61,3	43,93	70,8	50,07	64,7	49,7	72,5	39,21	67,1	43,49	64,8	24,83
Накопленная добыча газа, млн.м³	425	410,63	486	454,56	557	504,63	576	554,3	648	593,50	770	636,99	835	659,73
Текущий КИН, %	5,6	5,6	6,4	6,2	7,2	6,7	7,6	7,4	8,5	8,0	9,9	8,6	10,7	9
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	21	20,8	23,8	23,1	27,1	25,3	28,6	27,9	32,0	30,1	36,9	32,5	39,9	33,9
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,8	2,7	2,8	2,2	3,3	2,5	3,0	2,5	3,4	2,2	3,1	2,5	3	1,4
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,6	3,4	3,7	2,9	4,5	3,4	4,2	3,5	5,0	3,1	4,9	3,7	5	2
Обводненность среднегодовая, %	42,8	37,9	42,0	39,6	49,7	38,8	44,3	38,3	47,9	40,7	51	48,0	52	44,7
в т.ч. по переходящим	42,3	37,9	41,8	39,4	40,4	37,6	-	38,1	-	36,2	56,7	47,0	52	44,7
по новым	51	0	52	71,5	61	60,2	-	48,7	-	80,8	0	75,9	-	
Добыча жидкости, тыс.т	1119,2	988,4	1112,1	844,5	1481	945,8	1215,8	942,0	1471,7	846,7	1438,8	1092,7	1435	561,2
в т.ч из переходящих	1058	988,4	1090	839,4	816	898,2	-	925,1	-	762,4	1438,8	1054,8	1435	561,2
из новых	61,4	0	22,4	5,1	665,2	47,6	-	16,9	-	84,3	0	37,9		
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	7442,8	7286,3	8554,8	8130,8	10035,8	9076,6	10223,2	10018,6	11695,0	10865,3	14503,8	11958,1	15938,8	12519,1
Закачка воды, тыс.м³	868,7	605,4	1077,3	806,1	1202,8	811,8	1229,6	783,8	1672,0	746,9	1599,6	1104,0	1716	555
Накопленная закачка воды годовая, тыс.м³	3831	3514,6	4908	4320,7	6112	5132,5	6499	5916,3	8171	6663,2	10464	7767,1	12180	8322,1
Закачка ШФЛУ, тыс.м³	41,2	34,3	41,4	30,1	47,4	35,3	44,3	38,4	49,5	29,4	44,7	32,7	43	16,7
Накопленная закачка ШФЛУ годовая, тыс.м³	287	271,2	328	301,4	375	336,6	384	375,0	434	404,4	517	437,1	560	453,9
Компенсация отборов жидкости текущая, % (вода+ШФЛУ)	73	57,8	90	88,8	77	80,2	95	78,1	106	82,3	100	94,6	100	92,1
Компенсация отборов жидкости накопленная, % (вода+ШФЛУ)		46,2		50,6		53,7		56,0		58,0		61,3		62,7
Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м		364,4		364,4		364,4		364,4		364,4		364,4		364,4
Ввод новых добывающих скважин, шт.	8	-	3	8	50	5	45	3	0	32	0	13	0	0
в т. ч. из бурения	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из освоения и обустройства	8	-	3	8 (ДГА-198В, 199В, 200В, 204В, 205В, 244В, 245В, 246В)	50	5 (ДГА-66В, 240В, 241В, 242В, 247В)	45	3 (ДГА-67В, 252В, 254В)	0	32 (ДГА-59В, 60В, 61В, 62В, 70В, 73В, 77В, 78В, 79В, 82В, 83В, 84В, 85В, 86В, 87В, 88В, 89В, 90В, 91В, 93В, 94В, 95В, 96В, 97В, 99В, 100В, 101В, 102В, 103В, 104В, 105В, 106В)	0	9 (ДГА-64В, 216В, 217В, 218В, 227В, 228В, 236В, 237В, 238В)	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	96	91	92	97	136	95	131	97	119	120	118	124	112	124
в т. ч действующих, ед	95	85	91	89	135	89	126	90	116	114	117	116	111	117
в бездействии, ед.	1	6	1	8	1	6	5	7	3	6	1	8	1	7
В освоении и обустройстве, ед.	0	66		58		53		50		18		5		5
Перевод в консервацию, ед.				1 (ДГА-40В)										
Перевод добывающих скважин с I объекта на VI объект, ед.	1 (ДГА-171В)	2 (ДГА-163В, 167В)	1 (ДГА-163В)	0	0	1 (ДГА-172В)	0	0	0	4 (ДГА-61, 86, 101, 180)	0	2 (ДГА-144В, 162В)		
Перевод добывающих скважин с VI объекта на I объект, ед.	0	0	0	1 (ДГА-167В)	0	0	0	0	0	0	0	3 (ДГА-61, 86В, 101В)		
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	6	3	6	2	6	6	12	1	12	5	6	10	5 (вода) 1 (газ/вода)	

Показатели	ПР2019						АР2021				ПР2019			
	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2024 г.		2025 г.	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт на 01.07.25
в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
переводом из добывающего фонда и из освоения, обустройства	6	3	6	2 (ДГА-170В, 183В)	6	6 (ДГА-108В, 167В, 220В, 230В, 231В, 189В)	12	1 (ДГА-241В)	12	5 (ДГА-111В, 112В, 113В, 114В, 240В)	6	10 (ДГА-59В, 61В, 82В, 95В, 199В, 200В, 209В, 210В, 221В, 232В)	5 (вода) 1 (газ/вода)	
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	42	39	48	41	54	47	59	48	71	53	72	63	78	63
в т.ч. действующих, ед	42	37	48	40	54	46	59	46	71	50	72	62	78	62
из них водонагнетательные	40	36	46	39	52	45	58	45	70	49	69	61	75	61
газонагнетательные	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1	3	1
Перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд, ед	6		6		6		12		12		6		6	
Средний дебит одной добывающей скважины по нефти, т/сут	23,6	21,5	23,5	19,4	28,1	20,0	20,5	19,3	21,2	17,3	19,3	15,1	19,7	15,9
Средний дебит одной добывающей скважины по жидкости, т/сут	41,2	34,7	40,5	32,2	55,8	32,6	36,8	31,2	40,7	29,2	39,4	29,0	41,4	28,7
Средний дебит 1 переходящей скважины по нефти, т/сут	25,3	21,5	26,0	19,5	26,2	20,2	-	19,3	-	17,9	19,3	15,2	19,7	15,9
Средний дебит 1 переходящей скважины по жидкости, т/сут	39,0	34,7	39,7	32,2	36,5	32,4	-	31,2	-	28,1	39,4	28,7	41,4	28,7
Средний дебит 1 новой скважины по нефти, т/сут	21,5	0	20,6	8,5	29,9	14,3	-	17,5	-	8,5	0	9,6	-	
Средний дебит 1 новой скважины по жидкости, т/сут	44,2	0	43,0	29,8	76,7	36,0	-	34,1	-	44,1	0	39,9	-	
Средняя приемистость нагнетательной скважины по воде, м³/сут	62,6	49,8	72,0	62,8	70,6	56,9	68,4	51,2	75,5	47,8	69,2	59,3	68,6	52,5
Средняя приемистость нагнетательной скважины по ШФЛУ, м³/сут	59,4	98,0	59,7	87,0	68,3	101,1	83,7	107,1	93,5	81,7	51,0	91,0	41,4	92,4
Пластовое давление, МПа		10,6		10,4		9,5		11,5				10,1		
Газовый фактор, м³/т	95,0	87,0	95,0	86,2	95,0	86,5	95,5	85,5	94,5	78,0	95,0	76,6	95	80
Коэффициент использования добывающих скважин, доли ед.	0,99	0,93	0,99	0,92	0,99	0,94	0,96	0,93	0,97	0,95	0,99	0,94	0,99	0,9
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,87	0,95	0,83	0,95	0,87	0,95	0,92	0,95	0,89	0,95	0,92	0,95	0,94
Коэффициент использования нагнетательных скважин, доли ед.	1	0,95	1	0,98	1	0,98	1	0,96	1	0,94	1	0,98	1	0,98
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,92	0,95	0,92	0,95	0,95	0,95	0,93	0,95	0,93	0,95	0,94
Плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин, 10⁴ м²/скв.	-	80,9	-	76,2	-	74,0	-	72,5	-	60,8	-	56,2	-	56,2
Удельные остаточные балансовые запасы на 1 скважину эксплуатационного фонда, т/скв	-	394,1	-	391,6	-	395,2	-	392,3	-	389,9	-	387,1	-	385,6

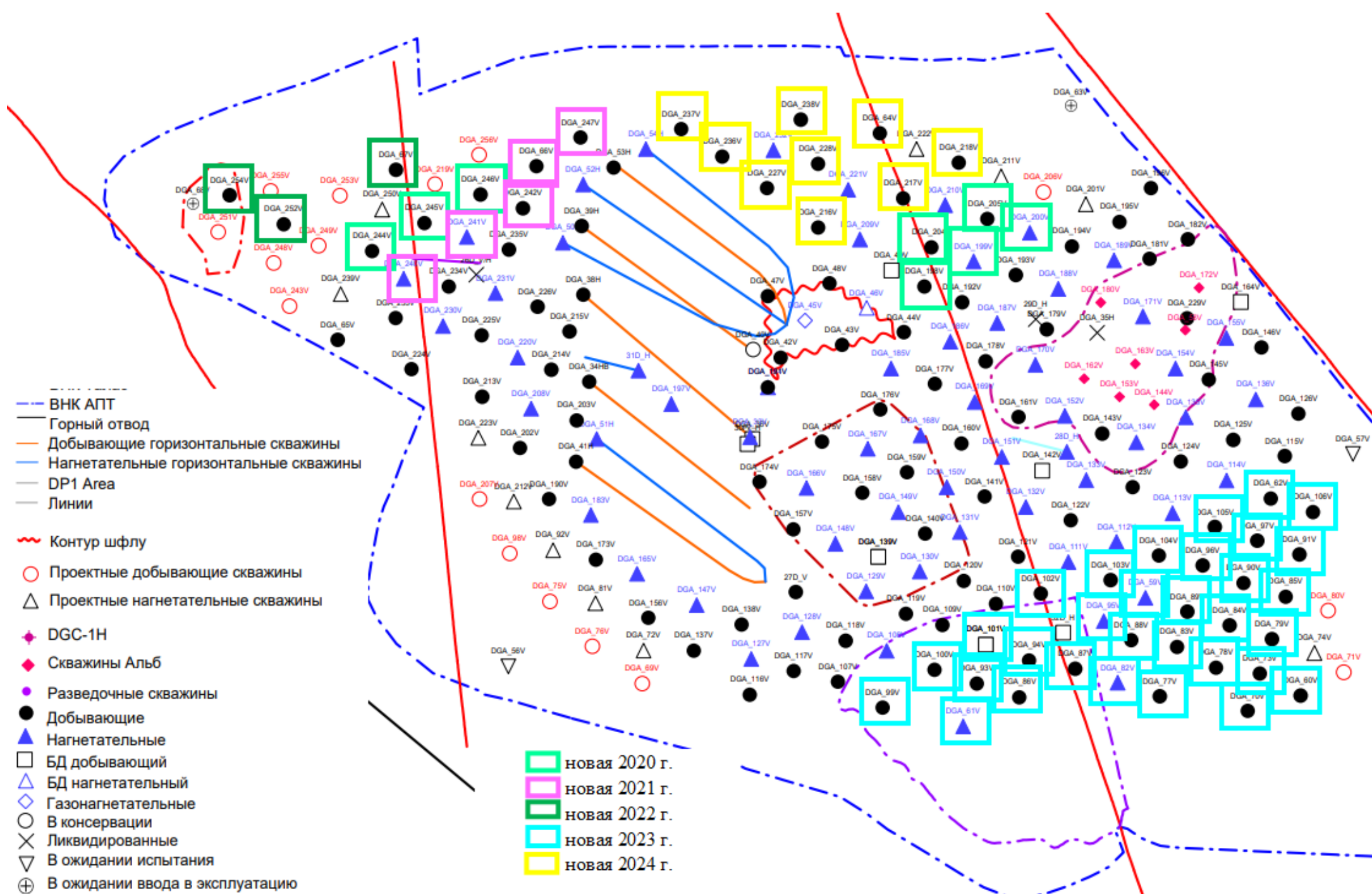
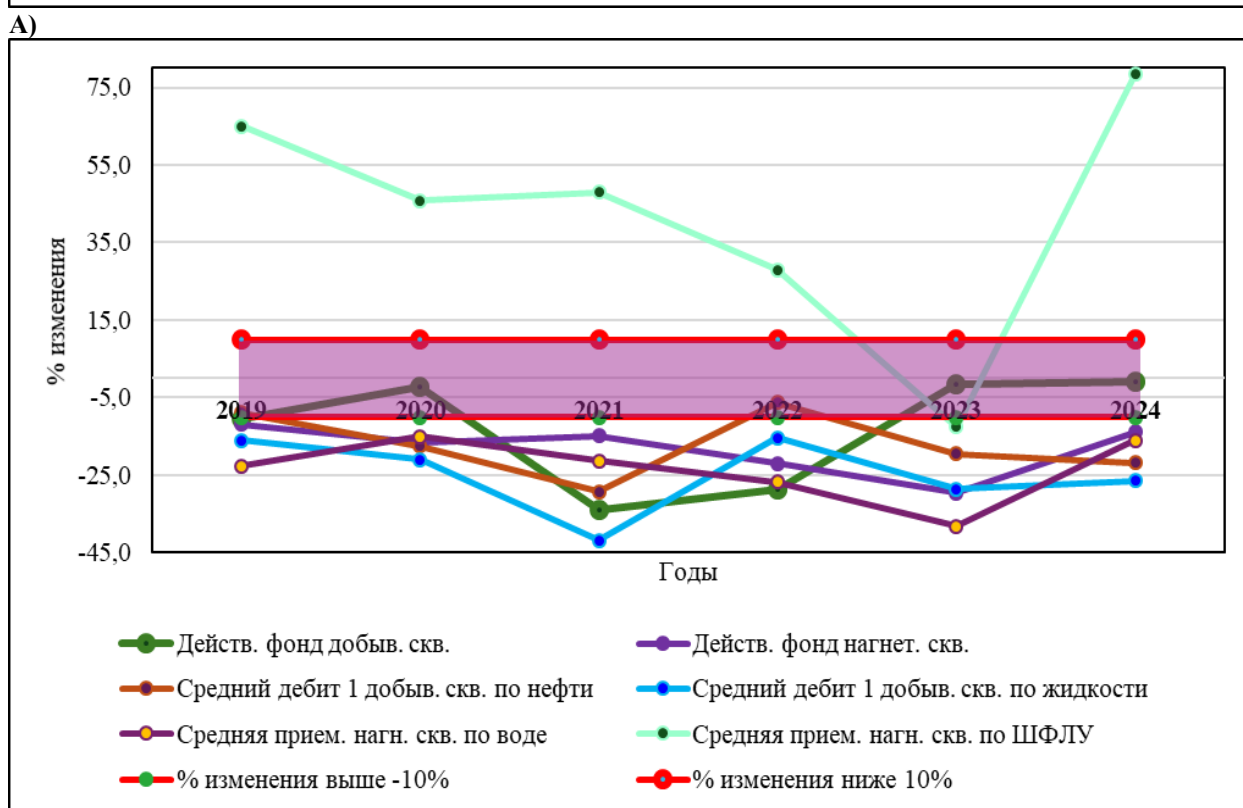
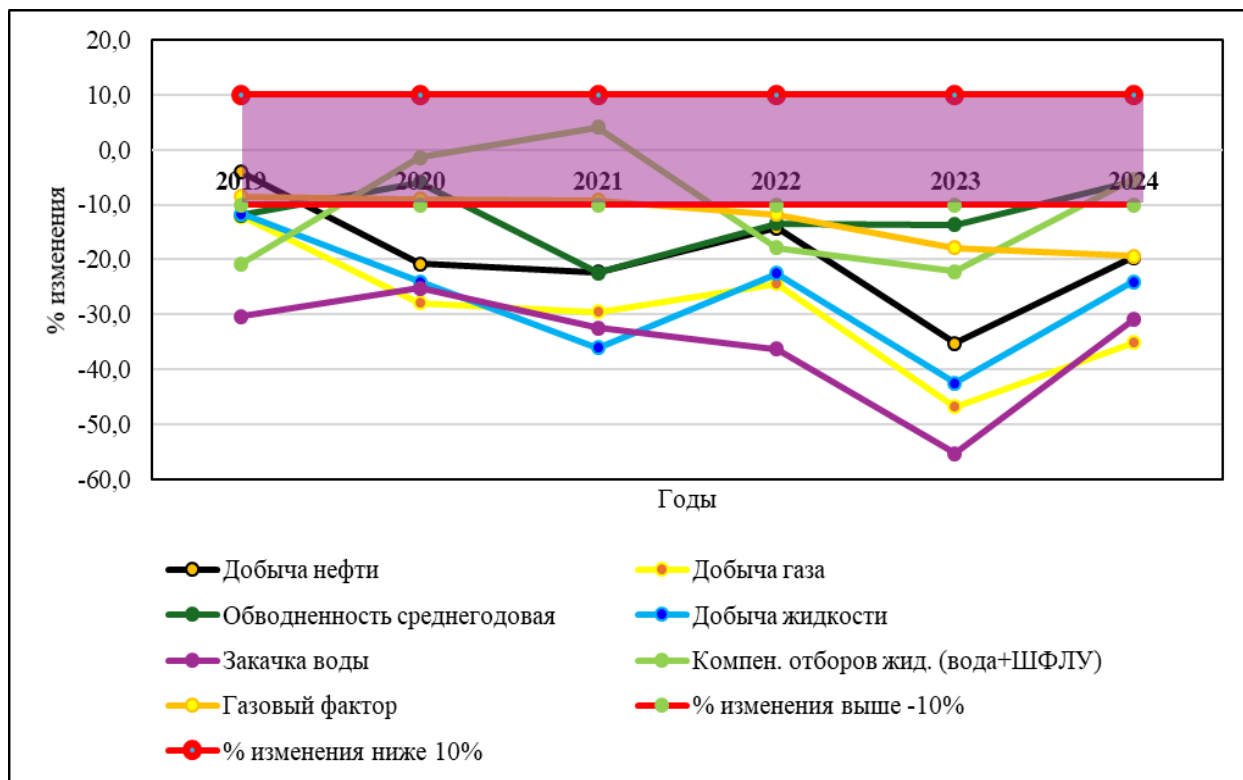


Рис.3.3.8 - Месторождение Дунга. I объект разработки (аптский горизонт). Схема расположения пробуренных скважин

Для наглядности и удобства анализа табличных данных построена динамика сравнения фактических показателей с проектными в виде процентов изменения основных показателей на рисунке 3.3.9, разделенный на 2 части в связи с приведением большего количества показателей.



Б)

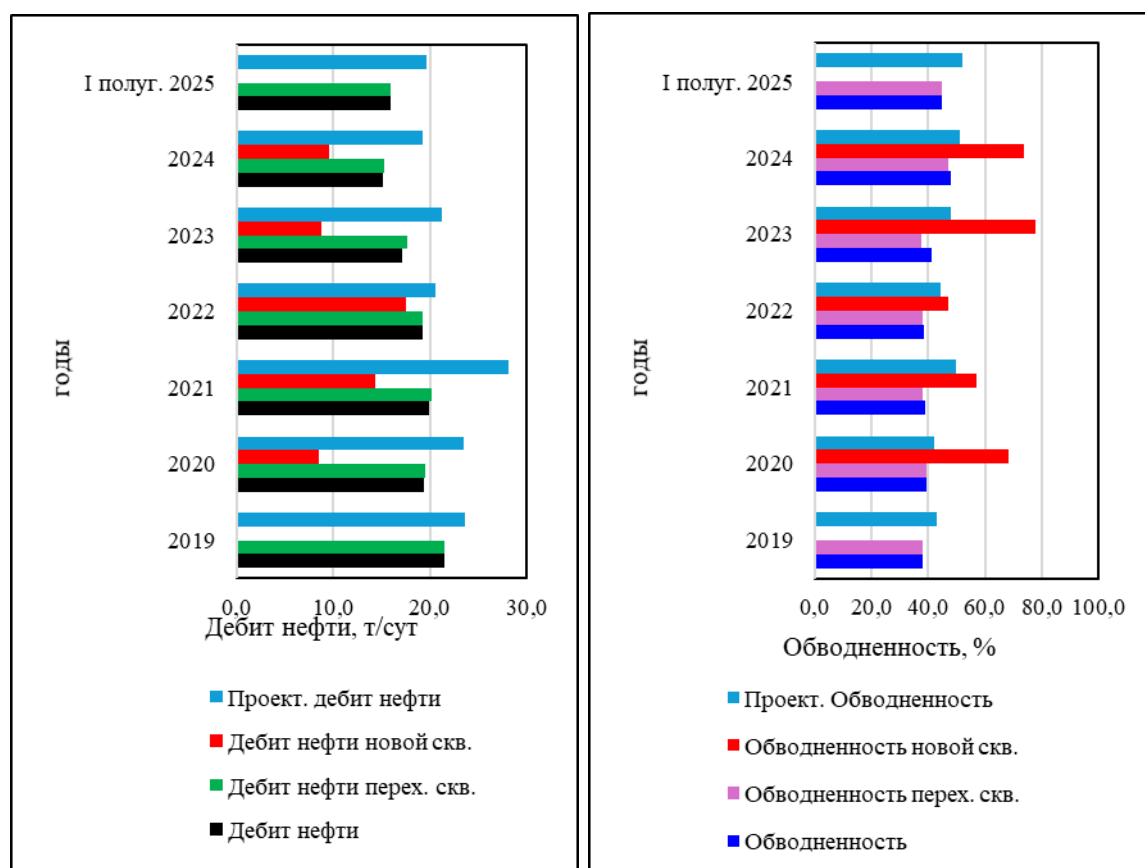
Рис.3.3.9 Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Динамика % изменения основных технологических показателей за рассматриваемый период

За рассматриваемый период практически ежегодно выводились скважины из освоения и обустройства, наиболее высокое количество новых скважин, введенных в эксплуатацию, наблюдается в 2023 г. (32 ед.), в 2024 г. введены 9 скважин.

По новым скважинам следует отметить, низкие дебиты и высокую обводненность по сравнению с переходящим фондом добывающих скважин.

Наиболее высокая добыча по новым скважинам получена в 2021 г. при вводе в эксплуатацию 5 скважин.

На рисунке 3.3.10 приведено сравнение дебитов новых, переходящих, проектных скважин и обводненность по новым, переходящим, проектным скважинам по годам ввода в эксплуатацию из освоения.

**Рис.3.3.10** Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Динамика дебитов нефти и обводненности по скважинам

Как ранее указывалось, дебиты новых скважин ниже проектного уровня и переходящих скважин, что связано с высокой обводненностью новых скважин, пробуренных в приконтурной области как видно на рисунке 3.3.8.

На рисунке 3.3.8 приведена схема расположения пробуренных скважин с указанием новых скважин, введенных в эксплуатацию за отчетный период.

Как видно из рисунка 3.3.8, местоположение новых скважин, переведенных из освоения и обустройства сосредоточено в приконтурной области продуктивной залежи, где отмечается высокая обводненность по скважинам. При сравнении обводненности переходящих и новых скважин, следует отметить, что в новых скважинах обводненность практически в два раза выше, чем в скважинах переходящего фонда. Это, в свою очередь, приводит к тому, что дебиты новых скважин по нефти значительно ниже, чем у скважин переходящего фонда. Таким образом, ввод в эксплуатацию новых скважин не оправдал ожидания в плане значительного прироста добычи нефти.

В процессе ввода добывающих скважин в эксплуатацию наблюдаются значительные отклонения от запланированных показателей: в одном году ввод значительно превышает проектный показатель, в то время как в другой год ввод ниже запланированного уровня.

Также следует отметить, что фактические дебиты по нефти новых скважин меньше проектных.

На I объекте осуществляется закачка попутно-добываемой воды+морской воды и сжиженного нефтяного газа (широкой фракции легких углеводородов – ШФЛУ).

На протяжении последующих лет наблюдается постепенное увеличение фонда нагнетательных скважин, который к 2024 году составил 63 единицы. Однако, несмотря на рост числа действующих нагнетательных скважин, следует отметить, что за рассматриваемый период их фактическое количество продолжало оставаться ниже проектных значений. Разница между фактически действующим фондом и проектным превышала 10%, что свидетельствует о наличии значительных отклонений в выполнении намеченных планов по системе нагнетания.

Также следует отметить, за отчетный период отставание (более 10%) в объемах по закачке воды и низкой приемистости по скважинам.

По состоянию на 01.07.2025 г. объем закачанной воды составил 8,3 млн.м³. Текущая компенсация отборов составила 92,1%.

По мере увеличения объемов закачки наблюдается рост обводненности и общего объема добываемой жидкости. Однако прирост отборов нефти связан не с эффектом закачки, а с расширением действующего фонда добывающих скважин. При этом дебиты нефти в скважинах снижаются, что свидетельствует о том, что желаемое воздействие закачки на улучшение нефтедобычи не реализуется, и ожидаемый эффект от закачки на месторождении остается незначительным.

III объект разработки (нефтяная залежь валанжинского горизонта K1v)

III объект разработки введен в 2010 г. одной скважиной горизонтальной скважиной ДГС-1Г.

По состоянию на 01.07.2025 г. отобрано 888,5 тыс.т нефти, 2914,8 тыс.т жидкости, 47,5 млн.м³ попутно-добываемого газа. Выработанность за 14 лет эксплуатации по III объекту составляет 85,3%.

На рисунке 3.3.11 приведена динамика основных технологических показателей по III объекту за период пробной эксплуатации и разработки.

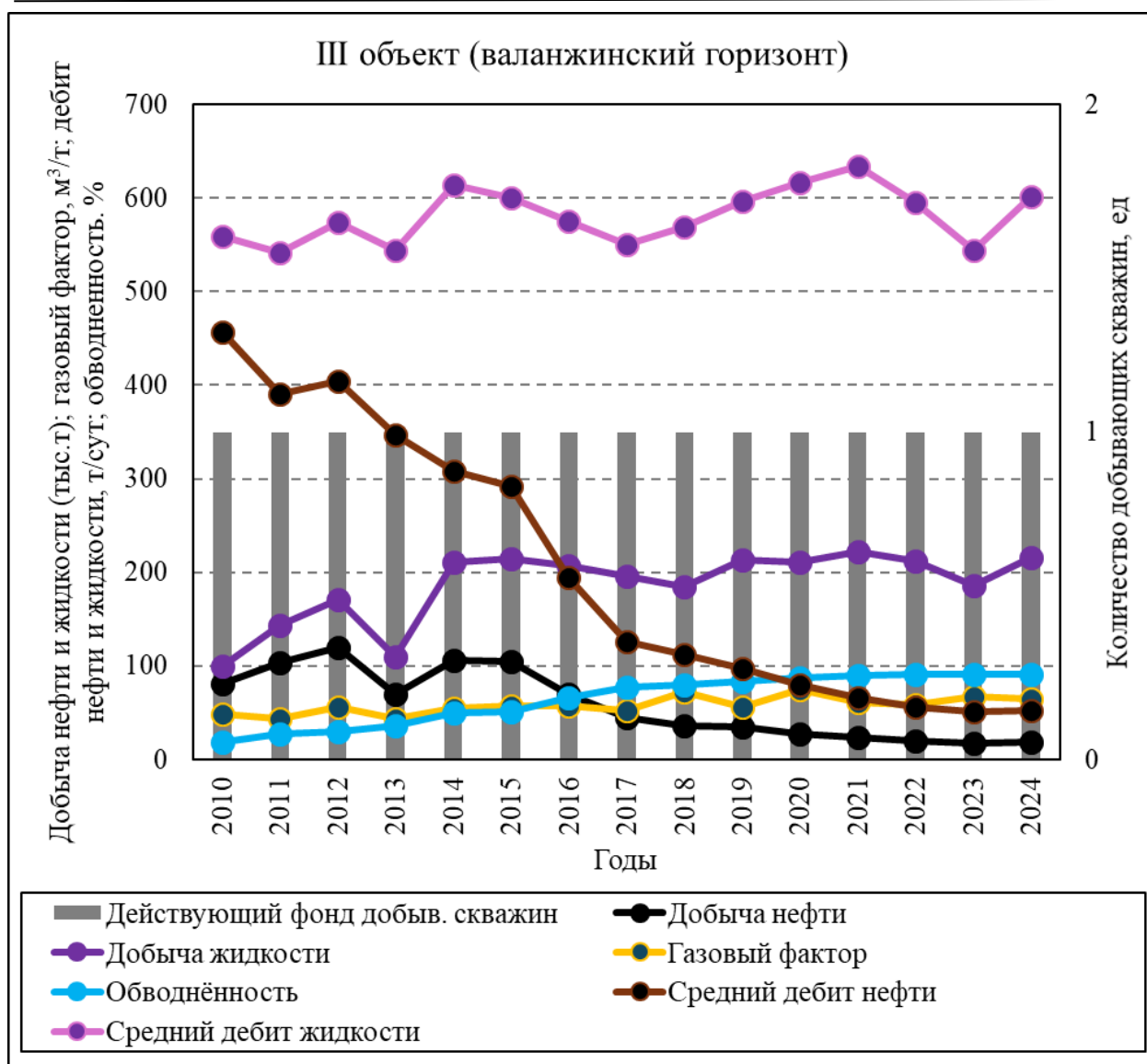


Рис.3.3.11 - Месторождение Дунга. III объект (валанжинский горизонт). Динамика основных технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.

Как следует из рисунка 3.3.11, за период эксплуатации добычу с III объекта осуществляли 1 горизонтальной скважиной, которая введена с высоким дебитом по нефти на уровне 658 т/сут. Однако этот дебит ежегодно снижался по мере истощения залежи, и на сегодняшний день, в I полугодии 2025 года, средний дебит составил 45,5 т/сут. Обводненность увеличилась с 18% до 92,9%.

Стабильный уровень добычи нефти сохранялся с 2011 по 2015 год (за исключением 2013 года), чего удалось достичь благодаря продолжительной эксплуатации скважины.

Сравнение проектных и фактических показателей по III объекту разработки (валанжинский горизонт) приведено в таблице 3.3.7.

Для удобства анализа и наглядности динамики изменений фактические показатели были сравнены с проектными в виде процентных изменений основных параметров, что иллюстрируется на рисунке 3.3.12.

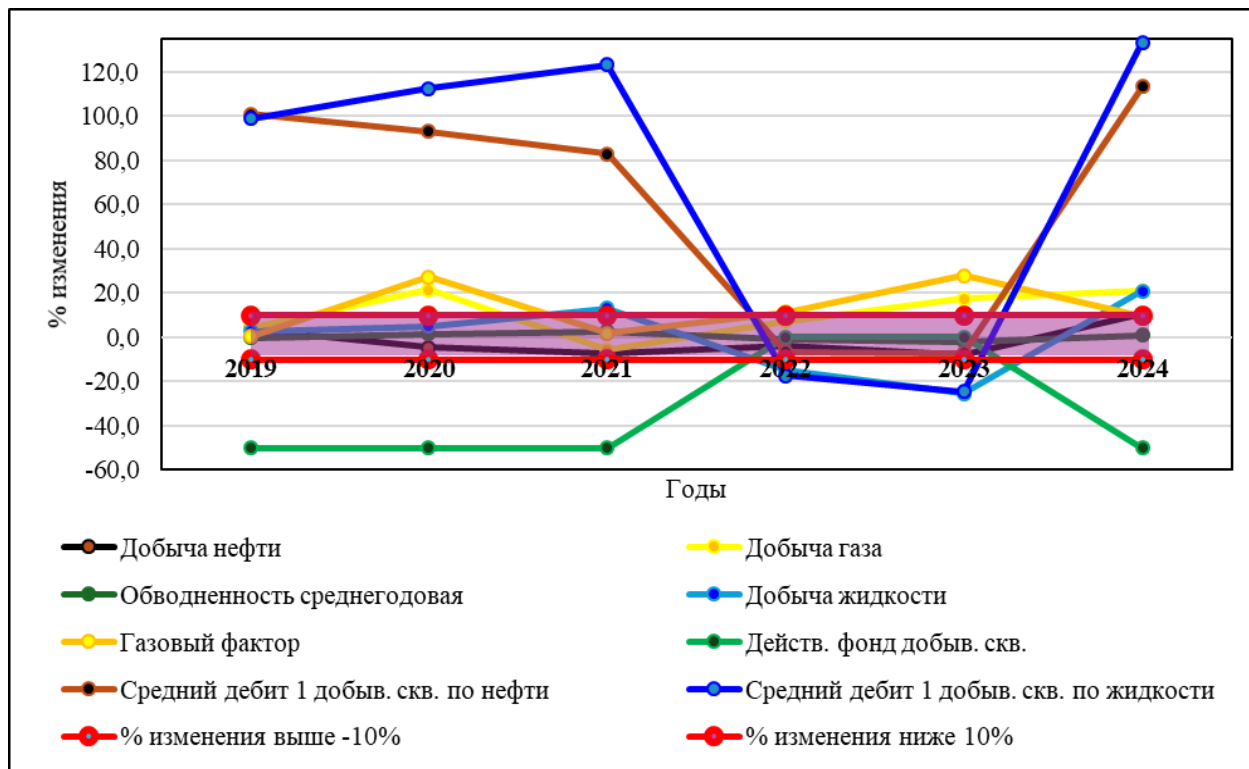


Рис.3.3.12 - Месторождение Дунга. III объект (валанжинский горизонт). Динамика % изменения основных технологических показателей за рассматриваемый период

Как видно из рисунка 3.3.12, фактические показатели среднегодового дебита нефти и жидкости в 2019-2021 гг. и в 2024 году превышают запроектированные значения почти в два раза, при этом действующий фонд скважин составляет 1 единицу вместо 2 запланированных. Это свидетельствует о том, что в проекте 2019 года ожидалась эксплуатация скважин с более низкими дебитами. Несмотря на использование одной добывающей скважины вместо двух проектных, отклонение показателей добычи нефти и жидкости за указанный период не превышало 10%.

В 2022-2023 гг. количество действующих добывающих скважин соответствовало проектному значению и составило 1 единицу. При этом добыча и дебит нефти оставались ниже проектных значений, отклонение не превышало 10%, в то время как добыча и дебит жидкости оказались ниже проектных значений более чем на 10%.

Таблица 3.3.7 – Месторождение Дунга. III объект (валанжинский горизонт). Сравнение проектных и фактических технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.

Показатели	ПР2019						АР2021				ПР2019			
	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2024 г.		2025 г.	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт на 01.07.25
Добыча нефти, тыс.т	33,8	35,0	28,7	27,4	25,2	23,4	20,9	20,1	19,1	17,6	17,0	18,8	15,2	8,2
Накопленная добыча нефти, тыс.т	775	773,1	804	800,5	829	823,8	844	844,0	863	861,5	886	880,3	901	888,5
Добыча газа, млн.м³	1,9	2,0	1,7	2,1	1,5	1,4	1,1	1,1	1,0	1,2	1,0	1,2	0,9	0,5
Накопленная добыча газа, млн.м³	40,3	40,1	42,0	42,1	43,5	43,6	44,5	44,6	45,6	45,8	47,0	47,0	47,9	47,5
Текущий КИН, %	36,8	36,7	38,2	38,0	39,4	39,1	40,1	40,1	41,0	40,9	42,1	41,8	42,8	42,2
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	74,4	74,2	77,1	76,8	79,5	79,1	81,0	81,0	82,9	82,7	85,0	84,5	86,5	85,3
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	3,2	3,4	2,8	2,6	2,4	2,2	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,8	1,5	0,8
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	12,6	13,0	12,0	11,3	11,8	10,7	10,6	10,2	10,7	9,7	10,9	11,6	10,8	5,4
Обводненность среднегодовая, %	83,8	83,6	85,7	87,0	87,2	89,5	91,6	90,5	92,4	90,6	90,5	91,3	91,2	92,9
Добыча жидкости, тыс.т	207,9	213,5	201,0	211,1	196,9	222,6	249,7	212,3	250,2	186,5	178,7	216,1	173,8	116,7
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1826	1749,5	2027	1960,6	2224	2183,2	2569	2395,5	2819	2582,0	2776	2798,1	2950	2914,8
Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м		1,8		1,8		1,8		1,8		1,8		1,8		1,8
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	1	2	1	2	1	1	1	1	1	2	1	2	1
в т. ч действующих, ед	2	1	2	1	2	1	1	1	1	1	2	1	2	1
Средний дебит одной добывающей скважины по нефти, т/сут	48,7	97,9	41,4	80,0	36,3	66,5	60,4	56,5	55,2	51,2	24,5	52,3	22	45,5
Средний дебит одной добывающей скважины по жидкости, т/сут	300	596,4	290	616,6	284	633,7	720	595,3	722	543,8	258	601,9	251	644,7
Пластовое давление, МПа				12,8		12,9								
Газовый фактор, м³/т	56,2	56,4	59,2	75,1	59,5	60,8	52,6	53,0	52,4	66,9	58,8	64,4	59,2	62,6
Коэффициент использования добывающих скважин, доли ед.	1	1,0	1	1,0	1	1,0	1	1,0	1	1,0	1	1,0	1	1
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	1,0	0,95	0,9	0,95	1,0	0,95	1,0	0,95	0,9	0,95	1,0	0,95	1,0
Плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин, 10⁴ м²/скв.		452,9		452,9		452,9		452,9		452,9		452,9		452,9
Удельные остаточные балансовые запасы на 1 скважину эксплуатационного фонда, т/скв		1331,9		1304,5		1281,2		1261,0		1243,5		1224,7		1216,5

VI объект разработки (нефтяная залежь альбского горизонта K_{1al})

Из объектов разработки месторождения, на которых осуществляется добыча, VI объект эксплуатируется сравнительно небольшой период с 2013 года. Геологические запасы по VI объекту составляют 3,5% от общих геологических запасов.

К альбскому горизонту приурочены 4 залежи: Сазды, Исрим, Иртыш, Талас, из которых 2 залежи оценены по категории запасов C_2 (Исрим, Талас).

Добыча на месторождении проводилась только на участке залежи Сазды. В 2013 г. проводили опробование скважины ДГА-58В в течении 4 месяцев, дебит по нефти за период опробования составил 84 т/сут, обводненность – 7%. С мая 2013 г. до августа 2015 г. добыча на горизонте не осуществлялась по причине отсутствия документов на проведение пробной эксплуатации залежи. В 2015 г. утвержден Комитетом геологии и недропользования МИР РК (протокол №27-5-1728-И от 07.08.2015 г. и протокол ЦКРР РК № 61/5 от 17.07.2015 г.) «Проект пробной эксплуатации залежи №1 (Сазды) в нижней части альбского яруса в пределах месторождения Дунга» [30], согласно которому период пробной эксплуатации утвержден на период 2015-2016 гг.

С августа 2015 г. началась осуществляться пробная эксплуатация альбского горизонта участка Сазды с использованием скважины ДГА-58В.

В 2016 г. утверждено «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации залежи № 1 (Сазды) в нижней части альбского яруса в пределах месторождения Дунга» [31] (протокол ЦКРР РК №78/28 от 18.11.2016 г. и протокол КГиН МИиНТ РК №27-5-2508 от 22.12.2016 г.), согласно которому период пробной эксплуатации продлен до 2018 г.

С 2019 г. началась разработка альбского горизонта участка Сазды согласно утвержденному ПР2019 г.

На рисунке 3.3.13 приведена динамика основных технологических показателей VI объекта разработки (участок Сазды).

Как видно из рисунка 3.3.13, наиболее высокий уровень дебита нефти отмечен в 2015 г. по скважине №ДГА-58В, которая после длительной остановки (с мая 2013 г. до июля 2015 г.) введена в эксплуатацию.

В 2016 г. дебит нефти по скважине №ДГА-58В снизился практически в 2 раза (на уровне 60 т/сут) и последующие года снижался по состоянию на 01.07.2025 г. уменьшился до 31,2 т/сут.

С декабря 2016 г. введена в эксплуатацию скважина ДГА-153В с дебитом по нефти и обводненностью 27 т/сут и 46%, соответственно.

В 2019 г. с I объекта переводятся 1 скважина (ДГА163В). Дальнейшее увеличение действующего фонда добывающих скважин не повлияло на увеличение среднего дебита по нефти и с 2021 г. наблюдается снижение. Дебиты нефти по переведенным скважинам с I объекта не превышали дебитов по нефти переходящего фонда.

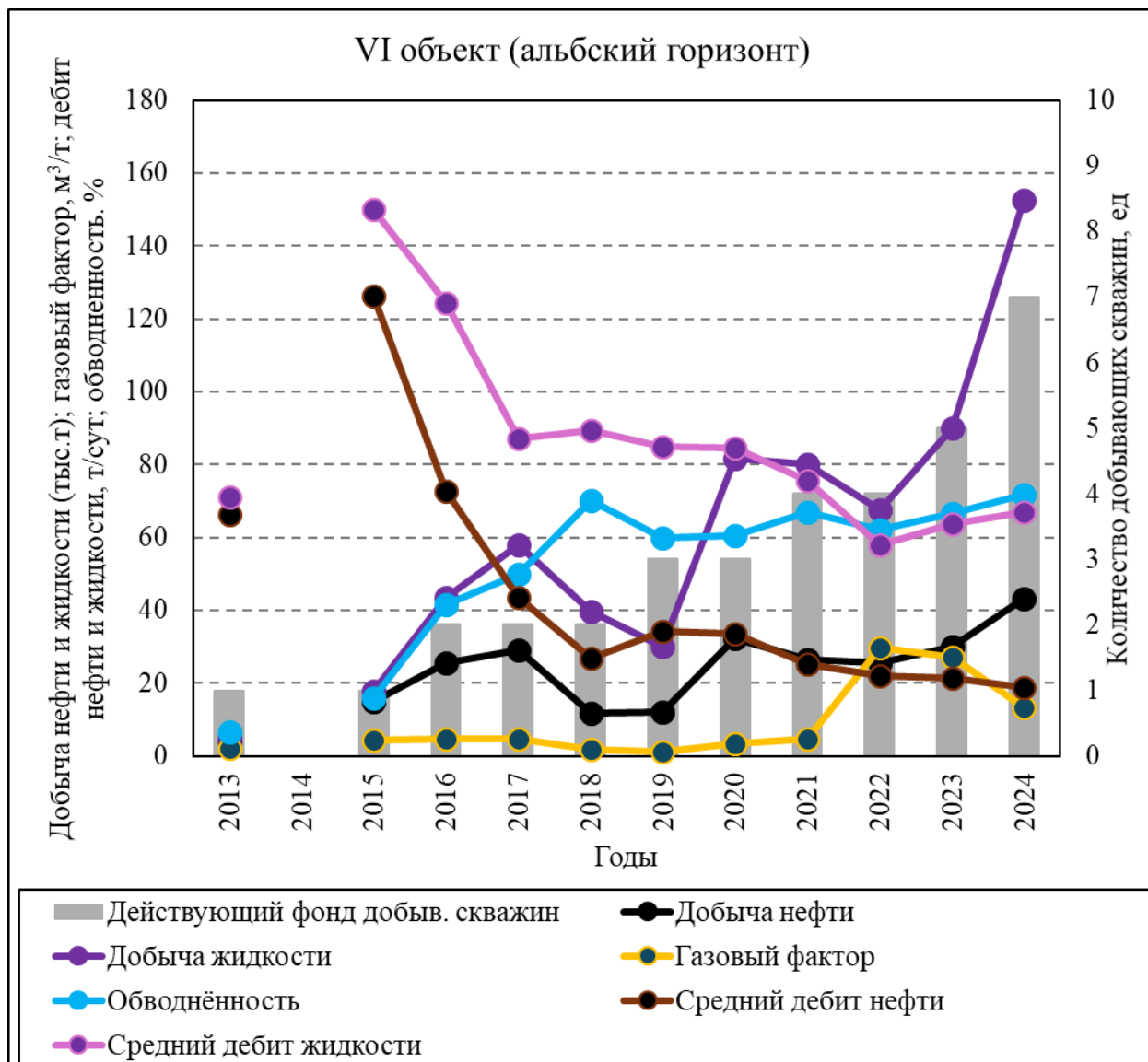


Рис.3.3.13 - Месторождение Дунга. VI объект (альбский горизонт). Участок Сазды. Динамика основных технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.

В 2023 г. и в 2024 г. наблюдается рост добычи нефти выше, чем отбирали ежегодно в предыдущих годах, что связано с увеличением фонда действующих добывающих скважин.

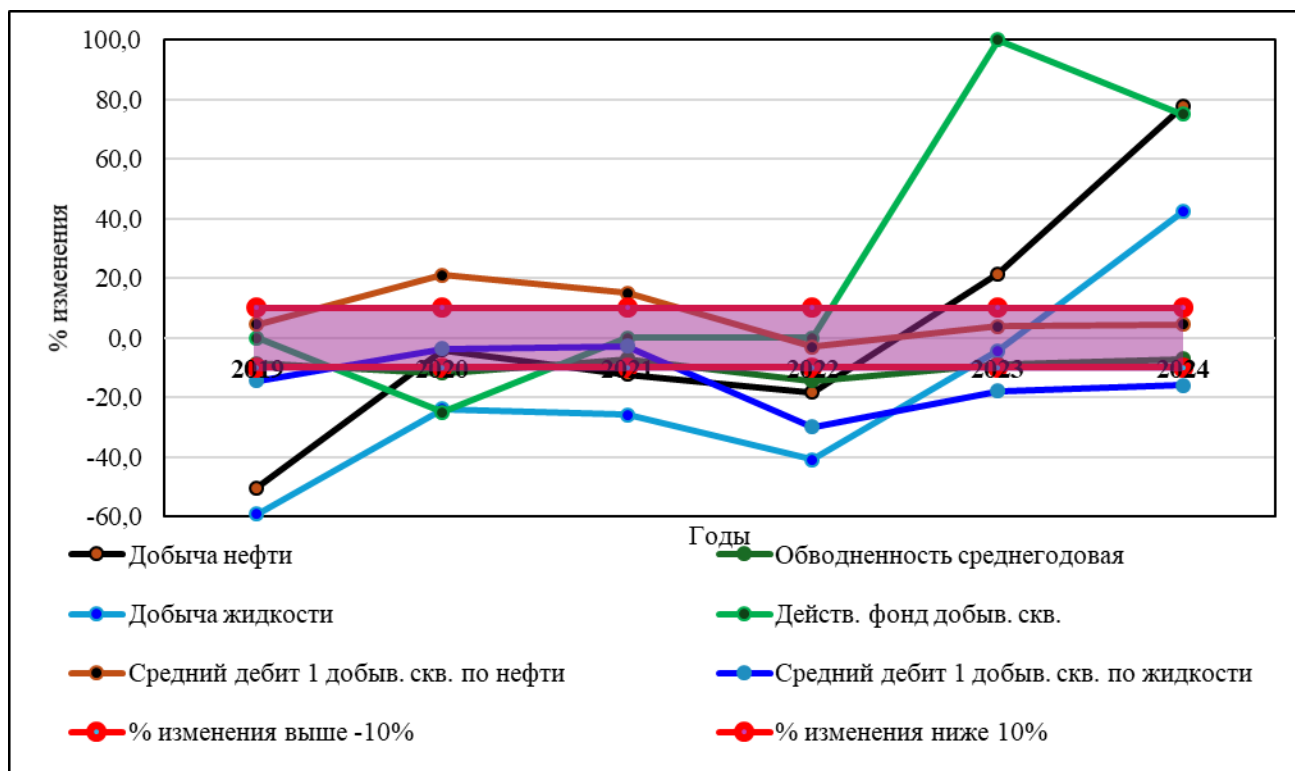
Обводненность за период эксплуатации и разработки увеличилась в 2024 г. до 72,2%.

По состоянию на 01.07.2025 г. накопленная добыча по нефти, жидкости, растворенного газа составила 271,9 тыс.т, 746,5 тыс.т, 1,97 млн.м³, соответственно. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составил 63,7%.

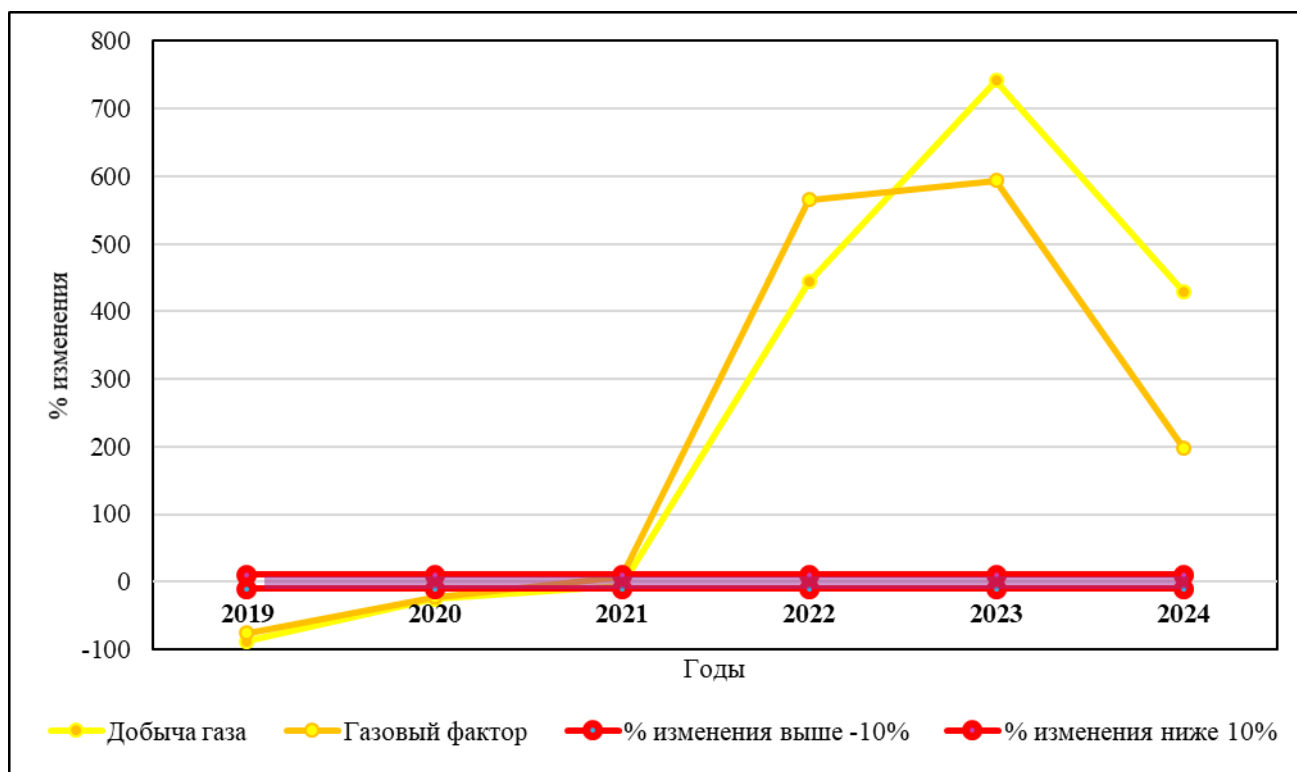
Показатель добычи жидкости в период эксплуатации повторял тренд добычи нефти, отражая её колебания — периоды роста и снижения.

