



АО «НИИНефтегаз»



УТВЕРЖДАЮ:
Глава КФ
«ПетроКазахстан Венчере Инк.»

Ю Цзиньцзюнь

2023 г.

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮГО-ВОСТОЧНЫЙ ДОЩАН

по состоянию на 01.01.2023 г.

Договор № 2209070-В

Генеральный директор,
канд. экон. наук



И.О. Герштапский

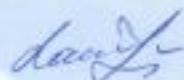
Заместитель генерального директора
по разработке месторождений нефти и газа

Л.В. Пунисова

Директор департамента
разработки месторождений нефти и газа

Решет О.Ф. Асташкова

Ответственный исполнитель,
Старший научный сотрудник
Алматинского отделения
департамента разработки
месторождений нефти и газа



А.Х. Аббасова

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта:

Руководитель Алматинского отделения
департамента разработки месторождений
нефти и газа

М.С. Юсупова
(руководство по
разработке)

Ответственный исполнитель:

Старший научный сотрудник
Алматинского отделения
департамента разработки месторождений
нефти и газа

А.Х. Аббасова
(Введение, главы 1, 3, 4, 8,
9)

Заместитель генерального директора
по разработке месторождений нефти и газа

Л.В. Пуписова
(общее руководство)

Директор департамента
разработки месторождений нефти и газа

О.Ф. Асташкова
(руководство по
направлению разработки)

Р.Ф. Белько (глава 2, 11)

Г. А. Белоножкин (глава 7)

С.В. Лозовая
(глава 2, раздел 2.3)

Л.У. Ешбаева
(глава 10)

М.А. Шагырбаева
(главы 3, 4, 5, 12)

В.Э. Шефер
(разделы 2.1, 2.2)

Н.К. Шыныбаев
(глава 6)

Т.И. Андрейко (глава 9,
разделы 2.1, 2.2, 2.4)

Директор департамента геологии нефти и газа

Директор департамента
добычи нефти и газа

Руководитель направления
промышленной геофизики Актауского отделения
департамента геологии нефти и газа

Руководитель направления



СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

исследования пластовой нефти и газа
Актауского отделения
научно-исследовательского лабораторного центра

Л.Л. Алькина
(раздел 2.3)

Руководитель направления
гидрогеологических исследований
Актауского отделения
департамента геологоразведочных работ

М.А. Афанасьева
(раздел 2.3)

Руководитель Алматинского отделения
департамента геологии нефти и газа

Е.А. Кисляков
(руководство по геологии,
главы 2, 11; граф.
приложения 1-21)

Руководитель направления
повышения нефтеотдачи пласта, интенсификации
добычи нефти, борьбы с осложнениями
и системы ППД Актауского отделения
департамента добычи нефти и газа

В.И. Прапорщиков
(разделы 6.2, 6.5)

Руководитель направления
техники и технологии добычи нефти и газа
Актауского отделения
департамента добычи нефти и газа

Л.Д. Арыстанбекова
(раздел 6.1)

Главный специалист
отдела оценки инвестиций
департамента контрактов и юридического
сопровождения

Е.С. Пичикян
(главы 5, 12, разделы 3.5,
4.2)

Главный специалист
Актауского отделения
департамента бурения

З.К. Гудзловенко
(разделы 7.1, 7.2)

Главный специалист
Актауского отделения
департамента охраны недр и окружающей среды

З.Ж. Мурталиев
(глава 10)

Ведущий специалист
отдела технологического моделирования
нефтяной и газовой промышленности
Актауского отделения
департамента добычи нефти и газа
Ведущий специалист
направления исследования пластовой нефти и газа

Д.В. Бабаев
(разделы 3.5, 6.3, 6.4.)



СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Актауского отделения
научно-исследовательского лабораторного центра

О.В. Кармаза
(глава 9, раздел 2.3)

Ведущий специалист
отдела оценки инвестиций
департамента контрактов и юридического
сопровождения

Ф.Д. Турнияз (главы 5, 12,
разделы 3.5, 4.2)

Ведущий специалист направления
повышения нефтеотдачи пласта, интенсификации
добычи нефти, борьбы с осложнениями и системы
ППД Актауского отделения
департамента добычи нефти и газа

С.Г. Амангалиева
(разделы 6.2, 6.5)

Старший научный сотрудник
Алматинского отделения
департамента разработки месторождений
нефти и газа

А.Д. Дүйсенказисова /
(разделы 3.2.1, 3.2.2, 3.3,
3.4, 4.1, 8)

Старший научный сотрудник
Атырауского отделения
департамента добычи нефти и газа

Е.У. Нургалиева
(разделы 3.5, 6.3, 6.4)

Старший научный сотрудник
направления гидрогеологических исследований
Актауского отделения
департамента геологоразведочных работ