С 2022 г. наблюдается рост газового фактора более 6 раз, это связано с вводом скважины №ДГА-172В с газовым фактором превышающий 155 м³/сут, а также увеличением газового фактора по скважине №ДГА-58В.

Сравнение проектных и фактических показателей по VI объекту (альбский горизонт) приведены в таблице 3.3.8, а также для наглядности приведено сравнение проектных и фактических показателей в % изменении на рисунке 3.3.14.



А)



Б)

Рис.3.3.14 - Месторождение Дунга. VI объект (альбский горизонт). Динамика % изменения основных технологических показателей за рассматриваемый период в целом по месторождению

Как видно из рисунков и таблицы, высокое отклонение в сторону увеличения в 2023 г. и в 2024 г. наблюдается по действующему фонду добывающих скважин (эксплуатировалось 8 ед. вместо 4 ед. в 2023 г. и 7 ед. вместо 4 ед. в 2024 г.), что повлияло на увеличение добычи нефти выше 10% от проектных уровней.

Добыча жидкости ниже проектного уровня в 2019-2022 г., что связано эксплуатацией скважин с низкой обводненностью, чем запроектировано.

Большое отклонение наблюдается по добыче газа и газового фактора с 2022 г.

В 2023 г. проводилось опробование залежи Иртыш альбского горизонта по трем скважинам (ДГА-61В, 86В, 101В), из них по скважине №ДГА-86В отмечается высокий уровень показателя газового фактора и составил 530 м³/т в декабре 2023 г.

За период опробования в течении 90 дней добыто 4,3 тыс.т нефти. 25,4 тыс.т жидкости, 0,11 млн.м³ растворенного газа.

Таблица 3.3.8 – Месторождение Дунга. VI объект (альбский горизонт). Участок Сазды. Сравнение проектных и фактических технологических показателей по состоянию на 01.07.2025 г.

Показатели	ПР2019						АР2021				ПР2019			
	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2024 г.		2025 г.	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт на 01.07.25
Добыча нефти, тыс.т	24,3	12,1	33,7	33,6	30,2	26,6	31,3	25,5	28,5	24,9	24,5	43,1	22,9	20,9
в т.ч из переходящих	18,8	8,4	28,7	33,6	30,2	24,8	31,3	25,5	28,5	23,4	24,5	32,8	22,9	20,9
из новых	5,5	3,6	5,0			1,8				1,6		10,3		
Накопленная добыча нефти, тыс.т	118	97,3	152	130,9	182	157,5	197	183,0	225	207,9	261	251,0	284	271,9
Добыча газа, млн.м³	0,11	0,01	0,15	0,23	0,13	0,12	0,14	0,11	0,13	0,33	0,11	0,57	0,10	0,2
Накопленная добыча газа, млн.м³	0,53	0,36	0,68	0,59	0,81	0,71	0,89	0,83	1,01	1,15	1,15	1,72	1,25	1,97
Текущий КИН, %	5,4	4,4	6,9	6,0	8,3	7,2	8,9	8,3	10,2	9,5	11,9	11,2	12,9	12,1
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	28,3	23,3	36,4	31,4	43,7	37,8	47,1	43,9	54,0	49,9	62,5	58,8	68	63,7
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	5,8	2,9	8,1	8,1	7,2	6,4	7,5	6,1	6,8	6,0	5,9	10,1	5,5	4,9
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	8,1	3,8	12,7	11,8	12,9	10,2	14,2	10,9	14,9	11,9	15,7	24,5	17,2	13,5
Обводненность среднегодовая, %	71,7	59,4	68,6	58,8	72,0	66,8	72,7	62,3	75,2	72,0	77,7	71,8	79,2	74,6
в т.ч. по переходящим	74,9	67,1	69,9	58,8	72,0	68,1	72,7	62,3	75,2	72,1	77,7	73,7	79,2	74,6
по новым	50	11,6	60			28,0				70,9		63,4		
Добыча жидкости, тыс.т	86	29,7	107,3	81,6	108,0	80,0	114,5	67,6	115,3	89,1	110,0	152,6	110,1	82,2
в т.ч. по переходящим	75	25,6	93,6	81,6		77,6		67,6		83,6		124,5	110,1	82,2
по новым	11	4,1	14			2,5				5,4		28,1		
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	274	193,3	381	275,0	489	355,0	506	422,6	621	511,7	817	664,3	927	746,5
Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м		9,2		9,2		9,2		9,2		9,2		9,2		9,2
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	7	4	7
в т. ч действующих, ед	3	3 (ДГА-58В, 153В, 163В)	4	3 (ДГА-58В, 153В, 163В)	4	4 (ДГА-58В, 153В, 163В, 172В)	4	4 (ДГА-58В, 153В, 163В, 172В)	4	5 (ДГА-58В, 153В, 163В, 172В, 180В)	4	7 (ДГА-58В, 144В, 153В, 162В, 163В, 172В, 180В)	4	7 (ДГА-58В, 144В, 153В, 162В, 163В, 172В, 180В)
в бездействии, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0
Перевод добывающих скважин с I объекта на VI	1	1 (ДГА-163В)	1	0	0	1 (ДГА-172В)	0	0	0	1 (ДГА-180)	0	2 (ДГА-144В, 162В)	0	0
Перевод добывающих скважин с VI на I объект	0	0	0	1 (ДГА-167В)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний дебит 1 добывающей скважины по нефти, т/сут	27,7	34,1	27,6	34,8	21,8	25,1	22,6	21,8	20,6	17,7	17,7	18,8	16,5	19,4
Средний дебит 1 добывающей скважины по жидкости, т/сут	98,1	84,1	87,8	84,5	77,9	75,8	82,5	57,8	83,1	63,2	79,3	66,7	79	76,1
Средний дебит 1 переходящей скважины по нефти, т/сут	27,1	28,8	27,1	34,8	21,8	25,3	22,6	21,8	20,6	17,8	17,7	18,8	16,5	19,4
Средний дебит 1 переходящей скважины по жидкости, т/сут	108,2	87,6	90,0	84,5	77,9	79,3	82,5	57,8	83,1	63,6	79,3	66,7	79	76,1
Средний дебит 1 новой скважины по нефти, т/сут	30	59,4	30			22,8				16,8				
Средний дебит 1 новой скважины по жидкости, т/сут	60	67,2	75			31,7				57,7				
Пластовое давление, МПа				14,4								15,9		
Газовый фактор, м³/т	4,5	1,1	4,5	6,7	4,3	4,7	4,5	4,4	4,6	13,0	4,5	13,3	4,4	11,6
Коэффициент использования добывающих скважин, доли ед.	1	1,0	1	0,8	1	1,0	1	1,0	1	1,0	1	1,0	1	1
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,82	0,95	0,88	0,95	0,89	0,95	0,89	0,95	0,93	0,95	0,93	0,95	0,92
Плотность сетки добывающих скважин, 10⁴ м²/скв.		148,8		111,6		111,6		111,6		89,3		67,6		67,6
Удельные остаточные балансовые запасы на 1 скважину эксплуатационного фонда, т/скв		699,9		516,5		509,9		503,5		397,8		285,0		282,0

Выводы

- Месторождение Дунга разрабатывается с 2007 г.
- Действующим проектным документом на основании которого разрабатывается месторождение Дунга является утвержденный Проект разработки 2019 г.
- На месторождении выделено 4 основных и 2 возвратных объектов.
- По состоянию на 01.07.2025 г. разрабатываются I, III, VI объекты разработки: I объект введен в разработку с 2007 г., III – с 2014 г., VI – с 2019 г.
- На месторождение за рассматриваемый период бурение скважин не проводилось, общий фонд скважин не изменился.
- За рассматриваемый период наблюдается рост действующего фонда добывающих скважин, за счет ввода в эксплуатацию из освоения и обустройства 61 скважины.
- По состоянию на 01.07.2025 г. общий фонд месторождения Дунга составляет 204 ед., из них 132 добывающие скважины (125 ед. - действующие, 7 ед. в бездействии), 5 скважин в освоении и ожидания обустройства, 63 нагнетательные скважины, 3 скважины находятся в ликвидации, 1 скважина в консервации.
- Основным объектом разработки является I (аптский горизонт), на который приходится 96% от общего фонда скважин.
- На дату отчета среднемесячный дебит нефти действующих добывающих скважин по объектам составляет: I-15,2 т/сут, III – 17,3 т/сут, VI – 45 т/сут.
- На аптском горизонте проводится поддержание пластового давления путем закачки попутно-добываемой+морской воды в 62 скважины и газа (ШФЛУ) в 1 скважину.

Рекомендации

- В высокообводнённых добывающих скважинах рекомендуется провести ГИС с целью определения интервалов обводнения и технического состояния. По результатам исследований провести ремонтно-изоляционные работы.
- Провести геолого-технические мероприятия по выводу скважин из бездействия и освоения, при отсутствии такой возможности перевести скважины на другой объект, или в нагнетательный фонд и в наблюдательный фонд в краевых скважинах.

- Не допускать снижения забойного давления в добывающих скважинах ниже минимального забойного давления, принятого в ПР [35] для каждого объекта.
- При проведении мероприятий по переводу скважин на другие объекты, проводить перфорацию в верхнем интервале продуктивного пласта с целью предотвращения преждевременного обводнения скважин.

3.4 Анализ выработки запасов нефти из пластов

По состоянию на 01.07.2025 г. разрабатываются I, III, VI объекты разработки: I объект введен в разработку с 2007 г. (согласно ТС2007 г.), III – с 2014 г. (согласно УТС2014 г.), VI – с 2019 г. (согласно ПР2018 г.).

Основной объект разработки (аптский горизонт) разрабатывается с поддержанием пластового давления с использованием закачки воды и попутно-добываемого газа.

Закачка воды осуществляется с 2004 г., закачка попутно-добываемого газа с 2009 г.

По состоянию на 01.07.2025 г. накопленная добыча нефти по I объекту составила 7780,04 тыс.т, по III объекту – 888,5 тыс.т, по VI объекту – 271,9 тыс.т.

Для анализа состояния разработки месторождения и эффективного регулирования процесса разработки большое значение имеет наличие информации о характере и степени выработки пластов. Состояние выработки запасов оценивается по результатам комплексного анализа всех видов исследований действующих скважин в совокупности с данными о начальном состоянии пластов и залежей, текущего состояния разработки.

Для определения количества потенциально извлекаемых запасов и величины остаточных запасов при существующей системе и технологии разработки, проанализированы характеристики вытеснения по различным эмпирическим методам Камбарова, Пирвердяна, Назарова-Сипачева, Лысенко.

В работе также рассмотрена методика Тонга Сяньчжана, в которой представлены эмпирические зависимости обводнённости от коэффициента извлечения нефти (КИН), основанные на данных с месторождений, расположенных в различных нефтеносных провинциях Китая. Эти месторождения характеризуются разнообразными свойствами коллекторов, включая широкий диапазон проницаемостей и физико-химических характеристик нефти. Все объекты исследования находились на поздних стадиях разработки, что обеспечивало наличие достоверной и репрезентативной информации. Фактическая кривая зависимости обводнённости от КИН, построенная по исследуемому месторождению, была наложена на палетку методики Тонга для сопоставления и анализа степени соответствия.

На рисунках 3.4.1-3.4.3 приведены характеристики вытеснения отдельно по объектам разработки. В связи с тем, что объекты разработки введены в эксплуатацию в различные периоды, текущие стадии их разработки значительно различаются, что затрудняет построение единых характеристик вытеснения по всему месторождению. Каждый объект разработки введен в разное время в разработку, что приводит к различию в текущем состоянии разработки и, соответственно, в характеристиках вытеснения. Это подчеркивает временные различия в разработке объектов и объясняет, почему невозможно построить единые характеристики для всего месторождения.

Анализ характеристик вытеснения позволил определить величину вовлеченных в активную разработку запасов нефти по объектам месторождения и в сумме по методикам в целом по месторождению.

В таблице 3.4.1 приведена информация по выработке запасов и коэффициенту извлечения нефти по объектам эксплуатации.

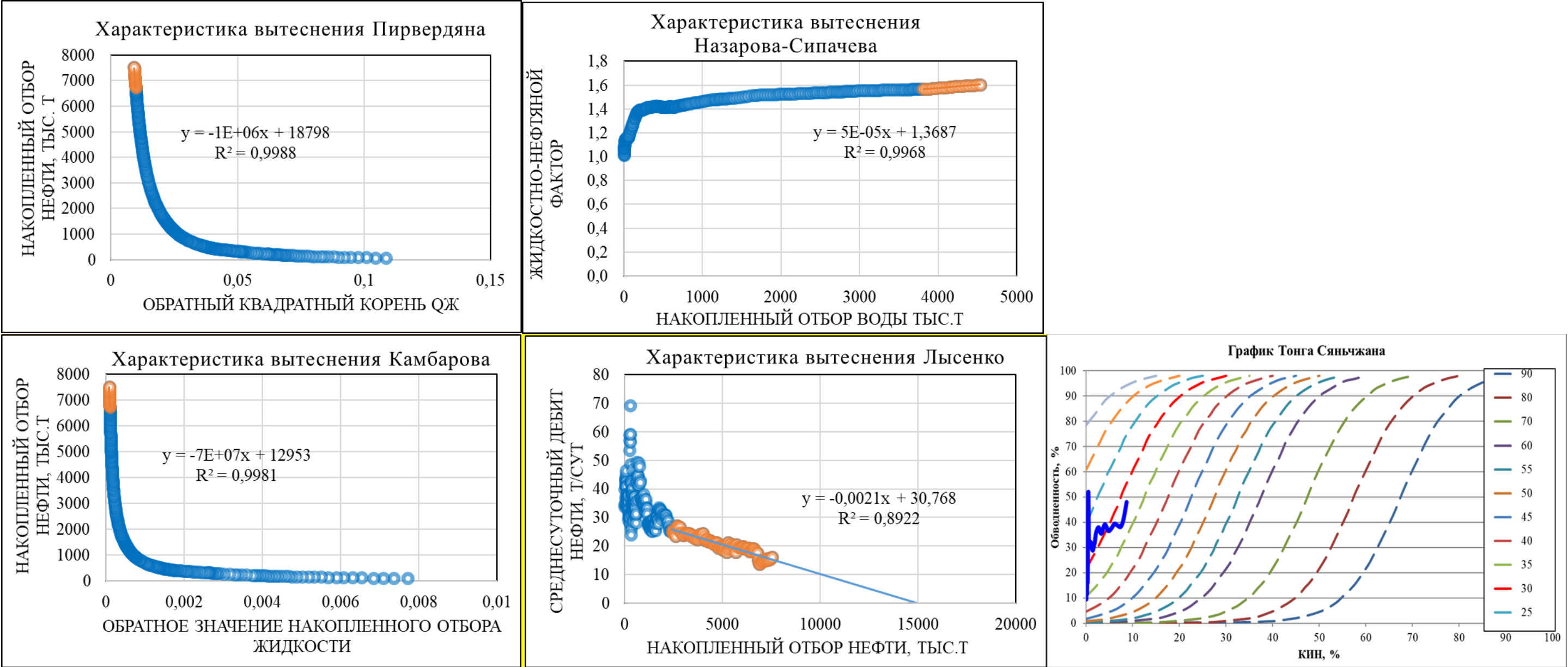


Рис.3.4.1 Месторождение Дунга. I объект (аптский горизонт). Характеристики вытеснения по разным методам

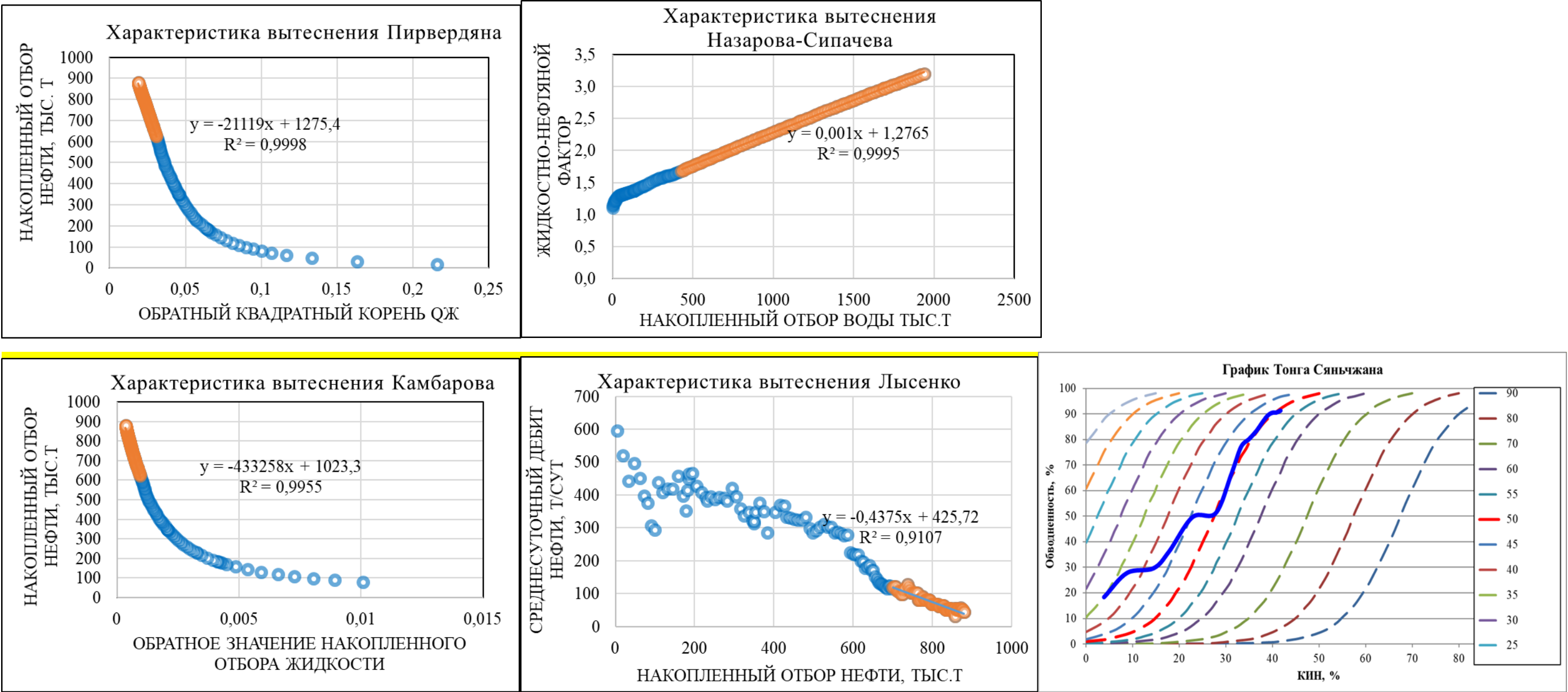


Рис.3.4.2 Месторождение Дунга. III объект (валанжинский горизонт). Характеристики вытеснения по разным методам

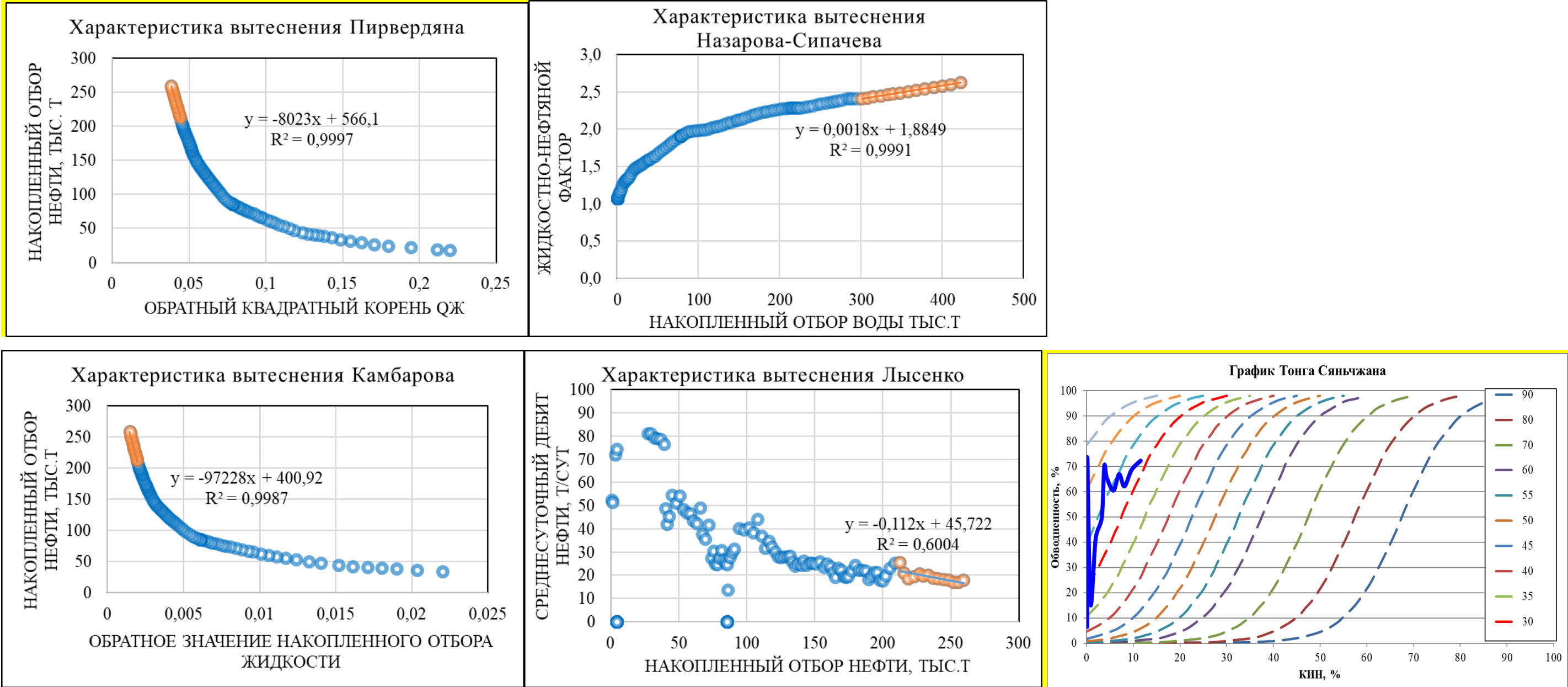


Рис.3.4.3 Месторождение Дунга. VI объект (альбский горизонт). Участок Сазды. Характеристики вытеснения по разным методам

Таблица 3.4.1 - Месторождение Дунга. Состояние выработки и дренируемых запасов нефти горизонтов по состоянию на 01.07.2025 г.

Параметры	I объект	II объект	III объект	IV объект	V объект	VI объект	-	По месторождению
	K _{1a}	K _{1br}	K _{1v}	Ю-1А	Ю-1Б	K _{1al} _Сазды	K _{1al} _Иртыш	
Тип залежи	нефтяная	нефтяная	нефтяная	газовая	газонефтяная	нефтяная	нефтяная	
Геологические запасы, тыс.т	86 434	561	2 105		1 328	2 246	1 057	93 731
Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	22 959	101	1 042		143	427	317	24 989
Вовлеченные запасы нефти, тыс.т	17 027		982			467		18 476
Геологические запасы растворенного (свободного) газа, млн.м ³	5 143	32	112	2 152	71	10	5	7 525
Извлекаемые запасы растворенного (свободного) газа, млн.м ³	1 366	6	56	1 564	7	2	1	3 002
Накопленная добыча нефти, тыс.тонн	7 780,0		888,5			271,9	4,3	8 944,7
Разница извлекаемых и вовлеченных запасов, тыс.т	5 932,4		60,0		143,0	-39,9		6 513,5
Остаточные запасы нефти от вовлеченных, тыс.т	9 247		93			195		9 535
Остаточные запасы нефти от извлекаемых, тыс.т	15 179	101	153		143	155	313	16 044
Выработанность запасов, %	33,9		85,3			63,7	1	35,8
Текущая обводненность, %	44,7		92,9			74,6		55,3
Утвержденный КИН/КИГ, д.ед.	0,266	0,180	0,495	0,727	0,108	0,190	0,300	0,267
Текущий КИН, д.ед.	0,090		0,422			0,121	0,004	0,095
Потенциальный КИН, д.ед.	0,197		0,466			0,208		0,197

Таблица 3.4.2 - Месторождение Дунга. Вовлеченные запасы нефти по промыслово-статистическим методикам по состоянию на 01.07.2025 г.

Объект	Назаров-Сипачев	Пирвердян	Камбаров	Лысенко	Тонг	Среднее по методикам	Накопленная добыча нефти на 01.07.2025
АРТ	17786,1	14907,2	11852,4	14657,6	25930,0	17026,65	7 780
ALB	495,2	429,8	358,1	377,7	673,8	466,93	272
VAL	924,3	1019,4	940,2	974,0	1052,0	981,97	889
Дунга	16854,5	12252,0	10119,1	24493,8	27655,8	18475,5	8944,7

Вовлеченные запасы определены как среднее значение по всем приведенным методикам.

Промыслово-статистические методики носят приближенный характер, т.к. не учитывают все геологические факторы, такие как гетерогенность пласта, проницаемость, пористость, распределение нефтяных запасов и другие характеристики. Это может привести к недооценке или переоценке извлекаемых запасов, поскольку они основываются только на статистике, а не на подробных геологических данных. Таким образом, промыслово-статистические методы – это мощный инструмент для анализа существующих данных, однако их недостатки заключаются в ограниченности точности, необходимости в больших объемах данных и недостаточной учете геологических факторов. Они не всегда могут обеспечить высокую точность в прогнозировании при изменяющихся условиях эксплуатации месторождений.

Анализ применения методов воздействия на призабойную зону добывающих скважин и методов повышения нефтеотдачи пластов

Разработка месторождения Дунга ведётся в сложных геологических условиях, характеризующихся низкой проницаемостью продуктивных пластов, что ограничивает естественную фильтрацию и приток пластовой жидкости к скважинам. В целях интенсификации добычи нефти на месторождении Дунга проводится ряд мероприятий, такие как солянокислотные обработки (СКО), гидравлический разрыв пласта (ГРП), перфорационные работы (дострел и реперфорация).

Очистка призабойной зоны

Очистка призабойной зоны в основном производится путем обработки раствором соляной кислоты. Соляная кислота практически взаимодействует только с карбонатными компонентами, не вступая в реакцию с основной массой породы терригенного коллектора, состоящего из силикатных веществ (кварц) и каолинов. Эти вещества взаимодействуют с фтористоводородной кислотой (HF), называемой также плавиковой. Обработка смесью соляной и плавиковой кислот целесообразна как для удаления карбонатной составляющей цементирующих веществ, так и для растворения глинистого материала и силикатных компонентов. Особенность СКО терригенных коллекторов заключается в том, что кислота в них не формирует отдельные каналы, проникающие в пласт на различную глубину, как в карбонатных и тем более трещиноватых коллекторах. В данном случае кислотный раствор

проникает в пласт более равномерно и контур его проникновения близок к круговому. Для обработки пород, содержащих карбонаты не более 0,5 %, употребляется глинокислота. Поскольку она растворяет цементирующее вещество терригенных коллекторов, ее количество для обработки подбирается опытным путем во избежание нарушения устойчивости породы в ПЗС. Как правило, терригенные породы содержат мало карбонатов, поэтому применяют двухступенчатую кислотную обработку. Сначала обрабатывают ПЗС обычным раствором HCl, а затем закачивают глинокислоту. Технология проведения кислотных обработок осуществляется по индивидуальному плану, разрабатываемому для каждой конкретной скважины. Особое внимание необходимо уделить к оборудованию для качественного приготовления и закачки кислотного состава. По состоянию с 2019 г. по 01.01.2025 г. с целью увеличения приемистости проводились солянокислотные обработки на 26 нагнетательных скважинах.

На 68 добывающих скважинах с целью увеличения производительности скважин были проведены СКО. Из них 2024г. проведено 11 обработок. По результатам технологическая эффективность составила 82%.

ГРП

В процессе бурения и эксплуатации скважин породы пласта кольматируются на большом расстоянии от ствола скважины. В результате этого затрудняется приток жидкости в добывающих скважинах и приемистости воды в нагнетательных скважинах. Снижение проницаемости ПЗП может происходить за счет перераспределения напряжений после вскрытия пласта бурением, что приводит к снижению проницаемости естественных трещин. Также достаточно низкие фильтрационно-емкостные характеристики не позволяют увеличить производительность скважин. Для увеличения или восстановления производительности скважин в перечисленных случаях применяют гидравлический разрыв пласта. Механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область

пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал – проппант, закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления. В результате ГРПкратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков. С момента реализацией Уточненной Технологической схеме разработки месторождения Дунга в процессе освоения на новых пробуренных добывающих скважинах проводится ГРП. В 2024г. проведены повторные ГРП на пяти скважинах I-объекта горизонта Апт месторождения Дунга (скважины №№ DGA_226V, DGA_176V, DGA_235V, 27D_V, DGA_213V).

По состоянию на 01.01.2025 г. фактическая технологическая эффективность составляет 80%. Фактическая суммарная дополнительная добыча составила 2 282 тонн, средний прирост составил 6,0 т/сут.

Перфорационные работы (дострел пластов)

Дострел пластов осуществляются путем их перфорации. Эффективность дострела пластов оценивается путем сравнения коэффициентов продуктивности скважины (при наличии гидродинамических исследований) или сравнения ее дебитов/приемистости до и после проведения перфорации. Дострел производится с целью более полной выработки всей нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта. Если перфорация осуществлена эффективно, то после дострела производительность скважины увеличивается, так как подключается в работу дополнительная нефтенасыщенная толща пласта. С 01.01.2019 г. по 01.01.2025г. на 67 добывающих скважинах проводились перфорации. Из них 2024г. проведено 16 прострелочно-взрывных работ. Технологическая эффективность составила 65%. Различные технологии по интенсификации, проводимые на скважинах месторождения Дунга, являются эффективным методом повышения производительности и увеличения продуктивности.

Рекомендации

Один из рекомендуемых технологии является бурение радиальных каналов малого диаметра. На сегодняшний день радиальное вскрытие пласта является динамично развивающимся направлением в области интенсификации нефтеотдачи, особенность

которого заключается в создании каналов малого диаметра, обеспечивающих радиус вскрытия на порядок превышающий радиус вскрытия стандартными методами.

3.5 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Месторождение Дунга введено в промышленную разработку с 2007 г. Действующим проектным документом на основании которого разрабатывается месторождение Дунга является утвержденный Проект разработки 2019 г. [37], согласно которому предусмотрена разработка 4 основных и 2 возвратных объектов:

На всех объектах разработка предусмотрена на естественном режиме, кроме основного I объекта (аптского горизонта), где осуществляется закачка попутно-добываемой+морской воды с 2004 г. и закачки ШФЛУ с 2009 г.

За рассматриваемый период бурение новых скважин не осуществлялось, последнее бурение скважин проводилось в период 2013-14 гг. Согласно ранее утвержденному ПР2019 г. бурение новых вертикальных скважин проектировалось с 2026 г. Поэтому проектные решения по конструкции проектных вертикальных скважин остаются как в утвержденном ПР2019 г.

Анализ эффективности конструкции скважин и производства буровых работ, методов вскрытия пластов и освоения скважин

В данном проектном документе рассмотрено 4 варианта разработки, в т.ч. помимо бурения вертикальных скважин в 4 варианте предусмотрено бурение горизонтальных скважин. В данной работе также приведена конструкция горизонтальных скважин (см. раздел 7).

Фактические конструкции эксплуатационных скважин, в отношении количества и глубины спуска колонн, а также рекомендованного диаметра обсадных труб соответствуют проектным решениям и горно-геологическим условиям.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта (пористость, проницаемость) и предупреждения осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов производилось с использованием ингибирующих полимерных систем буровых растворов.

В скважинах пробуренных в 2013-14 гг. при вторичном вскрытии производили следующие работы:

- Спускали на кабеле 3 1/2" корпусные перфораторы с зарядами Ultra Jet 34JL НМХ. Плотность перфорации 20 отв/м. Фазировка зарядов 60 градусов.

Диаметр пробиваемого отверстия 9,39 мм, длина канала проникновения 735 мм.

- Устанавливали перфоратор в интервале перфорации. Активировали заряды и производили перфорацию. Поднимали перфораторы и демонтировали перфорационное оборудование.
- Спускали 3^{1/2}" рабочую колонну без пакера до интервала перфорации для проведения работ по интенсификации притока методом гидравлического разрыва пласта с нагнетанием в трещину проппанта.
- Монтировали линию высокого давления до блока глушения. Опрессовывали линию высокого давления и задвижки на необходимое давление. Сменяли рассол на гель и производили гидроразрыв пласта.

Анализ эффективности наземного и подземного оборудования

Наземное и подземное оборудование фонда добывающих скважин месторождения Дунга соответствует принятому в существующем на данный момент проектом документе.

Наземное оборудование нагнетательных скважин оборудовано фонтанной арматурой типа АНК-65×21 на рабочее давление 35 МПа с проходным диаметром ствола и проходным диаметром боковых отводов 65 мм с регулятором расхода 1РА-1600 с рабочим давлением 35 МПа и диапазоном регулирования по максимальному значению суточного расхода закачиваемого агента. Боковой отвод арматуры оборудуется штуцером для поддержания соответствующего давления и установления оптимального режима работы скважины, а также устанавливается обратный клапан, препятствующий потоку жидкости из скважины в случае временного прекращения подачи или аварии трубопровода.

Подземное оборудование нагнетательных скважин оборудовано насосно-компрессорными трубами условным диаметром 89мм. Для разобщения пространства между колонной НКТ и обсадной колонной над интервалом перфорации установлен пакер фирмы Baker с обратным клапаном рассчитанный на рабочие давления 35 МПа (5000 PSI). Для проведения исследования скважин под пакером установлен ниппель. В компоновку подземного оборудования нагнетательных скважин входит воронка, трубный якорь и хвостовик (косой срез).

Анализ эффективности мероприятий методов воздействия на призабойную зону добывающих скважин и методов повышения нефтеотдачи пластов

Разработка месторождения Дунга ведётся в сложных геологических условиях, характеризующихся низкой проницаемостью продуктивных пластов, что ограничивает естественную фильтрацию и приток пластовой жидкости к скважинам. В целях интенсификации добычи нефти на месторождении Дунга проводится ряд мероприятий, такие как солянокислотные обработки (СКО), гидравлический разрыв пласта (ГРП), перфорационные работы (дострел и реперфорация).

Очистка призабойной зоны

По состоянию с 2019 г. по 01.01.2025 г. с целью увеличения приемистости проводились солянокислотные обработки на 26 нагнетательных скважинах.

На 68 добывающих скважинах с целью увеличения производительности скважин были проведены СКО. Из них 2024г. проведено 11 обработок. По результатам технологическая эффективность составила 82%.

ГРП

С момента реализацией Уточненной Технологической схеме разработки месторождения Дунга в процессе освоения на новых пробуренных добывающих скважинах проводится ГРП. В 2024г. проведены повторные ГРП на пяти скважинах I-объекта горизонта Апт месторождения Дунга (скважины №№ DGA_226V, DGA_176V, DGA_235V, 27D_V, DGA_213V).

По состоянию на 01.01.2025 г. фактическая технологическая эффективность составляет 80%. Фактическая суммарная дополнительная добыча составила 2 282 тонн, средний прирост составил 6,0 т/сут.

Перфорационные работы (дострел пластов)

С 01.01.2019 г. по 01.01.2025г. на 67 добывающих скважинах проводились перфорации. Из них 2024г. проведено 16 прострелочно-взрывных работ. Технологическая эффективность составила 65%. Различные технологии по интенсификации, проводимые на скважинах месторождения Дунга, являются эффективным методом повышения производительности и увеличения продуктивности.

Анализ эффективности системы ППД

В конце 2019 года введена в строй установка системы подготовки (пластовой, морской) и закачки воды. Предназначена установка для более тонкой очистки воды, поступающей от существующей системы подготовки пластовой воды и установки

подготовки морской воды до состояния, позволяющего без осложнений смешивать морскую и пластовую воду перед закачкой в пласт. Общая производительность установки (с учетом 15% резерва) составляет 6 360 м³/сут.

В настоящее время от УКПП в скважину ДГА-45В также закачивается нестабильный газовый конденсат (НГК). Закачка нестабильного газового конденсата за 2024 год составила 32 748 м³, средняя приемистость – 91,0 м³/сут.

В таблице 3.5.1 приведена динамика закачки воды и нестабильного газового конденсата.

Таблица 3.5.1 – Динамика закачки воды (пластовой, морской) и НГК

Год	Закачка воды, тыс. м ³		Закачка НГК, тыс. м ³		Добычи жидкости, тыс. т	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт
2019	868,7	605,4	41,0	34,3	1413,0	1236,9
2020	1077,3	806,1	41,0	30,1	1420,0	1137,3
2021	1202,8	811,8	47,0	35,3	1786,0	1248,5
2022	1229,6	783,8	44,3	38,4	1580,0	1221,9
2023	1672,0	746,9	49,5	29,4	1837,0	1143,5
2024	1599,6	1104,0	45,0	32,8	1727,0	1465,4

Как видно из таблицы 3.5.1, объемы закачки воды и нестабильного газового конденсата ниже проектных уровней.

Анализ эффективности системы сбора и подготовки

На месторождении Дунга продукция скважин через манифольды поступает на центральный пункт сбора (ЦПС), где осуществляется сепарация нефти, газа и пластовой воды. ЦПС (производительность: нефть – 2,95 тыс. м³/сут, газ – 185 тыс. м³/сут) обеспечивает подготовку нефти к экспорту, газа – к подаче на УПП, а воды – к закачке в пласт.

Газожидкостная смесь с давлением 0,35 МПа проходит первую ступень сепарации в сепараторе V-211 при 45–47 °С. Нефть подогревается в печах до 60 °С и направляется на вторую ступень сепарации в V-311 (0,03 МПа), затем – в резервуары для окончательной подготовки и через узел учёта подается в магистральный нефтепровод (18,2 км).

Отделившийся газ проходит очистку, измерение, компримируется до 8,9 МПа, охлаждается и направляется на УПП. Пластовая вода после сепарации очищается и закачивается в нагнетательные скважины.

Для выбора оптимальных путей решения вопросов по утилизации добываемого газа компанией «Dunga Operating GmbH» в рамках «Программ утилизации/переработки сырого

газа» осуществляются различные мероприятия, направленные на улучшение экологической обстановки в регионе и снижение уровня сжигания газа на факельных установках, что позволяет иметь достаточно высокий процент утилизации газа, порядка 95 % за 2024 год. Это показывает, что компания «Dunga Operating GmbH» осуществляет сжигание газа только в объемах технологически необходимых для обеспечения безопасной работы промышленных и производственных объектов.

3.6 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов, принятых для расчета технологических показателей

В основу расчетных геолого-физических моделей продуктивных объектов, принятых для расчета прогнозных технологических показателей разработки нефтяных залежей легли материалы, полученные по месторождению Дунга на дату составления настоящего отчета.

Согласно расчетной модели, каждый продуктивный горизонт (залежь) представлен набором пластов-коллекторов, выделенных по результатам переинтерпретации материалов ГИС, которые, в свою очередь, характеризуются прерывистостью по латерали и расчлененностью по разрезу. Причем каждый обособленный пласт-коллектор характеризуется фильтрационно-емкостными (толщина, коэффициенты пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и т.д.), продуктивными (коэффициент продуктивности) и термобарическими (пластовые давление и температура) свойствами, которые отличаются между собой от скважины к скважине. В конечном итоге, каждый продуктивный горизонт представляется в виде латерально- и послойно неоднородной по коллекторским свойствам модели.

Изменение коллекторских свойств по латерали и вертикали количественно характеризуются квадратами коэффициента вариации, соответственно зональной (V_z^2) и послойной (V_n^2) неоднородностями, которые в последствии, с учетом выбранной системы размещения добывающих и нагнетательных скважин преобразуются в общую расчетную неоднородность (V_p^2).

Коэффициент зональной неоднородности (V_z^2) определен по коэффициентам проницаемости по керну. Для начала определен коэффициент проницаемости для каждого обособленного пласта-коллектора в каждой скважине, а затем определялся средневзвешенный коэффициент проницаемости для каждой скважины по залежи, составляющий объект разработки.

Коэффициент послойной неоднородности (V_n^2) определен также, как и зональной, по коэффициентам проницаемости по керну. Для начала были определены коэффициенты проницаемости для каждого пласта-коллектора в скважинах, а затем выполнено распределение по глубинам залегания, на основании чего определены послойные неоднородности.

Прерывистость пластов-коллекторов в пределах продуктивных частей характеризуют построенные геолого-статистические разрезы (ГСР). ГСР характеризует расчлененность по разрезу и распространению коллекторов по латерали. Для построения ГСР использовалась база данных по результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин (РИГИС). При построении ГСР, выбор общего количества слоев по вертикали каждой рассматриваемой модели объекта исходил из общей толщины продуктивного объекта и минимальной общей толщины отдельно взятого пласта-коллектора.

Площадь продуктивной части каждой залежи занятая неколлектором определялась с использованием ГСР, путем осреднения величины доли неколлектора каждого обособленного слоя (W_i) в пределах каждой рассматриваемой залежи.

Параметр d – линейный размер зоны (шага хаотической изменчивости коллекторских свойств пластов-коллекторов) определен на основе фактических карт развития коллектора.

Обоснование величины коэффициента вытеснения K_2 для поровых коллекторов проведено на основе определений проницаемости по керну и зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости, полученной по керну для месторождения Дунга.

3.7 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

Созданная модель месторождения является конечным цифровым отображением представления о нем, полученного в результате детальной обработки, переинтерпретации и комплексного анализа всей геолого-геофизической, гидродинамической и промысловой информации.

Применяемая модель послойная, зонально-неоднородная по проницаемости, пористости и другим свойствам коллекторов.

Основой для построения модели гидродинамического резервуара послужили структурные карты по кровле залежей, а также карты нефтенасыщенных толщин.

Для адаптации расчетных показателей к фактическим и проведения дальнейшего прогнозирования были использованы исторические данные по результатам предыдущего периода эксплуатации скважин и выработке пластов.

Фактически введенные в разработку запасы нефти $Q_o^{(t)}$ определяются по зависимости текущих годовых отборов $Q^{(t)}$ от накопленных отборов нефти на

середину года $Q_d^{(t)}$ с учетом известного общего числа, введенных в работу скважин $n_o^{(t)}$. Параметр $q_o^{(t)}$ – фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_o^{(t)}$, определяем:

$$q_o^{(t)} = \frac{q^{(t)}}{1 - \frac{Q_d^{(t)}}{Q_o^{(t)}}},$$

Определение параметра $Q_{F0}^{(t)}$ – фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости производилось при известных $q_o^{(t)}$, $q_F^{(t)}$ и $Q_{FD}^{(t)}$ – по формуле:

$$Q_{F0}^{(t)} = \frac{Q_{FD}^{(t)}}{1 - \frac{q_F^{(t)}}{q_o^{(t)}}},$$

где $q_F^{(t)}$ и $Q_{FD}^{(t)}$ связаны с весовыми отборами через параметр μ_o , учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

После идентификации параметров по изложенной схеме получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин.

3.8 Обоснование выделения объектов разработки

На месторождении Дунга согласно «Проекту разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» (протокол №12/10 от 01.08.2019 г.) выделено 4 основных и 2 возвратных объектов разработки:

- I – основной объект (нефтяная залежь аптского горизонта – K1a);
- II – возвратный объект (нефтяная залежь барремского горизонта – K1br);
- III объект (нефтяная залежь валанжинского горизонта – K1v);
- IV объект (газовая залежь горизонта Ю-IA);
- V объект (газонефтяная залежь горизонта Ю-IB);
- VI – возвратный объект (нефтяная залежь альбского горизонта K1al).

В данной работе нумерация выделения объектов разработки остается как в утвержденном ПР2019 г.

Аптский горизонт является основным объектом разработки и выделяется в I объект разработки, как в ранее утвержденном ПР2019г.

К барремскому горизонту приурочены, по новой оценке, геологического строения 2 залежи: одна нефтяная залежь, оценённая по категории запасов C₁ и C₂, на Центральном блоке и 1 залежь, оцененная по категории запасов C₂ на Восточном блоке. Согласно ПЗ2013 г., на Центральном блоке выделялись 2 залежи, оцененные по категории запасов C₁ и C₂, в данной работе 2 залежи объединяются в одну залежь.

Таким образом, нефтяная залежь барремского горизонта, расположенная в Центральном блоке, оцененная по категории запасов C₁, выделяется как II возвратный объект разработки, как ранее в утвержденном ПР2019 г.

Нефтяная залежь валанжинского горизонта K1v выделяется в III объект разработки.

Согласно сейсмическим данным структура газовой залежи горизонта Ю-IA претерпела изменения, осложнилась тектоническими нарушениями, залежи выделены в 4 блоках, ранее в ПЗ2013 г. выделялась 1 залежь. Газонасыщенные залежи Ю-IA горизонта объединяются в один объект разработки (4 возвратный объект разработки), в связи с приуроченностью к одному продуктивному горизонту.

Газовая залежь горизонта Ю-IB Восточного участка имеет незначительные запасы газа на уровне 90 млн.м³, в следствие этого разрабатывать эту газовую залежь отдельно нецелесообразно. Для газовой залежи Ю-IB Восточного участка рекомендуется рассмотреть

возможность совместной выработки с газовыми залежами горизонта Ю-IA, что обусловлено тем, что залежи простираются на одной площади (район скважины №9-разведочная) и расстояние между залежами составляет всего 21 м, поэтому объединение этих залежей возможно.

К горизонту Ю-ПБ приурочены газовые залежи в Западном участке и Центральном участке, оцененные по категории запасов C_1 (западный участок) и C_2 (центральный участок). Газовая залежь, оцененная по категории запасов C_1 , установлена в районе разведочной скважины №5, по горизонту Ю-IA также в этом районе простирается залежь, отделяются газовые залежи горизонта Ю-IA и Ю-ПБ расстоянием 56 м, поэтому газовую залежь горизонта Ю-ПБ рекомендуется разрабатывать совместно с Ю-IA газовым горизонтом.

Таким образом возвратный 4 газовый объект разработки включает газовые залежи Ю-IA горизонта, газовую залежь Ю-ПБ горизонта Восточного участка и газовую залежь Ю-ПБ горизонта.

По газонефтяному горизонту Ю-ПБ также уточнилось геологическое структурное построение. Залежи Восточного участка распространены в пределах 3 блоков, в т.ч. 1 залежь газовая, 2 залежи нефтяные.

На Центральном участке выделяется газонефтяная залежь горизонта Ю-ПБ, газовая шапка которой оценивается по категории запасов C_2 , залежь нефти оценивается по категории запасов C_1 и C_2 и на Восточном участке выделяются нефтяные залежи в двух блоках. Ранее в ПР2019 г. газонефтяная залежь Центрального блока и нефтяная залежь Восточного блока выделялись как единый объект разработки. В данной работе целесообразно оставить выделение по горизонту Ю-ПБ, как в утвержденном ПР, т.к. залежи приурочены к одному горизонту.

По альбскому горизонту установлены залежи нефти на участках Сазды, Иртыш, Талас, Исрим. Залежи нефти на участках Талас и Исрим, оценены по категории запасов C_2 , поэтому в объекты разработки не выделяются. Залежи Сазды и Иртыш рекомендуется выделить в возвратные объекты разработки, т.к. залежи по площади не совпадают, залежь Сазды расположена в восточной части Восточного участка, залежь Иртыш в южной части Центрального участка, при этом физико-химические свойства нефти залежей Сазды и Иртыш практически соответствуют. Таким образом, залежь Сазды выделяется в VI возвратный объект разработки, залежь Иртыш во VII возвратный объект разработки.

Таким образом, в данной работе выделены 7 объектов разработки 2 основные и 5 возвратные:

- ✓ I - нефтяная залежь аптского горизонта K1a;
- ✓ II возвратный - нефтяная залежь барремского горизонта K1br;
- ✓ III - нефтяная залежь валанжинского горизонта K1v;
- ✓ IV возвратный - газовые залежи Ю-IA горизонта, Ю-IB горизонта Восточного блока и Ю-IIIБ горизонта Западного блока;
- ✓ V возвратный - газонефтяная залежь Ю-IB горизонта Центрального блока и нефтяные залежи Ю-IB горизонта Восточного блока.
- ✓ VI возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K1al участка Сазды;
- ✓ VII возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K1al участка Иртыш;

В таблице 3.5.1 приведены нефтенасыщенные толщины по скважинам, вскрывающие продуктивные залежи. Толщины указаны только для тех скважин, которые вскрывают горизонты, помимо аптского, поскольку все скважины пересекают аптский горизонт, и нет необходимости показывать информацию о его толщине. Вместо этого в таблице акцент сделан на скважины, в которых также прослеживаются другие продуктивные горизонты, такие как валанжинский, альбский и юрский.

Следует отметить, что залежи Ю1Б (газ и нефть), Ю-IIIБ (нефть), оцененные по категории запасов C₁, выделялись на основе данных разведочных скважин, поскольку другие эксплуатационные скважины, вскрывающие этот горизонт, отсутствуют.

Наиболее высокий охват вскрываемых горизонтов зафиксирован по скважине ДГА-40В, находящийся в консервации. Горизонты Ю1Б (газ), Ю-IIА (нефть), Ю-IIIБ (нефть), Ю-IIIВ (нефть), Ю-III (нефть), Ю-IV (нефть), оцененные по категории запасов C₂, выделяются только по данным ГИС скважины ДГА-40В.

По таблице 3.5.1 можно рассмотреть возможность переводов скважин с объектов на объект.

Исходные геолого-физические характеристики выделенных объектов разработки принятые на основании анализа имеющегося геолого-промыслового материала, полученного за период разработки месторождения Дунга, представлены в таблице 3.8.2.

Таблица 3.8.1 – Характеристика нефтенасыщенных толщин по продуктивным горизонтам

№ скв.	Работающий горизонт	Состояние фонда	апт по C1	альб				баррем		валанжин (неф) по C1	юра									
				Исрим (неф) по C2	Сазды (неф) по C1	Иртыш (неф) по C1	Иртыш (неф) по C2	баррем (неф) по C1/C2	баррем (неф) по C2		Ю1А(газ) по C1	Ю1Б (газ) по C1	Ю1Б (газ) по C2	Ю1Б (неф) по C1	Ю-ПА (неф) по C2	Ю-ПБ (неф) по C1	Ю-ПБ (неф) по C2	Ю-ПВ (неф) по C2	Ю-ПШ (неф) по C2	Ю-IV(неф) по C2
ДГА-68В	аптский	в освоении	5,8	6,2																
ДГА-254В	аптский	действ. доб	8,7	отс																
ДГА-171В	аптский	действ. нагн	9,5		4,5															
ДГА-172В	альбский	действ. доб	отс		отс															
ДГА-180В	альбский	действ. доб			отс															
ДГА-58В	альбский	действ. доб	9,8		12,2															
ДГА-144В	альбский	действ. доб	10,2		4,4															
ДГА-152В	аптский	действ. нагн	12,1		6,9															
ДГА-154В	аптский	действ. нагн	18,3		8,7															
ДГА-161В	аптский	действ. доб	9,8		3,5															
ДГА-162В	альбский	действ. доб	отс		отс															
ДГА-163В	альбский	действ. доб	7,9		4,3															
ДГА-134В	аптский	действ. нагн	отс		отс															
ДГА-143В	аптский	действ. доб	отс		отс															
ДГА-170В	аптский	действ. нагн	отс		отс															
ДГА-229В	аптский	действ. доб	9		12,6															
ДГА-153В	альбский	действ. доб	отс		отс															
ДГА-101В	аптский	доб. в б/д	12,4			12,1														
ДГА-100В	аптский	действ. доб	10,3			1,7														
ДГА-86В	аптский	действ. доб	9,2			7,4														
ДГА-93В	аптский	действ. доб	13,2			12,4														
ДГА-61В	аптский	действ. нагн	15,1			9,5														
ДГА-102В	аптский	действ. доб	9,3				6,4													
ДГА-40В	аптский	в консервации	10,9					3		9,1	8,9		3,4		6,2		6,8	15,8	7,8	2,8
ДГА-42В	аптский	действ. доб	13,4					2		6,8										
ДГА-44В	аптский	действ. доб	10,1						3,9											
ДГА-57В	альбский	действ. доб	21,1					4,8												
ДГА-46В	аптский	нагн. в б/д	10,1					1,3												
ДГА-47В	аптский	действ. доб	7,7							3,1										
ДГА-197В	аптский	действ. нагн	14,1							1,2										
ДГА-49В	аптский	действ. доб	11,2								2,9									
ДГК-1Г	валанжин	действ. доб	отс							отс										
1Д		поиск. ликвид.	11,1					1,5			7,3			1,6						
6Д		поиск. ликвид.	14,2					1,9		6										
2Д		параметр. ликвид.	11,3					6,2			5,9									
5Д		поиск. ликвид.	13,3								4,4					6,9				
10Д		развед. ликвид.	14,8								5,4									
9Д		развед. ликвид.	отс								7,9	3,2								
7Д		развед. ликвид.	13,2											6,2						
8Д		развед. ликвид.	15,6											3,5						

Таблица 3.8.2 – Исходные геолого-физические характеристики выделенных объектов разработки

Параметры	I (аптский нефтяной горизонт K1a)	II (барремский нефтяной горизонт K1br)	III (валанжинский нефтяной горизонт K1v)	IV (юрские газовые горизонты Ю-IA, Ю-IB, Ю-IB)	V (юрский газонефтяная и нефтяная залежи горизонта Ю-IB)	VI (альбский нефтяной горизонт K1al участка Сазды)	VII (альбский нефтяной горизонт K1al участка Иртыш)
Средняя глубина залегания, м	1725	1772,7	1881,5	2279,3	2282	1491	1521,9
Тип залежи	пластовая сводовая, тектонически экранированная	массивная, тектонически экранированная	массивная	пластовая тектонически экранированная	пластовая, тектонически экранированная	массивная	массивная, тектонически, литологически экранированная
Тип коллектора	терригенно-поровый	терригенно-поровый	карбонатно-поровый	терригенно-поровый	терригенно-поровый	терригенно-поровый	терригенно-поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	1148833	5123	4634	105546	18200	4923	4804
Средняя общая толщина, м	11,4	8,1	13,8	9,6	5	30,1	62,2
*Средняя газонасыщенная толщина, м	-	-	-	5,8	3,4	-	-
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	10,1	2,8	5,2	-	3,2	6,7	9,3
Пористость, доли ед.	0,23	0,23	0,23	0,18	0,17	0,28	0,26
Средняя насыщенность нефтью (газом), доли ед.	0,5	0,53	0,77	0,51	0,55	0,51	0,46
Проницаемость по керну, мкм ²	0,013	0,393	0,04	0,0177	-	0,154	
Проницаемость по ГДИС, мкм ²	0,03	-	0,129	-	-	0,175	0,0084
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,37	0,42	0,34	0,5	0,25	0,62	0,61
Коэффициент расчлененности, доли ед.	9	3	3	3	2	7	14
Пластовая температура, °C	72-85		72-85	97-95	97-95	68,7	68,7
Начальное пластовое давление, МПа	17,6	18,6	19,3	24,4	22,38	15,8	16,5
Текущее пластовое давление, МПа	9,5	-	-	-	-	-	-
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	1,8	0,5	1,8	-	1,8	3,5	3,5
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,748	0,6835	0,748	-	0,748	0,825	0,798
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,228	1,393	1,228	-	1,228	1,029	1,029
Содержание серы в нефти, %	0,052	0,1	-	-	0,1	0,22	0,0204
Содержание парафина в нефти, %	13,8	9,1	14,5	-	13,9	10,71	11,4
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,4	17,2	6,4	-	6,4	0,8	0,8
Газосодержание нефти, м ³ /т	75,2	126,2	75,2	-	75,2	4,2	4,2
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа×с	1,01	0,99	0,98	0,98	0,98	1,041	
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1018	1018	1030	1030	1030	1,017	
Средняя продуктивность, 10 м ³ /(сут×МПа)	5,79	-	112,2	-	-	5,8	7,6
Средняя приемистость, 10 м ³ /(сут×МПа)	58,1	-	-	-	-	-	-
Начальные балансовые запасы нефти, млн.т: в том числе: по категории В+С ₁ /С ₂	93,405/ 6,875	635/ 971	2063 / -	-	1194 / 265	2734 / -	1645 / 521
Начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т в том числе: по категории С ₁ /С ₂ :				-			
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед., в том числе: по запасам категории С ₁ /С ₂				-			
*Начальные балансовые запасы свободного газа, млн. м ³ в том числе: по категории С ₁ /С ₂ :	-	-	-	2561 / 1915	- / 84	-	-

3.9 Выбор расчетных вариантов разработки

В данной работе рассчитано 4 варианта разработки.

В качестве базового варианта предусматривается реализуемый вариант утвержденного ПР2019 г.

Вариант 2 отличается от Варианта 1 количеством бурения, проведения ввода из освоения, переводом с других объектов, переводом под закачку, проведением ГРП.

Вариант 3 предусматривает положения Варианта 2, но с дополнительным бурением 31 вертикальной скважины в зонах, не охваченных разработкой аптского горизонта. Также предусмотрено ограничение по добыче газа объемом 200 тыс.м³/сут, т.к. производительность ЦПС по газу в таком объеме.

Вариант 4 предусматривает положения Варианта 3, но с дополнительным бурением 13 горизонтальных скважин (вместо 16 вертикальных скважин) Также предусмотрено ограничение по добыче газа объемом 200 тыс.м³/сут.

Для повышения продуктивности скважин предусмотрено проведение технологии гидроразрыва пласта (далее ГРП) во всех новых скважинах и скважинах переходящего фонда, а также увеличение количества нагнетательных скважин с большим охватом заводнения.

При размещении новых скважин учитывались расстояния между скважинами существующего фонда, составляющие в среднем 560 м, с учетом характера распространения продуктивных пластов коллекторов.

Размещение проектных скважин по объектам разработки приведено на картах пробуренных и проектных скважин.

Выбор расчетных вариантов проводился с учетом особенностей геологического строения, сложившейся системы разработки, проведенного анализа разработки месторождения, результатов гидродинамических исследований. При этом принималась во внимание необходимость создания условий для максимально возможного охвата воздействием и эффективного дренирования пластов.

Добыча свободного газа предусмотрена при снижении объемов добычи попутного растворенного газа и в сумме не превышающей производительность по газу ЦПС (200 тыс.м³/сут).

Вариант 1 – базовый вариант

В качестве базового варианта рекомендовано продолжение реализации утвержденного Проекта разработки ... 2019 г. В варианте предусмотрено бурение с 2026 по 2037 годы в общем 47 добывающих скважин (27 вертикальных скважин на аптский горизонт, 15 вертикальных скважин на Ю-ІБ нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-ІА, Ю-ІБ, Ю-ІІБ газовый горизонт).

Ниже приведено описание варианта по объектам разработки:

I объект (аптский горизонт)

На аптский горизонт предусмотрено бурение 27 проектных вертикальных добывающих скважин, перевод под закачку из добывающих скважин в количестве 27 единиц, ввод скважин из бездействия в количестве 7 ед.

II возвратный объект (барремский горизонт)

Согласно, действующему ПР2019 г. ввод барремского горизонта предусмотрен в 2041 г., разработка объекта запроектирована двумя скважинами (ДГА-40В, ДГА-42В), переведенные с аптского горизонта.

Учитывая, что запасы по категории C_1 составляют всего 0,4% от общих геологических запасов, бурение на данном объекте экономически нецелесообразно. Оптимальным решением является сохранение проектных положений ПР 2019 года с переводом 2 скважин ДГА-40В и ДГА-42В с аптского горизонта.

Таким образом, барремский горизонт рекомендуется разрабатывать 2 скважинами, рассмотреть только 1 вариант разработки (Вариант 1, 2, 3, 4).

На барремский горизонт предусмотрено, как по ПР2019 г. перевод 2 скважин с аптского и валанжинского горизонтов. Фонд добывающих скважин составит 2 ед.

III объект (валанжинский горизонт)

Валанжинский горизонт введен в пробную эксплуатацию в 2010 г., промышленная разработка объекта началась осуществляться с 2014 г. За время проведения добычи с валанжинского горизонта эксплуатировалась 1 горизонтальная скважина ДГК-1Г.

Горизонтальный ствол скважины ДГК-1Г, пробуренный в сводовой части залежи, охватывает её основную площадь и имеет длину около 1600 м. Согласно ПР2019 г. предусмотрен перевод 1 скважины с аптского горизонта. Фонд добывающих скважин составит 2 ед.

IV возвратный объект (газовые залежи Ю-IA горизонта, Ю-IB горизонта Восточного участка и Ю-IIIБ горизонта Западного участка)

По состоянию на 01.07.2025 г. газовые залежи не разрабатываются. Согласно ПР2019 г. на юрский газовый горизонт предусмотрено бурение 5 новых газовых скважин с 2035 г. Положения по вводу и количеству скважин остались без изменения как в утвержденном ПР2019 г. Фонд добывающих скважин составит 5 ед.

V возвратный объект (газонефтяная залежь Ю-IB горизонта Центрального участка и нефтяные залежи Ю-IB горизонта Восточного участка)

По состоянию на 01.07.2025 г. данный объект не разрабатывается. Согласно ПР2019 г. на данный объект проектируется бурение 15 добывающих скважин с 2031 г. Положения по вводу и количеству скважин остались без изменения как в утвержденном ПР2019 г. Фонд добывающих скважин составит 15 ед.

VI возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K1al участка Сазды

Альбский горизонт участка Сазды введен в 2019 г.

По скважинам I объекта разработки (альбский горизонт) наблюдается высокая обводненность по всем скважинам действующего фонда добывающих скважин по состоянию на 01.07.2025 г. на уровне 63-84%.

Согласно ПР2019 г. разработка объекта планировалась с фондом добывающих скважин в количестве 4 ед., поэтому планируется перевод 3 скважин на аптский горизонт. Фонд добывающих скважин составит 4 ед.

VII возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K1al участка Иртыш

Участок Иртыш до Перевода запасов 2024 г. оценивался по категории запасов C₂. До составления Перевода запасов 2024 г. проведено опробование 3 скважин ДГА-61В, ДГА-86В, ДГА-101В до 90 дней.

Ранее в ПР2019 г. и АР2021 г. участок Иртыш не проектировался, т.к. ранее оценивался по категории запасов C₂.

По альбскому горизонту участка Иртыш рекомендуется разрабатывать с использованием 3 скважин, которые опробовались в 2023 г. (ДГА-61В, ДГА-86В, ДГА-101В). Фонд добывающих скважин составит 3 ед.

Вариант 2

В варианте 2 рекомендовано бурение 37 вертикальных (27 вертикальных скважин на аптский горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-ІБ нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-ІА, Ю-ІБ, Ю-ІІБ газовый горизонт). Также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

І объект (аптский горизонт)

На аптский горизонт предусмотрено бурение 27 проектных вертикальных добывающих скважин, перевод под закачку из добывающих скважин в количестве 27 единиц, ввод скважин из бездействия в количестве 7 единиц, ввод скважин из освоения и обустройства в количестве 4 единицы.

ІІ возвратный объект (барремский горизонт) соответствует Варианту 1.

ІІІ объект (валанжинский горизонт) соответствует Варианту 1.

ІV возвратный объект (газовые залежи Ю-ІА горизонта, Ю-ІБ горизонта Восточного участка и Ю-ІІБ горизонта Западного участка) соответствует Варианту 1.

V возвратный объект (газонефтяная залежь Ю-ІБ горизонта Центрального участка и нефтяные залежи Ю-ІБ горизонта Восточного участка)

В связи с незначительными извлекаемыми запасам (143 тыс.т нефти) и низкими толщинами (от 0,3 м до 5 м) рекомендуется уменьшить количество скважин для бурения от 15 ед. до 5 ед. Фонд добывающих скважин составит 5 ед.

VI возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта Klal участка Сазды соответствует варианту 1.

VII возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта Klal участка Иртыш соответствует Варианту 1.

Вариант 3 - рекомендуемый

В варианте 3 рекомендовано бурение 68 вертикальных добывающих скважин (58 вертикальных скважин на аптский горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-ІБ нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-ІА, Ю-ІБ, Ю-ІІБ газовый горизонт). Также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

І объект (аптский горизонт)

На аптский горизонт предусмотрено бурение 58 проектных вертикальных добывающих скважин, перевод под закачку из добывающих скважин в количестве 40 единиц, ввод скважин из бездействия в количестве 7 единиц, ввод скважин из освоения и обустройства в количестве 4 единицы.

II возвратный объект (барремский горизонт) соответствует Варианту 1.

III объект (валанжинский горизонт) соответствует Варианту 1.

IV возвратный объект (газовые залежи Ю-IA горизонта, Ю-IB горизонта Восточного участка и Ю-IIБ горизонта Западного участка) соответствует Варианту 1.

V возвратный объект (газонефтяная залежь Ю-IB горизонта Центрального участка и нефтяные залежи Ю-IB горизонта Восточного участка) соответствует варианту 2.

VI возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта Klal участка Сазды соответствует варианту 1.

VII возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта Klal участка Иртыш соответствует Варианту 1.

Вариант 4

В варианте 4 рекомендовано бурение 62 вертикальных добывающих скважин и 13 горизонтальных скважин (52 вертикальных и 13 горизонтальных скважин на аптский горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-IB нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-IA, Ю-IB, Ю-IIБ газовый горизонт). Также предусмотрен вывод скважин из освоения и обустройства, вывод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

I объект (аптский горизонт)

На аптский горизонт предусмотрено бурение 52 проектных вертикальных и 13 горизонтальных скважин (7 добывающих и 6 добывающих с последующим переводом под нагнетание), перевод под закачку из добывающих скважин в количестве 40 единиц (в т.ч. с учетом горизонтальных). Также в зоне с пониженным пластовым давлением предусмотрен перевод 2 добывающих скважин под закачку ШФЛУ.

II возвратный объект (барремский горизонт) соответствует Варианту 1.

III объект (валанжинский горизонт) соответствует Варианту 1.

IV возвратный объект (газовые залежи Ю-IA горизонта, Ю-IB горизонта Восточного участка и Ю-IIБ горизонта Западного участка) соответствует Варианту 1.

V возвратный объект (газонефтяная залежь Ю-ІБ горизонта Центрального участка и нефтяные залежи Ю-ІБ горизонта Восточного участка) соответствует варианту 2.

VI возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K1a1 участка Сазды соответствует варианту 1.

VII возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K1a1 участка Иртыш соответствует Варианту 1.

По объектам рекомендуется провести ГДИС методом установившихся отборов для определения оптимального режима работы скважин с целью предотвращения преждевременного обводнения скважин.

Т.к. залежи подстилаются подошвенной водой рекомендуется перфорировать кровельную часть.

Основные характеристики по вариантам приведены в **таблице 3.9.1.**

Характеристики	Вариант										
	1	2	3	4	1, 2, 3, 4	1, 2, 3, 4	1, 2, 3, 4	1	2, 3, 4	1, 2, 3, 4	1, 2, 3, 4
	I объект (апт)				II объект (баррем)	III объект (валанжин)	IV объект (газ Ю-IA, Ю-IB, Ю-IIБ)	V объект (Ю-IB)		VI объект (альб Сазды)	VII объект (альб Иртыш)
Режим разработки	ППД (ШФЛУ, вода)	ППД (ШФЛУ, вода)	ППД (ШФЛУ, вода)	ППД (ШФЛУ, вода)	без ППД	без ППД	без ППД	без ППД	без ППД	без ППД	без ППД
Система размещения скважин	Площадная пятиточечная	Площадная пятиточечная	Площадная пятиточечная	Площадная пятиточечная	избирательная	избирательная	избирательная	избирательная	избирательная	избирательная	избирательная
Расстояние между скважинами	до 600	до 600	до 600	до 600							
Плотность сетки, 10 ⁴ м ² /скв	515	515	452	467	256	232	569	52	156	70,3	84,6
Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед.	0,72	0,72	0,72	0,72	0,819	0,470	-	0,695	0,695	0,842	0,842
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.	2/1	2/1	2/1	2/1	1/-	1/-	1/-		1/-	1/-	1/-
Режим работы скважин: –добывающих –нагнетательных	Рзаб>3,5 МПа Рзак < Ргидр	Рзаб>3,5 МПа Рзак < Ргидр	Рзаб>3,5 МПа Рзак < Ргидр	Рзаб>3,5 МПа Рзак < Ргидр	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас	Q const	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95		0,95	0,95	0,95
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.: –добывающих –нагнетательных	0,95 0,95	0,95 0,95	0,95 0,95	0,95 0,95	0,95	0,95	0,95		0,95	0,95	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	100	100	100	100	-	-	-		-	-	-

3.10 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

На месторождении осуществляется поддержание пластового давления на одном объекте разработки (аптский горизонт) с использованием воды (попутно-добываемой и морской) и закачки ШФЛУ.

Поддержание пластового давления на месторождении Дунга началось в 2004 году путем закачки морской воды через вертикальную нагнетательную скважину ДГА-33В в аптский продуктивный горизонт. В связи с низкой приемистостью скважин прекращена закачка морской воды и с апреля 2008 г. начата закачка попутно-добываемой воды. С марта 2017 г. восстановлена закачка морской воды в смеси с попутно-добываемой водой. Требования к системе ППД, обустройству системы ППД и подробная характеристика закачиваемых вод изложены в разделе 6.5.

Большая часть нагнетательных скважин работают с приемистостью ниже 50 м³/сут. Низкая приемистость по нагнетательным скважинам обусловлена слабыми фильтрационно-емкостными свойствами пласта, в частности — низкой проницаемостью. В связи с этим, во всех скважинах с целью фильтрационно-ёмкостных свойств пласта проводят гидроразрыв пласта ГРП, в т.ч. и в нагнетательных скважинах.

Закачку ШФЛУ на аптском горизонте через одну нагнетательную скважину ДГА-45В осуществляют с 2009 г. Ежемесячно в нагнетательную скважину закачивают объем газа не превышающий 3750 м³, ежедневно не выше 0,1 тыс.м³/сут.

Во всех вариантах применение фактической закачки рабочих агентов остается (закачка попутно-добываемой+морской воды и ШФЛУ) на аптском горизонте.

В вариантах предусмотрена доформирование ячеек закачки и увеличение объемов закачки с целью большего охвата заводнением на аптском горизонте.



**3.11 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей
разработки**
Построение гидродинамической модели



3.12 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

При проектировании разработки предусматривается основная сетка скважин (скважины основного фонда) и резервные скважины.

Резервный фонд планируют с целью вовлечения в разработку выявленных во время исследований отдельных линз коллектора и для повышения эффективности системы воздействия на пласт.

Число резервных скважин будет уточняться в дальнейшем с учетом данных, полученных при разбуривании основного фонда скважин. Местоположение резервных скважин и сроки их бурения устанавливаются после ввода в эксплуатацию скважин основного фонда.

В рамках настоящего Проекта разработки месторождения резервный фонд скважин принимается 10-25% от основного проектируемого фонда.



3.13 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей



4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

4.2 Экономические показатели вариантов разработки



4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти, газа из недр

В таблице 4.3.1 приведены извлекаемые запасы нефти и коэффициенты извлечения нефти (КИН) по объектам и по вариантам разработки.

Таблица 4.1 – Месторождение Дунга. Извлекаемые запасы нефти и КИН по объектам и вариантам разработки

Вариант	Объект	Горизонт	Участок	Зона пласта	Накопленная добыча нефти по состоянию на 02.01.2025 г., тыс.т	Категория запасов	Балансовые запасы нефти, тыс.т	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄	Извлекаемые запасы нефти, тыс.	КИН, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	I	апт	вост., центр., запад.	Н	7465,8	B+C ₁	59446	0,822	0,720	0,601	0,708	14962,8	0,252
				НВ			33959					8548	
		в целом				93405			23510				
2	I	апт	вост., центр., запад.	Н	7465,8	B+C ₁	59446	0,822	0,720	0,601	0,745	15766	0,265
				НВ			33959					9006	
		в целом				93405			24772				
3	I	апт	вост., центр., запад.	Н	7465,8	B+C ₁	59446	0,871	0,720	0,622	0,716	16598	0,279
				НВ			33959					9481	
		в целом				93405			26079				
4	I	апт	вост., центр., запад.	Н	7465,8	B+C ₁	59446	0,881	0,720	0,628	0,749	17751	0,299
				НВ			33959					10140	
		в целом				93405			27891				
1, 2, 3, 4	II	баррем	центр.	НВ	0	C ₁	635,0					114,4	0,180
1, 2, 3, 4	III	валанжин	центр.	НВ	878,8	C ₁	2063					1042,7	0,505
1	V	Ю-ИБ		Н	0	C ₁	955					147	0,154



			центр., вост.	ГН НВ ГНВ			11 227 1					2 35 0,2	
		в целом					1194					183,5	
2, 3, 4	V	Ю-ІБ	центр., вост.	Н ГН НВ ГНВ	0	C ₁	955 11 227 1					103 1 24 0,1	0,108
		в целом					1194					128,6	
1, 2, 3, 4	VI	альб	Сазды	НВ	255	C ₁	2734					521,5	0,191
1, 2, 3, 4	VII	альб	Иртыш	НВ	5	C ₁	1645					494,3	0,300
1												25866,8	0,254
2												27073,3	0,266
3												28380,5	0,279
4												30192,4	0,297
		в целом по месторождению			8605,1	B+C ₁	101676,0						

Коэффициент извлечения нефти по I объекту (аптскому горизонту) рассчитан по коэффициентной методике, описанной в разделе 8.

Коэффициент вытеснения принят по лабораторным специальным исследованиям керна и составляет 0,72 д.ед.

По I объекту максимальное значение КИН отмечено по варианту 4 и составило 0,299 д.ед., в котором запроектировано бурение вертикальных и горизонтальных скважин.

По остальным объектам (II, V, VI, VII) значение КИН не изменилось, а осталось как в утвержденных ПЗ. Следует отметить, что II, V, VII объекты не разрабатывались, дополнительные данные для изменения КИН не появились.

По VI объекту рассчитан КИН по методике Американского научного института:

$$h = 0,11403 + 0,2719 * \text{LOG}(k_{\text{пр}}) + 0,25569 * (1 - k_{\text{н}}) - 0,1355 * \text{LOG}(m_{\text{н}}) - 1,538 * m - 0,00115 * h \quad (10.1),$$

по которому КИН практически соответствует ранее утвержденному значению и составил 0,191 д.ед.

По III объекту рассчитан КИН по статистической зависимости В.К. Гомзикова и Н.А. Молотовой:

$$\eta = 0,195 - 0,0078 * \mu_0 + 0,0821 * g * K + 0,0014 * t + 0,0039 * h + 0,18 * k_{\text{п}} - 0,054 * Q_{\text{внз}} + 0,27 * \beta_{\text{н}} - 0,00086 * S \quad (10.2)$$

В таблице 10.17 приведены извлекаемые запасы свободного газа из газовых залежей по вариантам разработки.



Таблица 4.2 – Месторождение Дунга. Извлекаемые запасы газа и КИГ по вариантам разработки

Вариант	Объект	Горизонт	Балансовые запасы газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы газа, млн.м ³	КИГ, д.ед.
1	IV	Ю-IA, Ю-IB Ю- IIБ	2561	1879,0	0,734
2				1879,0	0,734
3				1861,5	0,727
4				1883,4	0,735

На месторождении добыча газа из газовых залежей по 3 и 4 вариантам осуществляется с учетом потребностей Недропользователей и пропускной способности системы бора и подготовки в объеме 200 тыс.м³/сут.



5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ**5.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта**

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА

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

6. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режимов его работы основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважин, применяемых технологий и мероприятий, проводимых в процессе эксплуатации, а также условий эксплуатации скважин, физико-химических свойствах флюида, технологических показателей и условий разработки.

6.1.1 Характеристика показателей эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин

Технологические показатели эксплуатации добывающих скважин.

По состоянию на 01.07.2025г., добывающий эксплуатационный фонд месторождения Дунга составляет 137 скважин, в том числе в действующем фонде - 125, в бездействующем – 7 и в освоении/обустройстве – 5 скважин. В нагнетательном действующем фонде 62 скважины, из них 61 - водонагнетающая и 1 газонагнетающая. В бездействии скважина ДГА-46В по причине ОНРС

Таблица 6.1. – Состояние фонда скважин месторождения Дунга на 01.07.2025г.

Таблица 6.1. Составные фонды скважин месторождения «Дружба» на 01.07.2020г.																	
№ №	Объект	Общи й фонд	Экс / фон д	Действующий добывающий фонд			Бездействующи й добывающий фонд			В освоени и/ обустро й-стве	В консе р-ва ции	Ликвид и рованн ые	Нагнетательный фонд				
				Всег о	в том числе		Всег о	в том числе					э/ ф	д/ф В Н	Г Н	б/ д	в освоен ии
					СШН У	УЭЦ Н		СШН У	УЭЦ Н								
1	Апт (K _{1a})	196	129	117	116	1	7	5	2	5	1	3	63	61	1	1	0
2	Альб (K _{1al})	7	7	7	6	1	0										
3	Валанжин (K _{1v})	1	1	1		1											
4	Всего	204	137	125	122	3	7	5	2	5	1	3	63	61	1	1	0

В бездействующем добывающем фонде на 01.07.2025г находится 7 скважин – ДГА-36В; ДГА-49В; ДГА-164В; ДГА-101В; ДГА-142В 30Н-Г; 32Д-Г. Причины бездействия добывающих скважин представлены в таблице 6.2.



Таблица 6.2– Распределение добывающих бездействующих скважин по причинам

Причины бездействия	на 01.07.2025г
В ожидании запуска	1
Высокая обводненность	6
Всего	7

Фонд добывающих действующих скважин эксплуатируется механизированным способом: 122 скважины оборудованы установками плунжерных штанговых насосов (СШНУ) и 3скв оборудованы установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Скважины действующего механизированного фонда эксплуатируются с дебитами в среднем по жидкости 39,55 м³/сут, по нефти 16,27 т/сут, с обводнённостью 54 %. Глубина спуска насоса варьируется от 1252м до 1878м. Средний динамический уровень отмечается на глубине 1037м. Среднее забойное давление Р_{зб} составляет 56атм, буферное давление в среднем Р_{буф}=10,3атм, давление на затрубе Р_{затр}=9,4атм.

По состоянию на 01.07.2025г. три скважины оборудованы УЭЦН: DGA-41Н апт; DGA-58V альб; DGC-1Н. Устьевое оборудование скважин, эксплуатирующихся электроцентробежными установками, состоит из фонтанной арматуры АФК-80/35 и АФК-65/35 на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI) и устьевой станции управления.

Подземное оборудование представлено насосами 400 PMSSD 196 P8; 400PMHYB 079 FLEX10 H6; Centurion 538 P755XD, спущенными на НКТ с номинальным диаметром 73 и 89 мм. В компоновку подземного оборудования, не считая патрубков и переводников, входят гидравлический сливной клапан, предохранительный клапан и обратный клапан, размещенные над насосом, газовый сепаратор, мотор и скважинный датчик, размещенные под насосом.

Горизонтальная скважина **DGA-41H** оборудована эксплуатационной колонной диаметром 244,48мм с хвостовиком диаметром 177,8мм. Искусственный забой отмечается на глубине 4311м, глубина спуска насоса 1707м. Тип насоса - 400 PMSSD 196 P8. Скважина эксплуатируется с среднесуточным дебитом жидкости 78,9 м³/сут, нефти 58,9 т/сут, с обводнённостью 5 %. Динамический уровень отмечается на глубине 520м; забойное давление Р_{зб} составляет 21,4атм, буферное давление в среднем Р_{буф}=9атм, давление в затрубе Р_{затр}=8,9атм.

Вертикальная скважина **DGA-58V** оборудована эксплуатационной колонной диаметром 177,8мм. Искусственный забой отмечается на глубине 1659м, интервал



перфорации на глубине 1454,5-1457,5м. Тип насоса - 400PMHYB 079 FLEX10 H6, глубина спуска насоса 1447м. Скважина эксплуатируется с среднесуточным дебитом жидкости 140 м³/сут, нефти 34 т/сут, с обводнённостью 69 %. Динамический уровень отмечается на глубине 1363м; забойное давление $P_{заб}$ составляет 104атм, буферное давление в среднем $P_{буф}=8,4$ атм, давление в затрубье $P_{затр}=2,4$ атм.

Горизонтальная скважина **DGC-1H** оборудована эксплуатационной колонной диаметром 244,48мм с хвостовиком диаметром 177,8мм. Искусственный забой отмечается на глубине 3875м. Тип насоса - Centurion 538 P755XD, глубина спуска насоса 1878м. Скважина эксплуатируется с среднесуточным дебитом жидкости 653,4 м³/сут, нефти 49,1 т/сут, с обводнённостью 90%. Динамический уровень отмечается на глубине 1355м; забойное давление $P_{заб}$ составляет 98,6атм, буферное давление в среднем $P_{буф}=5,9$ атм, давление в затрубье $P_{затр}=5,2$ атм.

В фонде скважин, оборудованных СШНУ, по состоянию на 01.07.2025г. скважины, эксплуатируются с дебитами в среднем по жидкости 30,2 м³/сут, по нефти 15,7 т/сут, с обводнённостью 31 %. Длина хода плунжера колеблется в пределах от 3,1 до 7,8м, число двойных ходов в пределах от 1,45 до 6,10 1/мин. Средняя глубина спуска насосов отмечается на глубине 1617м в среднем на 43м выше верхней дыры интервала перфорации.

Наземное оборудование скважин эксплуатируемых СШНУ представлено длиноходными насосными установками Rotaflex 1100 компании «Weatherford» с максимальной длиной хода 7,8 метров; станками – качалками фирмы Lafkin RM912D-305-192, M320D-305-120, M456D-305-120, C-912D-365-192 грузоподъёмностью 13,8 тонн и фирмы Maximizer II 912-365-192 грузоподъёмностью 13,8 тонн.

Устьевое оборудование представлено колонной головкой, типа ОКК2-35-178х245х340 и ОКК2-35-140х219х340, рассчитанной на давление 35 МПа, устьевой арматурой типа АФК-80/35 и АФК-65/35 на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI), самоуплотняющимся сальником типа СУСГ, герметизирующий устье скважины на давление 20 МПа и манометрами МП-4.

Подземное оборудование представлено вставными и трубными насосами диаметром 44; 51; 57; 64мм; насосно-компрессорными трубами (НКТ) марки стали L-80 и K-55 диаметрами 73 и 89 мм; колонны насосных штанг (НШ) диаметрами 19х22 мм, 22х25 мм и 19х22х25 мм. Скважины оборудованы плунжерными насосами:

- вставного типа 25-175-RHAM-22-4-2-0 (толстостенные насосы номинальным



размером 44мм, с верхним механическим креплением);

- типа 25-200-RXBM-24-4 (толстостенные насосы номинальным размером 51мм, с нижним механическим креплением),
- типа 30-225-RHAM-22-4-2-2 (толстостенные насосы номинальным размером 57мм, с верхним механическим креплением);
- трубными насосами типа 25-225-THM-20-4-2-2 (тонкостенный насос номинальным размером 57,2 мм);
- типа 30-250-RWAM-36-6 (тонкостенный насосы номинальным размером 64мм, с верхним механическим креплением);
- типа 25-275-THOS-36-3-2.

Наземное и подземное оборудование фонда добывающих скважин месторождения Дунга соответствует принятому в существующем на данный момент проектом документе.

Технологические показатели эксплуатации нагнетательных скважин.

К нагнетательному эксплуатационному фонду месторождения Дунга, относится 63 скважины, в том числе к действующему водонагнетательному фонду относится 61, к бездействующему 1 – (ДГА-46В) и 1 газонагнетающая (ДГА-45В). В действующем фонде 55 вертикальных и 6 горизонтальных.

На месторождении в нагнетательном фонде применяются конструкции скважин с эксплуатационными колоннами диаметром 139,7 и 228,6мм. Искусственный забой вертикальных скважин отмечается на глубине 1670-1798м, горизонтальных скважин до глубины 4586м

Среднесуточная приемистость нагнетательных скважин составляет 64,1м³/сут, давление закачки в среднем составляет 9,49 МПа.

Наземное оборудование нагнетательных скважин оборудовано фонтанной арматурой типа АНК-65×21 на рабочее давление 35 МПа с проходным диаметром ствола и проходным диаметром боковых отводов 65 мм с регулятором расхода 1РА-1600 с рабочим давлением 35 МПа и диапазоном регулирования по максимальному значению суточного расхода закачиваемого агента. Боковой отвод арматуры оборудуется штуцером для поддержания соответствующего давления и установления оптимального режима работы скважины, а также устанавливается обратный клапан, препятствующий потоку жидкости из скважины в случае временного прекращения подачи или аварии трубопровода.

Подземное оборудование нагнетательных скважин оборудовано насосно-компрессорными трубами условным диаметром 89мм. Для разобщения пространства между колонной НКТ и обсадной колонной над интервалом перфорации установлен пакер



фирмы Baker с обратным клапаном рассчитанный на рабочие давления 35 МПа (5000 PSI). Для проведения исследования скважин под пакером установлен ниппель. В компоновку подземного оборудования нагнетательных скважин входит воронка, трубный якорь и хвостовик (косой срез).

Обоснование выбора устьевого оборудования нагнетательных скважин

Оборудование устья нагнетательных скважин должно состоять из колонной головки и фонтанной арматуры.

Колонная головка служит для обвязки обсадных колонн между собой и герметизации межколонного пространства.

Фонтанная арматура предназначена для герметизации устья, подвески скважинных трубопроводов, контроля и регулирования работы скважины, проведения необходимых технологических операций, перекрытия потока рабочей среды и позволяет эксплуатировать скважину в нагнетательном режиме.

Фонтанная арматура включает устьевую ёлку и трубную обвязку.

По типовой схеме в состав тройниковой фонтанной елки входит: манометр с запорным и разрядными устройствами; запорное устройство; тройник; переводник трубной головки; дроссель; ответный фланец. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы

Установленная фонтанная арматура позволяет проводить исследования скважин через лубрикатор.

Устьевая арматура нагнетательных скважин выбирается крестового типа на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI по АНИ) типа АФК1-65х21и АНК1-65х21 по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ. Устьевые давления должны оставаться в диапазоне 11,5-14 МПа.

Подземное оборудование нагнетательных скважин оборудовать насосно-компрессорными трубами условным диаметром 73 и 89мм. Спуск НКТ осуществлять в интервале перфорации либо выше верхней дыры фильтра на 10-15м. Также компоновку подземного оборудования нагнетательных скважин оборудовать воронкой, трубным якорем и хвостовиком.



6.1.2 Предельные давления фонтанирования и условия перевода скважин на механизированную добычу.

При составлении данного раздела проекта разработки месторождения Дунга использовались геолого-промысловые данные, полученные в процессе реализации предыдущего проектного документа, результаты опытно-промышленных исследований, данные авторского надзора и анализа разработки.

Технологические условия эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловых характеристик продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки. Анализ данных эксплуатации скважин позволил выделить основные условия, характерные для данного месторождения и влияющие на выбор способа эксплуатации.

Минимальное забойное давление фонтанирования находим по формуле:

$$P_{\text{забmin}} = P_{\text{нас}} + (L_c - H_{\text{бmax}}) \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot 10^{-6};$$

где:

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом (среднее по месторождению);

L_c – средняя глубина скважины;

$H_{\text{бmax}}$ – максимальная глубина спуска НКТ;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность пластовой нефти;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность дегазированной нефти

Предельная обводнённость при которой возможно фонтанирование, для условия, когда $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ рассчитывается по формуле:

$$B = \frac{1}{1 + \frac{1,227 \cdot 10^{-2} \cdot H_6^2 \cdot g(\rho_v - \rho_n)}{\left[G_{\text{эф}} - 10^3 \cdot \frac{\alpha}{\rho_{\text{нд}}} \cdot \frac{(P_{\text{заб}} + P_{\text{уст}})}{2} \right] \cdot d^{0,5} (P_{\text{заб}} - P_{\text{уст}}) \cdot \log \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{уст}}} \cdot 10^6}}$$

Исходные данные для расчета минимальных забойных давлений при заданном устьевом давлении представлены в таблице

Таблица 6.3 – Исходные данные для расчёта предельных забойных давлений фонтанирования

Горизонт	Исходные данные для расчета							
	Глубина скв., м	Давление насыщения, МПа	Газо-содержание, м3/т	Пластовое давление МПа	Плотность нефти в пл усл, кг/м3	Плотность дегаз. нефти при 20° С, кг/м3	Обводнёность %	Диаметр НКТ, мм
Альб	1704	0,938	4,37	15,6	825	841,9	67	73
Апт	1833	6,32	58,68	14,5	748	822,8	25	73



Валанжин	1904	5,33	53,41	19,3	748	822,8	90	73

Обоснование предельных условий фонтанирования скважин

Для выбора рекомендуемого способа эксплуатации добывающих скважин необходимо рассмотреть различные способы, начиная с самого экономически выгодного – фонтанного. Фонтанирование скважин обусловлено гидростатическим напором пласта и энергией выделившегося из нефти газа. Фонтанный способ эксплуатации является наименее затратным и наименее трудоёмким способом извлечения нефти из скважин с использованием естественной пластовой энергии. Но при недостаточном наборе факторов, обуславливающих стабильное фонтанирование, как-то: высокие пластовое давление, газовый фактор, коэффициент продуктивности скважин – достижение проектных дебитов фонтанным способом не будет обеспечено. В том случае, когда режим пласта не позволяет поддерживать приемлемый отбор, а в ряде случаев вообще не обеспечивает приток пластовых флюидов к скважине, необходим перевод скважин на механизированную добычу.

Правильность эксплуатации и обеспечение более длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальный дебит при возможно меньшем газовом факторе с минимальными потерями давления в подъемнике (фонтанирование на оптимальном режиме). Для создания таких условий фонтанирования и определения условий перевода скважин на механизированную добычу, необходимо оценить предельные (минимальные) давления фонтанирования скважин (при условиях $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ и $P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}}$) и предельную обводненность (при которой скважины прекращают фонтанировать), а также обосновать выбор соответствующего наземного и подземного оборудования.

Минимальные забойные давления фонтанирования определяются условиями и показателями варианта разработки, технологическими особенностями системы сбора и подготовки добываемых углеводородов.

Определение и установление оптимальных режимов работы добывающих скважин основывается на согласовании работы пласта и подъёмника, определяемое в результате расчёта гидродинамического движения газожидкостного потока в подъёмных трубах.

В зависимости от соотношений устьевых и забойных давлений, дебитов, газового фактора и пр. в скважинах будут устанавливаться необходимые технологические режимы путем переключения их на соответствующее давление на устье (с использованием штуцеров различных диаметров).



Для расчета и обоснования предельных забойных давлений и предельную обводненность, произведены гидравлические расчеты по методике И. Т. Мищенко.

Условиям фонтанирования для скважин альбского горизонта при нулевой обводненности продукции минимальному давлению фонтанирования (при условии $P_{заб} \geq P_{нас}$) от 13,6 МПа до 15,3 МПа соответствуют давления на устье от 0,5 МПа до 2,0 МПа. С увеличением обводненности до 53% значение предельного давления фонтанирования при $P_{уст}=1,5$ МПа возрастает до 15,5 МПа при депрессии равной 0,3 МПа. С увеличением обводненности минимально необходимое для фонтанирования давление на забое скважины увеличивается, в связи с чем, снижается депрессия и дебит скважин. Скважина перестает фонтанировать, снижая возможность обеспечения проектных показателей добычи нефти. Поэтому фонтанный способ добычи при эксплуатации альбского горизонта не предусматривается.

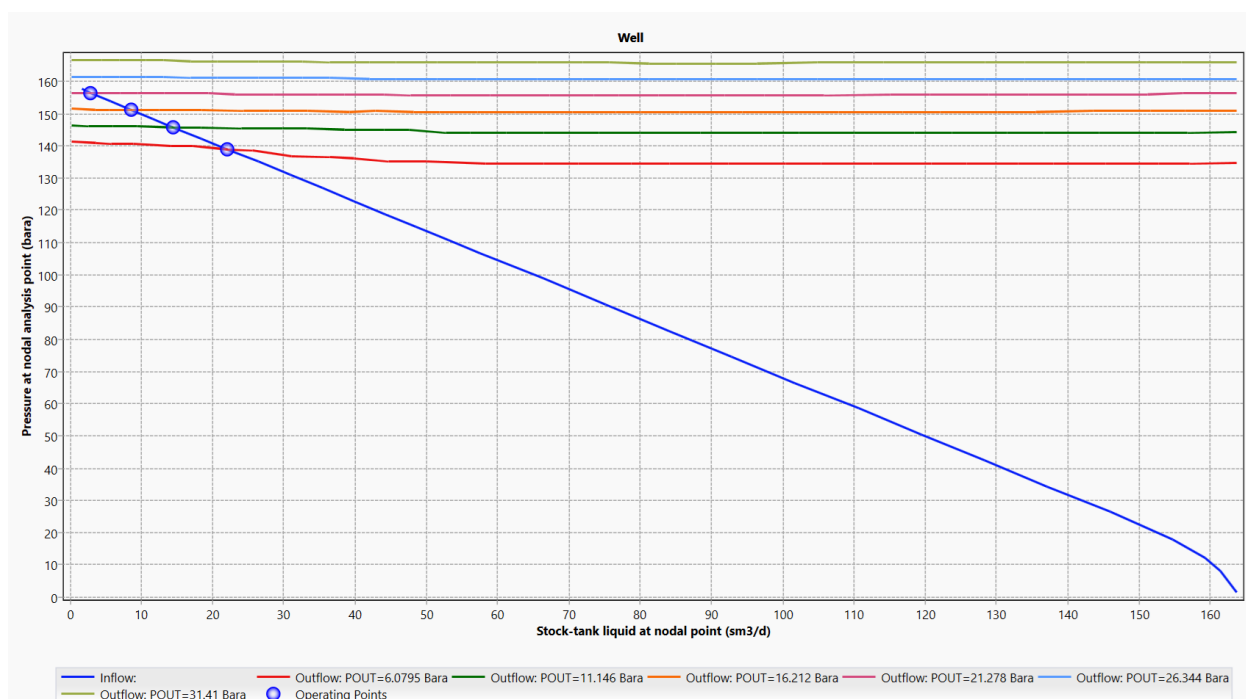


Рисунок 6.1. – Альбский горизонт. Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье (НКТ 73 мм) при $P_{заб} > P_{нас}$



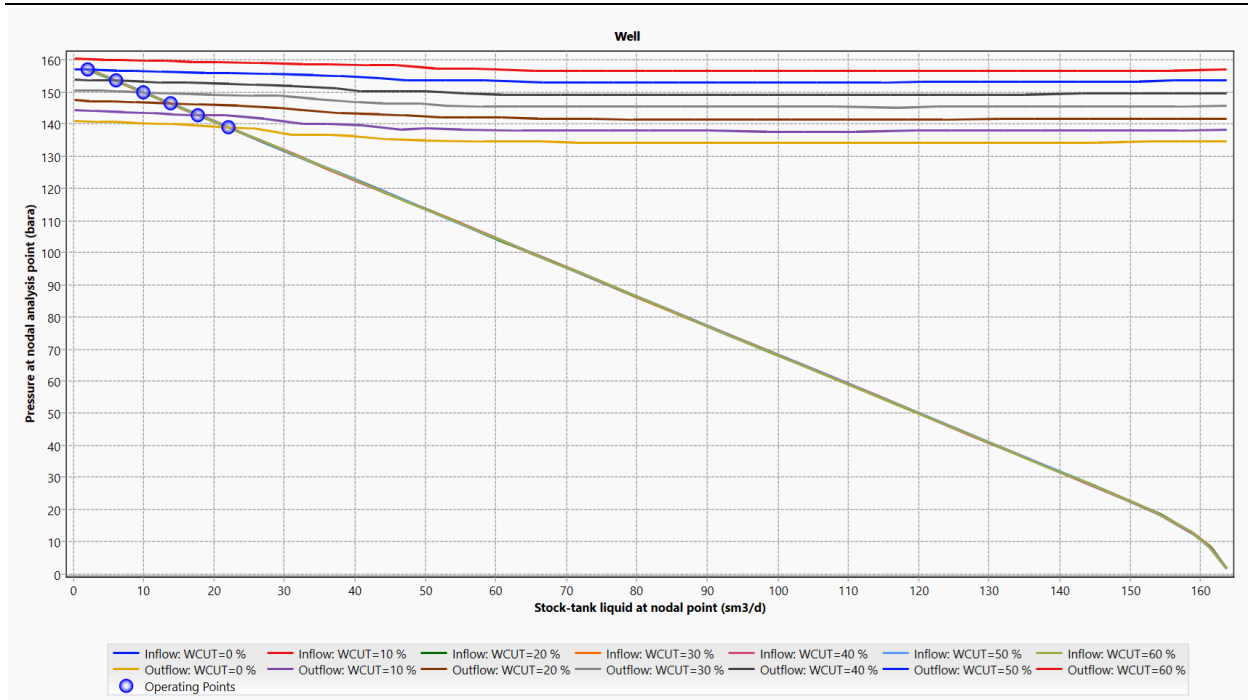


Рисунок 6.2. – Альбский горизонт. Условия фонтанирования при давлении на устье Руст= 5атм при разной обводненности продукции

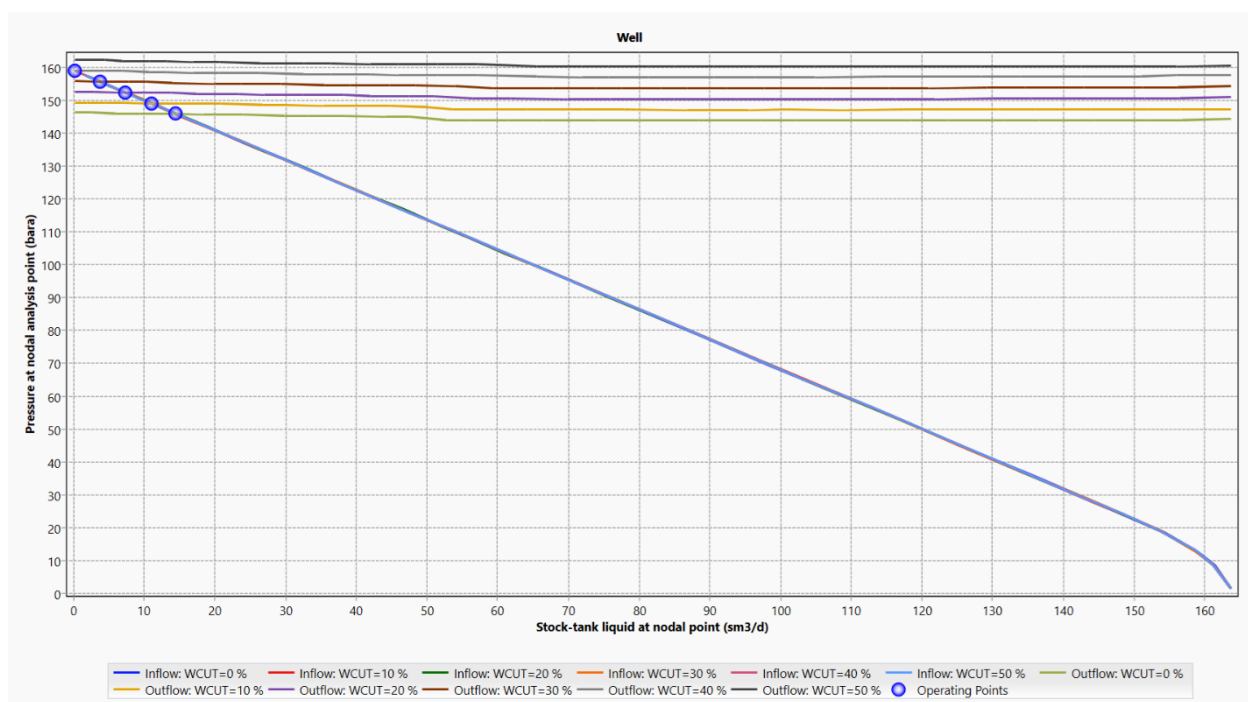


Рисунок 6.3. – Альбский горизонт. Условия фонтанирования при давлении на устье Руст= 10атм при разной обводненности продукции



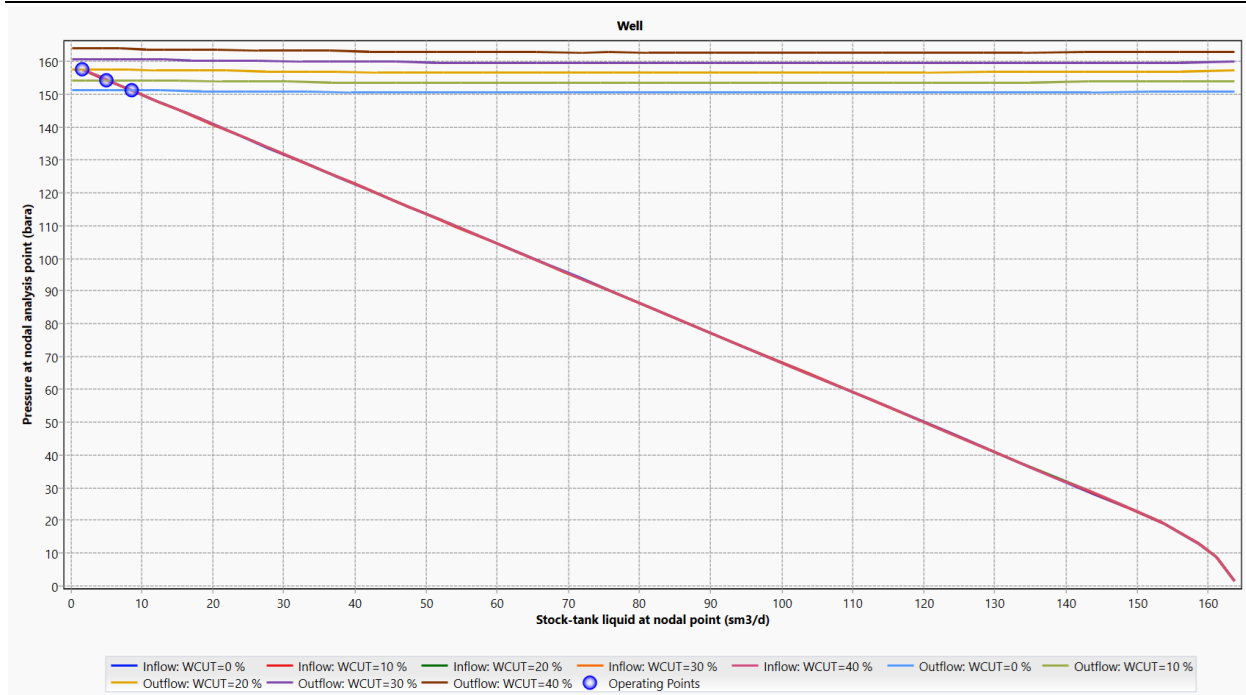


Рисунок 6.4. – Альбский горизонт. Условия фонтанирования при давлении на устье $P_{уст} = 15$ атм при разной обводненности продукции

Условиям фонтанирования для скважин аптского горизонта при нулевой обводненности продукции минимальному давлению фонтанирования (при условии $P_{аб} \geq P_{нас}$) от 5,1 МПа до 10,5 МПа соответствуют давления на устье от 0,5 МПа до 1,4 МПа. С увеличением обводненности до 42% значение предельного давления фонтанирования при $P_{уст} = 0,5$ МПа возрастает до 10,8 МПа, в связи с чем, снижается депрессия и дебит скважин, при этом снижая возможность обеспечения проектных показателей добычи нефти. Предельная обводненность продукции, при которой скважина прекратит фонтанирование составляет 42%, из чего следует переводить скважину на механизированный способ эксплуатации, так как фонтанирование скважины становится нерациональным при увеличении обводненности, снижении депрессии и дебита.



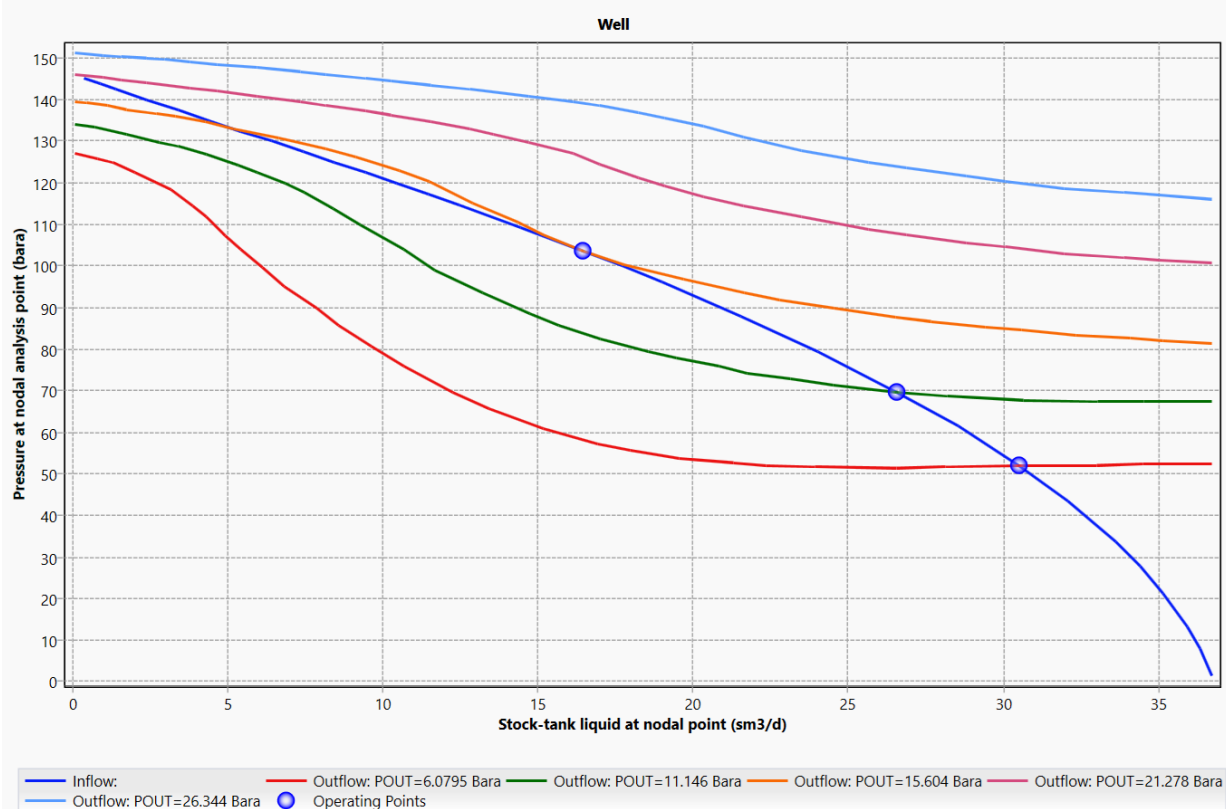


Рисунок 6.5. – Аптский горизонт. Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье (НКТ 73 мм) при $R_{заб} > R_{нас}$

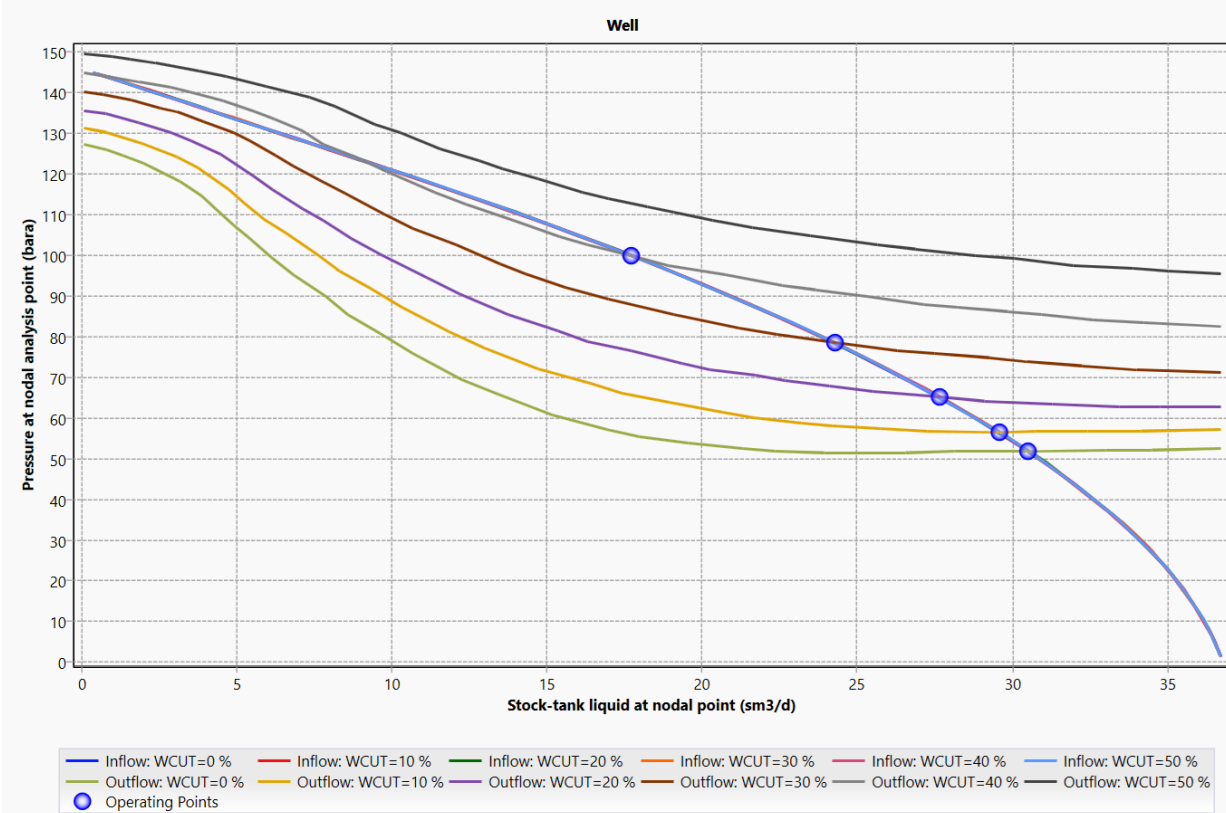


Рисунок 6.6. – Аптский горизонт. Условия фонтанирования при давлении на устье $R_{уст} = 5 \text{ атм}$ при разной обводненности продукции



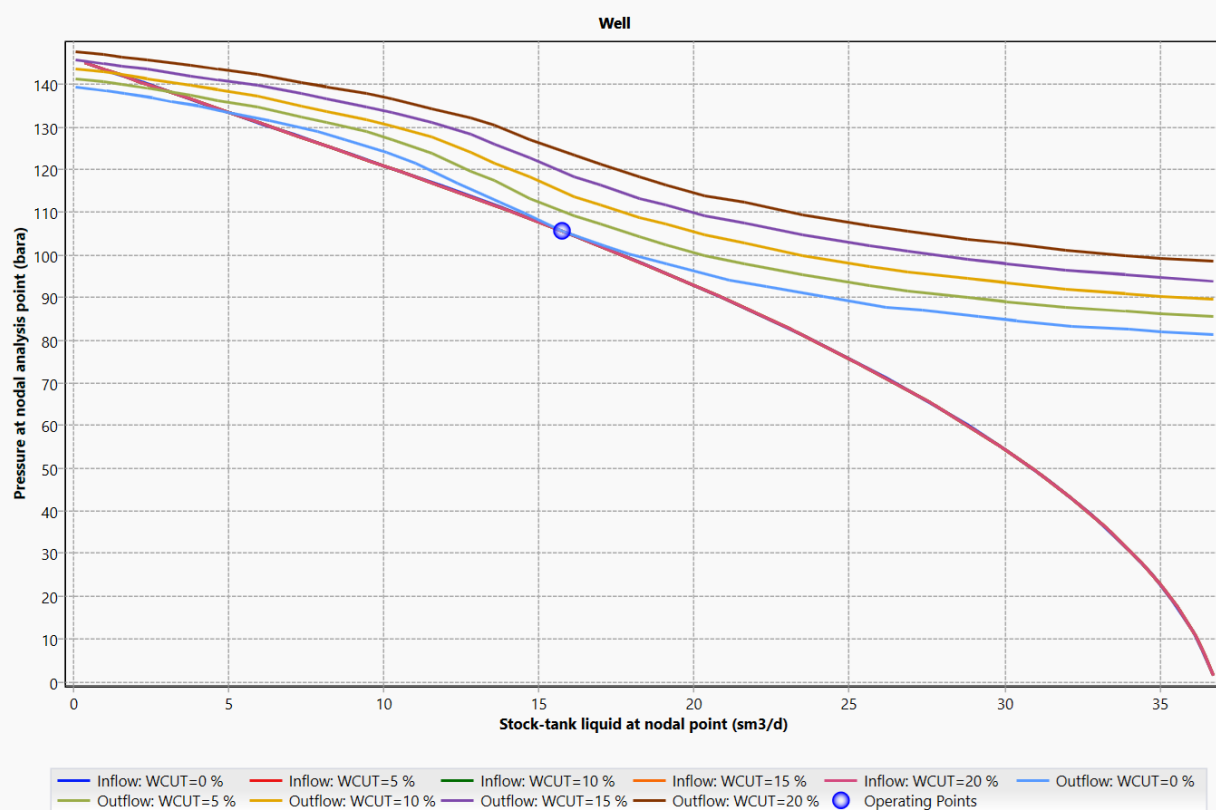


Рисунок 6.7. – Аптский горизонт. Условия фонтанирования при давлении на устье $R_{уст}=10$ атм при разной обводненности продукции

Условиям фонтанирования для скважин валанжинского горизонта при нулевой обводненности продукции минимальному давлению фонтанирования (при условии $R_{заб} \geq R_{нас}$ и $R_{пл}=19,3$ МПа) от 12,6 МПа до 18,4 МПа соответствуют давления на устье от 1,0 МПа до 5,0 МПа. С увеличением обводненности до 93% значение предельного давления фонтанирования при $R_{уст}=0,5$ МПа возрастает до 18,2 МПа, в связи с чем, снижается депрессия и дебит скважин, при этом снижая возможность обеспечения проектных показателей добычи нефти. Предельная обводненность продукции, при которой скважина прекратит фонтанирование составляет 93%, из чего следует переводить скважину на механизированный способ эксплуатации, так как фонтанирование скважины становится нерациональным при увеличении обводненности, снижении депрессии и дебита.





Рисунок 6.8. – Валанжинский горизонт. Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от заданных давлений на устье Руст= 10; 20; 30; 40; 50; 51атм (НКТ 73 мм) при Рзаб > Рнас и Рпл=19,3МПа.

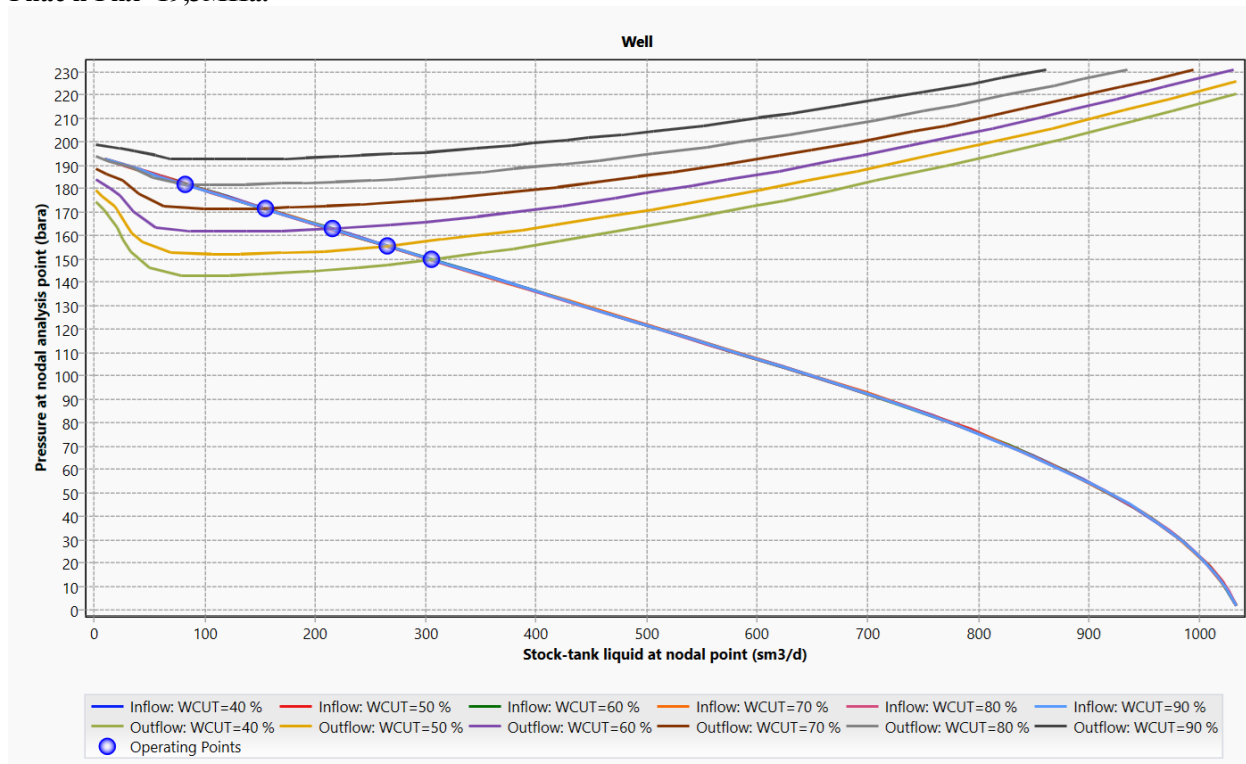


Рисунок 6.9. – Валанжинский горизонт. Условия фонтанирования при давлении на устье Руст= 15атм при разной обводненности продукции



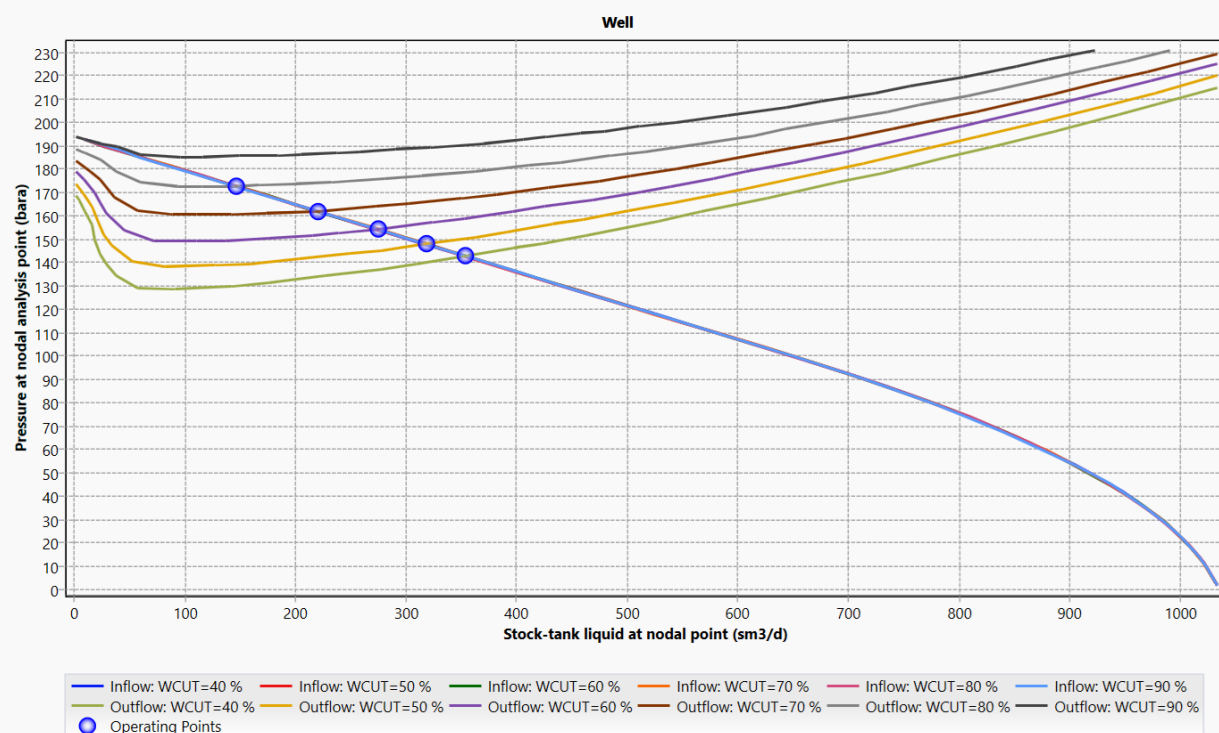


Рисунок 6.10. – Валанжинский горизонт. Условия фонтанирования при давлении на устье $P_{уст}=10$ атм при разной обводненности продукции

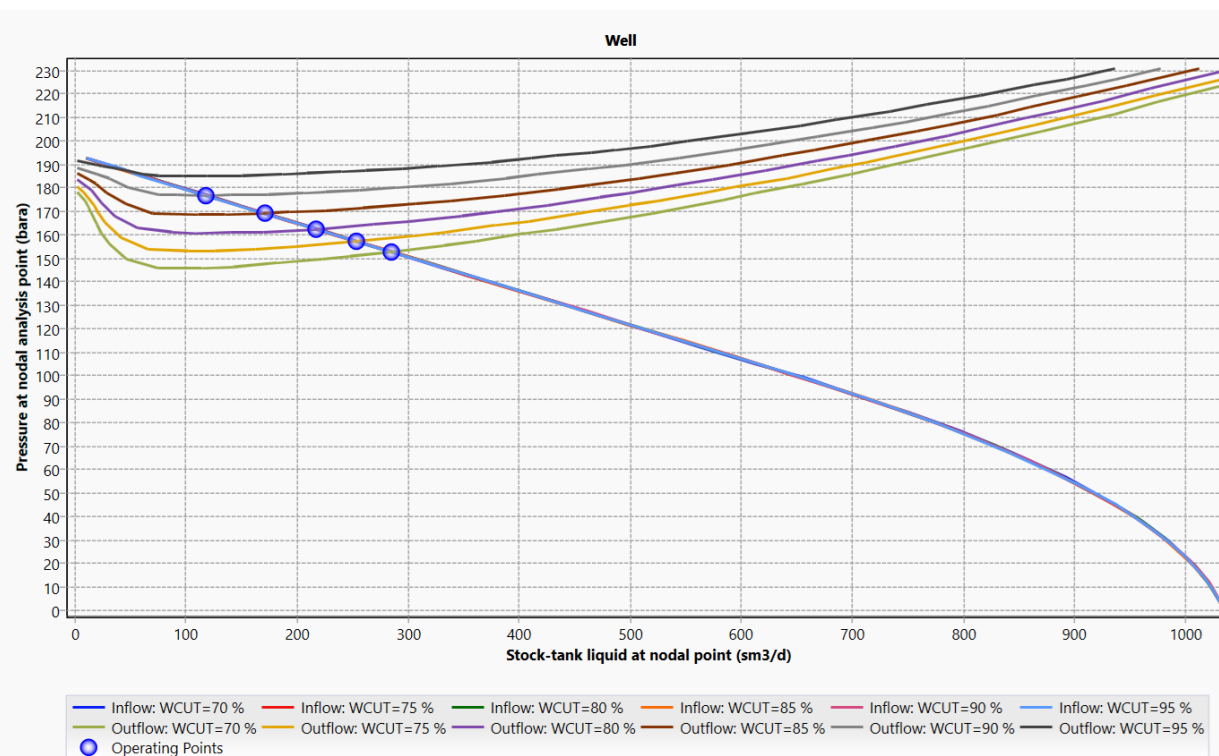


Рисунок 6.11. – Валанжинский горизонт. Условия фонтанирования при давлении на устье $P_{уст}=5$ атм при разной обводненности продукции

При увеличении обводненности эффективный газовый фактор пропорционально уменьшается, а оптимальный удельный расход газа несколько увеличивается за счет увеличения плотности водонефтяной смеси. Таким образом, при увеличении



обводненности минимально необходимое для фонтанирования давление на забое скважины увеличивается.

Результаты произведённых гидравлических расчётов при устьевом давлении $P_y=0,5; 1,0; 1,5$ МПа:

По Альб:

- Минимальное давление на забое 15,5 МПа до обводнённости 53 %;
- Минимальное давление на забое 15,5 МПа до обводнённости 37 %;
- Минимальное давление на забое 15,5 МПа до обводнённости 21 %.

По Апт:

- Минимальное давление на забое 10,8 МПа до обводнённости 42%;
- Минимальное давление на забое 10,4 МПа до обводнённости 20 %;

По Валанжину:

- Минимальное давление на забое 18,2 МПа до обводнённости 93 %;
- Минимальное давление на забое 18,1 МПа до обводнённости 88 %;
- Минимальное давление на забое 18,0 МПа до обводнённости 82 %.

Гидродинамические расчёты показали, что при высоком темпе обводнения не обеспечивается длительная устойчивая эксплуатация скважин. Поэтому для реализации потенциальных дебитов скважины целесообразно переводить на механизированный способ эксплуатации.

Выбор наземного оборудования фонтанных скважин

Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки, фонтанной арматуры и системы управления.

Колонная головка служит для обвязки обсадных колонн между собой и герметизации межколонного пространства.

Фонтанная арматура (далее ФА) предназначена для герметизации фонтанных скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации. Через ФА осуществляются технологические операции и спуск скважинного оборудования, инструментов и приборов.

Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) крестового типа на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI по АНИ) типа «АФК1-65х35», по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ.

Фонтанная арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, а также с двумя задвижками на каждом боковом



отводе. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Рабочее давление фонтанной арматуры должно соответствовать максимальному давлению, ожидаемому на устье скважины, и быть не менее давления опрессовки эксплуатационной колонны. Серийное производство фонтанных арматур рассчитано на следующие рабочие давления: 7 МПа, 14 МПа, 21 МПа, 35 МПа, 70 МПа.

Всё оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из материала в соответствии с условиями работы скважин, в составе продукции которых содержится углекислый газ и сероводород. При переводе скважин с фонтанной на механизированный способ добычи, это будет связано с увеличением обводненности продукции скважин, применяемые подъемные трубы (НКТ) можно использовать и в дальнейшем с соответствующим внутрискважинным оборудованием.

Выбор внутрискважинного оборудования фонтанных скважин

Рассчитать газожидкостный (фонтанный) подъёмник — это значит выбрать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий промысловым условиям. 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.

Компоновка НКТ диаметром 73 мм по стоимости обходится дешевле компоновки НКТ диаметром 89 мм, наиболее рекомендуемый вариант- это применение НКТ диаметром 73 мм. 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;



– достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб приближенным к интервалам перфорации (≈ 50 м), обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации и особенно перекрывая его. Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуск НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забой.

Потенциальная опасность, связанная с высокими рабочими давлениями, требует установки скважинной системы безопасности безотказного типа. Эта система должна эффективно действовать при возникновении аварийной ситуации, например, такой как полное уничтожение фонтанной арматуры и устья скважины.

Расчет режимов работы скважин проводится для подъемника с наружным диаметром 73 мм и внутренним 62 мм. Выбор лифта диаметром 73 мм проводится с учетом соответствия фактической производительности скважин и возможности проведения различных технологических операций. Спуск НКТ рекомендуется на 10 м выше интервала перфорации.

При неустойчивом режиме работы скважин фонтанным способом, не реализации потенциальных возможностей в процессе эксплуатации, вследствие падения пластового давления и роста обводненности, дебиты фонтанных скважин снижаются и скважины целесообразно переводить на механизированный способ эксплуатации.

Решая вопрос выбора способа добычи нефти, необходимо отметить, что фонтанный способ является наиболее производительным, простым и зачастую самым дешёвым способом эксплуатации скважин. Однако не всегда скважины на месторождении с вводом в эксплуатацию обеспечивают фонтанный приток, а в ряде случаев фонтанный способ не реализует потенциальные возможности скважин. В этом случае скважины переводят на механизированные способы добычи нефти.

6.1.3 Выбор механизированного способа эксплуатации скважин

Механизированный способ добычи нефти реализуется, в основном двумя видами:

- газлифтный (бескомпрессорный и компрессорный);
- насосный (установки плунжерных штанговых глубинных насосов (УПШН), электроцентробежных насосов (УЭЦН), винтовых штанговых насосов (УВШН) и др.).



Выбор наиболее предпочтительного способа механизированной эксплуатации определяется глубиной залегания продуктивного горизонта, продуктивностью скважины, совокупностью осложнений характерных для эксплуатации конкретной скважины, а также экономической целесообразностью внедрения того или иного вида оборудования.

Результаты расчетов показали, что фонтанные скважины, с учетом падения пластового давления и увеличения обводненности, будут планомерно, переводится на механизированный способ добычи. Реализовать потенциальные возможности скважины представляется возможным, оказывая достаточно высокую депрессию на пласт. На основании прогнозируемых отборов производится оценка возможности достижения прогнозных дебитов располагаемым оборудованием механизированной добычи.

Добыча нефти с использованием глубинных штанговых насосов, несмотря на ряд недостатков, ведётся на месторождении Дунга с самого начала перевода скважин на эксплуатацию механизированным способом и является рекомендуемым способом эксплуатации, поскольку фактические (прогнозные) дебиты лежат в области применения этих насосов. Обоснование и выбор глубинных штанговых насосов – это сочетания таких параметров, как диаметр и тип штангового насоса, глубина его спуска и колонны НКТ, а также типоразмер устьевого силового привода, с учетом геолого-технической характеристики скважины

Технические характеристики действующего фонда скважин, оборудованных СШНУ

Распределение скважин месторождения, оборудованных СШНУ, по диаметрам штанговых насосов, дебитам и обводнённости представлено в табл. 6.4.

Таблица 6.4– Распределение скважин, оборудованных СШНУ, по диаметрам плунжерных штанговых насосов, дебитам и обводнённости

Показатели	Значения	в т.ч. по диаметрам насосов , мм (%)			
		44	51	57	64
Количество скважин	122 (100%)	85(70%)	24 (20%)	12(10%)	1 (1%)
Средний дебит на одну скважину по жидкости м ³ /сут (нефти),	30,3 (16)	26(13,8)	36 (19,6)	48 (20,4)	71 (53)
Обводнённость, %	31	31	27	42	53

Как следует из данных, представленных таблице скважины, оборудованные СШНУ, характеризуются дебитом жидкости в среднем 30,3 м³/сут. Скважины, сгруппированные по диаметрам насосов 44, 51, 57 и 64 мм, характеризуются соответствующими дебитами



жидкости 26; 36; 48; и 71 м³/сут, при обводненности продукции соответственно 31; 27; 42; и 53 %.

Анализ работы скважин, сгруппированных по различной производительности, насосов, показал, что наиболее эффективным оказался перевод скважин на эксплуатацию насосами диаметром 44 и 51мм, обеспечившими дебиты скважин 26-36 м³/сут.

Скважинное оборудование СШНУ характеризуется многообразием типоразмеров. Для лучшей работы СШНУ давление на приеме насоса должно быть $p_{пр} > 0,35 \div 0,7$ МПа. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %.

Одним из важнейших показателей эффективности работы СШНУ является реализуемый ими коэффициент подачи насоса (Кпод). В общем случае принято считать работу СШНУ удовлетворительной при достижении коэффициента подачи насоса в пределах от 0,3 до 0,8. При коэффициенте подачи более 0,8 - работа скважин характеризуется не полной реализацией потенциальных возможностей, коэффициент подачи в пределах и выше 1,0 характерен для скважин, работающих на полуфонтанном режиме, а при коэффициенте подачи менее 0,3 - работу насоса принято считать не удовлетворительной.

На месторождении работа механизированного фонда в целом характеризуется коэффициентом подачи насоса 0,7.

Диаметр насоса выбирается наименьший, который обеспечит ожидаемый отбор жидкости из скважины при коэффициенте подачи, установленном технологическим режимом.

Общеизвестно, что при минимальном числе двойных ходов плунжера (n) и максимальной длине хода плунжера (L), соблюдается технологический режим работы скважины и оптимальная работа насоса. При этом, К.п.д. установки составляет 50-60 % и коэффициенте наполнения насоса $0,8 \div 1,0$. Так, применяя НВ с удельным диаметром 38мм, с $n=4$ и $L=3$ м на глубоких малодебитных скважинах (до 15м³/сут) мы получаем фактически максимальный дебит жидкости равный 15,7 м³/сут, при коэффициенте наполнения насоса равным 1,0. Тогда как, применяя НН с удельным диаметром 44мм с $n=4$ и $L=3$ м мы получаем фактически максимальный дебит жидкости равный 21 м³/сут, но при меньшем заполнении насоса (откачка). При малом притоке жидкости из пласта происходит откачка уровня до приема насоса и влияние сил сухого трения. При погружении под уровень изменение не заполнения цилиндра насоса будет бессистемным. При наличии одновременно и откачки, и влияния пластового газа, следует спускать насосы с малыми



условными диаметрами.

Подбор типоразмера насоса рекомендуется производить по производительности насоса соответствующей длине хода плунжера $L = 2,5 - 4$ метра, с числом двойных ходов плунжера $n = 2 - 5$ мин⁻¹, для того, чтобы при необходимости произвести смену числа качаний на увеличение или уменьшение.

Упрощенные расчёты на основе данных о режиме работы и свойств добываемой жидкости, показывают, что в случае установки ШГН с плунжером 44 мм потеря устойчивости колонны штанг происходит при числе качаний 6-6,5 1/мин, для плунжера 57 мм – 4,5-4,7 1/мин, для плунжера 70 мм - 4-4,3 1/мин.

При выборе оптимального режима откачки СШНУ, выбирается максимальная длина хода при минимальном числе двойных ходов плунжера, для снижения темпа истирания НКТ и ШН.

Запрещена эксплуатация СШНУ с малой длиной хода плунжера и большим числом качания. Необходимо обеспечить запуск СШНУ после ПикРС с максимальной длиной хода.

Устьевое оборудование скважин, оборудованных СШНУ

Рекомендуется оборудовать устье скважины:

- колонной головкой, типа ОКК2-35-178x245x340 и ОКК2-35-140x219x340, рассчитанной на давление 35 МПа;
- устьевой арматурой типа АФК-80/35 и АФК-65/35 на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI);
- самоуплотняющимся сальником типа СУСГ, герметизирующий устье скважины на давление 20 МПа;
- манометрами МП-4.

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 съёмной 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. При эксплуатации СШНУ



рекомендуется применение станков-качалок фирмы Lafkin грузоподъемностью 13,8 тонн и фирмы Maximizer II 912-365-192 грузоподъемностью 13,8 тонн.

Основное отличие ДНУ от СШНУ заключается только в принципе действия и конструкторском исполнении устьевое оборудования. Вместо стандартного станка-качалки на устье монтируют установку, которая преобразует вращательное движение в возвратно поступательное с длинным ходом для соответствующего глубинного штангового насоса с цилиндром и плунжером большой длины. Существующая ДНУ Rotaflex 1100 с максимальной грузоподъемностью 22,7 тонны соответствует условиям эксплуатации месторождения Дунга и предлагается к дальнейшему применению.

Внутрискважинное оборудование

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. Применяемая колонна штанг диаметром 19 и 22 мм является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками. Для условий работы насосных установок в вязкой среде рекомендуется дополнительно использовать утяжеленные НШ.

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.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб максимально приближенная к вскрытому участку продуктивного коллектора, обусловлена необходимостью сохранения скорости потока, общей компоновкой подземного оборудования с горизонтальным заканчиванием скважин, необходимостью извлечения с забоя скважины мехпримесей и жидкости, особенно при добыче обводнённой продукции и минимизации влияния газа на работу насоса. Для горизонтальных скважин насос рекомендуется спускать в прямолинейный участок наклонного ствола, предусматриваемый в проектах строительства скважин. Для скважин с вертикальным заканчиванием соответствуют стальные трубы марки J-55 (стандарт 5А АНИ). Для добывающих скважин с горизонтальным заканчиванием (необходимость увеличения запаса прочности) при наличии коррозионно-активного компонента в продукции, рекомендуется применять колонны НКТ марки стали С-75-1 или



L-80. Условиям эксплуатации соответствуют лифтовые колонны диаметром 73 и 89 мм в зависимости от вида и типоразмера глубинного насоса, причем трубы диаметром 89 мм будут характеризоваться меньшими гидравлическими сопротивлениями. Для минимизации количества газа, поступающего в цилиндр насоса, приём насоса рекомендуется оборудовать газосепаратором. Компоновка труб и штанг по размеру и прочности должна соответствовать необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствовать добычным возможностям скважин.

Подземное оборудование рекомендуется оснащать вставными и трубными насосами диаметром 44; 51; 57; 64мм типа RHAM; RXBM; RWAM; THOS.

Основными причинами отказа ГНО и простоя механизированного фонда скважин, оборудованного СШНУ и ДНУ, являются осложняющие факторы такие как солеотложения, мех.примеси, коррозия оборудования, кривизна скважин и т.д.

Основной проблемой в частности является не герметичность НКТ вследствие протирания насосными штангами. Анализ отказов таких скважин показал, что протирание происходит по причине искривления ствола скважин, а также за счет компрессионных нагрузок штанг. Для минимизации контакта НШ с НКТ рекомендуется проводить качественный подбор компоновки штанг с применением специализированных программных комплексов.

Эксплуатация штанговыми насосами остаётся технически оправданной и экономически достаточно эффективной по сравнению с другими способами эксплуатации. В связи с этим рекомендуется продолжение эксплуатации добывающих скважин месторождения Дунга СШНУ и ДНУ.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)

УЭЦН на месторождении Дунга применяются на 3-х скважинах. УЭЦН отличаются высокой эффективностью (КПД) и надежностью. Высокие показатели по наработке зависят от многих условий, к основным, из которых относятся конструктивное совершенство оборудования, качество изготовления, сборки, монтажа, правильный подбор оборудования и материалов с учетом условий эксплуатации, соблюдение технологии запуска и эксплуатации системы «пласт – скважина – насосная установка». Существенное влияние на показатели наработки УЭЦН оказывают различные осложняющие факторы, такие как коррозия, вынос мехпримесей, отложение солей, высокий газовый фактор и др.

Погружные центробежные насосы применяются для подъема пластовой жидкости и производятся 4, 5, 5А и 6 габарита для скважин соответственно с 4, 5, и 6 дюймовой



эксплуатационной колонной. Производительность насосов (подача) от 10 до 2000 м³ в сутки, напор – до 3000 м.

Так как этот способ эксплуатации обеспечивает большие, по сравнению с СШНУ, отборы и используется, как правило, на скважинах, где возможно осуществить отборы от 60 до 1500 м³/сут. Однако УЭЦН плохо работают в условиях коррозионно-агрессивной среды, высокой температуры (более 90°C) и высокого газового фактора ЭЦН чувствительны к системе охлаждения и температурному режиму. При откачке газонасыщенных смесей КПД насоса значительно уменьшается.

Для УЭЦН также характерна низкая надежность работы кабеля и погружного электродвигателя, особенно в скважинах с высокими температурами.

УЭЦН включает в себя наземное и подземное оборудование.

Наземное оборудование УЭЦН

В наземное оборудование входит: фонтанная арматура, оборудованная кабельным вводом, сборные манифольды, замерная установка, а также наземное электрооборудование, включающее в себя станцию управления, трансформатор, клеммную коробку, кабельные линии. Наземное электрооборудование служит для электроснабжения, управления и защиты электронасосов. Фонтанная арматура позволяет контролировать, регулировать и направлять поток скважинной жидкости через манифольды в замерную установку, где производится определение добываемой продукции.

Подземное оборудование УЭЦН

Подземное оборудование включает в себя: погружной центробежный насос с электродвигателем, кабельную линию, колонну НКТ и другое дополнительное оборудование. НКТ обеспечивает подъем скважинной жидкости на поверхность. В корпусе насоса установлены ступени, каждая из которых состоит из вращающегося рабочего колеса и неподвижного направляющего аппарата. Число ступеней определяет его подачу, давление и потребляемую мощность. В состав погружного электродвигателя входит ПЭД и гидрозащита, состоящая из протектора и компенсатора. Электроэнергия с поверхности передается через бронированный трехжильный кабель, который крепится к телу труб при помощи поясов. Скважинные КИП представляют собой датчики температуры и давления, которые генерируют сигналы, передаваемые по силовому кабелю на установленное на поверхности считывающее устройство.

В настоящее время производителями УЭЦН выпускаются насосы для различных условий эксплуатации.

Основные принципы подбора скважинного оборудования



При подборе насоса для добывающих скважин необходимо пройти несколько этапов:

- Сбор и анализ всех характеристик скважины;
- Определение потенциальной производительности скважины, определение глубины установки насоса, требуемой для достижения заданной производительности;
- Определение объемов жидкости и газа, всасываемых насосом;
- Определение требований к напору насоса;
- При заданной производительности и выбранной величине напора выбрать тип насоса, который будет иметь максимальную эффективность при требуемом расходе;
- Выбрать оптимальные размеры насоса, двигателя, протектора и кабеля, проверить ограничения, связанные с оборудованием;
- Выбор варианта вспомогательного и дополнительного оборудования.

Проектирование УЭЦН не представляет собой сложной задачи, если имеются надежные исходные данные. Однако при недостаточности информации, в частности относительно дебита скважины, пластового или забойного давления работа выбранного насоса может быть неэффективной. Недостаток исходных данных зачастую приводит к неправильному выбору типоразмера насоса и к высоким эксплуатационным расходам. Неправильно выбранный насос может работать за пределами своего эксплуатационного диапазона, что приводит к недогрузке или перегрузке электродвигателя, либо к быстрому дренированию скважины, что может привести к повреждению пласта. Другой крайностью является недостаточность мощности насоса для достижения требуемой производительности.

Зачастую используются данные других скважин того же месторождения или близлежащих районов, в предположении, что скважины одного и того же продуктивного горизонта будут иметь аналогичные характеристики. Для целей инженерного выбора типоразмеров погружаемого насосного оборудования скважины выбор параметров может существенно влиять характеристики скважинного флюида. Это могут быть:

- большое процентное содержание воды;
- многофазная среда (БГФ);
- высокая вязкость флюида.

Таким образом, выбор типоразмера УЭЦН на добывающие скважины должен производиться индивидуально по каждой скважине.

Применяемые на месторождении электроцентробежные насосы, устьевое оборудование, компоновка подземного оборудования, соответствуют условиям



эксплуатации и по добычным возможностям обеспечат проектные дебиты, и рекомендуются к дальнейшему применению.

6.5 -Характеристика показателей эксплуатации скважин

Способ эксплуатации	Показатели	Годы					
		2020	2021	2022	2023	2024	01.07.2025г
УПШН	Ввод скважин	-	-	-	28	5	-
	Средний экс/фонд	96	95	97	125	130	116
	Дебит по жидкости м³/сут	36	31	35	28	31	30
	максимальный	102	83	93	88	110	71
	минимальный	14	12	13	11	13	12
	Средняя обводненность, %	32	34	30	30	31	31
УЭЦН	Ввод скважин	-	-	-	-	-	-
	Средний экс/фонд	5	5	5	4	2	3
	Дебит по жидкости м³/сут	216	203	212	253	71	291
	максимальный	710	696	727	701	74	653
	минимальный	28	24	26	80	69	78,9
	Средняя обводненность, %	45	45	45	56	24	55

6.1.4. Выбор способа эксплуатации газовых скважин.

Выбор техники и технологии добычи природного газа на месторождении Дунга основан на геолого-промысловой характеристике продуктивных пластов, физико-химических свойствах флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки. По рекомендуемому варианту разработки настоящего проекта разработки планируемые проектные объёмы добычи газа (1861,7 млн.м³) должны обеспечить 5 добывающих скважин со среднегодовым дебитом газа на 1 скважину 107,9 тыс.м³ /сут. Для заданного отбора газа и с учетом ограничивающих природных факторов был определен технологический режим работы скважин – режим постоянной депрессии ($\Delta P = \text{Const}$) на год с учетом естественного снижения пластового давления в процессе разработки, которое снижается пропорционально отбору газа из залежей. Со снижением пластового давления, соответственно, снижаются забойное и устьевое давления, а также дебиты скважин. В таблице 4.9 (раздел 4.2) приведена характеристика основных технологических показателей для разработки IV объекта (Ю-1А) и режим работы газовых скважин на весь период их эксплуатации. Правильность эксплуатации и обеспечение более длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальный дебит при возможно меньших гидравлических и технологических потерях. Для создания таких условий фонтанирования необходимо выбрать и обосновать фонтанный подъёмник (компоновку лифта) и согласовать работу пласта и подъёмника, учитывая проектные параметры (Q_g , P_u , $P_{заб}$, A , B), а также подобрать соответствующее наземное и подземное оборудование. Исходя из того, что при опробовании скважин наблюдался незначительный вынос жидкости (воды), необходимо рассмотреть характер и условия возможного накопления жидкости на забое и



ее выноса. Выноса механических примесей не наблюдалось, что позволяет устанавливать дебиты газа без ограничения по условию устойчивости коллектора, однако при обосновании фонтанного подъемника необходимо учесть возможность выноса на забой частиц горной породы (диаметром от 0,05 мм до 0,5 мм), которые должны выноситься на поверхность.

Вынос жидких и твёрдых частиц зависит от скорости (V_0) газового потока у башмака фонтанных труб. Для надёжности выноса частиц необходимо создавать скорость $V_0 = 1,2 \cdot V_{кр}$, где $V_{кр}$ – критическая скорость, при которой жидкие и твёрдые частицы находятся во взвешенном состоянии. Для расчёта критической скорости выноса жидкости с забоя можно использовать формулу, выведенную на основе статистической обработки экспериментальных данных с учётом промысловых исследований:

$$V_{кр} = 10 \cdot (45 - 0,455 \cdot P_{заб})^{0,25} \cdot P_{заб}^{-0,5}$$

где $P_{заб}$ – забойное давление, атм

Скорость газового потока необходимая для выноса жидкости с забоя, с учётом коэффициента запаса 1,2 и забойного давления 11,16 МПа, составляет 2,86 м/с. Для твёрдых частиц критическая скорость зависит от режима движения потока и диаметра выносимых частиц. При, имеющем место, турбулентном режиме движения ($Re \geq 500$) критическая скорость может быть рассчитана по формуле:

$$V_{кр} = 5,44 \cdot \sqrt{d \cdot (\rho_s - \rho_g) / \rho_g},$$

где d – диаметр твёрдой частицы, м;

ρ_s и ρ_g – плотность твёрдых частиц и газа при давлении и температуре у башмака фонтанных труб, кг/м³.

На рисунке приведён график зависимости скорости потока от дебита газа в НКТ диаметрами 60,3 мм, 73 мм и 89 мм.



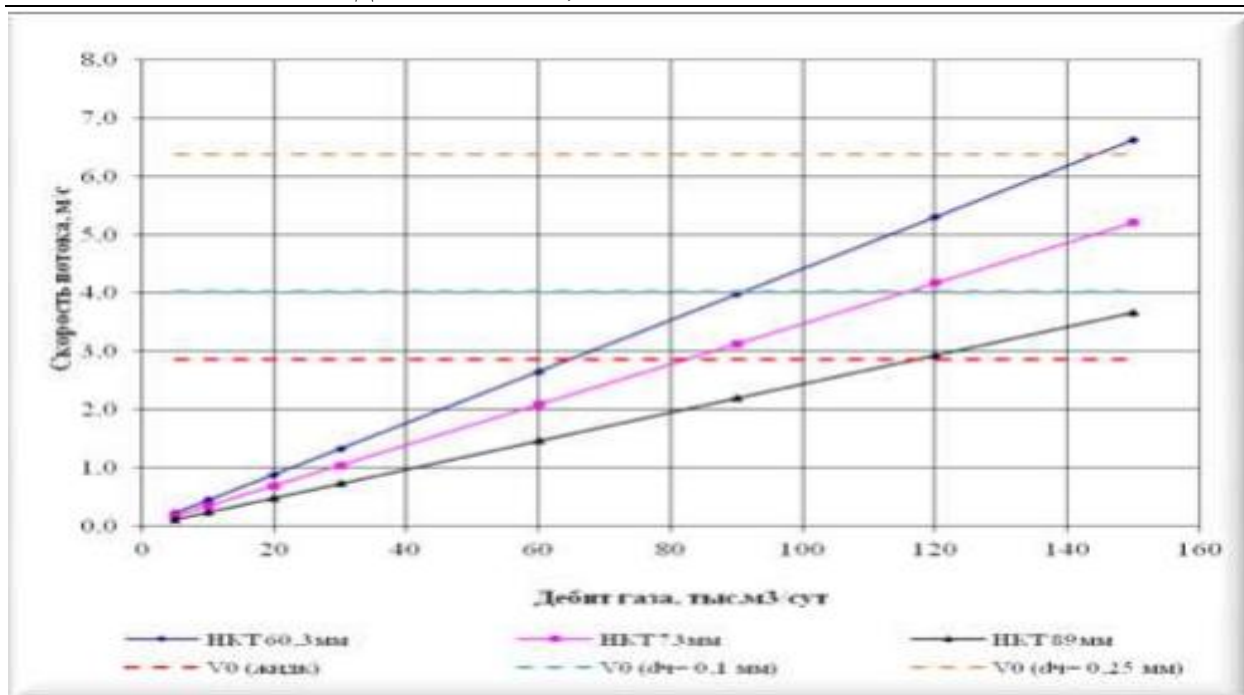


Рисунок 6.12. – График зависимости скорости потока от дебита газа в НКТ диаметрами 60,3 мм, 73 мм и 89 мм

Как видно из графика жидкие частицы будут выноситься при дебите газа:

- 65 тыс.м³ /сут в НКТ диаметром 60,3 мм;
- 83 тыс.м³ /сут в НКТ диаметром 73 мм;
- 115 тыс.м³ /сут в подъёмнике диаметром 88,9 мм.

Твёрдые частицы диаметром до 0,1 мм должны выноситься потоком при дебите газа

- 92 тыс.м³ /сут в НКТ диаметром 60,3 мм,
- 116 тыс.м³ /сут в НКТ диаметром 73 мм
- 90 тыс.м³ /сут в подъёмнике диаметром 88,9 мм.

Поскольку в НКТ с наружным диаметром 60,3 мм, создаются более выгодные условия выноса жидких и твёрдых частиц с забоя (при более низких дебитах), применение этого подъёмника следует считать целесообразным

Прочностной расчёт, рекомендуемой колонны НКТ проведён в соответствии с РД 39- 1-306-79 «Инструкция по расчёту колонны насосно-компрессорных труб». На месторождении целесообразно применять для фонтанного подъёмника трубы марки «Д» по ГОСТ 633-80 гладкие с высаженными концами, рассчитанные по пределу текучести для равнопрочной одноступенчатой колонны по допустимой глубине спуска (3564 м). При расчёте учитывались дополнительные нагрузки при установке пакера и освоении скважины. Расчёт на прочность и предельная глубина спуска одноступенчатой колонны, составленной из труб одинаковой прочности при максимальных толщинах стенки, проведён с коэффициентом запаса прочности на растяжение 1,373. По стандарту API этой



марке, соответствуют трубы С-75, с учётом величины растягивающих нагрузок, при которых напряжение в теле достигает предела текучести.

Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования

Устьевое оборудование фонтанных газовых скважин выбирается исходя из условий рекомендуемого варианта Проекта разработки и условий эксплуатации месторождения. Этим условиям отвечает фонтанная арматура крестового типа на рабочее давление 35 МПа, с условным проходом стволовой части ёлки – 80мм и боковых отводов 65 мм, с ручным и автоматическим способом управления запорными устройствами (АФ6А – 80х65х35 по ГОСТ 13846-84 или соответствующая ей по классификации АНИ). Боковые выкиды арматуры оборудуются штуцеродержателями для установки штуцеров и фонтанными клапанами или дроссельными устройствами. Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия задвижек центральной и отводящих линий), с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах;
- систему нагнетания хим. реагентов в скважину, на случай применения антикоррозионной защиты внутренней поверхности НКТ.

Условия эксплуатации газовых пластов (глубина залегания продуктивных объектов, характеристика пород коллектора) определяют выбор подземного оборудования. Для наилучшего использования пластовой энергии и продления режима фонтанирования все добывающие скважины предлагается оборудовать пакером. В результате чего исключатся потери скорости, что будет способствовать выносу жидкости с забоя, будут предупреждены межколонные перетоки при негерметичности колонн и муфтовых соединений выше интервала перфорации и возможна защита внутренней части эксплуатационной колонны и наружной НКТ от воздействия агрессивных компонентов.

В компоновку подземного оборудования также входят: циркуляционный клапан, располагаемый под пакером (возможно в виде скользящей муфты), один установочный патрубок (ниппель), расположенный под пакером, для посадки глухой пробки и направляющая воронка, необходимая для спуска на забой приборов исследования.

Выводы и рекомендации

По действующему фонду скважин.

1. По состоянию на 01.07.2025г., добывающий эксплуатационный фонд месторождения Дунга составляет 137 скважин, в том числе в действующем фонде - 125, в бездействующем – 7 и в освоении/обустройстве – 5 скважин. В нагнетательном



действующем фонде 62 скважины, из них 61 - водонагнетающая и 1 газонагнетающая. В бездействии скважина ДГА-46В по причине ОПС.

2. Фонд добывающих действующих скважин эксплуатируется механизированным способом: 122 скважины оборудованы установками плунжерных штанговых насосов (СШНУ) и 3 скв оборудованы установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Основные причины преждевременного бездействия добывающих скважин это – высокая обводненность добываемой продукции, отсутствие притока, авария с подземным оборудованием, не герметичность эксплуатационной колонны.

3. Скважины действующего механизированного фонда эксплуатируются с дебитами в среднем по жидкости 39,55 м³/сут, по нефти 16,27 т/сут, с обводнённостью 54 %. Глубина спуска насоса варьируется от 1252м до 1878м. Средний динамический уровень отмечается на глубине 1037м. Среднее забойное давление Р_{зб} составляет 56атм, буферное давление в среднем Р_{буф}=10,3атм, давление на затрубе Р_{затр}=9,4атм.

4. По состоянию на 01.07.2025г. три скважины оборудованы УЭЦН: DGA-41Н апт; DGA-58V альб; DGC-1Н. Устьевое оборудование скважин, эксплуатирующихся электроцентробежными установками, состоит из фонтанной арматуры АФК-80/35 и АФК-65/35 на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI) и устьевой станции управления. Подземное оборудование представлено насосами 400 PMSSD 196 P8; 400PMHYB 079 FLEX10 H6; Centurion 538 P755XD, спущенными на НКТ с номинальным диаметром 73 и 89 мм. В компоновку подземного оборудования, не считая патрубков и переводников, входят гидравлический сливной клапан, предохранительный клапан и обратный клапан, размещенные над насосом, газовый сепаратор, мотор и скважинный датчик, размещенные под насосом.

5. В фонде скважин, оборудованных СШНУ, по состоянию на 01.07.2025г. скважины, эксплуатируются с дебитами в среднем по жидкости 30,2 м³/сут, по нефти 15,7 т/сут, с обводнённостью 31 %. Длина хода плунжера колеблется в пределах от 3,1 до 7,8м, число двойных ходов в пределах от 1,45 до 6,10 1/мин. Средняя глубина спуска насосов отмечается на глубине 1617м в среднем на 43м выше верхней дыры интервала перфорации. Наземное оборудование скважин эксплуатируемых СШНУ представлено длиноходными насосными установками Rotaflex 1100 компании «Weatherford» с максимальной длиной хода 7,8 метров; станками – качалками фирмы Lafkin RM912D-305-192, M320D-305-120, M456D-305-120, C-912D-365-192 грузоподъёмностью 13,8 тонн и фирмы Maximizer II 912-365-192 грузоподъёмностью 13,8 тонн. Устьевое оборудование представлено колонной головкой, типа ОКК2-35-178x245x340 и ОКК2-35-140x219x340, рассчитанной на давление



35 МПа, устьевой арматурой типа АФК-80/35 и АФК-65/35 на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI), самоуплотняющимся сальником типа СУСГ, герметизирующий устье скважины на давление 20 МПа и манометрами МП-4. Подземное оборудование представлено вставными и трубными насосами диаметром 44; 51; 57; 64мм; насосно-компрессорными трубами (НКТ) марки стали L-80 и K-55 диаметрами 73 и 89 мм; колонны насосных штанг (НШ) диаметрами 19х22 мм, 22х25 мм и 19х22х25 мм.

6. На месторождении в нагнетательном фонде применяются конструкции скважин с эксплуатационными колоннами диаметром 139,7 и 228,6мм. Искусственный забой вертикальных скважин отмечается на глубине 1670-1798м, горизонтальных скважин до глубины 4586м. Среднесуточная приемистость нагнетательных скважин составляет 64,1м³/сут, давление закачки в среднем составляет 9,49 МПа. Наземное оборудование нагнетательных скважин оборудовано фонтанной арматурой типа АНК-65×21 на рабочее давление 35 МПа с проходным диаметром ствола и проходным диаметром боковых отводов 65 мм с регулятором расхода 1РА-1600 с рабочим давлением 35 МПа. Подземное оборудование нагнетательных скважин оборудовано насосно-компрессорными трубами условным диаметром 89мм. Для разобщения пространства между колонной НКТ и обсадной колонной над интервалом перфорации установлен пакер фирмы Baker с обратным клапаном рассчитанный на рабочие давления 35 МПа (5000 PSI). Для проведения исследования скважин под пакером установлен ниппель. В компоновку подземного оборудования нагнетательных скважин входит воронка, трубный якорь и хвостовик (косой срез).

7. Оборудование устья нагнетательных скважин должно состоять из колонной головки и фонтанной арматуры. Устьевая арматура нагнетательных скважин выбирается крестового типа на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI по АНИ) типа АФК1-65х21и АНК1-65х21 по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ. Устьевые давления должны оставаться в диапазоне 11,5-14 МПа. Подземное оборудование нагнетательных скважин оборудовать насосно-компрессорными трубами условным диаметром 73 и 89мм. Спуск НКТ осуществлять в интервале перфорации либо выше верхней дыры фильтра на 10-15м. Также компоновку подземного оборудования нагнетательных скважин оборудовать воронкой, трубным якорем и хвостовиком.

По предельным давлениям фонтанирования и условиям перевода скважин на механизированную добычу

8. Результаты произведённых гидравлических расчётов при устьевом давлении $P_y=0,5$; 1,0; 1,5 МПа:



По Альб:

- Минимальное давление на забое 15,5 МПа до обводнённости 53 %;
- Минимальное давление на забое 15,5 МПа до обводнённости 37 %;
- Минимальное давление на забое 15,5 МПа до обводнённости 21 %.

По Апт:

- Минимальное давление на забое 10,8 МПа до обводнённости 42%;
- Минимальное давление на забое 10,4 МПа до обводнённости 20 %;

По Валанжину:

- Минимальное давление на забое 18,2 МПа до обводнённости 93 %;
- Минимальное давление на забое 18,1 МПа до обводнённости 88 %;
- Минимальное давление на забое 18,0 МПа до обводнённости 82 %.

Гидродинамические расчёты показали, что при высоком темпе обводнения не обеспечивается длительная устойчивая эксплуатация скважин. Поэтому для реализации потенциальных дебитов скважины целесообразно переводить на механизированный способ эксплуатации.

9. Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки, фонтанной арматуры и системы управления. Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) крестового типа на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI по АНИ) типа «АФК1-65х35», по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ. Компоновка НКТ диаметром 73 мм по стоимости обходится дешевле компоновки НКТ диаметром 89 мм, наиболее рекомендуемый вариант-это применение НКТ диаметром 73 мм. 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.). Расчет режимов работы скважин проводится для подъемника с наружным диаметром 73 мм и внутренним 62 мм. Выбор лифта диаметром 73 мм проводится с учетом соответствия фактической производительности скважин и возможности проведения различных технологических операций. Спуск НКТ рекомендуется на 10 м выше интервала перфорации.

Выбор механизированного способа эксплуатации скважин

10. Для лучшей работы СШНУ давление на приеме насоса должно быть $p_{пр} > 0,35 \square 0,7$ МПа. На месторождении работа механизированного фонда в целом характеризуется коэффициентом подачи насоса 0,7. Диаметр насоса выбирается наименьший, который



обеспечит ожидаемый отбор жидкости из скважины при коэффициенте подачи, установленном технологическим режимом. Подбор типоразмера насоса рекомендуется производить по производительности насоса соответствующей длине хода плунжера $L = 2,5 - 4$ метра, с числом двойных ходов плунжера $n = 2 - 5$ мин⁻¹ для того, чтобы при необходимости произвести смену числа качаний на увеличение или уменьшение. Упрощенные расчёты на основе данных о режиме работы и свойств добываемой жидкости, показывают, что в случае установки ШГН с плунжером 44 мм потеря устойчивости колонны штанг происходит при числе качаний 6-6,5 1/мин, для плунжера 57 мм – 4,5-4,7 1/мин, для плунжера 70 мм - 4-4,3 1/мин. При выборе оптимального режима откачки СШНУ, выбирается максимальная длина хода при минимальном числе двойных ходов плунжера, для снижения темпа истирания НКТ и ШН. Запрещена эксплуатация СШНУ с малой длиной хода плунжера и большим числом качания. Необходимо обеспечить запуск СШНУ после ПиКРС с максимальной длиной хода. При эксплуатации СШНУ рекомендуется применение станков-качалок фирмы Lafkin грузоподъёмностью 13,8 тонн и фирмы Maximizer II 912-365-192 грузоподъёмностью 13,8 тонн. Существующая ДНУ Rotaflex 1100 с максимальной грузоподъёмностью 22,7 тонны соответствует условиям эксплуатации месторождения Дунга и предлагается к дальнейшему применению. Подземное оборудование рекомендуется оснащать вставными и трубными насосами диаметром 44; 51; 57; 64мм типа RHAM; RXBM; RWAM; THOS.

11. Эксплуатация штанговыми насосами остаётся технически оправданной и экономически достаточно эффективной по сравнению с другими способами эксплуатации. В связи с этим рекомендуется продолжение эксплуатации добывающих скважин месторождения Дунга СШНУ и ДНУ.

12. Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) на месторождении Дунга применяются на 3-х скважинах. УЭЦН отличаются высокой эффективностью (КПД) и надежностью. Существенное влияние на показатели наработки УЭЦН оказывают различные осложняющие факторы, такие как коррозия, вынос мехпримесей, отложение солей, высокий газовый фактор и др.

Погружные центробежные насосы применяются для подъема пластовой жидкости и производятся 4, 5, 5А и 6 габарита для скважин соответственно с 4, 5, и 6 дюймовой эксплуатационной колонной. Производительность насосов (подача) от 10 до 2000м³ в сутки, напор – до 3000м. обеспечивает большие, по сравнению с СШНУ, отборы и используется, как правило, на скважинах, где возможно осуществить отборы от 60 до 1500 м³/сут.



Однако УЭЦН плохо работают в условиях коррозионно-агрессивной среды, высокой температуры (более 90°C) и высокого газового фактора ЭЦН чувствительны к системе охлаждения и температурному режиму. При откачке газонасыщенных смесей КПД насоса значительно уменьшается. Для УЭЦН также характерна низкая надежность работы кабеля и погружного электродвигателя, особенно в скважинах с высокими температурами. При проектировании дизайна УЭЦН необходимо использовать надежные исходные данные. При недостаточности информации, в частности относительно дебита скважины, пластового или забойного давления работа выбранного насоса может быть неэффективной.

Выбор типоразмера УЭЦН на добывающие скважины должен производиться индивидуально по каждой скважине.

13. Применяемое на месторождении устьевое оборудование, электроцентробежные насосы, компоновка подземного оборудования, соответствуют условиям эксплуатации, и по добычным возможностям обеспечат проектные дебиты, и рекомендуются к дальнейшему применению.

Выбор способа эксплуатации газовых скважин.

14. Для заданного отбора газа и с учетом ограничивающих природных факторов был определен технологический режим работы скважин – режим постоянной депрессии ($\Delta P = \text{Const}$) на год с учетом естественного снижения пластового давления в процессе разработки, которое снижается пропорционально отбору газа из залежей. Со снижением пластового давления, соответственно, снижаются забойное и устьевое давления, а также дебиты скважин.

В НКТ с наружным диаметром 60,3 мм, создаются более выгодные условия выноса жидких и твердых частиц с забоя (при более низких дебитах), применение этого подъёмника следует считать целесообразным.

Устьевое оборудование фонтанных газовых скважин выбирается исходя из условий рекомендуемого варианта Проекта разработки и условий эксплуатации месторождения. Этим условиям отвечает фонтанная арматура крестового типа на рабочее давление 35 МПа, с условным проходом стволовой части ёлки – 80мм и боковых отводов 65 мм, с ручным и автоматическим способом управления запорными устройствами (АФ6А – 80х65х35 по ГОСТ 13846-84 или соответствующая ей по классификации АНИ). Боковые выкиды арматуры оборудуются штуцеродержателями для установки штуцеров и фонтанными клапанами или дроссельными устройствами. Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:



- панели управления (для автоматического закрытия задвижек центральной и отводящих линий), с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах;
- систему нагнетания хим. реагентов в скважину, на случай применения антикоррозионной защиты внутренней поверхности НКТ.

Для наилучшего использования пластовой энергии и продления режима фонтанирования все добывающие скважины предлагается оборудовать пакером.

В компоновку подземного оборудования также входят: циркуляционный клапан, располагаемый под пакером (возможно в виде скользящей муфты), один установочный патрубок (ниппель), расположенный под пакером, для посадки глухой пробки и



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

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования месторождения Дунга возможны такие виды осложнения, как загрязнение призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин; солеотложения и коррозия скважинного и наземного оборудования.

Все это приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

Очистка призабойной зоны

В целях очистки призабойной зоны в общей практике проводятся солянокислотные обработки (СКО).

Технология проведения кислотных обработок обычно осуществляется по индивидуальному плану, разрабатываемому для каждой конкретной скважины. Особое внимание необходимо уделить к оборудованию для качественного приготовления и закачки кислотного состава.

С 01.01.2019 по 2025 г. с целью интенсификации притока и увеличения приемистости проводились СКО. В таблице 6.2.1 по данным Недропользователя приведены результаты работ по СКО на добывающих скважинах. Были просчитаны приросты добычи после СКО. Дебиты жидкости, нефти и воды переведены из баррелей в м³.

Таблица 6.2.1 – Месторождение Дунга. СКО на добывающих скважинах в 2019 г.

п/п	№ скв.	Дата	До СКО		После СКО		Прирост Qн, т
			Qж, м ³	Qн, т	Qж, м ³	Qн, т	
1	DGA-49V	24.06.2019	58,63	20,29	53,79	18,44	-1,85
2	DGA-50H	22.05.2019	нет данных				
3	DGA-51H	01.11.2019	нет данных				
4	DGA-107V	26.11.2019	38	19	33,8	16,51	-2,49
5	DGA-111V	16.01.2019	46,6	22,28	50,3	24,46	2,18
6	DGA-115V	17.05.2019	52,73	14,89	51,9	15,31	0,42
7	DGA-126V	11.04.2019	41,17	17,26	46,27	18,44	1,18
8	DGA-130V	27.03.2019	нет данных				
9	DGA-137V	14.01.2019	27,99	16,23	31,46	18,4	2,17
10	DGA-150V	18.06.2019	нет данных				
11	DGA-151V	29.08.2019	нет данных				
12	DGA-161V	24.05.2019	26,16	15,79	26,34	15,93	0,14
13	DGA-173V	10.04.2019	40,52	24,89	45,31	27,91	3,02
14	DGA-190V	15.01.2019	26,75	15,62	26,38	15,48	-0,14
15	DGA-220V	19.03.2019	23,86	15,35	32,72	21,43	6,08



продолжение таблицы 6.2.1

16	DGA-225V	20.03.2019	20,46	12,8	20,67	12,94	0,14
17	DGA-229V	21.06.2019	27,99	13,38	26,61	12,49	-0,89
18	DGA-230V	29.11.2019	20,53	12,57	26,36	16,01	3,44
19	DGA-52H	25.11.2020	нет данных				
20	DGA-112V	27.12.2020	40,34	13,98	41,02	14,57	0,59
21	DGA-132V	15.10.2020	нет данных				
22	DGA-139V	25.12.2020	46,76	28,32	57,4	34,62	6,3
23	DGA-140V	18.12.2020	42,32	24,47	40,95	23,55	-0,92
24	DGA-143V	06.04.2020	33,75	19,23	34,95	21,18	1,95
25	DGA-145V	17.06.2020	26,07	11,87	28,37	12,88	1,01
26	DGA-147V	15.09.2020	нет данных				
27	DGA-152V	27.10.2020	нет данных				
28	DGA-155V	30.10.2020	нет данных				
29	DGA-156V	24.12.2020	53,31	29,46	60,02	33,01	3,55
30	DGA-159V	23.12.2020	36,97	22,66	47,72	29,23	6,57
31	DGA-162V	10.03.2020	28,59	15,77	25,73	13,48	-2,29
32	DGA-168V	18.09.2020	нет данных				
33	DGA-169V	18.10.2020	нет данных				
34	DGA-185V	20.09.2020	нет данных				
35	DGA-198V	16.12.2020	нет данных				
36	DGA-224V	15.06.2020	48,97	19,91	47,7	19,93	0,02
37	DGA-38H	30.03.2021	28,77	18,19	28,1	17,9	-0,29
38	DGA-113V	22.11.2021	32,08	11,84	34,52	13,9	2,06
39	DGA-127V	13.06.2021	нет данных				
40	DGA146-V	07.09.2021	31,5	9	28,94	8,26	-0,74
41	DGA-176V	26.11.2021	18,14	11,28	22,75	13,67	2,39
42	DGA-178V	24.11.2021	17,83	8,92	18,07	9	0,08
43	DGA-179V	13.10.2021	32,25	18,73	35,16	19,6	0,87
44	DGA-180V	08.09.2021	21,71	10,97	24,72	12,59	1,62
45	DGA-188V	12.05.2021	нет данных				
46	DGA-199V	12.03.2021	36,34	12,75	35,2	12,88	0,13
47	DGA-200V	15.03.2021	47,05	10,06	42	12,16	2,1
48	DGA-204V	14.12.2021	18,03	9,53	18,03	9,67	0,14
49	DGA-205V	09.03.2021	43,15	12,18	49,44	18,98	6,8
50	DGA-214V	14.12.2021	26,94	15,86	26,98	16,01	0,15
51	DGA-226V	05.09.2021	17,77	9,4	14,43	7,57	-1,83
52	DGA-229V	11.10.2021	26,96	13,93	28,19	14,94	1,01
53	DGA-241V	13.03.2021	нет данных				
54	DGA-245V	17.03.2021	35,7	12,23	36,07	15,51	3,28
55	DGA-195V	12.06.2022	16,45	3,66	19,04	4,13	0,47
56	DGA-108V	21.11.2022	нет данных				
57	DGA-066V	01.06.2022	нет данных				
58	DGA-107V	09.06.2022	нет данных				
59	DGA-109V	02.10.2022	21,69	12,12	37,75	21,5	9,38

продолжение таблицы 6.2.1



60	DGA-111V	14.07.2022	23,45	13,48	22,6	12,49	-0,99
61	DGA-119V	13.07.2022	39,67	24,1	38,77	23,28	-0,82
62	DGA-120V	27.02.2022	25,64	10,92	12,45	5,36	-5,56
63	DGA125V	11.06.2022	43,82	15,63	34,34	15,86	0,23
64	DGA-175V	23.05.2022	34,33	21,14	36,1	22,21	1,07
65	DGA-192V	01.10.2022	28,23	18,28	32,68	21,38	3,1
66	DGA-202V	25.05.2022	33,9	19,68	33,84	19,54	-0,14
67	DGA-235V	18.04.2022	16,73	9,18	25,67	14,03	4,85
68	DGA-242V	03.06.2022	31,78	17,04	33,04	16,78	-0,26
69	DGA-247V	28.10.2022	54,56	25,02	48,46	22,11	-2,91
70	DGA 158V	21.04.2023	43,09	32,66	45,47	37,52	4,86
71	DGA-190V	01.05.2023	22,4	14,3	26,9	17,2	2,9
72	DGA-198V	05.05.2023	22,5	12,2	22,5	12,7	0,5
73	DGA 52-H	28.06.2024	нет данных				
74	DGA 135V	11.01.2024	нет данных				
75	DGA 108V	14.01.2024	нет данных				
76	DGA 125V	02.04.2024	12,56	5,43	14,56	6,71	1,28
77	DGA 150 V	20.01.2024	нет данных				
78	DGA 246 V	22.04.2024	14,25	11,42	19,27	12,23	0,81

За анализируемый период выполнено 78 соляно-кислотных обработок. По ним проведён анализ прироста добычи нефти. Однако для 24 обработок анализ не выполнен из-за отсутствия данных по добыче жидкости и нефти. Из оставшихся 54 добывающих скважин положительный прирост дебита нефти зафиксирован в 39 случаях, что соответствует 72 % успешности работ.

Применение ингибитора солеотложений

Разработка месторождения с поддержанием пластового давления проводится с использованием поверхностных морских и сточных вод, которые приводят к осложнениям при добыче нефти, где в продукции эксплуатационных скважин появились попутно - добываемые воды различного химического состава.

Для предотвращения солеотложений в системе сбора нефти на месторождении Дунга применяется технология ингибиторной защиты с применением химического реагента «SI-4617». Введение ингибитора солеотложения осуществляется в двух ключевых точках технологического процесса (Рис. 6.2.1):

- Манифольд морской воды на PST – для предотвращения отложений в системе нагнетания воды;
- Манифольд А-101 на центральном пункте сбора (ЦПС) – для защиты оборудования и трубопроводов системы подготовки и транспортировки продукции.



Технологические параметры дозирования

Средний общий объём закачиваемой воды составляет около 20 500 барр./сут. Дозировка ингибитора солеотложений «SI-4617» — порядка 95 л/сут, что соответствует 27–30 г/тн обрабатываемой воды. Такая концентрация определена с учётом минерализации закачиваемой среды и возможного риска образования нерастворимых солей.

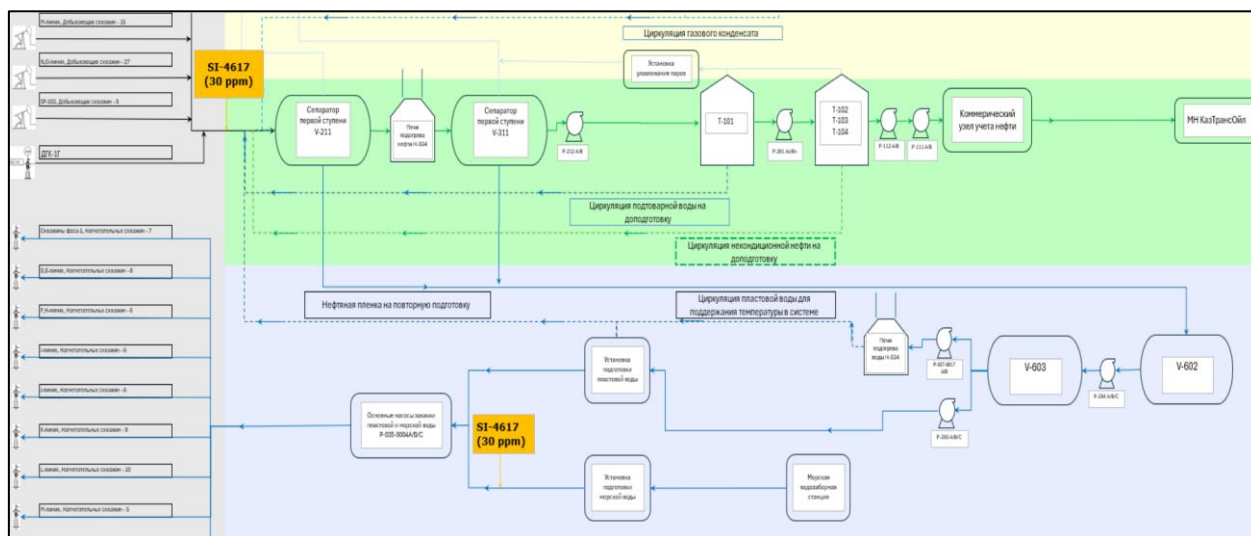


Рис.6.2.1 – Точки закачки ингибитора солеотложений «SI-4617»

Применение бактерицида

Для поддержания пластового давления на месторождении Дунга в систему ППД используются как попутно добываемая пластовая вода, так и морская вода. При заводнении морской водой наблюдается значительное увеличение выработки сероводорода в залежах нефти и газа по сравнению с традиционными методами поддержания давления.

Морская вода характеризуется содержанием ионов сульфата в пределах 2500–2800 ppm, которые при термохимических процессах и участии природных сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) преобразуются в сероводород и меркаптаны, со временем поступающие в добывающие скважины. Одним из эффективных методов противодействия активности СВБ является обработка воды бактерицидами перед закачкой в систему ППД.

В настоящее время на месторождении Дунга применяются два типа бактерицидов:

- «МВ-5943» — используется для обработки скважин в комплексе с ингибитором коррозии (Batch Treatment);

- «МВ-5329» — применяется для обработки как морской, так и пластовой воды.

Точки закачки бактерицида «МВ-5329» располагаются на:

- манифольд морской воды на водозаборной станции;



- общий манифольд закачки смеси морской и пластовой воды перед входом в картриджные фильтры.

Расход бактерицида «МВ-5329» – 370 л/сут, что соответствует приблизительно 100 г/т.

Поглотитель сероводорода

Поглотитель сероводорода на месторождении Дунга закачивается на нескольких точках: на линиях D, E, I, J, K, L, M, N, O, на PST-01 A/B и на спутниках SP-101/103. Закачка поглотителя сероводорода необходима для контроля содержания сероводорода в товарном газе, который в дальнейшем поставляется населению Тупкараганского района Мангистауской области. Содержание сероводорода в товарном газе не должно превышать 16 ppm.

Рекомендации:

1. Различные технологии, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти, такие как СКО, являются эффективным методом повышения производительности и увеличения продуктивности скважин, поэтому они рекомендуются к дальнейшему применению.

2. Продолжить предотвращение солеотложений в системе сбора и транспортировки жидкости путём закачки ингибитора.

3. Продолжить закачку бактерицида в систему сбора, поскольку это позволяет предотвратить биогенную сульфатредукцию и снизить концентрацию сероводорода. Для оценки эффективности технологии рекомендуется проводить исследования как до начала, так и после проведения закачки бактерицида.

4. Осуществлять мониторинг применения бактерицида с целью контроля его эффективности, своевременной корректировки дозировок, предотвращения развития сульфатредуцирующих бактерий и уменьшения содержания сероводорода.



6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции

Система промыслового сбора, транспортировки и подготовки добываемой продукции месторождения представляет собой совокупность капиталоемких, металлоемких и трудозатратных эксплуатационных объектов, предназначенных для сбора со скважин, индивидуального замера и промыслового транспорта добываемой продукции на объекты ее подготовки до товарной кондиции и сдачи потребителю, очистки и утилизации газа и сточных вод.

6.3.1 Текущее состояние действующей системы промыслового сбора продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора и промысловой транспортировки скважинной продукции к объекту подготовки, где частично осуществляется поскважинный замер и доведение промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

На месторождении Дунга функционируют следующие основные объекты и сооружения:

- добывающие скважины с выкидными линиями;
- площадка ЦПС;
- установка подготовки газа (УПГ);
- узел врезки нефтепровода в магистральный нефтепровод «Каламкас-Каражанбас-Актау».

В основу технологической схемы сбора нефти заложена однотрубная герметизированная система выкидных линий, представляющих собой индивидуальные для каждой скважины трубопроводы, соединяющие устье с блоком входных манифольдов объекта подготовки нефти. Материальное исполнение выкидных линий – стекловолокно, глубина прокладки – ниже глубины промерзания грунта, с оснащением открытых участков теплоизоляцией. Выкидные линии оснащены электроподогревом, что позволяет транспортировать нефть на значительные расстояния без использования печей нагрева нефти с использованием газа в качестве топлива.

Замеры скважинной продукции осуществляются с помощью передвижных замерных установок (ПЗУ) с периодичностью 20-30 дней (рис.6.3.1):

- ПЗУ ОЗНА, 2-х фазный сепаратор, производительность до 400 м³/сут, на жидкостной и газовой линии массомеры (Micro-Motion, Emerson) (2 ед.);



– ПЗУ SR-1 (Geos) 2-х фазный сепаратор, производительность до 730 м³/сут, на жидкостной линии турбинный расходомер NuFlo, на газовой линии дифференциальный измеритель (Daniel Senior), обводненность по устьевым пробам.

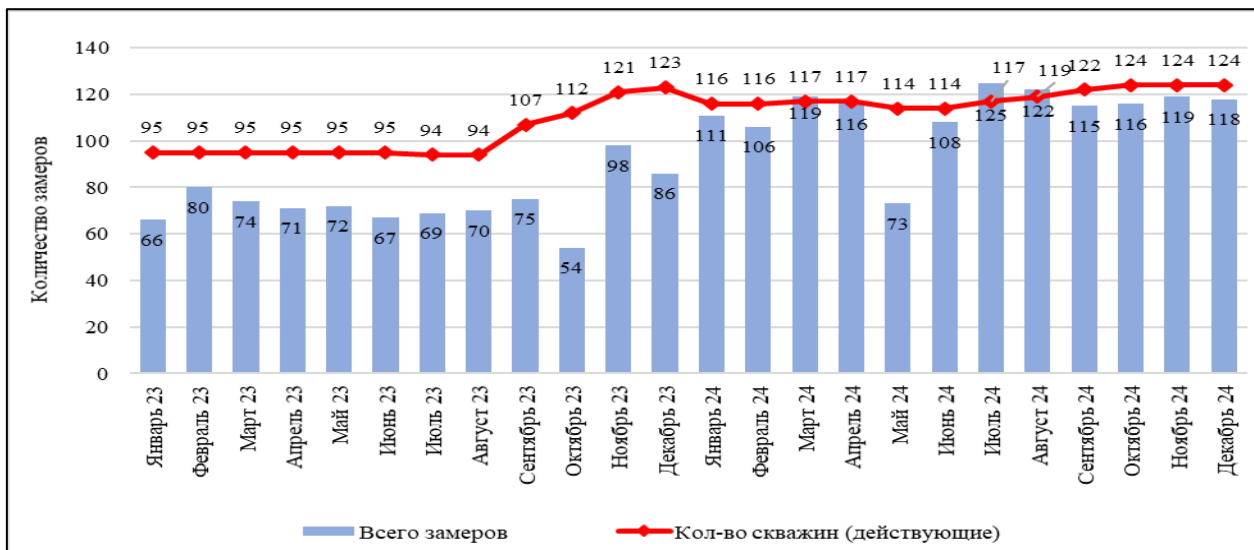


Рис. 6.3.1 – Периодичность проведения замеров скважинной продукции с применением ПЗУ

На рисунке 6.3.2 представлена принципиальная схема системы сбора и подготовки.



Рис. 6.3.2 – Принципиальная схема системы сбора и подготовки месторождения Дунга

6.3.2 Технологическая схема ЦПС

Учитывая количество действующих скважин и конфигурацию месторождения Дунга, все скважины группируются по их расположению и через манифольды подключаются к объекту подготовки – ЦПС. ЦПС предназначен для сбора продукции скважин, отделения попутного газа и пластовой воды от нефти, подготовки нефти к экспорту, а также подготовки воды к последующей закачке в нефтеносные пласты. Выделившийся газ направляется на УПГ для подготовки и транспортировки по газопроводу высокого давления. Производительность ЦПС: по нефти – 2,95 тыс.м³/сут, по газу – 185



тыс.м³/сут. Продуктами ЦПС являются товарная нефть для экспорта, попутный газ, направляемый на УПГ, и пластовая вода для закачки в пласт.

Газожидкостная смесь от скважин, объединяясь во входном эксплуатационном манифольде с давлением 0,35 МПа поступает на первую ступень сепарации в трехфазный сепаратор V-211, где процесс сепарации происходит при температуре 45-47 °С и абсолютном давлении 0,35-0,4 МПа. Выделившаяся нефть после первой ступени сепарации в V-211 поступает на печи подогрева Н-401А/В/С/Д, где подогревается до температуры 60 °С. В качестве топлива на печах подогрева используется сухой товарный газ.

Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ после нефтегазосепаратора V-211 поступает в вертикальный газовый скруббер в V-511 для отделения от капельной жидкости. Газ замеряется индикатором расхода FIT-042-0022 на входе в компрессор С-101. Газ после скруббера (газоочиститель) V-511 подается на УПГ.

Подогретая до 60 °С в печах подогрева нефть после первой ступени сепарации в V-211 поступает на вторую ступень сепарации в трехфазный сепаратор в V-311. Процесс окончательной сепарации в V-311 проходит при давлении 0,03 МПа.

Нефть после второй ступени сепарации насосами Р-212А/В перекачивается в технологический резервуар. В технологическом резервуаре происходит окончательная подготовка товарной нефти путем гравитационного отстоя. Товарная нефть с технологического РВС через верхний распределительный патрубок насосами Р-201АХ/ВХ перекачивается в товарные РВС и далее через коммерческий узел учета нефти КУУН откачивается в магистральный нефтепровод протяженностью 18,2 км подпорными насосами Р-112 А/В и экспортными насосами Р-111А/В, работающими последовательно.

Отделившаяся пластовая вода после первой и второй ступени сепарации через систему подготовки пластовой воды подается в нагнетательные скважины для закачки в пласт.

Газ со второй ступени компримируется дожимным компрессором до давления 0,33 МПа, после объединяется с газом первой ступени и компримируется до давления 8,9 МПа. Затем общий поток газа охлаждается в воздушном холодильнике до температуры 40 °С и направляется на УПГ для дальнейшей подготовки до товарной кондиции.

Товарный газ после соответствующей подготовки на УПГ через КУУГ направляется в трубопровод Актау – Форт-Шевченко. Часть подготовленного газа подается на ГТЭС, состоящей из 4 ед. ГТУ «SolarTaurus-60» по 4,7 МВт (5,88 кВА) каждый, для выработки электроэнергии на собственные нужды месторождения. Полученный сжиженный газ не является продуктом, удовлетворяющим требованиям к товарной пропан-бутановой



фракции и поступает в виде нестабильного газового конденсата (НГК) для обратной закачки. Газовый конденсат, образующийся в каплеотбойниках перед компрессорными установками, подается в технологию подготовки нефти.

После совместного отбора пробы по ГОСТу, при положительном результате анализов нефть в резервуаре считается сданной и подлежит откачке в магистральный нефтепровод «Каламкас-Каражанбас-Актау» подпорными насосами Р-112 А/В и экспортными насосами Р-111А/В, работающими параллельно.

Для аварийного опорожнения аппаратов ЦПС при проведении ремонтных работ, все технологические аппараты подключены к дренажам Т-301, Т-401В.

Все сосуды, работающие под давлением оснащены предохранительными клапанами, сброс с которых осуществляется на факел сжигания газа.

Вспомогательные системы включают следующие объекты обеспечения:

- установка обработки пластовой воды;
- система факела низкого давления и установка улавливания легких фракций (БКУ);
- система топливного газа;
- дренажная система;
- блок химреагентов;
- система электроснабжения и электрораспределения;
- система воздуха КИП;
- система пожаротушения.

Технологическая схема ЦПС представлена на **рисунке 6.3.3.**



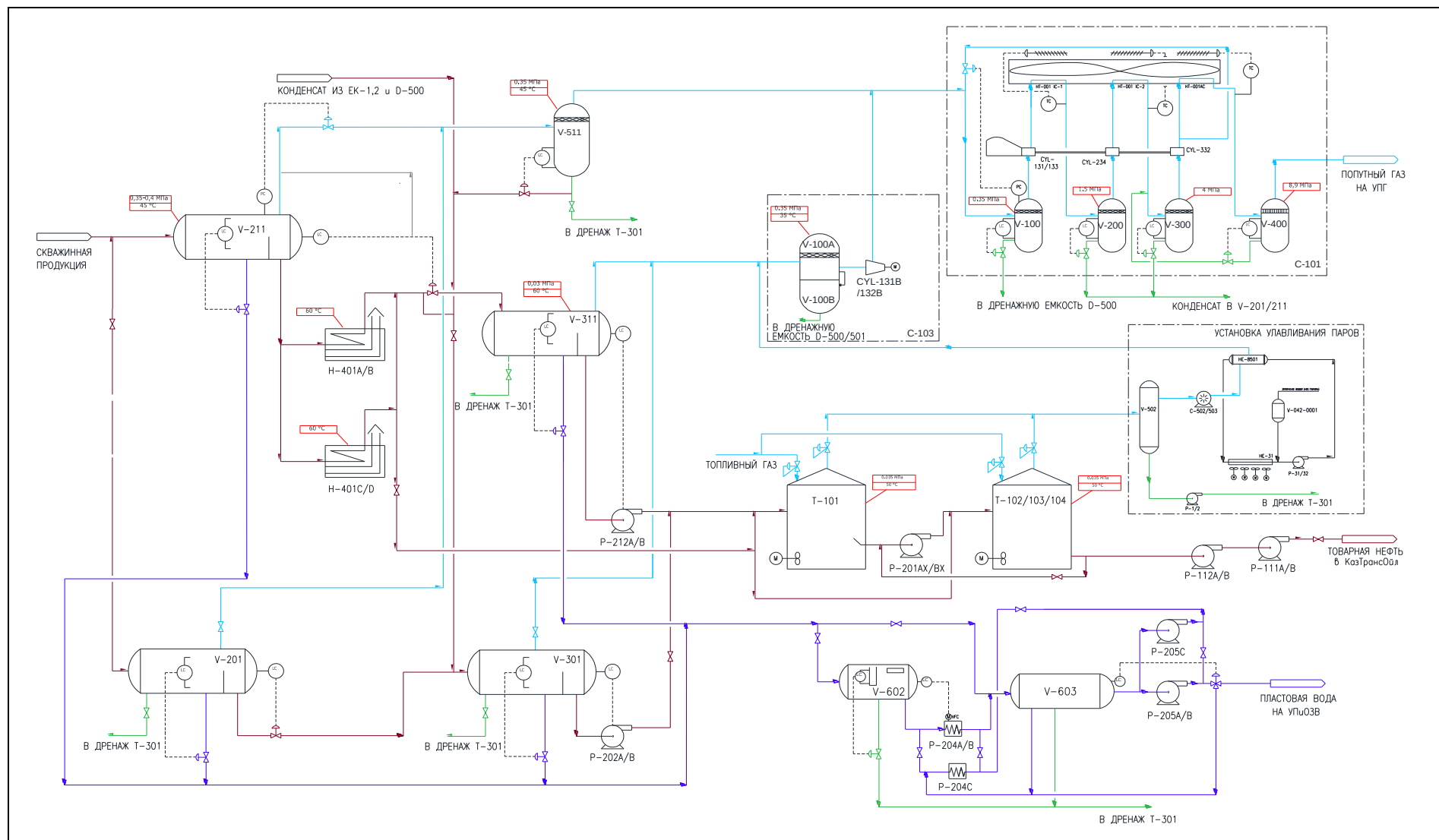


Рис. 6.3.3 – Технологическая схема ЦПС месторождения Дунга

6.3.3 Установка подготовки газа (УПГ)

Установка подготовки газа (УПГ) выполнена в модульном блочно-комплектном исполнении. УПГ предназначена для получения товарного газа методом низкотемпературной сепарации попутного нефтяного газа. Дополнительным продуктом низкотемпературной сепарации является нестабильный газовый конденсат (НГК), состоящий из пропана, бутана и небольших количеств пентанов и гексанов. Подготовленный на УПГ товарный газ направляется в магистральный газопровод «Актау – Форт-Шевченко». Продуктами УПГ являются: товарный газ (по ГОСТ 5542-2014) для подачи в газопровод высокого давления «Актау – Форт-Шевченко» и НГК для закачки в пласт.

Мощность установки подготовки газа (УПГ):

- по товарному газу – 84,0 млн. нм³/год;
- по НГК – 20,0 тыс.т/год.

УПГ состоит из следующих основных блоков:

- С-101 – основной компрессор;
- С-103 – дожимной компрессор.
- УОГ – установка обработки газа, включает в себя:
 - блок низкотемпературной сепарации газа;
 - блок подогрева и закачки НГК;
 - блок регенерации гликоля.
- КУУГ – коммерческий узел учета газа с установкой одоризации.

В состав производственного объекта входят также объекты вспомогательного производственного назначения (ОВПН). В состав ОВПН входят:

- факельная система;
- дренажная система;
- система пожаротушения;
- модульная установка для производства воздуха КИП;
- объекты электроснабжения;
- системы водоснабжения;
- системы канализации;
- аналитическая лаборатория.

Технологическая схема УПГ представлена на **рисунке 6.3.4.**



Основные блоки и системы УПГ

Основной компрессор С-101

Основной компрессор С-101 приводится в действие электрическим мотором мощностью 6000 кВт 3-ступенчатый возвратно-поступательный компрессор, со встроенными охладителями, предназначенный для увеличения давления газа от 2,5 до 93 атм. Предусмотрено место для идентичной установки (С-102) для увеличения производительности в перспективе. Трубы рассчитаны таким образом, чтобы обеспечить монтаж второй установки без отключения систем.

Газ из нефтяного сепаратора первой ступени V-211 через газовый скруббер V-511 направляется в основной газовый компрессор С-101. Новая линия от V-511 к основному компрессору оборудована ручным изоляционным клапаном на главном газовом коллекторе V-511. Сепаратор снабжен каплеотбойником, и скопившаяся жидкость направляется при контроле уровня в новую дренажную систему. Свободный от жидкости газ выходит из сепаратора и поступает в цилиндры сжатия первой ступени С-131 и С-133. В них газ сжимается до 11 атм и направляется на воздушный охладитель НТ001 IC-1, где охлаждается до 48,64 °С. Температура контролируется регулированием открытия створок жалюзи с помощью PLC компрессора. Охлажденный газ поступает на сепаратор второй ступени V-200. Сепаратор имеет каплеотбойник, и скопившаяся жидкость направляется при контроле уровня в сепаратор первой ступени V-211. Свободный от жидкости газ выходит из сепаратора V-200 и поступает в цилиндр второй ступени С-234.

Газ сжимается до 32-33 атм и направляется на воздушный охладитель НТ-001 IC 2, где охлаждается до 45 °С. Контроль температуры осуществляется PLC компрессора, регулирующего створки жалюзи воздушного охладителя. Охлажденный газ поступает на сепаратор третьей ступени V-300. Сепаратор оборудован каплеотбойником, скопившаяся жидкость при контроле уровня направляется в сепаратор первой ступени V-211. Свободный от жидкости газ из сепаратора V-300 поступает в цилиндр третьей ступени С-332. Газ сжимается до 90 атм и поступает в воздушный охладитель НТ-001 IC 3, где сжатый газ охлаждается до 46,82 °С. Температура контролируется регулированием открытия створок жалюзи воздушного охладителя с помощью PLC компрессора.

Охлажденный газ поступает в выкидной коагулятор V-400. Собранная жидкость направляется при контроле уровня в сепаратор V-300. Газ (свободный от жидкости) при давлении 90 атм поступает на блок JT.

Дожимной компрессор С-103



Блок дожимного компрессора С-103 приводится в действие электрическим мотором мощностью 100ЛС одноступенчатый возвратно-поступательный компрессор, предназначенный для увеличения давления газа на 2 стадии сжатия до параметров давления 1 стадии. Дожимной компрессор С-103 предназначен для сжатия газа, выходящего из нефтяного сепаратора 2 ступени V-301/311. Сжатый газ направляется на всасывающую линию основного компрессора.

Дожимной компрессор С-103 – возвратно-поступательный компрессор (одноступенчатый двухцилиндровый). Максимальное давление на выходе составляет 3,3 атм. Так как поток газа из V-301/311 недостаточен для поддержания необходимого нормального давления на всасывании дожимного компрессора, в нормальном рабочем режиме оно будет поддерживаться за счет газа из V-511.

Газ из V-301/311 проходит через сетчатый фильтр на всасывании STR-101В и поступает на всасывание сепаратора V-100А, оборудованного каплеотбойником. Скапливающаяся жидкость будет направлена в дренажную систему при контроле уровня. Газ (свободный от жидкости) поступает в цилиндры компрессора (CYL 131В и CYL 132В), где он сжимается до ~3 атм и далее на линию всасывания основного компрессора.

Установка обработки газа

В установку обработки газа входят следующие технологические блоки:

- блок низкотемпературной сепарации газа;
- блок подогрева и закачки НГК;
- блок регенерации и впрыскивания гликоля.

Сжатый в блоке компрессии газ с давлением 92 кгс/см² и температурой 45 °С поступает в блок низкотемпературной сепарации газа. Сначала газ охлаждается за счет теплообмена с осушенным газом в теплообменнике газ/газ Е-201. Этот теплообменник выполняет двойную функцию. Во-первых, он охлаждает входной газ, во-вторых, он нагревает осушенный газ. Охлажденный входной газ течет из теплообменника газ/газ в теплообменник газ/жидкость Е-202, где входной газ охлаждается далее. Наконец, газ расширяется до давления 15 атм через клапан TCV-401 (JT) до окончательной температуры. За счет эффекта Джоуля-Томпсона газ охлаждается до -21 °С при заданных условиях. Понижение температуры вызывает конденсацию части входящего газа. Хотя в некоторой степени сконденсируются все компоненты входящего газа, более тяжелые компоненты, такие как пропан и бутан, будут конденсироваться легче, чем более легкие компоненты, как метан и этан. В результате жидкая фаза, выходящая из холодного сепаратора, будет иметь большую концентрацию тяжелых компонентов, а газообразная часть – легких компонентов.



Часть воды в потоке входящего газа также сконденсируется при его охлаждении. Гликоль впрыскивается перед теплообменниками газ/газ и газ/жидкость для абсорбции воды по мере ее конденсации. Это необходимо для предотвращения образования гидратов.

Жидкие углеводороды и смесь гликоль/вода, называемая «обогащенный гликоль», образует в газовом потоке жидкости отдельных фаз. За счет скорости прохождения потока через трубы теплообменника и после него обычно жидкость и газ смешиваются до входа в низкотемпературный сепаратор.

Внутри низкотемпературного сепаратора V-401, углеводородный газ, углеводородная жидкость и обогащенный гликоль разделяются следующим образом: углеводородный газ, называемый «осушенный газ», выделяется из жидкости сравнительно быстро и поступает в верхнюю часть сепаратора через каплеотбойник, который собирает капли уловленной жидкости из потока газа.

Коагулятор в сепараторе облегчает отделение углеводородной жидкости и обогащенного гликоля. По мере сепарации жидкости разница в плотности заставляет жидкие углеводороды подниматься на поверхность, а обогащенный гликоль скапливаться на дне сепаратора таким же образом, как отделяются нефть и вода.

Жидкие углеводороды перетекают через перегородку, расположенную ниже коагулятора, и собираются в успокоителе сепаратора. Они поступают в успокоительную емкость при контроле уровня (LIC-401C или LIC-401B), и далее в систему стабилизации жидкого продукта.

Обогащенный гликоль остается в верхней части потока над перегородкой. Он поступает в отстойную емкость сепаратора при контроле уровня (LIC-403A), и далее течет в систему регенерации гликоля. Перед тем, как осушенный газ покинет установку, он разогревается за счет теплообмена с входным газом в теплообменнике газ/газ E-201. Точка росы осушенного газа будет равна рабочей температуре в низкотемпературном сепараторе. Это означает, что жидкость не будет конденсироваться из осушенного газа, пока температура не упадет ниже рабочей температуры низкотемпературного сепаратора. Необходимо отметить, что точка росы – это функция давления. Если давление осушенного газа изменяется после выхода из установки, точка росы также изменяется. С другой стороны, углеводородная жидкость, выходящая из низкотемпературного сепаратора, нагнетается при давлении 61 атм насосами P-603/P-604 в теплообменник газ/жидкость E-202, где разогревается за счет теплообмена с входным газом. Давление углеводородной жидкости увеличивается выше критического во избежание испарения, и на следующих ступенях оно поддерживается в виде «плотного газа».



Далее плотный газ нагревается в нагревателе Н-701 до 85 °С. Наконец, жидкость нагнетается насосами Р-601/Р-602 в трубопровод для закачки в скважину. Давление на выходе составляет приблизительно 110-120 атм.

Гликоль, который собирается в отстойной емкости низкотемпературного сепаратора, называется «обогащенный гликоль», так как он обогащен абсорбированной водой. Также обогащенный гликоль содержит некоторое количество легких фракций углеводородов, таких как метан, которые неизбежно абсорбируются водой вследствие тесного контакта между гликолем и входным газом при высоком давлении. Падение давления через контрольный клапан уровня низкотемпературного сепаратора вызывает абсорбцию некоторого количества легких фракций и их попадание в жидкость.

Пары, образующиеся таким образом, называются «газом испарения». Обогащенный гликоль течет при расходе потока 0,45 м³/час через контрольный клапан уровня в конденсатор наверху испарительной колонны гликоля. Внутри змеевика конденсатора обогащенный гликоль предварительно нагревается до -17 °С, так как он является охлаждающей средой для обратного потока и снижает потери гликоля в испарительной колонне гликоля. При необходимости регулирования расхода обратного потока предусмотрен байпас.

Обогащенный гликоль далее нагревается до 86 °С за счет теплообмена с горячим обедненным гликолем в теплообменнике гликоль/гликоль Е-204. Охлаждение обедненного гликоля снижает потенциальные проблемы при закачке, а нагревание обогащенного гликоля улучшает сепарацию углеводородов в емкости испаренного гликоля. Это также снижает нагрузку на ребойлер гликоля.

Нагретый обогащенный гликоль течет из теплообменника гликоль/гликоль в емкость испаренного гликоля. Емкость испаренного гликоля V-403 имеет рабочее давление 2,8-4,1 атм.

Емкость испаренного гликоля обеспечивает сепарацию обогащенного гликоля, испаренного газа, и любых углеводородных жидкостей, которые выделяются из обогащенного гликоля, но излишне тяжелы для испарения.

Емкость испаренного гликоля работает следующим образом: испаренный газ выделяется из обогащенного гликоля сравнительно быстро и поступает в верхнюю часть емкости испаренного гликоля при контроле давления (PCV-403A и PCV-403B).

Любая углеводородная жидкость, которая выделяется из обогащенного гликоля, образует слой сверху обогащенного гликоля, так как она имеет меньшую плотность по сравнению с гликолем. Углеводородная жидкость перетекает через перегородку и



поступает при контроле уровня (LIC-403B) во второй нефтяной сепаратор V-301. Обогащенный гликоль остается выше потока от перегородки. Он поступает в емкость испаренного гликоля при контроле уровня и течет через фильтры. Емкость испаренного гликоля имеет три типовых подключения, которые должны периодически проверяться оператором, чтобы гарантировать отсутствие скопления углеводородов перед перегородкой.

Обогащенный гликоль механически фильтруется на фильтре гликоля F-404 для извлечения твердых частиц размером выше 5 микрон. Это помогает предотвращать проблемы засорения оборудования. Внутри фильтра обогащенный гликоль вынужден течь через элементы фильтра, далее через внутреннюю перегородку емкости испаренного гликоля, собирается в емкости, и выходит из установки при контроле уровня. Элементы фильтра улавливают твердые частицы.

По мере засорения элементов твердыми частицами падение давления (PDI-404) через фильтр увеличивается. Когда падение давления достигает предела, элементы должны быть заменены. После механической фильтрации обогащенный гликоль течет через угольный фильтр гликоля F-405. Угольная фильтрация помогает очистить гликоль путем удаления тяжелых углеводородов и поверхностно-активных растворимых примесей, таких как смазочные масла.

Профильтрованный обогащенный гликоль поступает в ребойлер гликоля E-203. Внутри ребойлера гликоля обогащенный гликоль нагревается для выпаривания воды, которая была абсорбирована из технологического газа.

Ребойлер работает при давлении немного выше атмосферного и температуре 131 °C. Пар и любые оставшиеся легкие фракции углеводородов проходят через испарительную колонну T-501 и выбрасываются в атмосферу. Выпаренный гликоль, называемый «обедненный» или «регенерированный гликоль», поступает на дно ребойлера.

Испарительная колонна крепится на болтах к вентиляционному патрубку ребойлера гликоля. Ниже приводится описание этих двух компонентов. Испарительная колонна гликоля представляет собой колонну с насадкой, работающую при атмосферном давлении с температурой на дне между 121 °C и 127 °C, и наверху колонны примерно 104 °C. Главное предназначение колонны – минимизировать потери гликоля в верхней части колонны вместе с парами при контакте паров ребойлера с возвратным потоком, создаваемым конденсационным змеевиком в верхней части колонны.

Ребойлер гликоля является теплообменником котельного типа, который расположен ниже испарительной колонны гликоля. Тепло, необходимое для дистилляции гликоля,



вырабатывается электрическим элементом в ребойлере гликоля. Внутренняя перегородка в ребойлере поддерживает уровень гликоля, при котором электрический элемент полностью погружен в жидкость.

Горячий обедненный гликоль перетекает через перегородку и собирается на дне успокоительной емкости ребойлера гликоля. Он охлаждается за счет теплообмена с обогащенным гликолем в теплообменнике гликоль/гликоль Е-204, после чего поступает на насосы гликоля.

Насосы Р-605/606 (один – в работе, второй – в резерве) нагнетают обедненный гликоль при расходе потока 0,45 м³/час во впрыскивающие форсунки перед теплообменником газ/газ, теплообменником газ/жидкость и перед клапаном TCV-401. Оттуда входной газ переносит гликоль обратно в низкотемпературный сепаратор, и таким образом замыкает линию циркуляции гликоля. Электрический элемент вырабатывает тепло, необходимое для удаления воды из гликоля.

При нормальном режиме работы небольшое количество гликоля будет постоянно теряться с осушенным газом, жидким углеводородным продуктом, и верховыми парами испарительной колонны гликоля. Дополнительное количество может теряться из-за утечки и при выполнении работ по обслуживанию.

Контрольная проверка системы определяет уровень в успокоительной емкости ребойлера гликоля. Восполнение гликоля при необходимости производится через линию наполнения ребойлера гликоля.

Коммерческий узел учета газа с установкой одоризации

В блоке коммерческого узла учета газа (КУУГ) производится измерение объемного расхода, давление, температуры и одоризации поставляемого газа в газопровод высокого давления «Актау – Форт-Шевченко».

Сухой газ из V-401 при контроле давления (PIC-201) выходит из блока JT и поступает на трубопровод экспорта товарного газа через замерную установку. Сухой газ может подаваться на факел высокого давления (в случае отключения трубопровода товарного газа).

На коммерческом узле учета газа предусмотрен блок одоризации газа, предназначенный для автоматической подачи одоранта в поток газа, пропорционально его расходу с целью придания газу характерного запаха.



6.3.4 Проектные решения по обустройству системы нефтесбора и подготовки нефти на месторождении Дунга

При определении наиболее оптимальных решений, запланированных в Проекте разработки по системе сбора и транспортировки нефти, рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов нефтесбора (табл.6.3.1-6.3.4).



Таблица 6.3.1 – Вариант №1. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки												
				2025	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	16	17
1	Оборудование:															
1.1	Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения	ед.	42		12	12	3					3	5	5	2	
1.2	Монтаж на устье нефтяных скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	42		12	12	3					3	5	5	2	
1.3	Подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения	ед.	5											2	2	1
1.4	Монтаж на устье газовых скважин контролирующего оборудования	ед.	5											2	2	1
1.5	Газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей)	ед.	1											1		
2	Прокладка трубопроводов:															
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора	м	17 540		3 660	6 210	2 820					2 000	1 200	1 350	300	
2.2	Прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм))	м	16 800		16 800											
2.3	Прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода	м	9 560											2 330	1 390	5 840
2.4	Прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта	м	5 590											5 590		
3	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:															
3.1	При обустройстве проектных добывающих скважин	кВт	564		144	144	36	0	0	0	0	36	60	84	48	12
3.2	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	кВт			144	288	324	324	324	324	324	360	420	504	552	564

Таблица 6.3.2 – Вариант №2. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки												
				2025	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	16	17
1	Оборудование:															
1.1	Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения	ед.	32		12	12	3					3	2			
1.2	Монтаж на устье нефтяных скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	32		12	12	3					3	2			
1.3	Подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения	ед.	5											2	2	1
1.4	Монтаж на устье газовых скважин контролирующего оборудования	ед.	5											2	2	1
1.5	Газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей)	ед.	1											1		
2	Прокладка трубопроводов:															
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора	м	14 500		3 660	6 210	2 810					1 620	200			
2.2	Прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм))	м	16 800		16 800											
2.3	Прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода	м	9 540											2 330	1 380	5 830
2.4	Прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта	м	5 590											5 590		
3	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:															
3.1	При обустройстве проектных добывающих скважин	кВт	444		144	144	36	0	0	0	0	36	24	24	24	12
3.2	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	кВт			144	288	324	324	324	324	324	360	384	408	432	444



Таблица 6.3.3 – Вариант №3. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки												
				2025	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	16	17
1	Оборудование:															
1.1	Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения	ед.	63		6	15	15	12	10			3	2			
1.2	Монтаж на устье нефтяных скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	63		6	15	15	12	10			3	2			
1.3	Подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения	ед.	5											2	2	1
1.4	Монтаж на устье газовых скважин контролирующего оборудования	ед.	5											2	2	1
1.5	Газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей)	ед.	1											1		
2	Прокладка трубопроводов:															
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора	м	21 410		1 900	4 030	4 860	4 440	4 360			1 620	200			
2.2	Прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм))	м	34 170		14 000	20 170										
2.3	Прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода	м	9 560											2 330	1 390	5 840
2.4	Прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта	м	5 590											5 590		
3	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:															
3.1	При обустройстве проектных добывающих скважин	кВт	816		72	180	180	144	120	0	0	36	24	24	24	12
3.2	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	кВт			72	252	432	576	696	696	696	732	756	780	804	816

Таблица 6.3.4 – Вариант №4. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки												
				2025	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	16	17
1	Оборудование:															
1.1	Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения	ед.	47		6	15	15	6				3	2			
1.1	Подключение проектных добывающих нефтяных горизонтальных скважин из бурения	ед.	13					3	6	2	2					
1.2	Монтаж на устье нефтяных скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	60		6	15	15	9	6	2	2	3	2			
1.3	Подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения	ед.	5											2	2	1
1.4	Монтаж на устье газовых скважин контролирующего оборудования	ед.	5							0	0	0	0	2	2	1
1.5	Газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей)	ед.	1											1		
2	Прокладка трубопроводов:															
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора	м	22 970		1 900	3 290	5 280	7 330	2 770	290	290	1 620	200			
2.2	Прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм))	м	34 170		14 000	20 170										
2.3	Прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода	м	9 560											2 330	1 390	5 840
2.4	Прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта	м	5 590											5 590		
3	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:															
3.1	При обустройстве проектных добывающих скважин	кВт	720		72	180	180	108	72	24	24	36	24			
3.2	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	кВт			72	252	432	540	612	636	660	696	720			



6.3.5 Рекомендации по системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

1. Выполнять работы по расширению системы промыслового сбора и транспортировки в соответствии с объемами и сроками проектных решений рекомендованного варианта разработки.

2. Завершить модернизацию газовых компрессоров на ЦПС, в рамках которой будет осуществлена интеграция новых компрессоров большей мощности, также установить дополнительный компрессор для подачи топливного газа на энергетические турбины. Существующие бустерный и впускной компрессоры рекомендуется законсервировать на случай возможного использования при необходимости.

3. Для повышения качества подготовки нефти до товарного качества необходимо проводить работы по постоянному подбору эффективных и недорогостоящих деэмульгаторов.

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В соответствии с пунктом 3 статьи 147 Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года "О недрах и недропользовании" недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа.

Программа развития переработки сырого газа подлежит утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и обновлению каждые три года. Отчеты о выполнении программ развития переработки сырого газа должны направляться недропользователем ежегодно в уполномоченный орган в области углеводородов по форме, им утверждаемой.

Согласно пункту 2 статьи 147 «Переработка и утилизация сырого газа» Кодекса РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2023 г.) недропользователь, осуществляющий добычу углеводородов, обязан проводить мероприятия, направленные на минимизацию объемов сжигания сырого газа.

Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании» запрещается сжигание сырого газа в факелах, за исключением случаев: угрозы или возникновения аварийных ситуаций, угрозы жизни персоналу или здоровью населения и окружающей среде; при испытании объектов скважин; при пробной эксплуатации месторождения; при технологически неизбежном сжигании сырого газа.



Действующая «Корректировка «Программы развития переработки сырого газа месторождения Дунга на период 2023-2025 гг.» на 2025 год» разработана филиалом АО «НИПИнефтегаз» и утверждена Рабочей группой Министерства энергетики РК, протокол №15/2 от 02 августа 2024 года.

Целью данной корректировки ПРПСГ являлось внесение изменений в действующую Программу в части объемов технологически неизбежного сжигания (ТНС) согласно обновлению планов производства и графиков работ по вводу нового оборудования в эксплуатацию на 2025 г. В этой связи объемы ТНС на 2025 г. в Программе были откорректированы и в данном документе представлен откорректированный баланс газа.

Баланс газа составлен на основании технологических показателей «Проекта разработки месторождения Дунга по состоянию 01.01.2018 г.» (Протокол № 12/10 от 1-2 августа 2019 г.). В соответствии с «Методикой...» объем сырого газа по категориям сжигания распределится следующим образом: $V_6 - 0,543$ млн. m^3 , $V_7 - 1,032$ млн. m^3 , $V_8 - 1,472$ млн. m^3 , $V_9 - 0,00$ млн. m^3 .

Общий объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Дунга за 2025 год составляет 3,047 млн. m^3 .

На месторождении Дунга большая часть добываемого сырого газа используется на собственные нужды промысла (на печах для подогрева нефти и на ГТУ для выработки электроэнергии), часть газа реализуется АО «НК QazaqGaz» и поставляется в магистральный газопровод.

Компанией «Dunga Operating GmbH» в 2025 году запланирован ввод в эксплуатацию трех новых компрессорных установок (в том числе один компрессор предусмотрен для подачи сырого газа на ГТУ):

- А-042-0001 - новый дожимной компрессор взамен компрессора С-103;
- А-043-0001 – новый компрессор для подачи сырого газа первой ступени сепарации на ГТС;
- А-044-0001 – новый основной компрессор взамен компрессора С-101.

Компрессора С-101/С-103 будут в резерве на случай неисправности новых компрессоров А-044-0001/А-042-0001.

Для выбора оптимальных путей решения вопросов по утилизации добываемого газа компанией «Dunga Operating GmbH» в рамках «Программ утилизации/переработки сырого газа» осуществляются различные мероприятия, направленные на улучшение экологической обстановки в регионе и снижение уровня сжигания газа на факельных установках, что позволяет иметь достаточно высокий процент утилизации газа, порядка 95 % за 2024 год.



Это показывает, что компания «Dunga Operating GmbH» осуществляет сжигание газа только в объемах технологически необходимых для обеспечения безопасной работы промысловых и производственных объектов.

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения

Проектирование сооружений системы ППД должно предусматривать рациональное размещение и централизацию технологических объектов и водоводов на площади месторождения с учетом рельефа местности и климатических условий, использование новой техники и блочно-комплектных конструкций заводского изготовления, автоматизацию основных технологических процессов, максимальное сокращение капитальных и эксплуатационных затрат, надежный учет закачиваемой в продуктивные пласты воды по каждой скважине, обеспечение необходимых свойств воды и контроль ее качества.

Система ППД должна обеспечивать:

- объемы закачки воды в продуктивные пласты и давления ее нагнетания по скважинам участка, объектам разработки и месторождения в целом в соответствии с технологическими схемами и проектами разработки;
- подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям технологических схем и проектов разработки;
- возможность систематических замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, их группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом, контроль ее качества;
- герметичность и надежность эксплуатации, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения с использованием сточных вод;
- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения ГРП и ОПЗ с целью повышения приемистости пластов, охвата их заводнением, регулирования процесса вытеснения нефти к забоям эксплуатационных скважин.

6.5.1 Текущий технологический процесс системы ППД

Разработка месторождения ведется с реализацией системы ППД путем закачки смеси попутно-добываемой и морской воды.

Поддержание пластового давления на месторождении Дунга началось в 2004 году путем закачки морской воды через вертикальную нагнетательную скважину ДГА-33В в



аптский продуктивный горизонт. В связи с низкой приемистостью скважин прекращена закачка морской воды и с апреля 2008 г. начата закачка попутно-добываемой воды. С марта 2017 г. восстановлена закачка морской воды в смеси с попутно-добываемой водой.

Попутно-добываемая вода после расслоения от нефти собирается в накопительном резервуаре, откуда подпорными насосами через блок фильтров подается на вход высоконапорных насосов ППД.

Морская вода из морской водозаборной станции на берегу моря с помощью подпорных насосов через трубопровод длиной 16 км подается в накопительный резервуар морской воды ЦПС. Далее поток морской воды проходит через фильтр и поступает на вход высоконапорных насосов ППД.

Станция забора морской воды включает в себя:

- береговую фильтрационную траншею;
- насосную водозаборную станцию;
- площадку буферной емкости морской воды;
- перекачивающую насосную станцию;
- площадку блока дозирования реагентов;
- площадку дренажной емкости.

В конце 2019 года введена в строй установка системы подготовки (пластовой, морской) и закачки воды. Предназначена установка для более тонкой очистки воды, поступающей от существующей системы подготовки пластовой воды и установки подготовки морской воды до состояния, позволяющего без осложнений смешивать морскую и пластовую воду перед закачкой в пласт. Общая производительность установки (с учетом 15% резерва) составляет 6 360 м³/сут.

Состав установки подготовки и обратной закачки воды:

- резервуар морской воды;
- резервуар пластовой воды;
- азотная станция;
- дренажная емкость пластовой воды;
- дренажный бетонный колодец для морской воды.

Центробежные насосы (Р-035-0004) ППД марки SULZER MSD установлены в количестве 3 ед. с производительностью каждого 2400 м³/сут.

К Северному манифольду подключены скважины ДГА-46В, ДГА-50Г, ДГА-51Г, ДГА-52Г, ДГА-54Г. К Южному манифольду подключены линии К и L. Скважины 31Д-Г и ДГА-33В подключены к насосам ППД через одиночные линии диаметром 4”.



Подготовка попутно-добываемой воды заключается в очистке до соответствия требованиям технических условий по содержанию нефти и количества взвешенных твердых частиц в воде и включает две стадии:

1. грубая очистка от нефти и механических примесей методом отстоя;
2. вторичная очистка методом сепарации и флотации;
3. фильтрация.

Система подготовки попутно-добываемой воды вод должна работать следующим образом. Вода из накопительного резервуара после разделения от нефти под остаточным давлением поступает на очистные сооружения, состоящие из отстойника и напорных фильтров. Первоначально вода поступает в напорный отстойник, где проходит очистку от мехпримесей и нефтепродуктов. Из отстойника вода поступает в блок напорных фильтров для дополнительной очистки от нефтепродуктов. Уловленная нефть из отстойников и фильтров очистных сооружений отводится в дренажную емкость и далее в голову процесса. В случае получения избыточного количества попутно-добываемых вод потребуются строительство поглощающих и наблюдательных скважин, насосной станции, трубопроводов системы поглощения для утилизации в систему поглощения.

Подготовка морской воды заключается в фильтрации от механических примесей, планктона, биообрастателей и стерилизации воды от СВБ.

Морская вода имеет минерализацию 10-15 г/л, большое количество сульфатов и для её применения требуется изучение совместимости с пластовой водой во избежание возникновения осложнений, связанных с образованием солеотложений в призабойной зоне.

Описание технологической схемы подготовки пластовой воды

Подача требуемого объема пластовой воды на установку подготовки осуществляется насосами Р-205А/В по водоводу диаметром 8" от системы подготовки воды ЦПС-Дунга протяженностью 600 м. Вода поступает на подготовку в буферный резервуар Т-027-0001 свободным наливом, с номинальной температурой 45 °С. Пластовая вода, поступающая на подготовку, содержит в среднем 100 мг/дм³ нефти (50-200 мг/дм³), 20,0 мг/дм³ мехпримесей (5,0-40,0 мг/дм³).

Из буферного резервуара Т-027-0001 вода подается по всасывающему коллектору 10" на вход насосов Р-027-0001А/В(С) (2 рабочих/1 резервный). В коллектор вводится биоцид от блока дозирования реагентов А-039-0001. Насосами Р-027-0001А/В(С) вода направляется в нагнетательный коллектор диаметром 8", по которому с давлением 0,65-0,70 МПа попадает в фильтры с ореховой насадкой FIL-027-0001А/В(С) работают



параллельно, каждый на ~50% от расчетной пропускной способности. В фильтрах задерживается основная часть нефти и мехпримесей. После очистки на фильтрах подготовленная вода по трубопроводу диаметром 6" с давлением 0,53-0,64 МПа направляется на смешение с подготовленной морской водой на входе патронных фильтров FIL-035-0002A/B.

Осадок, накапливающийся в фильтрах FIL-027-0001A/B(C), удаляется в процессе регенерации, которая проводится обратной промывкой фильтрующей насадки пластовой водой. Промывные воды регенерации в виде пульпы с содержанием мехпримесей до 6,0 г/дм³ выводятся по трубопроводам 4", объединяются в коллекторе 4", по которому поступают в емкость обратной промывки V-027-0001 – цилиндрический резервуар-отстойник с коническим днищем и с азотным дыханием парового пространства. Фильтры FIL-027-0001A/B(C) выводятся на регенерацию периодически поочередно; во время проведения регенерации одного из фильтров нагрузка на остающийся(щиеся) в работе фильтр(ы) перераспределяется для обработки всего потока воды. Азотное дыхание парового пространства емкости обратной промывки оборудовано для предотвращения аэрации воды при нахождении в сборнике.

В сборнике обратной промывки V-027-0001 происходит сгущение пульпы, поступающей с фильтров FIL-027-0001A/B(C) при регенерации, до содержания 16-19% твердых включений. Сгущенная пульпа периодически выводится по трубопроводу 4" из нижней части конуса сборника V-027-0001 расходом 10 м³/час в АЦН (бойлер) и отправляется на захоронение (на полигоне промышленных отходов). Осветленная вода обратной промывки выводится из специального кармана сборника V-027-0001 по всасывающему коллектору 4" на вход насосов P-027-0002A/B (рабочий/резервный), которые откачивают ее расходом 68 м³/час в буферный резервуар воды T-027-0001 (в голову процесса). Расчетное содержание нефти в оборотной воде составляет <100 мг/дм³, мехпримесей – <40 мг/дм³.

Принципиальная технологическая схема установки пластовой воды представлена на рисунке 6.5.1.

Описание технологической схемы подготовки морской воды

В состав установки подготовки морской воды на расчетную производительность 1 590 м³/сут входит следующее технологическое оборудование:

- буферный резервуар;
- насосы (рабочий/резервный), подающие воду в фильтр грубой очистки;
- фильтр грубой очистки воды;



- блок вакуумного деаэратора, в состав которого входят:
 - вакуумный деаэратор;
 - водокольцевые вакуумные насосы (рабочий/резервный);
 - сепаратор-каплеуловитель для вакуум-насосов.
- дожимные насосы (рабочий/резервный).

Морская вода для подготовки поступает по подземному трубопроводу 8", подключенному в колодце РИТ-1 к морскому водоводу 6", идущему от заборной станции морской воды (СЗМВ), в буферный резервуар Т-035-0001 свободным наливом с температурой 0-28 °С (в зависимости от времени года). Из буферного резервуара вода подается по всасывающему коллектору 8" на вход насосов Р-035-0001А/В (рабочий/резервный), в коллектор вводится биоцид.

Насосами Р-035-0001А/В вода направляется в фильтр грубой очистки FIL-035-0001 по коллектору диаметром 6", через клапан-регулятор уровня LCV-035-0001 и давлением 0,24-0,34 МПа. В фильтре грубой очистки задерживается основная масса твердых макровключений размером частиц больше 40 микрон.

Осадок, накапливающийся в фильтре грубой очистки, удаляется в процессе регенерации, которая проводится обратной промывкой фильтрующей поверхности фильтра (проволочной сетки) морской водой, и выводится расходом 25 м³/час по трубопроводу 2" в дренажную емкость пластовой воды Т-050-0002. Шлам, накапливающийся в дренажной емкости в результате отстоя воды обратной промывки, периодически отбирается со дна емкости вакуумной установкой и вывозится на захоронение (на полигоне промышленных отходов). Конструкция фильтра грубой очистки обеспечивает проведение регенерации фильтрующей сетки без останова основного процесса.

Вода, прошедшая очистку, направляется после фильтра FIL-035-0001 по трубопроводу 6" в вакуумный деаэратор V-035-0001 для деаэрации, в процессе которой из нее удаляется растворенный кислород. Вакуумный деаэратор представляет собой колонный аппарат с двумя насадочными секциями, обеспечивающими ступенчатое деаэрирование воды при разном уровне вакуума, и кубом колонны, который выполняет роль буфера для проведения окончательного удаления кислорода раствором химреагента (поглотителя кислорода). Вода подается в верхнюю часть деаэратора через устройство, распределяющее поток равномерно по сечению аппарата. Стекая тонкой пленкой вниз по насадкам деаэратора, в секциях которого поддерживается вакуум, вода освобождается от растворенных газов, содержание растворённого кислорода снижается до ~ 50 ppb (частей на миллиард), и попадает в куб колонны, где процесс дегазации завершается химреагентом.



Фактором, определяющим эффективность вакуумного деаэратора, является парциальное давление кислорода в паровом пространстве, снижение которого до требуемого уровня осуществляется удалением парогазовой смеси из рабочего пространства под вакуумом, который является движущей силой процесса. Для этого предусмотрена вакуумная система, состоящая из воздушного эжектора EJ-035-0001, водокольцевых вакуум-насосов P-035-0003A/B (рабочий/резервный) и сепаратора-водоотделителя V-035-0002, обеспечивающая в секциях деаэратора давление $\sim 4,0-4,5$ кПа (абс.) – вакуум $\sim 0,95-0,94$ соответственно, такое же давление в коллекторе всасывания вакуум-насосов. Пары из первой насадочной секции деаэратора отводятся по трубопроводу 3" в коллектор всасывания вакуум-насосов. Пары из второй насадочной секции деаэратора отсасываются эжектором EJ-035-0001 и выбрасываются в коллектор всасывания вакуум-насосов. Для обеспечения работы системы в вакуум-насосы и сепаратор-влагоотделитель подается морская вода по отводу от трубопровода после фильтра грубой очистки, расходом $2,1-2,5$ м³/час и $0,45-0,5$ м³/час соответственно. Отработанная вода выводится из сепаратора-водоотделителя в дренажную емкость T-050-0002, из которой погружными насосами P-050-0002/0003 возвращается в голову процесса. В кубе деаэратора, куда вода поступает после насадочных секций, ее дегазация завершается добавлением химреагента-поглотителя кислорода. За счет поглощения кислорода химическим поглотителем достигается его содержание ~ 10 ppb.

Дегазированная вода из куба деаэратора по трубопроводу 8" поступает в коллектор на входе дожимных насосов P-035-0002A/B (рабочий/резервный). В коллектор перед насосами предусмотрена подача биоцида из расчета среднего целевого содержания в подготовленной воде 600 ppm, который поступает от блока дозирования реагентов A-039-0001. Насосами P-035-0002A/B подготовленная вода направляется расходом давлением $0,46-0,58$ МПа по трубопроводу 6" через регулятор уровня LCV-035-0002 на вход патронных фильтров FIL-035-0002A/B, где объединяется с потоком подготовленной пластовой водой. От линии нагнетания насосов P-035-0002A/B предусмотрен отвод воды в куб деаэратора для постоянной циркуляции части подготовленной воды. В этот циркулирующий поток подается раствор поглотителя кислорода расходом $2,0$ ($1,0$) л/час – для разбавления перед вводом в процесс.

Принципиальная технологическая схема установки морской воды представлена на рисунке 6.5.1.



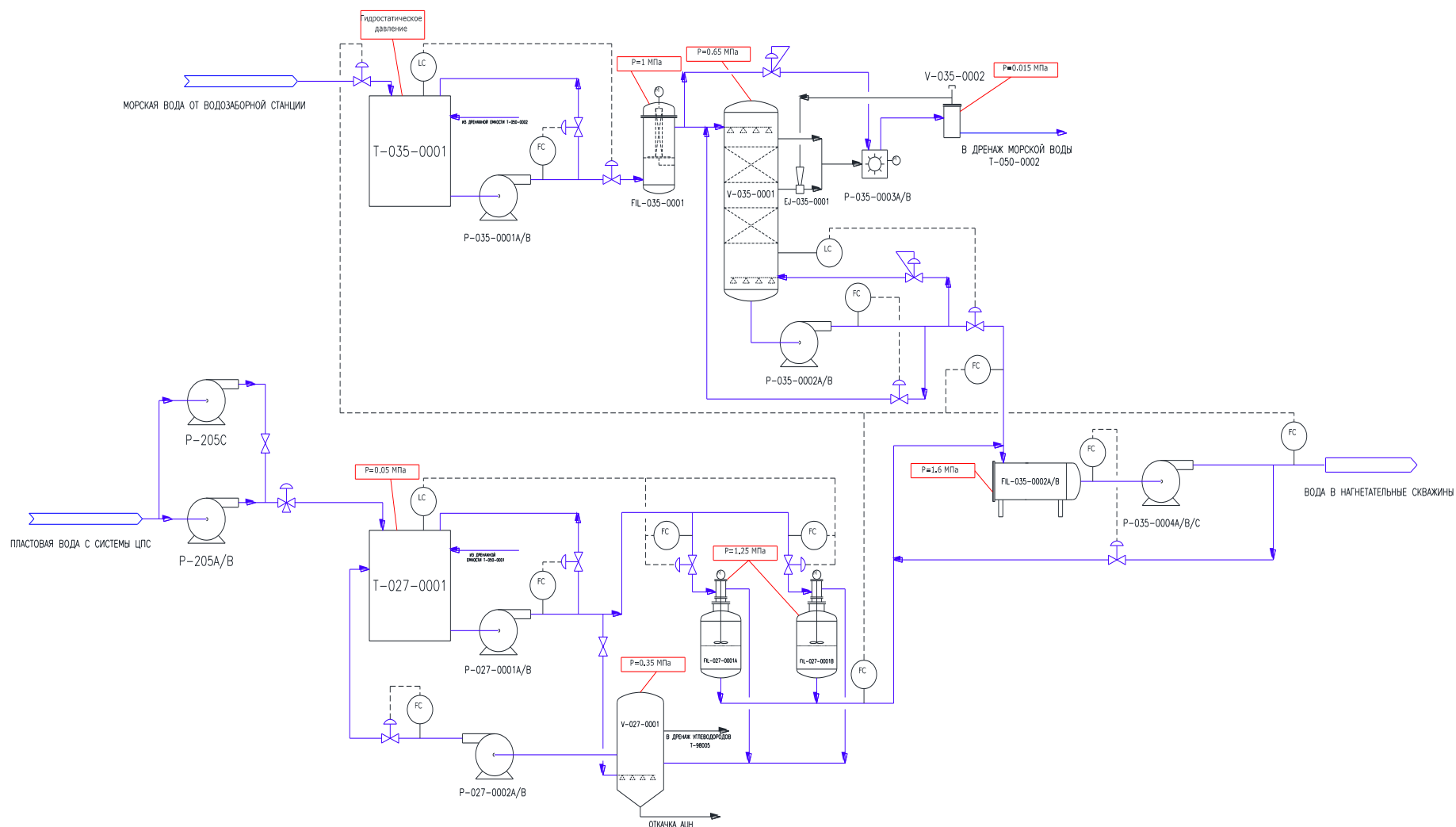


Рис. 6.5.1 – Принципиальная схема установки подготовки пластовой и морской воды для закачки в систему ППД

В настоящее время от УКПГ в скважину ДГА-45В также закачивается нестабильный газовый конденсат (НГК). Закачка нестабильного газового конденсата за 2024 год составила 32 748 м³, средняя приемистость – 91,0 м³/сут.

В **таблице 6.5.1** приведена динамика закачки воды (пластовой, морской) и НГК за период 2019-2024 гг.

Таблица 6.5.1 – Динамика закачки воды (пластовой, морской) и НГК

Год	Закачка воды, тыс. м ³		Закачка НГК, тыс. м ³		Добычи жидкости, тыс. т	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт
2019	868,7	605,4	41,0	34,3	1413,0	1236,9
2020	1077,3	806,1	41,0	30,1	1420,0	1137,3
2021	1202,8	811,8	47,0	35,3	1786,0	1248,5
2022	1229,6	783,8	44,3	38,4	1580,0	1221,9
2023	1672,0	746,9	49,5	29,4	1837,0	1143,5
2024	1599,6	1104,0	45,0	32,8	1727,0	1465,4

На входе установки подготовки пластовой воды установлен расходомер таговый номер FIT-027-0001, тип – электромагнитный, изготовитель – Krohne, марка – OPTIFLUX 4300 C.

На входе установки подготовки морской воды установлен расходомер таговый номер FIT-035-0001, тип – электромагнитный, изготовитель – Krohne, марка – OPTIFLUX 4300 C.

Производится отдельный учет пластовой и морской воды, закачиваемых в пласт. Далее на основе данных счетчиков на устье скважин производится распределение закачки по каждой скважине отдельно.

6.5.2 Рекомендации к качеству закачиваемых вод

Качество подготовки воды должно удовлетворять критериями закачки с тем, чтобы не допустить повреждения пласта, отсутствие кислорода, чтобы не спровоцировать развитие коррозионных процессов в нефтепромысловом оборудовании. Превышение норм и требований к качеству воды по содержанию твердых частиц и эмульгированной нефти может привести к закупорке поровых каналов и снизить приемистость пласта, что, в свою очередь, приводит к снижению нефтеотдачи.

Вода, применяемая для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть стабильной и совместимой с пластовой водой продуктивных горизонтов. Совместимость закачиваемой воды с пластовой водой и породами пласта является показателем способности воды к образованию и выделению осадков, которые могут коагулировать фильтр нагнетательных скважин и призабойную зону. Выделение осадков происходит в ходе химических реакций при смешивании вод различного состава и возникновения пересыщенных растворов.



Подготовка закачиваемых сточных вод направлена на удаление механических примесей и эмульгированной нефти до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, подавление роста микроорганизмов и предотвращения солеобразования.

Требования к качеству вод, закачиваемых в пласты для ППД определены в СТ РК 1662-2007 по следующим показателям:

1. Водородный показатель (рН).
2. Фильтрационная характеристика.
3. Совместимость с пластовой водой и породой.
4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти.
5. Содержание нефти и механических примесей в зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора.
6. Содержание растворенного кислорода.
7. Набухаемость пластовых глин.
8. Коррозионная активность.
9. Содержание сероводорода.
10. Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).
11. Содержание ионов трехвалентного железа.

Для продуктивных аптского горизонта приняты следующие значения мехпримесей и нефтепродуктов:

Показатели	Аптский горизонт
Количество мех. примесей	до 3 мг/л
Содержание нефтепродуктов	до 5 мг/л

Для выполнения перечисленных требований используемые воды должны пройти соответствующую подготовку перед закачкой в пласт. 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.

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды.

Источниками водоснабжения системы ППД являются попутно добываемая пластовая (сточная) вода из ЦПС и морская вода Каспийского моря. Состав и физико-химические свойства сточной и морской вод представлены в **таблице 6.5.2.**



Таблица 6.5.2 – Сравнение состава и физико-химических свойств вод, применяемых для заводнения

Источники водоснабжения	Механические примеси, мг/л	pH	Содержание ионов, мг*л/мг*экв/л							Общая минерализация, г/л
			SO ₄ ⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	K ⁺ +Na ⁺	Fe ⁺⁺ +Fe ⁺⁺ ₊	
Сточная (пластовая) вода	26,6	6,2	1 150,8	15 186,8	292,8	1002	425,6	8 448,5	4,2	26,507
Морская вода	следы	7,7	3 663,2	6 689,4	219,6	350,7	952,4	3 908,9	не обн.	15,774
Смешанная для закачки вода (пластовая + морская)	9,1	7,4	1 927,1	11 514,2	378,2	701,4	425,6	6 925,2	1,7	21,872

Анализ содержания нефтепродуктов и механических примесей в закачиваемой воде проводится регулярно. Результаты контроля содержания мехпримесей, нефтепродуктов и сероводорода в закачиваемой воде приведены в **таблице 6.5.3.**

Таблица 6.5.3 – Содержание мех. примесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде

Год	Содержание мехпримеси, мг/л	Содержание нефтепродуктов, мг/л
2019	11,6	67,9
2020	22,7	22,7
2021	13,4	21,8
2022	13,8	33,1
2023	16,4	75,4
2024	20,5	62,7

Результаты анализов показывают, что они не соответствуют требуемому качеству. Поэтому необходимо совершенствовать процесс водоподготовки, доведя водоочистку до требуемых показателей.

Как правило, в мировой практике, на месторождениях с большими объемами подготовки воды, применяются комплексные технологии очистки воды с применением физического и химического воздействия.

К основным физическим методам очистки следует отнести следующее оборудование:

1. Гравитационное разделение;
2. Гидроциклоны-нефтеотделители;
3. Гидроциклоны-пескоотделители;
4. Установка принудительной газовой флотации;
5. Компактные флотационные установки;
6. Дегазаторы;
7. Фильтры.



Для химического воздействия при подготовке воды используют следующие химические реагенты:

✓ Коагулянты ✓ Флокулянты ✓ Водоосветлителей ✓ Дозирование диоксида хлора	}	<i>вещества, способные ускорять процесс объединения мелких взвешенных частиц способствующие быстрому осаждению и осветлению воды</i> <i>дезинфекция СВБ / удаление железа, марганца и сульфида</i>

Рекомендуется рассмотреть возможность проведения лабораторных исследований и далее опытно-промышленных испытаний химических реагентов (коагулянтов, флокулянтов, водоосветлителей) различных производителей для подготовки сточной (пластовой) воды для нужд системы ППД.

6.5.3 Проектные решения по системе ППД

На месторождении Дунга создана герметичная система поддержания пластового давления, состоящая из водоводов низкого давления, нагнетательных коллекторов высокого давления, насосами, через которые закачиваемая вода под давлением подается на устье нагнетательных скважин эксплуатационного фонда.

При определении наиболее оптимальных решений, необходимых для обеспечения проектных объемов закачки рабочего агента в систему ППД в соответствии с планируемыми объемами ввода проектных скважин в эксплуатацию, было рассмотрено четыре варианта по обустройству объектов ППД.

Таблица 6.5.4 – Вариант №1. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки					
				2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Оборудование:								
1.1	Перевод скважин под нагнетание воды	ед.	27	6	1	6	4	5	5
1.2	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	27	6	1	6	4	5	5
1.3	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	компл.	27	6	1	6	4	5	5
2	Прокладка трубопроводов:								
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание	м	15960	2640	310	2550	1730	4050	4680



Таблица 6.5.5 – Вариант №2. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки				
				2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Оборудование:							
1.1	Перевод скважин под нагнетание воды	ед.	27	6	5	4	4	8
1.2	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	27	6	5	4	4	8
1.3	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	компл.	27	6	5	4	4	8
2	Прокладка трубопроводов:							
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание	м	15940	2630	1990	2350	1940	7030

Таблица 6.5.6 – Вариант №3. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки						
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Оборудование:									
1.1	Перевод скважин под нагнетание воды	ед.	40	6	5	6	6	6	5	6
1.2	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	40	6	5	6	6	6	5	6
1.3	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	компл.	40	6	5	6	6	6	5	6
2	Прокладка трубопроводов:									
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, Ду 100) скважин, переведенных под нагнетание	м	27330	2640	1990	3130	4900	5170	3690	5810



Таблица 6.5.7 – Вариант №4. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки					
				2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Оборудование:								
1.1	Перевод скважин под нагнетание воды	ед.	34	6	5	6	6	6	5
1.2	Перевод скважин под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК)	ед.	2				1	1	
1.3	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	34	6	5	6	6	6	5
1.4	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемого нестабильного газового конденсата (НГК)	ед.	2				1	1	
1.5	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	компл.	36	6	5	6	7	7	5
2	Прокладка трубопроводов:								
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, Ду 100) скважин, переведенных под нагнетание	м	22150	2640	1990	3130	5880	4510	4000
2.2	Прокладка газопроводов скважин, переведенных под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК)	м	1 020				320	700	
2.3	Прокладка нагнетательного сточного газопровода (пластиковая, Ду 89)	м	10400				10400		

6.5.4 Рекомендации по системе ППД

В связи с превышением значений показателей качества воды в закачиваемой воде рекомендуется продолжить работы по улучшению водоподготовки.

Рекомендуется рассмотреть возможность проведения лабораторных исследований и далее опытно-промышленных испытаний химических реагентов (коагулянтов, флокулянтов, водоосветлителей) различных производителей для подготовки сточной (пластовой) воды для нужд системы ППД.



6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Установка подготовки газа (УПГ) предназначена для получения товарного газа методом низкотемпературной сепарации попутного нефтяного газа. Дополнительным продуктом низкотемпературной сепарации является нестабильный газовый конденсат (НГК), состоящий из пропана, бутана и небольших количеств пентанов и гексанов, который не является продуктом, удовлетворяющим требованиям к товарной пропан-бутановой фракции, и применяется на месторождении для обратной закачки в пласт. В настоящее время нестабильный газовый конденсат закачивается в скважину ДГА-45В.

Производительность УПГ по НГК 50 тыс. м³ в год, что обусловлено производительностью насоса высокого давления для нагнетания сжиженного газа в пласт равным 5,7 м³/час, и, следовательно, соответствует технологическим показателям разработки по объему закачки сжиженного газа.

В установку обработки газа входят следующие технологические блоки:

- блок низкотемпературной сепарации газа;
- блок подогрева и закачки НГК;
- блок регенерации и впрыскивания гликоля.

Сжатый в блоке компрессии газ с давлением 92 атм и температурой 45 °С поступает в блок низкотемпературной сепарации газа. Сначала газ охлаждается за счет теплообмена с осушенным газом в теплообменнике газ/газ Е-201. Этот теплообменник выполняет двойную функцию. Во-первых, он охлаждает входной газ. Во-вторых, он нагревает осушенный газ. Охлажденный входной газ течет из теплообменника газ/газ в теплообменник газ/жидкость Е-202, где входной газ охлаждается далее. Наконец, газ расширяется до давления 15 атм через клапан TCV-401 (JT) до окончательной температуры. За счет эффекта Джоуля-Томпсона газ охлаждается до -21 °С при заданных условиях. Понижение температуры вызывает конденсацию части входящего газа. Хотя в некоторой степени сконденсируются все компоненты входящего газа, более тяжелые компоненты, такие как пропан и бутан, будут конденсироваться легче, чем более легкие компоненты, как метан и этан. В результате жидкая фаза, выходящая из холодного сепаратора, будет иметь большую концентрацию тяжелых компонентов, а газообразная часть – легких компонентов. Часть воды в потоке входящего газа также сконденсируется при его охлаждении. Гликоль впрыскивается перед теплообменниками газ/газ и газ/жидкость для абсорбции воды по мере ее конденсации. Это необходимо для предотвращения образования гидратов.



Жидкие углеводороды и смесь гликоль/вода, называемая «обогащенный гликоль», образует в газовом потоке жидкости отдельных фаз. За счет скорости прохождения потока через трубы теплообменника и после него обычно жидкость и газ смешиваются до входа в низкотемпературный сепаратор.

Внутри низкотемпературного сепаратора V-401, углеводородный газ, углеводородная жидкость и обогащенный гликоль разделяются следующим образом: углеводородный газ, называемый «осушенный газ», выделяется из жидкости сравнительно быстро и поступает в верхнюю часть сепаратора через каплеотбойник, который собирает капли уловленной жидкости из потока газа.

Коагулятор в сепараторе облегчает отделение углеводородной жидкости и обогащенного гликоля. По мере сепарации жидкости разница в плотности заставляет жидкие углеводороды подниматься на поверхность, а обогащенный гликоль скапливаться на дне сепаратора таким же образом, как отделяются нефть и вода.

Жидкие углеводороды перетекают через перегородку, расположенную ниже коагулятора, и собираются в успокоителе сепаратора. Они поступают в успокоительную емкость при контроле уровня (LIC-401C или LIC-401B), и далее в систему стабилизации жидкого продукта.

Обогащенный гликоль остается в верхней части потока над перегородкой. Он поступает в отстойную емкость сепаратора при контроле уровня (LIC-403A), и далее течет в систему регенерации гликоля. Перед тем, как осушенный газ покинет установку, он разогревается за счет теплообмена с входным газом в теплообменнике газ/газ E-201. Точка росы осушенного газа будет равна рабочей температуре в низкотемпературном сепараторе. Это означает, что жидкость не будет конденсироваться из осушенного газа, пока температура не упадет ниже рабочей температуры низкотемпературного сепаратора. Необходимо отметить, что точка росы – это функция давления. Если давление осушенного газа изменяется после выхода из установки, точка росы также изменяется. С другой стороны, углеводородная жидкость, выходящая из низкотемпературного сепаратора, нагнетается при давлении 61 атм насосами P-603/P-604 в теплообменник газ/жидкость E-202, где разогревается за счет теплообмена с входным газом. Давление углеводородной жидкости увеличивается выше критического во избежание испарения, и на следующих ступенях оно поддерживается в виде «плотного газа».

Далее плотный газ нагревается в нагревателе H-701 до 85 °С. Наконец, жидкость (НГК) нагнетается насосами P-601/P-602 в трубопровод для закачки в скважину.

Закачка нестабильного газового конденсата за 2024 год составила 32 748 м³, средняя приемистость – 91,0 м³/сут.



Проектные решения по закачке НГК

На месторождении Дунга создана герметичная система по обратной закачке в пласт нестабильного газового конденсата (НГК), состоящая из трубопроводов высокого давления, насосов, через которые закачиваем НГК под давлением подается на устье нагнетательной скважины ДГА-45В.

Согласно варианту разработки №4, определены наиболее оптимальные решения, необходимые для обеспечения проектных объемов закачки НГК в соответствии с планируемыми объемами ввода проектных скважин в эксплуатацию.

Таблица 6.6.8 – Вариант №4. Объемы работ по годам по вводу в эксплуатацию проектных объектов и расширению действующей системы обратной закачки НГК

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки					
				2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Оборудование:								
1.1	Перевод скважин под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК)	ед.	2				1	1	
1.2	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемого нестабильного газового конденсата (НГК)	ед.	2				1	1	
1.5	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	компл.	2				1	1	
2	Прокладка трубопроводов:								
2.2	Прокладка трубопроводов для скважин, переведенных под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК) (СПТ, Ду 76 мм, Р=12 МПа)	м	1 020				320	700	
2.3	Прокладка нагнетательного сточного газопровода (СПТ, Ду 89 мм, Р=12 МПа)	м	10 400				10 400		



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

7.1.1 Требования к конструкциям скважин

На дату отчета на месторождении пробурено 204 эксплуатационные скважины, из них: 132 добывающие скважины (125 – действующих, 7 – в бездействии), 5 скважин в освоении и обустройстве, 1 скважина в консервации, 3 – ликвидированы, 62 водонагнетательные (61 – действующая, 1 – в бездействии), 1 газонагнетательная.

Выбор типовой конструкции является одним из важнейших мероприятий для обеспечения безопасной проводки проектных скважин в зависимости от горно-геологических условий вскрываемого разреза, надежного разобщения пластов, а также максимального соблюдения правил охраны недр при строительстве скважин и разработке месторождений.

Конструкция скважины должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины.

Основные параметры конструкций скважины: число и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, которые необходимы для бурения под каждую обсадную колонну, а также высота подъема и качество тампонажного раствора за ними, обеспечение полноты вытеснения бурового раствора.

Разработка конструкции скважины базируется на следующих основных геологических и технико-экономических факторах:

- геологические особенности залегания горных пород, их физико-механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;
- назначение и цель бурения скважины;
- предполагаемый метод заканчивания скважины;
- способ бурения скважины;
- уровень организации, техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;
- уровень квалификации буровой бригады и организация материально-технического обеспечения;
- способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.



К объективным геологическим факторам относят предполагаемую и фактическую литологию, стратиграфию и тектонику разреза, мощность пород с различными проницаемостью, прочностью, пористостью, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления.

В процессе разработки залежи ее начальные пластовые характеристики будут изменяться, так как на пластовые давления и температуру влияют продолжительность эксплуатации, темпы отбора флюидов, способы интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, использование новых видов воздействия на продуктивные горизонты в целях более полного извлечения нефти и газа из недр, поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин.

Рациональной можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие, отмеченные выше, факторы и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Последнее условие является принципиальным, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени затрачивается на бурение интервала ствола между креплениями, тем меньше число и тяжесть возникающих осложнений и ниже стоимость проводки скважины.

В Проекте разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г. предусматривается бурение вертикальных добывающих скважин на меловые (аптские) и юрские продуктивные горизонты.

С учетом горно-геологических условий бурения, на основании опыта пробуренных скважин и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан [1, 46], для разработки аптских продуктивных отложений рекомендуется следующая конструкция скважин:

- Направление $\varnothing 339,7$ мм устанавливается с целью предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.
- Кондуктор $\varnothing 219,1$ мм устанавливается с целью перекрытия неустойчивых, поглощающих отложений и предотвращения гидроразрыва пород в случае нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования (ПВО) и подвески последующих обсадных колонн.
- Эксплуатационная колонна $\varnothing 139,7$ мм устанавливается с целью перекрытия меловых отложений, испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных



горизонтов.

Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин для бурения на меловые продуктивные горизонты приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонны	Диаметр, мм		Интервал спуска колонны, м		Высота подъема цемента (ВПЦ) от устья, м
	долота	колонны	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
Направление	393,7	339,7	0	30	0
Кондуктор	269,9	219,1	0	700	0
Эксплуатационная колонна	193,7	139,7	0	1750	300

Примечания

1. В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений;
2. Допустимо изменение типоразмеров долот и обсадных колонн.

Также, для разработки аптских продуктивных отложений рекомендуется конструкция скважин с горизонтальным окончанием:

- Направление $\varnothing 339,7$ мм устанавливается с целью предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.
- Кондуктор $\varnothing 244,5$ мм устанавливается с целью перекрытия неустойчивых, поглощающих отложений и предотвращения гидроразрыва пород в случае нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования (ПВО) и подвески последующих обсадных колонн.
- Эксплуатационная колонна $\varnothing 177,8$ мм устанавливается с целью перекрытия меловых отложений, испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов.
- Эксплуатационный хвостовик (щелевой фильтр) $\varnothing 127,0$ мм устанавливается с целью перекрытия меловых отложений, испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Рекомендуемая конструкция скважин с горизонтальным окончанием приведена в таблице 7.1.2.



Таблица 7.1.2 – Рекомендуемая конструкция скважин с горизонтальным окончанием

Наименование колонны	Диаметр, мм		Интервал спуска колонны, м		Высота подъема цемента (ВПЦ) от устья, м
	долота	колонны	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
Направление	393,7	339,7	0	30	0
Кондуктор	311,1	244,5	0	700	0
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	0	точка А	300
Эксплуатационный хвостовик (щелевой фильтр)	152,4	127,0	точка А	точка Б	не цементируется

Примечания

1. В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений;
2. Допустимо изменение типоразмеров долот и обсадных колонн.

Для разработки юрских отложений рекомендуется следующая конструкция скважин.

- Направление $\varnothing$ 339,7 мм устанавливается с целью предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.
- Кондуктор $\varnothing$ 244,5 мм устанавливается с целью перекрытия неустойчивых, поглощающих отложений и предотвращения гидроразрыва пород в случае нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования (ПВО) и подвески последующих обсадных колонн.
- Эксплуатационная колонна $\varnothing$ 177,8 мм устанавливается с целью перекрытия меловых отложений, испытания (освоения) и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов.
- Эксплуатационный хвостовик $\varnothing$ 127,0 мм устанавливается с целью перекрытия юрских отложений, испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.3.

Таблица 7.1.3 – Рекомендуемая конструкция скважин (юрские горизонты)

Наименование колонны	Диаметр, мм		Интервал спуска колонны, м		Высота подъема цемента (ВПЦ) от устья, м
	долота	колонны	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
Направление	393,7	339,7	0	30	0
Кондуктор	311,1	244,5	0	700	0
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	0	1700	300
Эксплуатационный хвостовик	152,4	127,0	1650	2300	1650

Примечания

1. В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине



глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений;

2. Допустимо изменение типоразмеров долот и обсадных колонн.

При бурении вертикальных скважин отклонение от вертикали не должно превышать 3-5 градусов [2].

Окончательные решения по конструкции проектных скважин, выбору типа и компонентного состава бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, методу освоения будут приняты при разработке технических проектов на строительство скважин.

7.1.2 Требования к производству буровых работ

Принимая во внимание проектные глубины и необходимость спуска обсадных колонн, бурение скважин рекомендуется производить мобильными буровыми установками с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной/бурильной колонны и ведения аварийных работ – допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40% [2].

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан по безопасности ведения буровых работ [1, 2].

7.1.3 Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования и тампонажных материалов проведен с учетом геологических условий, рекомендуемых конструкций скважин и анализа крепления ранее пробуренных скважин.

Рекомендации по цементированию скважин представлены в таблице 7.1.4.



Таблица 7.1.4 – Рекомендации по цементированию обсадных колонн

Наименование показателей	Кондуктор 700 м		Эксплуатационная колонна 1750 (1700) м		Эксплуатационный хвостовик* 1650-2300 м
1	2	3	4	5	6
Высота подъема цемента	до устья	на 100 м выше башмака	300 м от устья	на 100 м выше кровли продуктивных горизонтов	до головы эксплуатационного хвостовика
Тип цемента	ПЦТ I-G-CC или класс G (HSR)				
Плотность цементного раствора, г/см ³	1,35	1,85-1,90	1,35	1,90	1,90
Добавки	облегчающая добавка, ускоритель схватывания, пеногаситель	понижитель водоотдачи, пеногаситель	облегчающая добавка, понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель	понижитель водоотдачи, дисперсант, замедлитель схватывания, пеногаситель	понижитель водоотдачи, дисперсант, замедлитель схватывания, пеногаситель
Буферная жидкость	техническая вода, ПАВ		техническая вода, ПАВ, буферный материал		техническая вода, ПАВ, буферный материал

* При бурении на юрские отложения

Для достижения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий:

- обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);
- применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве; осуществлять расхаживание обсадной колонны для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора;
- использовать технологию цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента и предотвращения возможных поглощений;
- использовать две цементировочные пробки для лучшего разделения цементного и бурового растворов;



- применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин; уточнять места установки технологической оснастки после проведения ГИС.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

7.2.1 Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии

При выборе типа промывочной жидкости для первичного вскрытия продуктивных пластов необходимо учесть все возможные осложнения, которые базируются на геологической информации по месторождению Дунга:

- размыв устья скважины;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- посадки, затяжки и прихваты бурильного инструмента из-за осыпей и обвалов, сужения ствола скважины и сальникообразования;
- поглощения промывочной жидкости;
- нефтегазоводопроявления.

Так как продуктивные пласты вскрываются совместно с отложениями низов палогена, верхнего и нижнего мела, в разрезе которых содержится до 60 % глин, в которых отмечены высокая кавернозность, сальникообразование и прихватоопасность, а также, учитывая высокую глинистость продуктивных пластов (до 40 %), при использовании неингибирующих систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их вязкостных и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза. Это приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины, очистки его от выбуренной породы, поглощению бурового раствора, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны пласта тонкодисперсными глинистыми частицами, что негативно влияет на продуктивность скважин и увеличивает срок их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта (пористость, проницаемость) и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибирующих полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:



- низкое содержание в них твердой фазы, особенно её активной коллоидной части;
- используемые полимерные химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских характеристик пласта и недопущения его кольтатации, в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, во избежание необратимого их загрязнения, необходимо использовать кислоторастворимые временно закупоривающие материалы, такие, как обычный зернистый и хлопьевидный карбонат кальция, представленные молотым мрамором или метаморфическим известняком.

В качестве добавки, ингибирующей гидратацию глин, слагающих разрез скважин и образующих внутрислоевой цемент продуктивных коллекторов, необходимо использовать хлористый калий (KCl) в количестве от 5 % до 9% к объему обрабатываемого раствора, в зависимости от активности разбураиваемых глин и скорости нарастания содержания коллоидной фазы в буровом растворе. С целью достижения необходимого ингибирующего эффекта содержание ионов K^+ в фильтрате бурового раствора должно быть не менее, чем от 27 000 мг/л до 50 000 мг/л. В случае интенсивных осыпей и обвалов стенок скважины возможно увеличение концентрации KCl. Возможно также применение других эффективных ингибиторов гидратации глин, в частности, таких органических продуктов, как полиамины или поликатионные реагенты.

В качестве структурообразователя, позволяющего эффективно регулировать реологические параметры бурового раствора, прежде всего, ДНС, в интервалах бурения, рекомендуется применять биополимер на основе ксантановой камеди.

Фильтрацию (водоотдачу) бурового раствора регулировать модифицированным или карбоксиметилированным крахмалами, относящимися к продуктам, не повреждающим продуктивные пласты.

Тенденция к сальникообразованию и налипанию глины на бурильные трубы и элементы КНБК устраняется применением бурового детергента.

Для недопущения бактериального заражения и деструкции полимеров буровой раствор обрабатывается биоцидом (бактерицидом).

Плотность бурового раствора (если она не вызывается необходимостью обеспечения устойчивости стенок скважины) в интервалах совместимых условий бурения определяется



из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) на величину:

- 1) 10-15% - для скважин глубиной до 1200 метров (интервалов от 0 до 1200 метров включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см²);
- 2) 5-10% - для скважин глубиной до 2500 метров (интервалов от 1200 до 2500 метров включительно), но не более 2,5 МПа (25 кгс/см²).

Технология углубления скважин в продуктивном разрезе, режим бурения и параметры бурового раствора должны учитывать создание минимальных гидродинамических нагрузок на стенки скважины.

Согласно Правил [2] (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.):

- Пункт 85-4: Рецепт и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин.
- Пункт 85-5: В процессе бурения и промывки скважины параметры (свойства) бурового раствора контролируются с периодичностью – плотность и вязкость через 10-15 минут, температура, фильтрация, содержание песка, содержание коллоидной фазы, pH, СНС1/10 и реологические показатели (эффективная вязкость и динамическое сопротивление сдвига) – каждые 4 часа. При разбуривании газовых горизонтов плотность бурового раствора, выходящего из скважины, и после дегазатора измеряется через каждые 5 минут, остальные показатели с периодичностью, указанной выше. При отсутствии на буровой газокаротажной станции два раза в смену проводится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Параметры бурового раствора записываются в журнале.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины в активных глинах, необходимо увеличить концентрацию ингибитора гидратации глин, а в слоистых породах (сланцах), склонных к осыпям, применять добавки микрокольматантов.

Если же осыпи и обвалы стенок скважины продолжаются, необходимо ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения этих осложнений, при этом не вызывая поглощений.

Для недопущения нефтегазоводопроявлений требуется непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем бурового раствора в рабочих ёмкостях с использованием специальных приборов.

В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще, использовать в необходимом количестве и сочетании разные по форме и размеру частиц наполнители,



такие как: зернистые пластикова и резиновая крошка, волокнистые древесные опилки и обрезки целлофана, чешуйчатые слюда и пластиковые хлопья, а также другие всевозможные материалы-наполнители.

В случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах использовать исключительно зернистый (обычный) и чешуйчатый карбонат кальция разных фракций.

В целях своевременного реагирования на возникающие вышеуказанные осложнения, на буровой необходимо иметь достаточный запас утяжелителя для поднятия плотности бурового раствора в циркуляционной системе до необходимой, а также достаточный запас различных по своему вещественному составу, форме и фракционному составу наполнителей.

С целью более эффективной очистки ствола скважины, особенно в его кавернозной части, периодически в процессе бурения, а также при подготовке ствола к спуску обсадных колонн, необходимо прокачивать специально приготовленные пачки раствора той же плотности с ДНС, увеличенным на 40-50 % по сравнению с рабочим раствором. Объём пачек должен быть таким, чтобы обеспечивать высоту их столба в затрубном пространстве ± 100 м.

Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твёрдой фазы в буровом растворе и её регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки и регулирования содержания твёрдой фазы (вибрационные сита, оснащённые сетками с ячейками от 40-80 меш для грубой очистки до 180-270 меш для тонкой очистки, гидроциклонные пескоотделитель, илоотделитель и центрифуга). Надлежащее использование системы очистки с совокупным коэффициентом эффективности удаления выбуренной породы из бурового раствора не ниже 90% позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров раствора, сократить затраты на его обработку (избежать максимального разбавления) и обеспечить минимальную степень загрязнения продуктивных пластов тонкодисперсной твёрдой фазой.

Конкретная рецептура бурового раствора и его параметры выбираются при разработке технического проекта на строительство скважин, на основе действующей нормативно-технической документации, с учетом накопленного в этой области опыта.

7.2.2 Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости



Основные требования, предъявляемые к перфорационным жидкостям – это создание противодавления на пласт, достаточного для предупреждения газонефтепроявлений; недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта.

Исходя из этого, перфорационные жидкости не должны иметь в своем составе твердой фазы, а если таковая присутствует, то она должна быть легко удаляемой с поверхности перфорационных каналов посредством создания депрессии на пласт или установкой солянокислотной ванны.

Учитывая вышеизложенные требования с целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов (пористость и проницаемость) при вторичном вскрытии, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых в каждом конкретном случае определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов.

Рекомендуемый перечень компонентов перфорационной жидкости, их функциональное назначение:

- вода техническая – основа перфорационной жидкости;
- хлористый натрий (NaCl) – соль, водорастворимый утяжелитель;
- хлористый калий (KCl) – ингибитор гидратации внутрипоровой глины;
- каустическая сода – регулятор pH;
- карбоксиметилированный крахмал – понизитель фильтрации, не повреждающий продуктивные пасты;
- пеногаситель кремнийорганический – кремнийорганическая жидкость, пеногаситель буровых растворов различных типов;
- биоцид – предохранитель бактериальной деструкции полимеров;
- немоногенный ПАВ – понизитель поверхностного натяжения на границе раздела фаз.

Перед перфорацией необходимо заполнить скважину перфорационной жидкостью по всей длине ствола скважины.

Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием производится со спуском не цементируемого эксплуатационного хвостовика (щелевого-фильтра) без проведения перфорации, поэтому применение перфорационной жидкости в таких скважинах не предусматривается.



В горизонтальных скважинах возможно применение специальных жидкостей заканчивания для очистки и удаления из призабойной зоны продуктивного пласта фильтрационной корки и полимерных компонентов бурового раствора. Необходимость проведения таких работ, виды и конкретные рецептуры жидкостей заканчивания определяются недропользователем.

7.2.3 Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

Перед проведением вторичного вскрытия (перфорации) продуктивных пластов скважину необходимо подготовить: установить на устье противовыбросовое оборудование для безопасного проведения работ, спустить рабочую колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) со скребком и проработать эксплуатационную колонну. После проработки скважину промыть технической водой до выхода чистой воды и опрессовать эксплуатационную колонну на технической воде.

Перфорацию рекомендуется проводить на водных растворах хлористых солей соответствующей плотности, обеспечивающей безопасное проведение работ, с использованием перфораторов с зарядами, создающими глубоко проникающие каналы, выходящие за пределы пораженной в процессе бурения и цементирования призабойной зоны пласта (ПЗП). Во время перфорации рекомендуется вести наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Снижение уровня жидкости, равно как и самоизлив, не допускаются.

После перфорации и вызова притока произвести геофизические исследования для определения емкостно-фильтрационных свойств продуктивного пласта. По результатам геофизических исследований принимается решение о производстве гидроразрыва пласта с закачкой пропанта.

Для очистки скважины от оставшегося пропанта рекомендуется промывка ствола водным раствором хлористых солей. После промывки произвести спуск глубинного насоса на НКТ, для очистки призабойной зоны пласта, вызова притока и эксплуатации скважины.

Допустимо совершенствовать технологии вскрытия продуктивных горизонтов с целью исключения кольтматации коллекторов.



**8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И
ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ**



9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Месторождение Дунга введено в промышленную разработку с 2007 г. Действующим проектным документом, на основании которого разрабатывается месторождение Дунга, является утвержденный Проект разработки 2019 г., согласно которому предусмотрена разработка 4 основных и 2 возвратных объектов.

- I - нефтяная залежь аптского горизонта K_{1a} ,
- II - возвратный - нефтяная залежь барремского горизонта K_{1br} ,
- III - нефтяная залежь валанжинского горизонта K_{1v} ,
- IV - газовая залежь горизонта Ю-IA,
- V – газонефтяная залежь горизонта Ю-IB,
- VI - возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K_{1al} .

Виды исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения определены на основании «Методических указаний по составлению проектов разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» [2], «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [1].

Целями гидродинамических исследований по контролю и регулированию разработки на данной стадии эксплуатации месторождения являются:

- получение наиболее полной и необходимой информации о состоянии разработки продуктивных залежей;
- оценка и уточнение текущих продуктивных и фильтрационных характеристик пластов;
- оценка состояния прискважинных зон пластов;
- оценка эффективности проведения мероприятий по интенсификации добычи;
- контроль за энергетическим состоянием залежи;

Контроль эксплуатационных характеристик пластов и энергетического состояния залежи обеспечиваются: исследованием профиля притока, определением пластового, забойного, устьевого и затрубного давления, изучением изменений пластовой температуры, исследованием пластов и скважин гидродинамическими и промыслово-геофизическими методами, изучением изменений физико-химических свойств нефти, газа и воды.

За анализируемый период (2019-01.07.2025 гг.) на месторождении проведено 199 исследования. В скважинах добывающего фонда в целях контроля проведено 119 КВД и 3 КВУ. В нагнетательном фонде проведено 80 гидродинамических исследований (КПД)



В таблице 9.1 представлен рекомендуемый комплекс исследовательских работ на месторождении.

Таблица 9.1 - Рекомендуемый комплекс исследовательских работ

№	Виды исследований	Периодичность
1	2	3
1. Геофизические исследования		
1.1	Общие геофизические исследования методами: собственной поляризации (ПС), кажущегося сопротивления (КС), бокового каротажа (БК), гамма каротажа (ГК), кавернометрий (КВ), инклинометрий	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах.
1.2	Детальные геофизические исследования в продуктивной части разреза методами собственной поляризации (ПС), кажущегося сопротивления (КС), индукционного широкополосного многозондового каротажа (ВИКИЗ), бокового каротажа (БК), микробокового каротажа (МБК), гамма каротажа (ГК), нейтронного каротажа (НК), кавернометрий (КВ), акустического каротажа (АК), плотностного гамма-гамма каротажа (ГГКп), спектрального гамма-каротаж (СГК), инклинометрий	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах.
1.3	Определение положения флюидных контактов и коллекторских свойств пластов-коллекторов (выбрать метод в зависимости от скважинных и геологических условий) методами импульсного нейтронного каротажа (ИНК), импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК), импульсного нейтрон-гамма каротажа (ИНГК)	В процессе эксплуатации - по мере необходимости, но не реже 1-2 раза в год.
1.4	Геофизические исследования в колонне: - уточнение выбора объекта и привязка к разрезу при прострелочно-взрывных работах методами локатора муфт (ЛМ), гамма каротажа (ГК), нейтрон-нейтронного каротажа (ННК)/нейтрон-гамма каротажа (НГК), термометрий (ТМ). - определение эксплуатационных характеристик изучаемого объекта и технического состояния скважины методами высокочувствительной термометрий (ВТ) термометрий (ТМ), расходомеров (РГД), скважинного термодобитомера (СТД), влагометров (ВГД), барометрий (МН), резистивиметрий (РИС), трехканальной шумометрий (ШУМ)	В процессе эксплуатации - по мере необходимости, а также до и после осуществления какого-либо технологического или технического мероприятия.
1.5	Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня методами локатора муфт (ЛМ), акустического каротажа цементажа (АКЦ), скважинного гамма дефектомер-толщинометра (СГДТ), профилометрий (КВ), гироскопической инклинометрий	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах. В процессе эксплуатации - по мере необходимости.
2. Отбор и исследование проб нефти, газа и воды		
2.1	Отбор и исследование глубинных проб нефти и растворенного газа	Во всех вновь пробуренных скважинах - разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин - не менее одного раза в два года
2.2	Отбор и исследование поверхностных проб нефти и газа	Во всех вновь пробуренных скважинах - разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – ежеквартально, в обводненных - ежемесячно
2.3	Отбор и исследование проб пластовой воды	Во всех вновь пробуренных скважинах - разовые, перед вводом в эксплуатацию.



№	Виды исследований	Периодичность
1	2	3
		По переходящему фонду скважин - не менее одного раза в год
2.4	Определение источников обводнения	Во всех действующих скважинах по мере необходимости
2.5	Замеры содержания в закачиваемой воде взвешанных частиц	По мере необходимости
3. Гидродинамические и промысловые исследования		
3.1	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного и затрубного давления	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ – разовые исследования По переходящим еженедельно
3.2	Определение обводненности добываемой продукции	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ – разовые исследования По переходящим - еженедельно
3.3	Определение газового фактора	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ – разовые исследования При $R_{пл}$ и $R_{заб} > R_{нас}$ - раз в год; при $R_{заб} < R_{нас}$ – ежеквартально; при $R_{пл} \leq R_{нас}$ - ежемесячно
3.4	Определение пластового давления (статического уровня) и температуры в добывающих и нагнетательных скважинах	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ – разовые исследования По переходящему фонду скважин - не менее одного раз в квартал
3.5	Определение забойного давления (динамического уровня) по добывающим и нагнетательным скважинам	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ – разовые исследования По переходящему фонду скважин - не менее одного раза в квартал
3.6	Исследование МУО (не менее 3-х режимов)	Во всех вновь пробуренных скважинах - разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду – по мере необходимости
3.7	Исследование методом КВД и КПД	Во всех вновь пробуренных скважинах - разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду – по мере необходимости
3.8	Исследование скважин и пластов на приемистость продуктивных пластов-коллекторов	Во всех добывающих скважинах, которые запланированы к переводу в нагнетательный фонд для закачки воды рекомендуется провести исследования по определению приемистости

Обязательный комплекс промысловых исследований включает в себя: определение забойных и пластовых давлений, дебитов нефти, жидкости добывающих скважин, обводнённости и газового фактора, контроль за эксплуатацией скважин.

Согласно «Единым правилам» [6] (п. 346) на месторождениях с большим фондом скважин и длительным сроком восстановления давления (более пяти суток) периодичность замеров может быть изменена.

Наблюдения за разработкой осуществляются в добывающих и нагнетательных, а также используемых в этих целях наблюдательных и пьезометрических скважинах, количество и местоположение которых определяются проектом промышленной разработки.



9.1.1 Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

В процессе бурения эксплуатационных скважин промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

- В открытом стволе после окончания проводки скважины;
- В эксплуатационных скважинах – исследования по контролю за разработкой.

Исходя из анализа материалов качественной и количественной интерпретации геофизических исследований в скважинах, выходящих из бурения, с целью расчленения разреза на коллекторы и вмещающие, выделения эффективных газо-, нефте-, и водонасыщенных толщин и определения характера их насыщения, оценки фильтрационно-емкостных свойств, наиболее рационально выполнение следующего комплекса промыслово-геофизических исследований в открытом стволе.

Общие геофизические исследования методами:

- Метод собственной поляризации (ПС) - основывается на измерении естественного потенциала.
- Метод кажущегося сопротивления (КС) - измеряет электрическое сопротивление пород.
- Боковой каротаж (БК) - ориентирован на измерение сопротивления пород вблизи стенок скважины.
- Гамма-каротаж (ГК) - метод измерения естественного гамма-излучения пород.
- Кавернометрия (КВ) - этот метод используется для выявления изменений диаметра ствола.
- Инклинометрия - необходима для определения пространственного положения ствола скважины.

Детальные геофизические исследования в продуктивной части разреза методами:

- Метод собственной поляризации (ПС) - основывается на измерении естественного потенциала.
- Метод кажущегося сопротивления (КС) - измеряет электрическое сопротивление пород.
- Индукционный широкополосный многозондовый каротаж (ВИКИЗ) - высокоточный метод, позволяющий получить информацию о распределении сопротивления в породах на различных глубинах и радиусах проникновения.
- Боковой каротаж (БК) - ориентирован на измерение сопротивления пород вблизи стенок скважины.



- Микробоковой каротаж (МБК) - детализированный вариант бокового каротажа, который позволяет с высокой точностью изучать приствольную зону скважины.

- Гамма-каротаж (ГК) - позволяет разделить разрез на литологические слои, оценить их глинистость и привязать продуктивные интервалы к общему разрезу. Также помогает выделить зоны потенциальных коллекторов.

- Нейтронный каротаж (НК) – для оценки водородосодержания пород, что связано с их пористостью и водонасыщенностью.

- Кавернометрия (КВ) - измерение изменений диаметра скважины, что важно для оценки состояния ствола и выявления возможных каверн или сужений.

- Акустический каротаж (АК) - метод, основанный на измерении скорости прохождения звуковых волн через породы.

- Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп) - измеряет плотность пород, что позволяет оценить их литологический состав и выделить эффективные коллекторы.

- Спектральный гамма-каротаж (СГК) - определяет содержание радиоактивных элементов (уран, торий, калий) в породах.

- Инклинометрия - определяет пространственное положение скважины.

Особое внимание при исследованиях технического состояния обсадных колонн и цементного камня необходимо уделять следующим методам:

- Локатор муфт (ЛМ) - метод используется для определения местоположения и состояния муфт обсадных труб.

- Акустический каротаж цементажа (АКЦ) - предназначен для оценки качества цементного камня вокруг обсадной колонны.

- Скважинный гамма дефектомер-толщиномер (СГДТ) - метод используется для оценки толщины обсадных труб и выявления дефектов в металле. Дефектометр также может использоваться для не прямой оценки состояния цементного камня, окружающего обсадные трубы.

- Профилеметрия (КВ) - используется для измерения диаметра ствола скважины и определения деформаций обсадных труб.

- Гирскопическая инклинометрия - применяется для точного определения пространственного положения обсадной колонны (наклон и азимут). Этот метод не зависит от магнитных помех, что делает его особенно ценным для исследований в стальных обсадных колоннах.

Исследования в эксплуатационной скважине



Геофизические исследования скважин по контролю за разработкой месторождений помогают решить две основные задачи:

Определение технического состояния скважины:

- Оценка состояния крепи и качества цементажа эксплуатационной колонны.
- Выявление нарушений, мест пропусков через муфтовые соединения и других дефектов колонны.
- Обнаружение циркуляции жидкости в заколонном пространстве.

Определение эксплуатационных характеристик скважины:

- Определение профиля притока и работающих интервалов.
- Оценка характера поступающей жидкости.
- Оценка приемистости скважины и выявление поглощающих пластов.

Дополнительно, геофизические исследования позволяют анализировать результаты геолого-технических мероприятий, оперативно оценить работу скважин в процессе их эксплуатации, проводить количественную оценку текущей нефтегазонасыщенности, а также определять текущее положение водонефтяного контакта (ВНК). Эти задачи способствуют эффективному контролю и управлению процессами разработки месторождений.

Для решения поставленных задач в скважинах, стандартный комплекс методов ГИС включает:

По уточнению выбора объекта и привязки к разрезу при прострелочно-взрывных работах:

- Локатор муфт (ЛМ) - используется для точной привязки к обсадной колонне, определяя местоположение муфт обсадных труб.
- Гамма-каротаж (ГК) - метод измерения естественного гамма-излучения пород для выделения литологических границ, что помогает точно определить интервал для прострелочно-взрывных работ.
- Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) / Нейтронный-гамма каротаж (НГК) - методы используются для оценки пористости и насыщенности пластов.
- Термометрия (ТМ) - измерение температуры по стволу скважины для выявления аномальных зон и привязки к потенциальным объектам исследований.

По определению эксплуатационных характеристик объекта и технического состояния скважины:

- Высокочувствительная термометрия (ВТ) - метод высокоточного измерения температурного профиля, используемый для выявления малых изменений температуры,



- Термометрия (ТМ) - применяется для измерения температуры и выявления зон с аномальными тепловыми характеристиками.

- Расходомерия (РГД) – механический метод измерения расхода флюидов, распределение потоков флюидов по пластам.

- Скважинный термодобитомер (СТД) – метод высокоточного измерения температурного профиля, используемый для выявления малых изменений температуры.

- Влагометрия (ВГД) - метод помогает в определении насыщенности коллектора.

- Барометрия (МН) - используется для измерения давления в скважине.

- Резистивиметрия (РИС) - метод измерения электропроводности для оценки насыщенности и состояния коллекторов.

- Трехканальная шумометрия (ШУМ) - метод акустического измерения для выявления шумов, связанных с движением флюидов, трещинами или дефектами в скважине.

В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС уточняется в зависимости от поставленной цели исследований и скважинных условий.

ГИС в действующих скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими исследованиями.

9.1.2 Контроль за свойствами пластовых флюидов

Свойства пластовых флюидов месторождения Дунга изучались на этапе разведки и начала разработки, выделенных нефтегазовых продуктивных залежей: Альбские залежи, Аптский горизонт, Барремский горизонт, Валанжинский горизонт, горизонт Ю-I.

Для уточнения принятых свойств пластовой нефти по Аптскому продуктивному горизонту K1a за анализируемый период на месторождении Дунга отобраны 25 глубинных пробы из 23 добывающих скважин: ДГА-47В, ДГА-56В, ДГА-57В, ДГА-58В, ДГА-60В, ДГА-68В, ДГА-137В, ДГА-43В, ДГА-47В, ДГА-112В, ДГА-162В, ДГА-186В, ДГА-192В, ДГА-198В, ДГА- 220В, ДГА-224В, ДГА-231В, ДГА-234В, 27D-В, ДГА-67В, ДГА-107В, ДГА-116В, ДГА-181В, ДГА-204В.

Также для получения данных о физико-химические свойства пластового флюида Альбских продуктивных горизонтов на месторождении Дунга отобраны глубинные пробы из 8 добывающих скважин: №1 Сазды - ДГА-58В, ДГА153В, ДГА-229В, ДГА-163В; №2 Исрим - ДГА-68В; №4 Иртыш -ДГА-61В, ДГА-86В, ДГА-101В

По Барремскому продуктивному горизонту проведены исследованиями глубинной пробы нефти, отобранной в скважине ДГА-40В и пробы, из скважины ДГА-57В, взятой в процессе исследований МДТ.



Свойства пластовой нефти Валанжинского горизонта оценены по результатам 4-х исследованных проб, отобранных из 3 скважин: ДГА-42В, ДГА-47В, ДГА-197В.

Разработка месторождения Дунга сопровождается изменениями термобарических условий залежи, что влечет за собой изменение свойств пластового флюида.

Поскольку свойства добываемых флюидов определяют выбор системы разработки, добычи и подготовки нефти, необходимо обеспечивать проведение периодических лабораторных исследований по их изучению.

Цель исследований нефти и газа в процессе разработки состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, которые в пределах эксплуатационных объектов, как правило, не постоянны.

Выполнение обязательного комплекса физико-химических исследований

Согласно РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений» и «Единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений РК» в обязательный комплекс систематических исследований по контролю разработки нефтяных месторождений входят:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- замеры промыслового газового фактора;
- контроль за составом добываемого газа;
- контроль за обводненностью нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти.

Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируются в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

С целью контроля за основными свойствами дегазированной нефти необходимо определять следующие параметры: плотность, вязкость, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей. Все эти параметры должны быть определены на специальной аппаратуре в соответствии с действующими в отрасли стандартами и в аккредитованной лаборатории. Исследования дегазированных проб нефти проводить по глубинным пробам, сепарированным при пластовых исследованиях.

Отбор и исследование глубинных проб нефти

Глубинные пробы нефти отбирают с помощью специальных пробоотборников в непосредственной близости от зоны притока нефти, при этом обязательно фиксируются



глубина отбора, текущее пластовое давление и температура. Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируются в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Отбор и исследование поверхностных проб нефти

С целью контроля за основными свойствами дегазированной нефти необходимо определять следующие параметры: плотность, вязкость, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей. Все эти параметры должны быть определены на специальной аппаратуре в соответствии с действующими в отрасли стандартами и в аккредитованной лаборатории.

Контроль за составом нефтяного газа

Контроль за составом нефтяного газа должен проводиться по глубинным пробам после однократного и ступенчатого разгазирования для определения изменений в составе газа. При отсутствии отбора глубинных проб необходимо вести контроль за составом газа по устьевым пробам.

Таблица 9.2 – Необходимый комплекс физико-химических исследований

Виды исследований	Получаемая информация
Исследования PVT-соотношения при пластовой температуре.	Давление насыщения. Коэффициент сжимаемости, средний в интервале от пластового давления до давления насыщения;
Стандартная сепарация пластовой нефти.	Газосодержание. Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовой температуре и пластовом давлении. Плотность пластовой нефти. Плотность сепарированной нефти. Плотность газа. Компонентный состав нефти и газа.
Определение вязкости пластовой нефти.	Вязкость при пластовой температуре и пластовом давлении.
Физико-химический анализ дегазированной нефти.	Параметры: ➤ - плотность при 20°C; ➤ - вязкость при 20°C; ➤ - молярная масса; ➤ - температура застывания; ➤ - фракционный состав. Содержание: ➤ - парафина; ➤ - смол силикагелевых; ➤ - асфальтенов; ➤ - воды; ➤ - солей; ➤ - серы.
Определение температуры насыщения нефти парафином	Температура насыщения нефти парафином.



Контроль за газовыми факторами

Согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [1] газовый фактор должен замеряться по всем добывающим скважинам с периодичностью 1 раз в год- при условии: $R_{пл} > R_{нас}$, ежеквартально или ежемесячно - при условии: $R_{пл} < R_{нас}$ (или на уровне $R_{нас}$).

Контроль за обводненностью продукции

Замеры обводненности скважин должны осуществляться по всему действующему фонду скважин с периодичностью зависящей от состояния их обводнения. При росте обводненности частота замеров, как правило, увеличивается. Анализ проб осуществляется в соответствии с установленной практикой и стандартами.

9.1.3 Гидродинамические исследования скважин

К гидродинамическим методам исследований относятся методы определения свойств или комплексных характеристик продуктивных пластов и скважин по результатам экспериментальных наблюдений на изучаемых объектах взаимосвязей между дебитами скважин и определяющими их забойными давлениями.

Гидродинамические исследования методом установившихся отборов проводятся с целью контроля продуктивности добывающих скважин, изучения влияния режима работы скважины на её производительность и оценки фильтрационных параметров разрабатываемой залежи.

При исследовании этим методом непосредственно измеряется дебит добывающей скважины (или приемистость нагнетательной скважины) и соответствующее значение забойного давления последовательно на нескольких, достаточно близких к установившимся, режимах эксплуатации скважины.

Исследования методом установившихся отборов

Метод установившихся отборов позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины, а также оценить значение комплексного параметра – гидропроводности пласта.

Исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам до и после ремонтов (ГТМ), связанных с изменением состояния призабойной зоны (обработка призабойной зоны, гидроразрыв) или со сменой оборудования, так и систематически – по действующим добывающим скважинам не реже одного раза в год.



Исследования методом восстановления давления

Данные исследования проводятся в виде разовых исследований по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам, по переходящим – по мере необходимости (см п. 337 «Единых правил» [1]). Кривые восстановления давления (КВД) должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных или дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. Исследование скважин методом восстановления давления включает измерение пластового давления.

Основными целями, стоящими перед этими исследованиями, являются определение продуктивных характеристик скважин, оценка степени ухудшения продуктивности скважин (скин-эффект), эффективности заканчивания, фильтрационных параметров пластов.

Для обработки КВД с учетом дополнительного притока жидкости к забою скважин после остановки необходимо одновременно с регистрацией КВД на забое регистрировать изменение буферного и затрубного давлений. Прямое измерение продолжающегося притока в скважину возможно, если исследование методом восстановления давления проводится комплексным глубинным прибором, имеющим как датчик давления, так и высокочувствительный датчик расхода.

Этот вид исследования относится к единичным замерам, которые выполняются по мере необходимости.

Кроме комплекса гидродинамических исследований могут проводиться также специальные исследования:

- исследования, направленные на оценку технологической эффективности геолого-технических мероприятий;
- исследования, направленные на оценку эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Данные исследования проводятся по специальным программам, утверждаемым главным инженером и главным геологом предприятия недропользователя.



10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В данном разделе представлены мероприятия, обеспечивающие охрану недр и окружающей среды, безопасность близрасположенных населенных пунктов при разработке месторождения Дунга.

10.1 Мероприятия по охране окружающей среды

При проведении работ по разработке месторождения предусматриваются производственно-технологические и организационные мероприятия по охране окружающей среды.

К производственно-технологическим мероприятиям относятся:

- применение передовых технологий в процессах бурения и испытания скважин, комплекса ГИС;
- внедрение передовых технологий по сбору и переработке отходов;
- предотвращение аварийных ситуаций.

К организационным мероприятиям относятся:

- обеспечение промышленной и экологической безопасности, предупреждение и ликвидация последствий чрезвычайных ситуаций при проведении работ;
- разработка и внедрение программы экологической безопасности, включающей в себя основные блоки: охрана атмосферного воздуха, подземных вод, почв, предотвращение и ликвидация аварий, экологический менеджмент, производственный экологический контроль.

10.1.1 Основные мероприятия при разработке месторождения в штатной ситуации

Основными мероприятиями по охране окружающей среды в процессе проведения проектируемых работ являются:

Мониторинг

- проведение экологического мониторинга при проведении нефтяных операций, который включает в себя наблюдение за всеми параметрами окружающей среды, животного мира и биологических ресурсов.

Охрана атмосферного воздуха

- применение технологических установок, оборудования и механизмов с повышенной эксплуатационной надежностью технологических процессов, исключающих создание аварийных ситуаций;



- контроль и автоматизация процесса приема горюче-смазочных материалов (далее – ГСМ) в емкости;
- строгое соблюдение технологического регламента работы и контроль токсичности отработанных газов стационарных дизельных установок;
- своевременное техническое обслуживание двигателей стационарных дизельных установок;
- эксплуатация оборудования в соответствии со стандартами производителей;
- выбор оборудования с наиболее экологичными установками (с наименьшим удельным выбросом, наличием очистного оборудования и т.д.);
- отказ от использования БРМО (буровой раствор на масляной основе) при производстве работ по строительству скважин.

Охрана водных ресурсов

- проведение буровых работ в соответствии с лучшей международной практикой с использованием современного оборудования и технологий;
- рациональное использование расхода воды на приготовление буровых растворов;
- регламентирование применения реагентов, способных к фазовым переходам, испарению и т.п., в технологических жидкостях;
- оптимизация режима водопотребления (сокращение удельного водопотребления);
- сбор буровых сточных вод в специальные емкости;
- исключение смешивания хозяйственно-бытовых и производственных стоков;
- герметичный сбор и транспортировка хозяйственно-бытовых и производственных сточных вод для очистки;
- строгий учет и хранение вредных и опасных химических веществ в специально оборудованных контейнерах на складах;
- хранение ГСМ в закрытых специальных емкостях и предусмотренных для этих целей местах;
- приобретение спецсредств для ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов;
- оснащение буровых площадок специальными емкостями для сбора и последующей переработке опасных жидкостей и материалов.

Сбор и накопление отходов производства и потребления

- своевременный вывоз всех видов отходов и их переработка в специализированных компаниях термическим, физико-химическим или биологическим



методами на специализированных установках, либо любыми другими методами, разрешенными к применению в РК;

- контроль не смешивания опасных отходов, физическое разделение несовместимых отходов, изолированное хранение отходов высокой степени опасности;
- отдельный сбор твердых отходов;
- хранение отходов в специально отведенных контейнерах, подходящих для хранения конкретного вида отходов;
- учет перевозимых отходов;
- транспортировка отходов с использованием транспортных средств, специально оборудованных для данной цели;
- перевозка жидких и твердых отходов в специальных герметичных контейнерах, исключающих загрязнение окружающей среды во время их транспортировки или в случае аварии транспортных средств;
- заключение договоров на вывоз неопасных отходов с компаниями, состоящими в реестре субъектов предпринимательства, осуществляющих деятельность по сбору, сортировке и (или) транспортировке отходов, восстановлению и (или) уничтожению неопасных отходов;
- разработка паспортов опасных отходов и заключение контрактов на переработку отходов производства и потребления со специализированными предприятиями, имеющими лицензию для выполнения работ (оказания услуг) по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов;
- приобретение материалов в бестарном виде или в возвратной таре для минимизации объемов образования отходов;
- проведение периодического аудита системы управления отходами.

Охрана биологической среды

- инструктаж персонала и строгий контроль соблюдения запрета на любые формы охоты и отлова животных и птиц;
- сведение к минимуму длительности работ, сопровождающихся повышенным уровнем шума и вибрации.

Охрана недр

- обоснование конструкции скважины;
- обоснование программы цементирования обсадных колонн по интервалам, включая цементацию хвостовика;



- обеспечение надежности и безопасности конструкции скважины за счет прочности и герметичности обсадных колонн для изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- надежная изоляция всех нефтегазоводопроявляющих (поглощающих) интервалов и герметизация заколонного пространства для предотвращения неконтролируемых заколонных перетоков и создания хорошей связи скважины и пласта через перфорационные отверстия;
- использование комплекса глубинных исследований скважины для получения необходимого объема информации о геолого-физических свойствах объекта, наличии подземных утечек или межпластовых перетоков;
- применение для бурения скважин по всему интервалу бурового раствора с плотностью согласно геолого-технического наряда (ГТН), предотвращающий поглощение бурового раствора;
- использование нетоксичных химических реагентов для обработки бурового раствора;
- установка цементных мостов при ликвидации скважины, с целью надежной изоляции скважинного пространства от вмещающих пород.

10.1.2 Основные мероприятия по предотвращению, ликвидации и снижению воздействий на окружающую среду в аварийных ситуациях при разработке месторождения

В ходе разработки *Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду* были проанализированы основные аварийные ситуации, которые потенциально могут возникнуть при проведении планируемых работ и дана оценка риска. В проекте разработан комплекс мероприятий по предотвращению, ликвидации и снижению воздействий на окружающую среду:

- контроль тщательного соблюдения принятых проектных решений;
- неукоснительное соблюдение отраслевых правил безопасного и безаварийного ведения работ;
- проведение ежедневного контроля состояния бурового оборудования;
- хранение нефтепродуктов в маркированных емкостях, снабженных индикаторами уровня;
- своевременное обеспечение прогнозом метеорологической ситуации;

Меры безопасности, предусматривающие соблюдение противоаварийных норм и правил:



- использование при производстве работ только сертифицированной техники, оборудования, химикатов;
- использование квалифицированного персонала, обученного правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил при выполнении работ;
- обеспечение герметичности емкостей и технологического оборудования;
- регулярные технические осмотры оборудования, замена неисправного оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляция горячих поверхностей;
- обеспечение беспрепятственного доступа аварийных служб к любому участку производства.

10.1.3 Аварийная готовность и планирование действий при аварийных ситуациях

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.11.2021 г. (статья 16, пункт 2 п/п 11 и п.3 п/п 24), необходимо наличие следующих документов, которые должны быть разработаны до начала работ и доведены до сведения всего персонала:

- План ликвидации аварий – в содержании которого имеются планирование и осуществление мероприятий по локализации и ликвидации возможных аварий и их последствий на опасных производственных объектах;
- Технологический регламент ЦППН, ГУ, ЗУ, и т.д.;
- Сборник инструкции по БиОТ по профессиям и видам работ.

Готовность персонала и технических средств к аварии повышает безопасность работ и сокращает сроки их проведения, уменьшает риск возникновения аварий, снижает ущерб окружающей среде при наступлении события.

Рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций включают в себя следующие мероприятия:

- строгое выполнение проектных решений при проведении работ на всех этапах;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге;
- наличие спасательного и защитного оборудования;
- обученный персонал на предмет выполнения необходимых действий в случае аварийных ситуаций;



- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей;
- строгое следование Плану управления отходами, в том числе использование контейнеров для сбора отработанных масел;
- контроль и строгое соблюдение правил техники безопасности при заправке, хранении, транспортировке горюче-смазочных материалов;
- своевременное проведение профилактического осмотра и ремонта оборудования и питающих линий;
- обеспечение постоянного контроля на складах ГСМ.

Для минимизации последствий аварий для окружающей среды предусмотрены пассивные и активные мероприятия по предупреждению и ликвидации аварий.

К пассивным мероприятиям реагирования на чрезвычайные ситуации относятся:

- исследования природно-экологических условий района проведения работ;
- моделирование сценариев возможных аварийных ситуаций;
- изучение методов борьбы с аварийными ситуациями, техники и технологий, применяемых в конкретных условиях;
- создание структур реагирования на чрезвычайные ситуации;
- оснащение и обеспечение сил и средств для борьбы с авариями, поддержание их в постоянной готовности к действиям.

Активными мероприятиями являются:

- проведение штабных и полевых учений и тренировок;
- мобилизация и развертывание сил и средств для ликвидации аварийных ситуаций и их последствий;
- сбор, транспортировка и переработка нефтяных загрязнений.

10.2 Производственный экологический контроль

В соответствии с пунктом 1 статьи 182 Экологического кодекса РК от 2 января 2021 г. № 400-VI ЗРК «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

В соответствии с требованиями статьи 183 Экологического Кодекса РК производственный экологический контроль проводится на основе Программы производственного экологического контроля (ПЭК), являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.



Для своевременного реагирования на любые изменения окружающей среды проектом предусмотрен комплексный экологический контроль.

Целью производственного экологического контроля состояния окружающей среды является создание информационной базы, позволяющей осуществлять производственные и иные процессы на «экологически безопасном» уровне, а также решать весь комплекс природоохранных задач, возникающих в результате деятельности предприятия.

В Программе ПЭК для объектов предприятия определяются основные направления и общая методология мониторинговых работ по компонентам окружающей среды: атмосферный воздух, водные ресурсы, сточные воды, управление отходами, почвы, растительный покров, животный мир и радиационная обстановка.

В настоящее время производственный экологический мониторинг на территории месторождения Дунга по всем компонентам окружающей среды проводится ежеквартально аккредитованными испытательными лабораториями, согласно заключенных договоров.

Мониторинг при чрезвычайных ситуациях начинается немедленно после чрезвычайного происшествия.

Рекомендуемая программа проведения производственного мониторинга при проектируемых работах приведена в *Отчете о возможных воздействиях на окружающую среду*.

10.3 Компенсационные мероприятия

В соответствии со статьей 127 Экологического Кодекса РК. Плата за негативное воздействие на окружающую среду взимается за следующие его виды:

- 1) выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- 2) сбросы загрязняющих веществ;
- 3) захоронение отходов;
- 4) размещение серы в открытом виде на серных картах.

Внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду осуществляется оператором объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду. Ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду устанавливаются налоговым законодательством Республики Казахстан. Оператор должен своевременно уплачивать установленные налоговым законодательством Республики Казахстан платежи за негативное воздействие на окружающую среду. Осуществление восстановительных (компенсационных) мероприятий недропользователь будет проводить в строгом соответствии с действующим природоохранным законодательством РК.



10.4 Результаты оценки возможного воздействия на окружающую среду проектируемых работ в штатной ситуации

В ходе разработки *Отчета о возможных воздействиях* были проанализированы все возможные (прямые, кумулятивные и трансграничные) воздействия на окружающую среду, с учетом площади, времени и интенсивности воздействия.

По результатам оценки выявлено, что:

- при реализации проектных решений факторы положительного воздействия на социально-экономическую сферу превысят отрицательные, а с учетом реализации мероприятий по снижению отрицательных и усилению положительных воздействий общее возможное воздействие проекта на социально-экономическую сферу будет положительным воздействием слабого уровня;

- ожидаемые воздействия на компоненты природной среды в штатном режиме не будут выходить за пределы низкого - среднего уровня негативных последствий (с учетом обязательного применения современных технологий при проведении работ).

Таким образом, анализ покомпонентного и интегрального воздействия на окружающую среду позволяет сделать вывод о том, что реализация проекта разработки месторождения Дунга считается допустимой, при условии соблюдения проектных решений (штатная ситуация), и не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду.

Более полные сведения (по оценке воздействия на ОС, по расчетам выбросов от источников загрязнения, образования отходов, водопотребления и водоотведения, информация по всем приложениям и т.д.) содержатся в *Отчете о возможных воздействиях на окружающую среду* к «Проекту разработки месторождения Дунга».



11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В настоящее время месторождение Дунга находится в промышленной разработке и разрабатывается согласно «**Проекта разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.**», который был рассмотрен на ЦКРР РК и утверждён в КГиН МИ и НТ РК (Протокол №12/10 от 01.08.2019 г.).

По геологическому строению месторождение отнесено к категории сложных, по количеству извлекаемых запасов УВС – к группе средних.

При подсчете запасов, выполненном по состоянию изученности на 02.01.2025 г. запасы нефти оценены по категориям В, С₁ и С₂. Запасы газа юрских отложений оценены по категориям С₁ и С₂. В целом по месторождению в пределах контрактной территории «Dunga Operating GmbH» запасы нефти (геологические/извлекаемые) составляют по категории В+С₁ – 101676/892 тыс.т., по категории С₂ – 8828/380 тыс.т. Запасы геологические/извлекаемые свободного газа+ газовой шапки по категории С₁ составляют 2561/?? млн.м³ по категории С₂ – 1999/?? млн.м³

Таблица 11.1 – Запасы нефти категории С₂ м.Дунга по состоянию на 02.01.2025 г.

Горизонт, залежь	Блок	Площадь нефтеносности, тыс.м2	Геологические запасы нефти, тыс. т	%
K _{1al}	Исрим	799	196	2,2
	Иртыш	2266	521	5,9
Итого по K_{1al}		3065	717	8,1
K _{1a}	Восточный	5680	4226	47,9
	Центральный	1733	895	10,1
	Западный	4143	1754	19,9
Итого по K_{1a}		11556	6875	77,9
K _{1br}	Центральный, скв. ДГА-40В	1123	360	4,1
	Восточный, скв. ДГА-57В	2282	611	6,9
Итого по K_{1br}		3405	971	11,0
Ю-ІБ	Центральный	3509	265	3,0
Всего запасов по категории С₂			8828	100

В целом по месторождению соотношение запасов промышленной категории составляет 92% от всех подсчитанных запасов нефти, на категорию С₂ приходится 8%.

Более 77% геологических запасов нефти категории С₂ сосредоточено в продуктивном горизонте Апта, в количестве 6875 тыс.т, на отложения Альба приходится 8,1%, в Барремских отложениях 11% и в юрском горизонте Ю-ІБ – 3%.

Запасы газа категории С₂ сосредоточены во всех юрских продуктивных горизонтах с Ю-I по Ю-VII.



Основными задачами доразведки в процессе промышленной разработки месторождения Дунга являются перевод запасов из категории неразведанных - C_2 в категорию доказанных - C_1 , изучение характера насыщения залежей, физико-химических свойств пластового флюида, уточнение структурно-тектонической модели месторождения.

Продуктивный горизонт K_{1al} (VI объект разработки).

В разрезе горизонта в нижней части глинистой альбской толщи в песчаных линзах, в результате колебаний уровня моря, в трангрессивной фазе, получили развитие залежи нефти, хаотично расположенные как по площади, так и по разрезу (рисунок 11.1), на разных гипсометрических отметках от -1412 м до -1652 м.

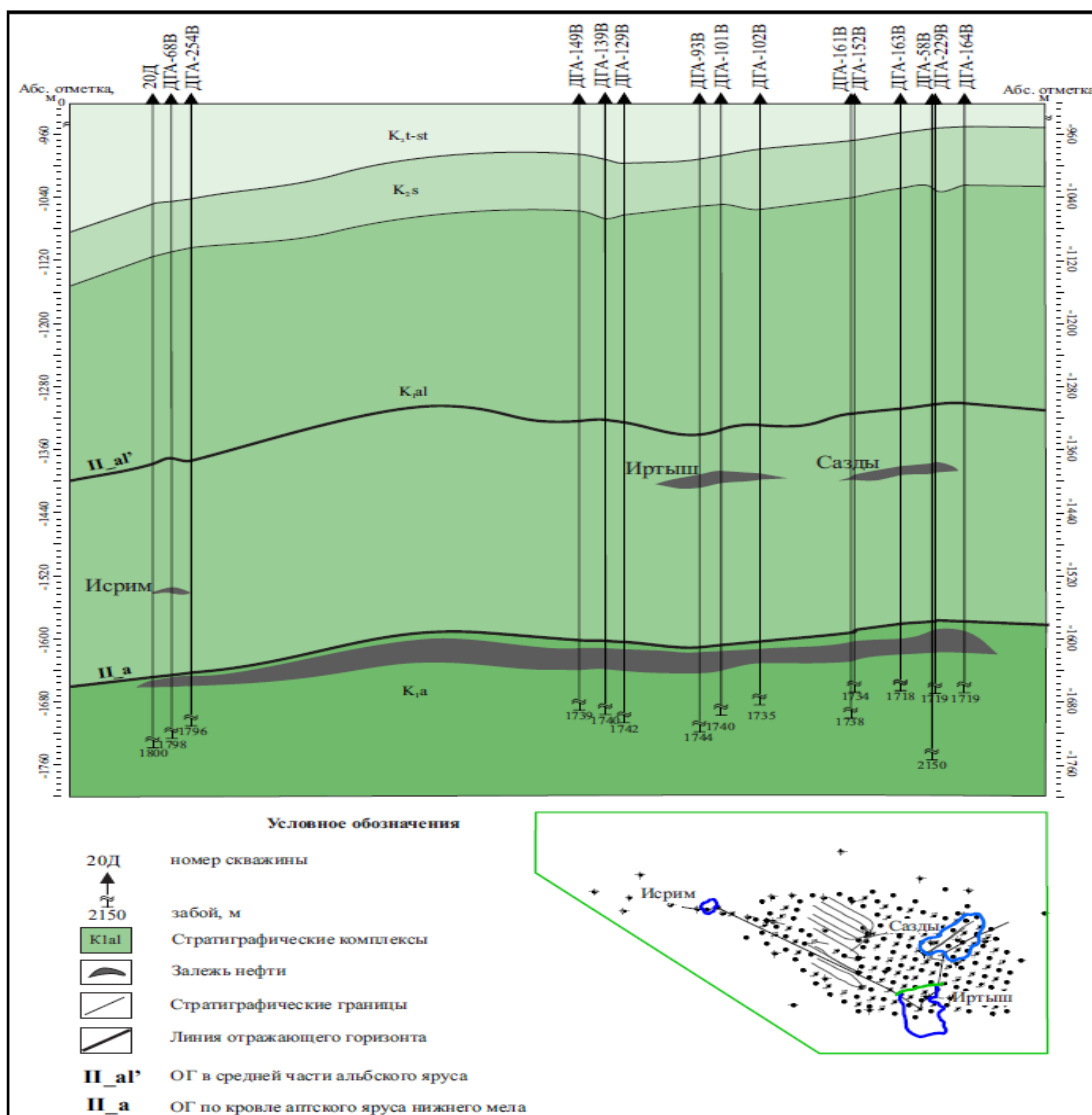


Рис.11.1 – Геологический профиль по K_{1al}

Залежи Сазды-Бугун и Иртыш расположены в юго-восточной части месторождения и представляют собой песчаные наносы, типа баров. Залежь Исрим представляет собой песчаное тело, сформировавшееся в период падения уровня моря.



Физико-химические свойства нефти изучены по 9 поверхностным и 15 пластовым пробам, из которых 7 глубинных и 8 рекомбинированных. Керн из отложений альбского яруса отобран в 5 скважинах: 3, 4, 5, 6, 154. Проходка с отбором керна составила 77,35 м, вынос керна – 48,29 м, это 62,4% от проходки. Исследовано 155 образцов альбских пород, из которых 65 образцов – представительные.

Запасы нефти категории C_2 сосредоточены в залежах Исрим и частично в залежи Иртыш.

Исрим.

Бурением залежь подсечена только в одной эксплуатационной скважине 68В. Скважины ДГА-252В и ДГА-254В находятся за контуром нефтеносности. Из них каротаж по альбской залежи выполнен в 3-х скважинах, из которых в 2-х данные ГИС есть на всю толщину альбского горизонта, а в скважине 252В каротажем захвачена только верхняя часть горизонта.

Продуктивность доказана опробованием в открытом стволе в процессе бурения скважины 68В с помощью МДТ. В ходе испытания были отобраны две пробы нефти с глубины 1631,6 м, которые в дальнейшем изучены. Керн в пределах залежи не отбирался. Фильтрационно-емкостные свойства определены по данным ГИС.

Запасы нефти, в объеме 196 тыс.т., оценены по категории C_2 .

Иртыш.

Бурением залежь подсечена 7-ю скважинами (эксплуатационные скважины на аптский продуктивный горизонт), из них в одной каротажем захвачена только верхняя часть горизонта.

Продуктивность залежи доказана в 2024 году, данными опробования трех эксплуатационных скважин 61В, 86В и 101В.

Физико-химические свойства нефти изучены по 3 поверхностным и 3 пластовым пробам. По трем пробам изучен состав растворенного газа. Керн в пределах залежи не отбирался.

Запасы нефти категории C_1 оценены на расстоянии 1500 м от опробованных скважин, что соответствует удвоенному расстоянию сетки эксплуатационных скважин (750 м), согласно утвержденного 1 варианта разработки Проекта разработки (Протокол ЦКРР РК №12-10 от 1 августа 2019 г.). На остальной части залежи, запасы оценены по категории C_2 .

Продуктивный горизонт K_{1a} (I объект разработки).

Горизонт вскрыт 224 скважинами, из них по 72 скважинам данные ГИС отсутствуют. Залежь аптского горизонта разделена на три блока: Западный, Центральный и Восточный. Основная часть пробуренных за весь период разработки месторождения скважин расположена в Центральном и Восточном блоках.



Нефтяные залежи разрабатываются с 2007 г. и по настоящее время.

Физико-химические свойства нефти изучены по 49 поверхностным и 58 пластовым пробам, из которых 30 глубинных и 28 рекомбинированных.

Керн отобран в 33 скважинах, две из которых расположены на площади Еспелисай. Литолого-физические свойства пород аптских отложений изучены на 1698 образцах, представительными признаны 343 образца.

Западный блок

Вскрыт 12 скважинами, из которых чисто нефтяную часть залежи вскрыли 4 скважин, а водонефтяную – 8 скважин.

Нефтеносность была установлена опробованием трех разведочных скважин 5Д, 19Д и 20Д, а так же одной скважиной 26-ДВ на первом этапе эксплуатационного разбуривания, и в дальнейшем подтверждена данными перфорации 9 скважин. Керн отобран в 5 скважинах.

Учитывая степень изученности, данные опробования и эксплуатации скважин, в настоящей работе запасы нефти оценены по промышленной категории на расстоянии 1500 м от опробованных скважин, в южной части западного блока, не охваченной бурением, запасы оценены по категории С₂.

Центральный блок

В Центральном блоке пробурено 111 скважина, из которых: 95 - вскрыли чисто нефтяную часть залежи, 26 скважины - водонефтяную часть.

Нефтеносность была установлена опробованием двенадцати разведочных скважин и в дальнейшем подтверждена данными перфорации 100 скважин. Керн отобран в 15 скважинах.

Запасы нефти оценены по промышленной категории на расстоянии 1500 м от опробованных скважин, в южной части западного блока, не охваченной бурением, запасы оценены по категории С₂.

Восточный блок.

В блоке пробурено 95 скважины. 48 скважин вскрыли чисто нефтяную часть залежи, а 43 скважин – водонефтяную. Результаты интерпретации ГИС, проведенные в 57 скважинах, а также данные освоения показали, что все скважины вскрыли залежь Восточного блока в пределах установленного контура нефтеносности. Нефтеносность была установлена опробованием двенадцати разведочных скважин и в дальнейшем подтверждена данными перфорации 81 скважин. Керн отобран в 11 скважинах.



Запасы нефти оценены по промышленной категории на расстоянии 1500 м от опробованных скважин, в южной части западного блока, не охваченной бурением, запасы оценены по категории С₂.

Продуктивный горизонт K_{1br} (II объект разработки - возвратный)

Разработка II объекта предусмотрена – с 2041 г.

Залежи нефти установлены на Центральном и Восточном блоках.

В залежи пробурена 21 скважина, все они вскрывают водонефтяную часть. Из скважин пробуренных в данном блоке полный комплекс ГИС в открытом стволе был проведен только в 8 скважинах.

Физико-химические свойства нефти изучены по 4 поверхностным и 4 пластовым пробам, из которых 3 глубинных и 1 рекомбинированная.

Керн отобран в 11 скважинах. Литолого-физические свойства пород изучены на 109 образцах, из которых 59 представительных.

Центральный блок

Продуктивность залежи подтверждена данными опробования двух разведочных скважин 1Д и 6Д и эксплуатационной скважины 40В. Запасы нефти оценены по промышленной категории на расстоянии 1500 м от опробованной скважины 6Д, в неопробованной части залежи района скважины 2Д запасы оценены по категории С₂.

Восточный блок

Залежь выделена по результатам испытания МДТ в скважине 57В и по данным ГИС. Запасы нефти оценены по категории С₂.

Продуктивные юрские горизонты.

Физико-химические свойства флюида изучены по 3-ем глубинным пробам. Две глубинные пробы газа с горизонтов Ю-IA Ю-III, отобранные с скважины 40В являются некондиционными, поскольку давление начала конденсации превышает пластовое давление. Проба газа с скважины 49В продуктивного горизонта Ю-IA так же признана некондиционной по причине загрязненности проб буровыми растворами, а также из-за несоответствия компонентного состава пластовому газу.

Керн отобран в 13 скважинах, изучено 33 образца, из которых 88 представительных.

Ю-I горизонт.

Пачка А. (IV объект разработки) не разрабатывался. Разработка IV объекта предусмотрена – с 2035 г. Газовые залежи получили развитие в Западном, Центральном и Восточном блоках, при этом залежи Центрального и Восточного блоков оценены по



промышленной категории. В ранее утвержденных работах по подсчету запасов УВС м.Дунга, залежь в районе Западного блока не выделялась, несмотря на исторические данные, где при опробовании скважины 5Д (до 1973 г) были получены притоки газа с водой. Учитывая давность данных исследований и с целью подтверждения продуктивности Западного блока, запасы газа были оценены по категории С₂.

Пачка Б. (V объект разработки), к которому приурочены газовая и нефтяные в Восточном блоке и нефтегазовая в Центральном блоке, не разрабатывался. Разработка V объекта предусмотрена – с 2031 г.

Запасы залежей Восточного блока оценены по промышленной категории. Запасы нефти и газа по категориям С₁ и С₂ оценены в Центральном блоке.

Центральный блок.

Продуктивность залежи нефти доказана данными опробования и получения притоков нефти, газа и воды из скважины 1Д, при этом в скважине 40В газонасыщенные коллектора выделены по ГИС. Степень изученности залежи позволяет оценить запасы нефти и газа по категории С₁ на площади радиусом 1132 м, равным удвоенному расстоянию между эксплуатационными скважинами (566 м) от опробованной скважины 1Д, в неопробованной части залежи запасы оценены по категории С₂.

С Ю-II горизонт по Ю-VII горизонты газовые залежи предполагаются по данным ГИС скважины 40В. Запасы газа Центрального блока оценены по категории С₂.

Таким образом, недостаточная изученность геологического строения и нефтегазоносности месторождения в целом, неполнота исследований всего перспективного разреза в процессе бурения и в обсаженных скважинах, неохваченность разведкой всей перспективной территории месторождения Дунга, требует дополнительных разведочных работ на месторождении.

В связи с вышеизложенным необходимо провести ряд мероприятий для дальнейшего доизучения месторождения, с целью перевода запасов категории С₂ в промышленную категорию.

РЕКОМЕНДУЕТСЯ:

1. Продолжить работу по отбору и изучению керна из всех продуктивных горизонтов меловых и юрских отложений, с целью уточнения петрофизических характеристик и граничных значений, выполнить комплекс стандартных и специальных исследований на керне, который должен включать:
 - замер электрических параметров водонасыщенных образцов и при переменном насыщении;



- метод ОФП (определение относительных фазовых проницаемостей в системе нефть-вода, газ-жидкость;
- определение смачиваемости;
- замер кривых капиллярного давления.

2. При бурении скважин рекомендуется выполнение полного комплекса стандартных геофизических исследований (ГИС) по всему разрезу. Состав комплекса должен содержать: КС (а также потенциал-зонд БКЗ), ПС, кавернометрия, ГК, НК/2ННК (водородосодержание, W), БК, ИК (или ВИКИЗ), АК, ГГКп, термометрия и резистивиметрия. Комплекс геофизических исследований должен соответствовать регламенту, утверждённому в документе: «Регламент по оптимальным комплексам геофизических исследований скважин в открытом стволе в различных геолого-технологических условиях в группе компаний КазМунайГаз» 2018 г.

3. Продолжить отбор и исследование глубинных и поверхностных проб пластового флюида для уточнения физико-химических свойств и получения достоверных подсчетных параметров. Учитывая, что свойства нефти изменяются как по разрезу, так и по площади месторождения, во всех оценочных скважинах после опробования и проведения гидродинамических исследований (ГДИС) рекомендуется осуществить отбор глубинных проб пластового флюида.

Согласно правилам отбора проб, рекомендуется производить отбор не менее трех параллельных (последовательно отбираемых) глубинных проб с целью подтверждения качества полученных данных. Перед отбором проб необходимо замерить пластовое давление и температуру, после чего РVT-исследования следует проводить при соответствующих термобарических условиях;

4. Провести комплексную переобработку и переинтерпретацию имеющихся 3Д данных сейсморазведочных работ (2006-2007 гг) проведенных в пределах лицензионной территории Дунга компанией АО «Азимут Энерджи Сервисез» на площади 275 км², с целью уточнения структурно-тектонической и седиментационной модели месторождения.

Учитывая влияния различных литологических комплексов на качество сейсмической информации, рекомендуется осуществить отдельную переобработку и переинтерпретацию по следующим интервалам:

- Валанжинский ярус, включая подстилающие юрские отложения;
- Верхнемеловые отложения (над валанжином);
- Клиновидные образования альбского яруса.



В целях выявления потенциально продуктивных зон в пределах валанжинского яруса рекомендуется проведение комплекса работ по сейсмоатрибутному анализу и динамической интерпретации имеющихся сейсмических данных.

Сейсмоатрибутный анализ, включающий извлечение и интерпретацию таких атрибутов, как анизотропия скоростей, коэффициент отражения, отклонения фазы, амплитудные аномалии, а также ант-трекинг, позволит выделить зоны, потенциально контролируемые системой трещиноватости.

Рекомендуется обеспечить тесную интеграцию результатов сейсмоатрибутового анализа с данными ГИС, керна и петрофизики для повышения достоверности интерпретации и принятия обоснованных проектных решений.

5. Предусмотреть мероприятия по доизучению залежей оцененных по категории C_2 (рисунок 2), а именно бурение 4-ех оценочно-эксплуатационных и 2 оценочных скважин:

Продуктивный горизонт K_{1al} (VI объект разработки)/ Продуктивный горизонт K_{1a} (I объект разработки).

Альб «Исрим»

В западном блоке юго-восточнее скважины ДГА-68В пробурить оценочно-эксплуатационную скважину 1, из ковра бурения (ДГА-259В) с вскрытием аптского продуктивного горизонта, проектной глубиной 1765 м. Возложить на скважину функции доразведки Альбской залежи «Исрим». Точка заложения скважины вскрыет нефтенасыщенную толщину по Исрим >4 м, по Апту >8 м. Ожидаемый дебит по залежи апта: $Q_{ж}-24,5$ т/сут, $Q_{н}-10,3$ т/сут, обводненность 58%. В случае получения промышленных притоков нефти в Альбской залежи «Исрим» геологические запасы нефти категории C_2 , в объеме 196 тыс.т, будут переведены в промышленную категорию.

Альб «Иртыш» / Апт - Центральный блок.

В юго-восточной части Центрального блока, юго-восточнее скважины ДГА-61В пробурить оценочно-эксплуатационную скважину 3, из ковра бурения (ДГА-275В) с вскрытием аптского продуктивного горизонта, проектной глубиной 1750 м. Возложить на скважину функции доразведки Альбской залежи «Иртыш». Точка заложения скважины вскрыет нефтенасыщенную толщину по Иртыш ≥ 4 м, по Апту >10 м. Ожидаемый дебит по залежи апта: $Q_{ж}-46,1$ т/сут, $Q_{н}-11,1$ т/сут, обводненность 76%. В случае получения промышленных притоков нефти потенциальный объем запасов нефти категории C_2 - 1416 тыс.т. (из них 521 тыс.т. – по залежи Иртыш, и 895 тыс.т. по залежи Апта), будет переведен в промышленную категорию.



Апт - Западный блок

В южной части Западного блока, не охваченной бурением, оцененной по категории С₂ пробурить оценочную скважину 6, проектной глубиной 1760 м. Точка заложения скважины вскроет нефтенасыщенную толщину ≥ 4 м. Предварительный прогнозный дебит: Qж-16,1 т/сут, Qн-9,5 т/сут, обводненность 41%. В случае получения промышленных притоков нефти потенциальный объем запасов нефти категории С₂ - 1754 тыс.т., будет переведен в промышленную категорию.

Апт - Восточный блок.

В южной части Западного блока, не охваченной бурением, оцененной по категории С₂ пробурить оценочную скважину 5, проектной глубиной 1665 м. Точка заложения скважины вскроет нефтенасыщенную толщину ≥ 12 м. Предварительный прогнозный дебит: Qж-29,2 т/сут, Qн-12,8 т/сут, обводненность 56,2%. В случае получения промышленных притоков нефти потенциальный объем запасов нефти категории С₂ - 2376 тыс.т., будет переведен в промышленную категорию. Необходимо отметить, что запасы категории С₂ Восточного блока частично будут переведены в промышленную категорию, оставшаяся часть запасов категории С₂, примыкающую в восточной границе контрактной территории «Dunga Operating GmbH» с прогнозной нефтенасыщенной толщиной ≥ 16 м возможно будет перевести за счет бурения эксплуатационных скважин, заложенных в категории запасов С₁ на границе С₁ и С₂.

Продуктивные юрские горизонты.**Ю-IA**

С целью подтверждения продуктивности Западного блока, где согласно ранее не учтенных исторических данных (1969 г.) при опробовании скважины 5Д были получены притоки флюида Qн-0,4 м³/сут., Qг-4500 м³/сут., Qв-0,4 м³/сут, рекомендуем в западном блоке восточнее скважины 5Д пробурить оценочно-эксплуатационную скважину 2, из ковра бурения (ДГА-249В) проектной глубиной 2300 м. Возложить на скважину функции доразведки горизонта Ю-IA. Точка заложения скважины вскроет нефтенасыщенную толщину по Ю-IA > 4 м, по Апту > 10 м. Ожидаемый дебит по залежи апта: Qж-22,1 т/сут, Qн-13,8 т/сут, обводненность 37%. В случае получения промышленных притоков газа с горизонта Ю-IA геологические запасы газа категории С₂, в объеме 415 млн.м³, будут переведены в промышленную категорию.

С Ю-II горизонт по Ю-VII горизонты газовые залежи предполагаются по данным ГИС скважины 40В.



В Центральном блоке, западнее скважины ДГА-40В пробурить оценочно-эксплуатационную скважину 4, из ковра бурения (ДГС-2В) с вскрытием подошвы Ю-VII продуктивного горизонта, проектной глубиной 2670 м. Возложить на скважину функции доразведки газовых залежей. Точка заложения скважины вскроет газонасыщенную толщину по юрским залежам от 2 до 10 м, и нефтенасыщенную толщину по Апту >10 м. Ожидаемый дебит по залежи апта: Qж-37,6 т/сут, Qн-14,4 т/сут, обводненность 62%. В случае получения промышленных притоков газа юрских залежей геологические запасы газа категории С₂, в объеме 1584 млн.м³, будут переведены в промышленную категорию.

Таблица 11.2 – Программа доразведки по м.Дунга

№ пп	Мероприятие	Сроки реализации	Примечание
1	Бурение эксплуатационно-оценочных скважин 1 и 3, с целью доразведки нефтяных залежей альба (Исрим и Иртыш). Отбор керна в разрезе альбских отложений. Проведение стандартных и специальных исследований. Отбор и изучение свойств пластового флюида		
2	Бурение эксплуатационно-оценочной скважины 2, с целью доразведки газовой залежи Ю-IA. Отбор керна в разрезе Ю-IA продуктивного горизонта. Проведение стандартных и специальных исследований. Отбор и изучение свойств пластового флюида		
3	Бурение эксплуатационно -оценочной скважины 4 с целью доразведки юрских газовых залежей (Ю-II - Ю-VII). Сплошной отбор керна в разрезе отложений баррема-валанжина-юры. Проведение стандартных и специальных исследований. Поинтервальное опробование юрских продуктивных горизонтов Отбор и изучение свойств пластового флюида в разрезе юрских отложений		
4	Бурение оценочных скважин 5 и 6, с целью доразведки категории С ₂ аптского продуктивного горизонта. Отбор керна в скважине 6 разрезе аптских отложений. Проведение стандартных и специальных исследований. Отбор и изучение свойств пластового флюида с скважин 5 и 6 .		
5	При бурении скважин рекомендуется проведение полного комплекса стандартных геофизических исследований (ГИС) по всему разрезу. Проведение ГДИС (МУО и КВД)		
6	Проведение комплексной переобработки и переинтерпретации имеющихся 3Д данных сейсморазведочных работ (2006-2007 гг)		



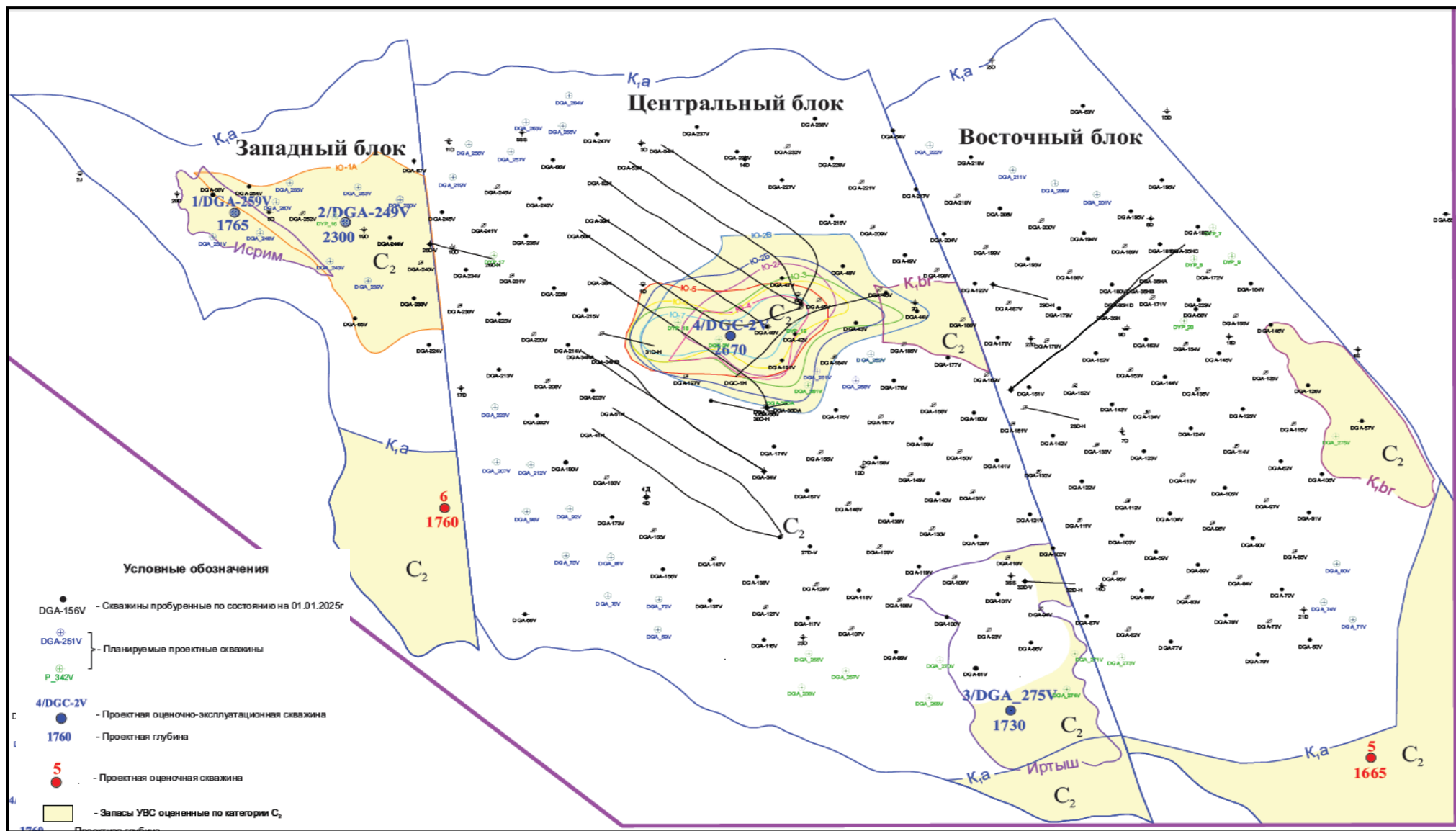


Рис.11.2 - Схема расположения участков залежей оцененных по категории C₂ м.Дунга, в пределах контрактной территории «Dunga Operating GmbH»





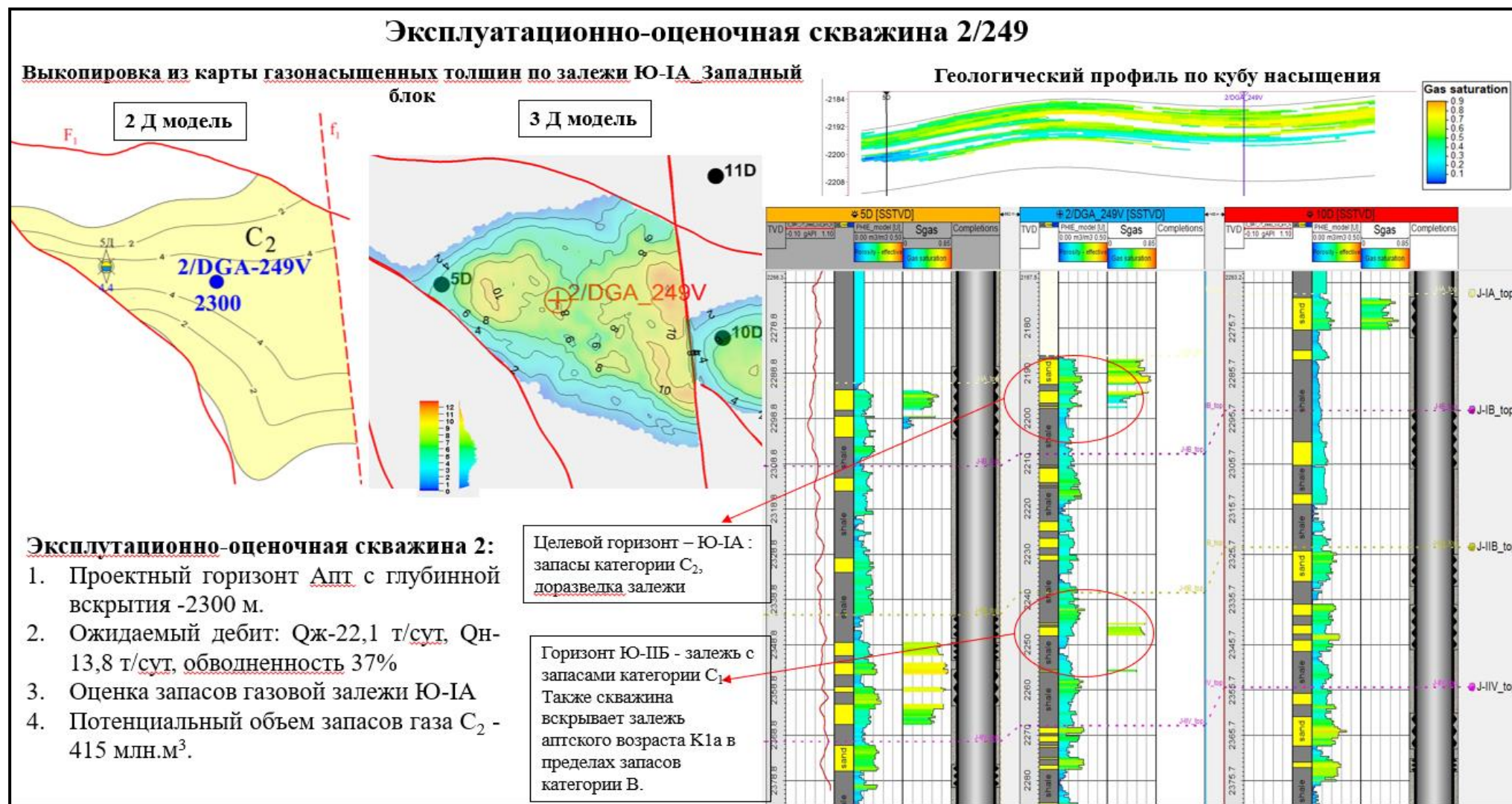


Рис.11.4 - Предварительный анализ по доразведке с бурением эксплуатационно-оценочной скважины 2/ДГА-249В



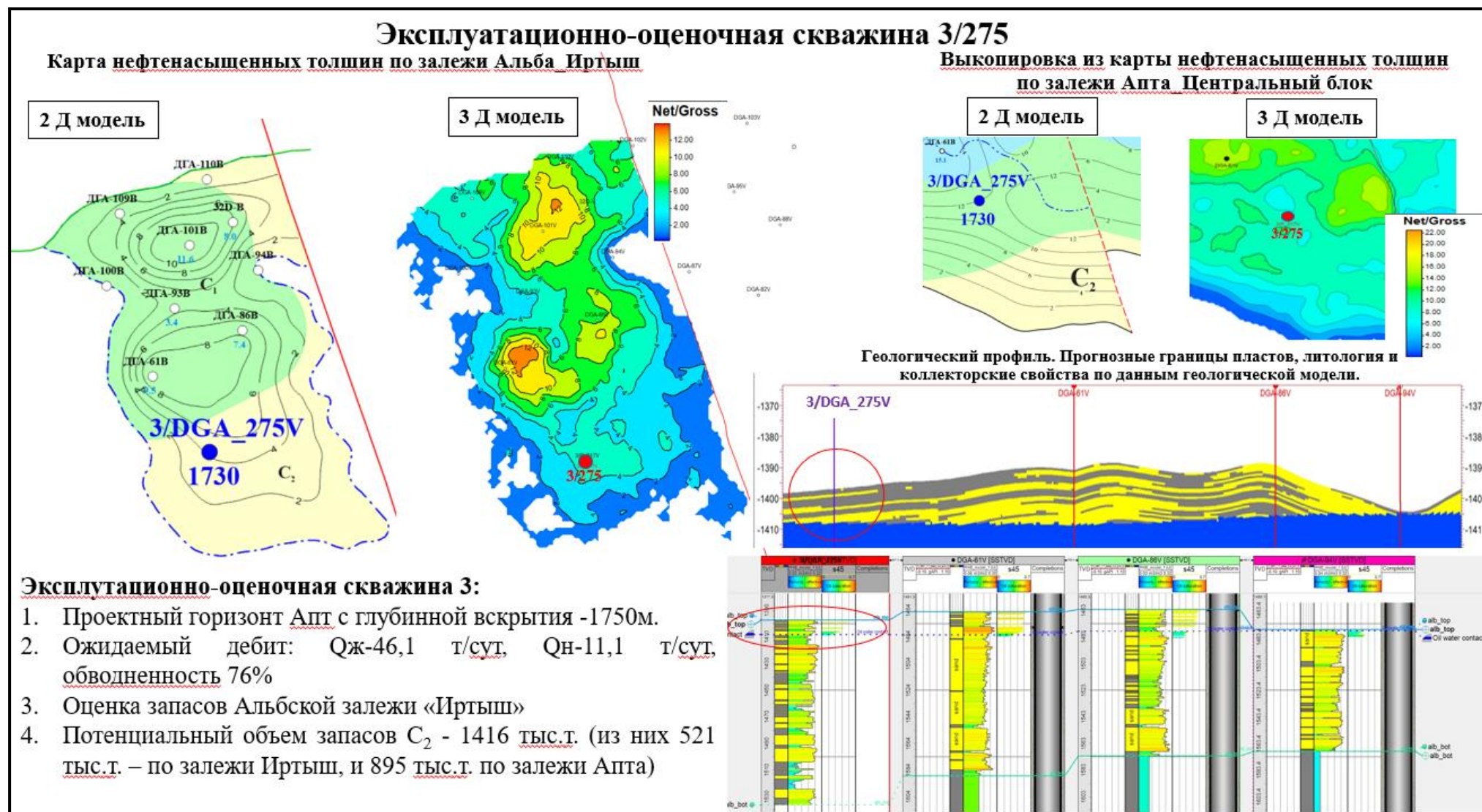
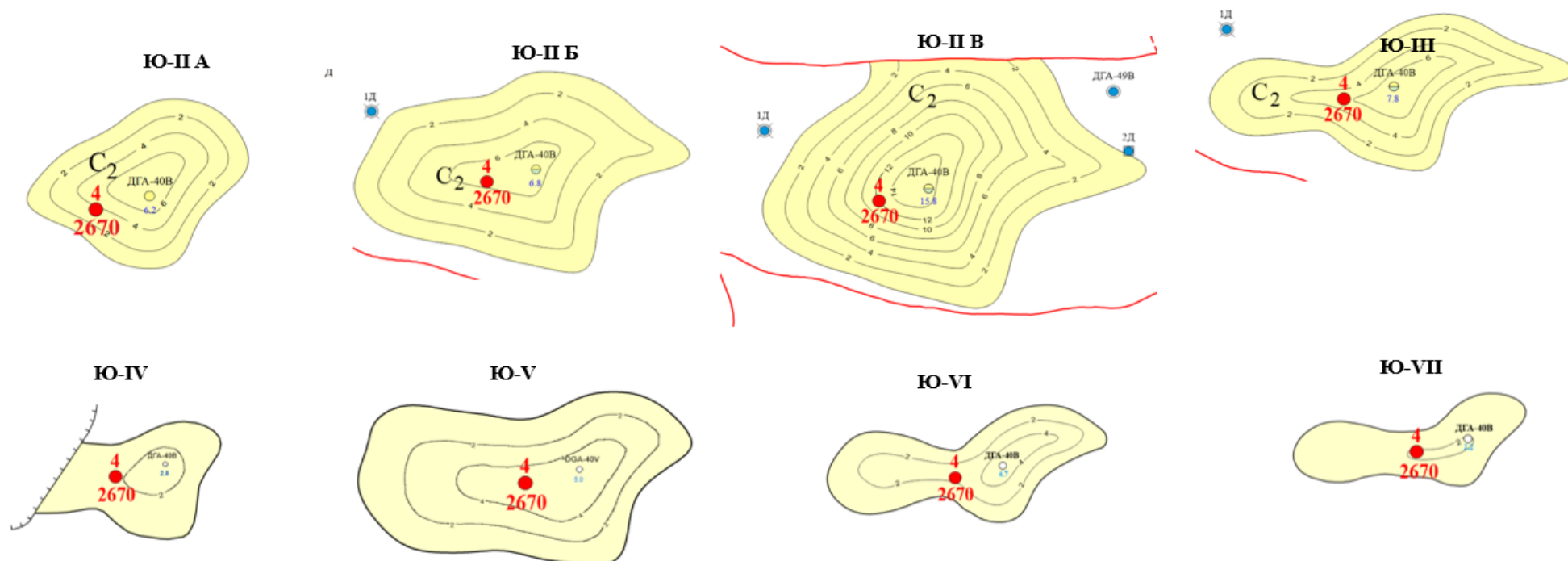


Рис.11.5 - Предварительный анализ по разведке с бурением эксплуатационно-оценочной скважины 3/ДГА-275В



Эксплуатационно-оценочная скважина 4/DGC-2V

Карты газонасыщенных толщин по залежам Юры по 2Д модели



Эксплуатационно-оценочная скважина 4/ DGC-2V :

1. Проектный горизонт Апт с глубиной вскрытия -2670 м.
2. Ожидаемый дебит: $Q_{ж}-37,6$ т/сут, $Q_{н}-14,4$ т/сут, обводненность 62%
3. Оценка запасов газовых залежей Ю-П - Ю-VII горизонтов
4. Сплошной отбор керна, отбор и изучение физико-химических свойств флюидов
5. Потенциальный объем запасов C_2 – 1584 млн.м³

Рис.11.6 - Предварительный анализ по разведке с бурением эксплуатационно-оценочной скважины 4/ДГС-2В



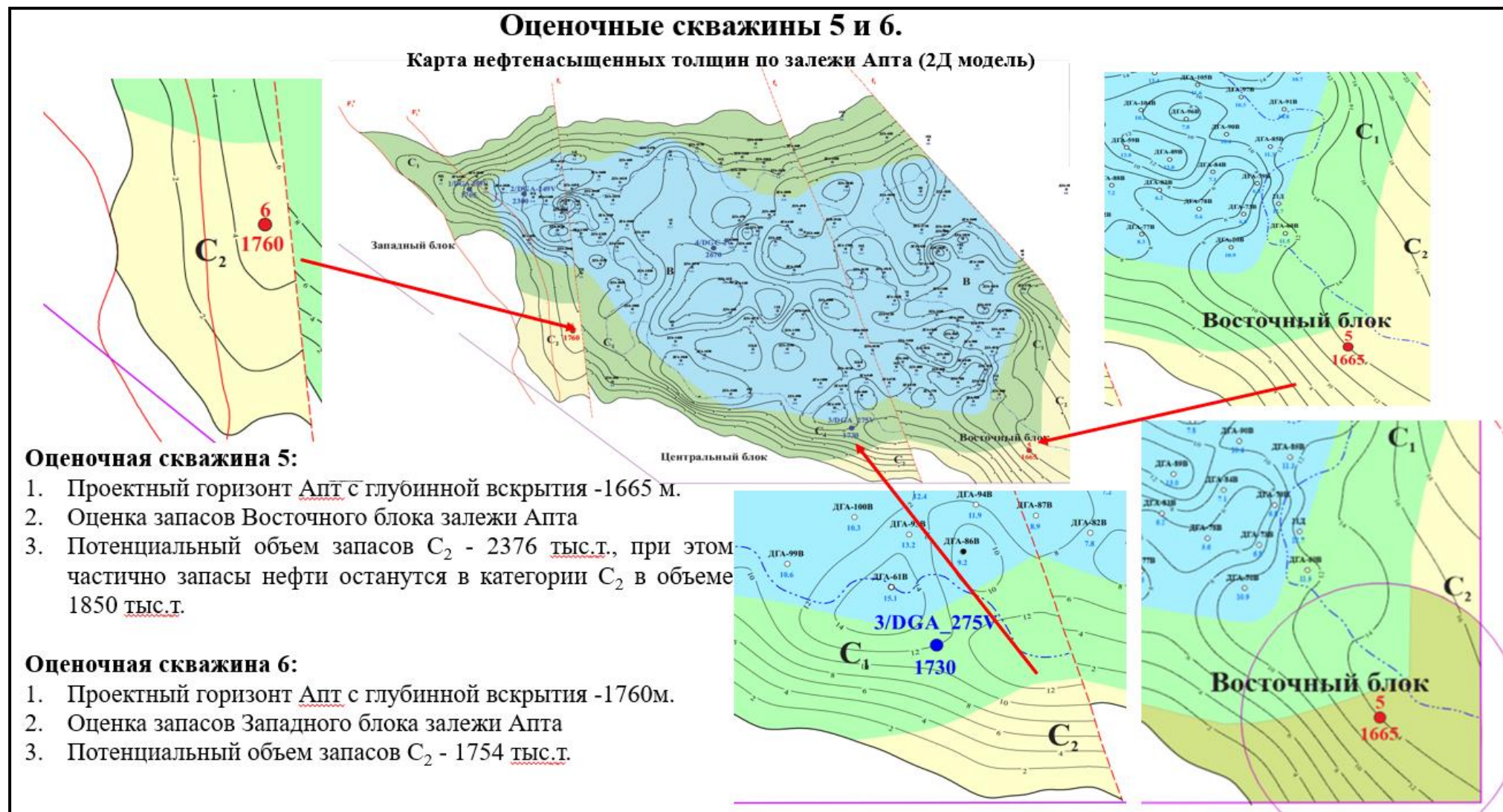


Рис.11.7 - Предварительный анализ по доразведке с бурением оценочных скважин 5 и 6



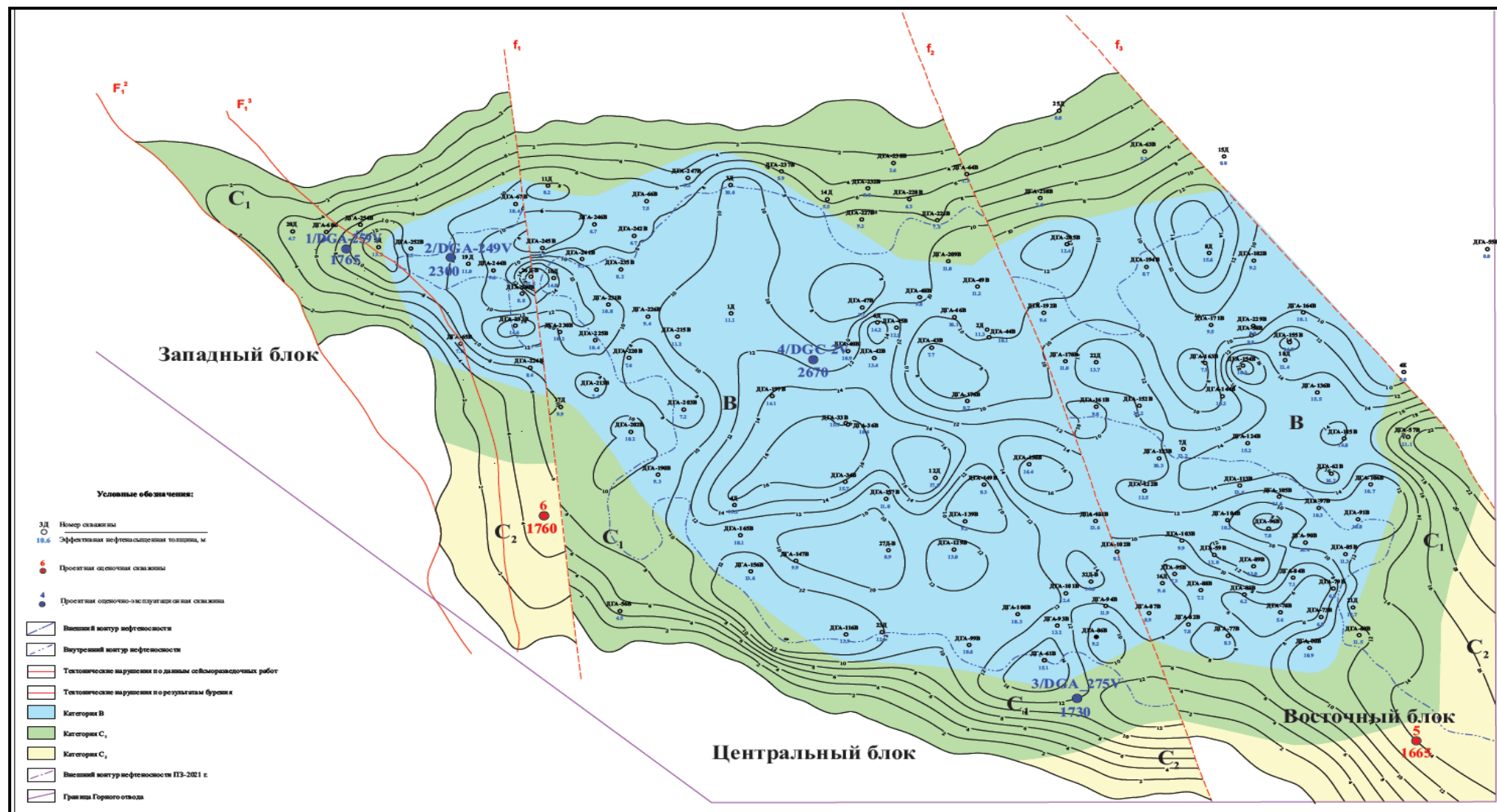


Рис.11.8 - Карта нефтенасыщенных толщин по залежи Апта с местоположением скважин с целью доразведки



12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Ограничение водопритока (ОВП)

Технология ОВП применяется на добывающих скважинах с высокой обводненностью, имеющих два и более интервалов перфорации, при этом состав блокирует водоотдающие пласты. Результат работ проявляется в виде снижения содержания воды в добываемой продукции. Так как технология ОВП направлена на ограничение притока воды за счет блокирования работающих обводненных пластов, то процесс не обязательно приведет к увеличению добычи нефти. Технология применения повышает рентабельность работы для добывающей компании, так как увеличивает срок продуктивной эксплуатации скважины, снижает эксплуатационные расходы и себестоимость нефти, связанные с высокой добычей и дальнейшей обработкой (утилизацией) попутно добываемой воды. Результатом работ является снижение добываемой жидкости при неизменном дебите нефти, и как следствие уменьшение продуктивности скважины по воде.

Радиальное вскрытие пласта (РВП)

Радиальное вскрытие пласта по технологии является эффективным методом интенсификации добычи для карбонатных и терригенных коллекторов с использованием малогабаритного ВЗД (винтового забойного двигателя). Технология позволяет получить систему протяженных радиально направленных каналов длиной до 25 м и диаметром 69 мм в коллекторах по контролируемой траектории для преодоления зоны кольматации и установления надежной гидродинамической связи в системе «скважина–пласт». Многосекционные винтовые забойные двигатели с заданными углами перекоса между двигательными секциями позволяют бурить протяженные каналы по траектории, схожей с дугой окружности. Благодаря сверхмалому радиусу кривизны и прогнозируемости траектории каналов, стало возможным точное фрезерование окна в обсадной колонне с последующим бурением канала в пределах установленного интервала. С одной отметки возможно бурение до 4 радиальных каналов.

На 01.07.2025г. по м. Дунга проведен РВП по одной скважине. Выполненное РВП обеспечило положительный эффект за счёт увеличения дебита жидкости и нефти, улучшения гидродинамической связи скважины с пластом. Это свидетельствовало о восстановлении проницаемости призабойной зоны и эффективном подключении продуктивных интервалов. Далее дополнительно проведен СКО, после проведения СКО по затрубному пространству наблюдалось ухудшение показателей работы скважины.



Несмотря на неуспешность одной скважины, рекомендуется тщательный подбор и продолжить проведение ОПИ в других скважинах.



**13 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ
ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**



14 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 июня 2018 года № 17131).
2. «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» Приложение к приказу Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329
3. Обобщение результатов геолого-разведочных работ и подсчет запасов нефти и газа месторождений Жоласкан-Дунга-Еспелисай Мангышлакской области Казахской ССР по состоянию на 15 сентября 1973 г. Токарев В.П., корсун П.Е., Шаховой А.И. и др., г. Шевченко, 1973 г. (протокол №7078 ГКЗ СССР от 23 декабря 1973 г.).
4. «Проект пробной эксплуатации залежей месторождения Дунга» (протокол ЦКР РК 21.11.1997 г.). Отчет «НИПИмунайгаз», 1997 г.
5. «Авторский надзор за реализацией пробной эксплуатации месторождения Дунга» (протокол №22 от 29.04.2003 г.). Отчет АО «НИПИнефтегаз», 2003 г.
6. «Проект опытно-промышленной разработки месторождения Дунга» (протокол ЦКР РК №24 от 3-4.12.2003 г.). Отчет ЗАО «НИПИнефтегаз», 2003 г.
7. «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа нижнемеловых (барремского и валанжинского) и свободного газа среднеюрских (Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI и Ю-VII) продуктивных горизонтов месторождения Дунга Мангистауской области республики Казахстан» по состоянию изученности на 01.01.2009 г. (Протокол ГКЗ РК №829-09-II от 22.05.2009 г.).
8. «Авторский надзор за реализацией Проекта опытно-промышленной разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.07.2004 г» (протокол ЦКР РК №31 от 23.02.2005 г.) Отчёт АО «НИПИнефтегаз», 2004 г.
9. «Анализ разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2006 г.». (протокол ЦКР РК №38 от 13-14.06.2006 г.). Отчёт АО «НИПИнефтегаз», 2006 г.
10. «Технологическая схема разработки месторождения Дунга». Отчёт АО «НИПИнефтегаз», 2007 г. (протокол ЦКР РК №44 от 13.06.2007 г.).
11. «Проект опытно-промышленной разработки опытного участка по закачке углеводородной жидкости на месторождении Дунга по состоянию на



- 01.07.2007 г.». (протокол ЦКР РК №52 от 13.09.2008 г.) Отчёт АО «НИПИнефтегаз», 2007 г.
12. «Дополнение к Проекту опытно-промышленной разработки опытного участка по закачке углеводородной жидкости на месторождении Дунга» (протокол КГиН МИиНТ РК №315 от 05.01.2012 г.). Отчет АО «НИПИнефтегаз», 2012 г.
13. «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Дунга» по состоянию изученности на 01.07.2008 г. (протокол ЦКР РК №57 от 11.06.2009 г.).
14. «Анализ разработки месторождения Дунга за период 2007-2009 гг.» (протокол ЦКРР РК №1 от 27-28.10.2010 г.). Отчёт АО «НИПИнефтегаз», 2010 г.
15. «Дополнение к Анализу разработки месторождения Дунга за период 2007-2009 гг.» (протокол КГиН МИиНТ РК №184 от 26.11.2001 г.). Отчёт АО «НИПИнефтегаз», 2011 г.
16. «Проект разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях на месторождениях Дунга и Еспелисай» (протокол МТД «Запказнедра» №131/2010 от 08.06.2010 г.). Отчет АО «НИПИнефтегаз», 2010 г.
17. «Проект пробной эксплуатации валанжинского горизонта месторождения Дунга» (протокол ЦКР РК №59 от 01.10.2009 г.). Отчёт ТОО «СМАРТ Инжиниринг», 2009 г.
18. «Дополнение к ППЭ валанжинского горизонта» (протокол № 59 от 01.10.2009 г.). Отчет АО «НИПИнефтегаз», 2012 г.
19. «Авторский надзор за реализацией Анализа разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.07.2012 г.» (протокол КГиН МИНТ РК №17-04/5140-КГН от 29.12.2012 г.). Отчёт АО «НИПИнефтегаз», 2012 г.
20. «Авторский надзор за реализацией Дополнения к Проекту опытно-промышленной разработки опытного участка по закачке углеводородной жидкости на месторождении Дунга по состоянию на 01.07.2012 г.» (протокол КГиН МИНТ РК №17-04/5140-КГН от 29.12.2012 г.). Отчёт АО «НИПИнефтегаз», 2012 г.
21. «Авторский надзор за реализацией Дополнения к Проекту опытно-промышленной разработки опытного участка по закачке углеводородной жидкости на месторождении Дунга по состоянию на 01.05.2013 г.» (протокол КГиН МИиНТ РК №17-04/12751-КГН от 10.10.2013 г.). Отчёт АО «НИПИнефтегаз», 2013 г.



22. «Авторский надзор за реализацией Дополнения к Проекту пробной эксплуатации валанжинского горизонта месторождения Дунга по состоянию на 01.07.2013 г.» (протокол КГиН МИиНТ РК №17-04-1929-н от 10.10.2013 г.). Отчёт АО «НИПИнефтегаз», 2013 г.
23. «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Дунга по состоянию 02.01.2013 г.» и (протокол №1362-13/У от 11.12.2013 г.). Отчет АО «НИПИнефтегаз», 2013 г.
24. «Утончённая технологическая схема разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2013 г.» (протокол ЦКРР РК №47/6 и протокол Комитета геологии и недропользования МИНТ РК №22—04-326-И от 14.05.2014 г.). Отчёт АО «НИПИнефтегаз», 2013 г.
25. «Авторский надзор за реализацией Утончённой Технологической схемы разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.07.2014 г.» (протокол ЦКРР РК №52/10 от 17.10.2014 г. и протокол КГиН МИиР РК №27-5-1293-И от 12.11.2014 г.). Отчёт АО НИПИнефтегаз» 2014 г.
26. «Авторский надзор за реализацией Утончённой Технологической схемы разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.05.2015 г.» (протокол ЦКРР РК №63/7 от 30.09.2015 г. и протокол КГиН МИиР РК №27-5-2361-И от 27.10.2015 г.). Отчёт АО «НИПИнефтегаз», 2015 г.
27. «Авторский надзор за реализацией Утончённой Технологической схемы разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.05.2016 г.». (протокол ЦКРР РК №76/8 от 22.09.2016 г. и протокол КГиН МИиР РК №27-5-2039-И от 18.10.2016 г.). Отчёт АО «НИПИнефтегаз», 2015 г.
28. «Авторский надзор за реализацией УТС месторождения Дунга по состоянию на 01.05.2017 г.».
29. «Авторский надзор за реализацией Утончённой Технологической схемы разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» (протокол ЦКРР РК №6/18 от 31.05.2018 г. и протокол КГиН МИиР РК №27-5-978-И от 22.06.2018 г.). Отчёт АО «НИПИнефтегаз» 2018 г.
30. «Оперативный подсчет запасов нефти растворенного газа альбского продуктивного горизонта по состоянию изученности на 01.05.2014 г.» (протокол ГКЗ РК №1471-14-П от 20.10.2014 г.). Отчёт ТОО «АктюбНИГРИ», 2014 г.



31. «Проект пробной эксплуатации залежи №1 (Сазды) в нижней части альбского яруса в пределах месторождения Дунга» (протокол ЦКРР РК № 61/5 от 17.07.2015 г. протокол КГиН РК №27-5-1728-И от 07.08.2015 г.). Отчёт ТОО «АктюбНИГРИ», 2015 г.
32. «Авторский надзор за реализацией Проекта пробной эксплуатации залежи № 1 (Сазды) в нижней части альбского яруса в пределах месторождения Дунга» (протокол ЦКРР РК №72/6 от 20.05.2016 г. и протокол КГиН МИиНТ РК №27-5-1125-и от 07.06.2016 г.)
33. «Дополнения к проекту пробной эксплуатации залежи №1 (Сазды) в нижней части альбского яруса в пределах месторождения Дунга» (протокол ЦКРР РК №78/28 от 18.11.2016 г. и протокол КГиН МИиНТ РК №27-5-2508 от 22.12.2016 г.). Отчёт ТОО «АктюбНИГРИ», 2016 г.
34. «Авторский надзор за реализацией Дополнения к Проекту пробной эксплуатации залежи №1 (Сазды) в нижней части альбского яруса в пределах месторождения Дунга по состоянию на 01.07.2017 г.» (протокол ЦКРР РК №90/17 от 30.10.2017 г. и протокол КГиН МИиНТ РК №27-5-2322 от 05.12.2017 г.). Отчёт ТОО «АктюбНИГРИ», 2017 г.
35. «Перевод запасов нефти и растворенного газа в нижней части альбского яруса месторождения Дунга по состоянию изученности на 01.07.2017 г.» (протокол ГКЗ РК №1929-18-У от 22.05.2018 г.). Отчёт ТОО «АктюбНИГРИ», 2018 г.
36. «Подсчёт запасов нефти и растворенного газа в нижней части альбского яруса месторождения Дунга» (протокол ГКЗ РК № 1929-18-У от 22.05.2018 г.). Отчет ТОО «АктюбНИГРИ», 2018 г.
37. «Проект разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» (протокол ЦКРР РК № 12/10 от 01 августа 2019 г.). Отчет АО «НИПИнефтегаз», 2019 г.
38. «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Дунга» по состоянию на 01.01.2020 г.
39. «Кодекс Республики Казахстан о Недрах и Недропользовании» от 27.12.2017 года № 125-VI с изменениями и дополнениями от 24.05.2018 г. №156-VI.
40. «Перевод запасов нефти и растворенного газа Аптской залежи месторождения Дунга по состоянию на 02.01.2021 г.», (протокол ГКЗ РК № 2361-21-У от 08.11.2021 г.). Отчет АО «НИПИнефтегаз», 2021 г.



41. «Анализ разработки месторождения Дунга за период 2018-2020 гг.» (протокол ЦККР РК №22/4 от 27.01.2022 г.). Отчет АО «НИПИнефтегаз», 2022 г.
42. «Перевод запасов нефти и растворенного газа категории С2 в категорию С1 по залежам №1 и №4 в нижней части альбского яруса месторождения Дунга» (протокол №2722-24-У от 27 ноября 2024 г.)
43. Отчет «Комплексное геохимическое исследование проб нефти месторождения Дунга». Договор № О-ЛІ.02.2311-11 от 09.07.2024 г., выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг».
44. Регламент по обоснованию свойств и состава пластового флюида.
45. «Технологический регламент на систему сбора и транспорта нефти скважинной продукции, подготовки нефти и газа на ЦПС и УПГ» месторождения Дунга Dunga Operating GmbH. Разработкан АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, Республика Казахстан. ТР-34.01.140-2024.
46. «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», Астана 30.12.2014 г.