Л.Х. Райкулова
(раздел 2.3)

Научный сотрудник
Алматинского отделения
департамента разработки месторождений
нефти и газа

Р.О. Аширбекова
(глава 9, разделы 3.1, 3.2.4;
граф. приложения 22-27)

Ведущий специалист
направления техники и технологии
добычи нефти и газа
Актауского отделения
департамента добычи нефти и газа

Э.К. Елеуова
(глава 9, раздел 6.1)

Специалист
Актауского отделения
департамента бурения

А.Ю. Кулиева
(глава 7)

Нормоконтролер

М.С. Юсупова



СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК РИСУНКОВ	7
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	8
СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ	11
РЕФЕРАТ.....	12
ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	19
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	21
2.1 Характеристика геологического строения	21
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности.....	36
2.3 Физико-химические свойства нефти, газа, воды.....	51
2.4 Физико-гидродинамическая характеристика.....	86
2.5 Запасы нефти и газа	95
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	103
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	103
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	110
3.2.1 Анализ структуры фонда, их текущих дебитов, обводненности и приемистости скважин	110
3.2.2 Динамика технологических показателей разработки	113
3.2.3 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки	118
3.2.4 Текущее энергетическое состояние залежей.....	118
3.2.5 Анализ выработки запасов углеводородов.....	121
3.2.6 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	126
3.3 Обоснование принятых расчетов геолого-физических моделей пластов.....	127
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	127
3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	130
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки	130
3.4.2. Обоснование расчетных вариантов и их исходные характеристики	132
3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	135
3.4.4 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	136
3.5 Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей	138
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	144
4.1 Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов	144
4.2 Технологические показатели вариантов разработки.....	146
4.3 Экономические показатели вариантов разработки.....	153
4.4 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	171
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	172
5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	172
5.2 Учет возможности и предложений казахстанских производителей работ, услуг, товаров	176
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	177
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутристкважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	177
6.1.1 Текущее состояние, существующие технические и технологические условия эксплуатации скважин	177
6.1.3 Расчет и обоснование минимальных давлений фонтонирования	179
6.1.4 Обоснование режимов фонтонирования и оборудования фонтанных скважин	181



<i>6.1.5 Обоснование режимов и оборудования механизированных скважин</i>	183
<i>6.1.6 Обоснование выбора оборудования и режимов нагнетания</i>	185
<i>6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов</i>	187
<i>6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин</i>	192
<i>6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке и (или) утилизации газа.....</i>	195
<i>6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента</i>	197
7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	200
<i>7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ</i>	200
<i>7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин</i>	203
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ.	208
9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	221
<i>9.1 Обязательный комплекс промысловых исследований.....</i>	222
<i>9.2 Гидродинамические методы контроля за процессом разработки.....</i>	224
<i>9.3 Геофизические методы контроля за процессом разработки</i>	227
<i>9.4 Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа.....</i>	240
<i>9.5 Контроль состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования.....</i>	242
10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	246
11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	272
12 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НEDROPOLЬZОVANIA	274
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	278
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ	311



СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Обзорная карта района работ.....	20
Рисунок 2.1 – Тектоническая схема Арыскумского прогиба	24
Рисунок 2.3.1 - Месторождение Ю-В Дошан. Зависимости основных параметров пластовой нефти по I объекту разработки.....	55
Рисунок 2.3.2 - Месторождение Ю-В Дошан. Зависимости основных параметров пластовой нефти по II объекту разработки	56
Рисунок 2.4.1 - М-II горизонт. Зависимость проницаемости пород для газа от пористости (а), зависимость проницаемости по Клинкенбергу от проницаемости для газа (б)	87
Рисунок 2.4.2 - Горизонт М-II. Кривые капиллярного давления.....	88
Рисунок 2.4.3 - Горизонт М-II. Сопоставление остаточной водонасыщенности с проницаемостью (а) и пористостью (б).....	89
Рисунок 2.4.4 - Горизонт М-II. Зависимость проницаемости для воды и проницаемости пород для нефти при остаточной водонасыщенности от проницаемости для газа	90
Рисунок 2.4.5 - Горизонт М-II. Кривые относительной проницаемости для нефти	91
Рисунок 2.4.6 - Горизонт М-II. Сопоставление остаточной нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения нефти водой от проницаемости пород для газа	91
Рисунок 2.4.7 - J2kr свита. Зависимость проницаемости пород для газа от пористости	92
Рисунок 2.4.8 - Ю-VI-1 горизонт. Соотношение проницаемости пород для газа от пористости	92
Рисунок 2.4.9 - Ю-VI-1 горизонт. Кривые капиллярного давления	93
Рисунок 2.4.10 - Ю-VI-1 горизонт. Сопоставление достигнутой водонасыщенности с проницаемостью (а) и пористостью (б).....	93
Рисунок 3.1.1 - Индикаторная кривая в зависимости дебита жидкости от депрессии скв. 54	105
Рисунок 3.1.2 - Биолографический график	105
Рисунок 3.1.3 - Индикаторная кривая зависимости дебита от перепада давления скв. 57	106
Рисунок 3.1.4 - График двойного логарифма скв. 57	107
Рисунок 3.2.1 – Динамика технологических показателей I объекта	115
Рисунок 3.2.2 – Динамика технологических показателей II объекта	117
Рисунок 3.2.3 - Динамика пластового давления I объекта	119
Рисунок 3.2.4 - Динамика пластового давления II объекта	120
Рисунок 3.2.5 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Характеристика вытеснения нефти по методикам Сипачева Н.В.-Посевича А.Г. (а), Назарова С.Н.-Сипачева Н.В. (б), Пирвердяна А.М. (в), Камбарова Г.С. (г)	123
Рисунок 3.2.6 - Месторождение Юго-Восточный Дошан. Накопленная добыча нефти фактическая и по методикам Сипачева Н.В.-Посевича А.Г. (а), Назарова С.Н.-Сипачева Н.В. (б), Пирвердяна А.М. (в), Камбарова Г.С. (г)	124
Рисунок 6.1.1 - Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье по I объекту	180
Рисунок 6.1.2 - Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье по II объекту.....	180
Рисунок 6.1.3 - Согласование работы пласта и подъемника (НКТ) диаметром 73 мм (I объект)	182
Рисунок 6.1.4 - Согласование работы пласта и подъемника (НКТ) диаметром 73 мм (II объект)	182
Рисунок 6.1.5 – График зависимости давления нагнетания воды на устье и забойного давления от приёмистости скважины для НКТ с наружным диаметром НКТ 73 мм	185
Рисунок 6.3.1 - Принципиальная схема системы сбора и транспортировки	194



СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин по залежам месторождения Юго-Восточный Дошан.....	37
Таблица 2.2.2 – Статические показатели характеристик неоднородности залежей	38
Таблица 2.2.3 - Изученность отложений продуктивных горизонтов по керну на 01.01.2023 г.	41
Таблица 2.2.4 - М-II горизонт. Минеральный состав пород с глубины 1376-1384 м из скважины ЮВД-51	42
Таблица 2.2.5 - Ю-VI-1 горизонт. Минеральный состав пород с глубины 3202,1-3209,9 м из скважины ЮВД-47	43
Таблица 2.2.6 - Границные значения емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов	44
Таблица 2.2.7 - Характеристика емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов по керну	44
Таблица 2.2.8 - Характеристика пористости и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов по ГИС	44
Таблица 2.2.9 - Распределение проницаемости пород-коллекторов	46
Таблица 2.2.10 – Виды и объемы методов ГИС в интервале продуктивной толщи	48
Таблица 2.2.11 - Входные константы, используемые при интерпретации	50
Таблица 2.3.1 - Месторождение Ю-В Дошан. Свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.	53
Таблица 2.3.2 - Месторождение Ю-В Дошан. Компонентный состав пластовой нефти .	54
Таблица 2.3.3 - Месторождение Ю-В Дошан. Средние значения параметров пластовой нефти	57
Таблица 2.3.4 - Месторождение Ю-В Дошан. Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.	59
Таблица 2.3.5 - Месторождение Ю-В Дошан. Компонентный состав дегазированной нефти	61
Таблица 2.3.6 - Месторождение Ю-В Дошан. Средние параметры дегазированной нефти по состоянию изученности	62
Таблица 2.3.7 - Месторождение Ю-В Дошан. Средние параметры дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г. (по горизонтам)	63
Таблица 2.3.8 - Месторождение Ю-В Дошан. Компонентный состав газа однократного разгазирования по состоянию изученности на 01.01.2023 г.	65
Таблица 2.3.9 - Месторождение Ю-В Дошан. Компонентный состав растворённого газа по состоянию изученности на 01.01.2023 г.	66
Таблица 2.3.10 - Месторождение Ю-В Дошан. Компонентный состав нефтяного газа после сепарации по состоянию изученности на 01.01.2023 г.	67
Таблица 2.3.11 - Месторождение Ю-В Дошан. Компонентный состав свободного газа по состоянию изученности на 01.01.2023 г.	70
Таблица 3.1.1 - Месторождение Юго-Восточный Дошан. Количество проведенных гидродинамических исследований за период 2008-01.01.2023 гг.....	103
Таблица 3.1.2 - Результаты гидродинамических исследований месторождения Юго-Восточный Дошан	104
Таблица 3.2.1 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2023 г.	111
Таблица 3.2.2 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и жидкости на 01.01.2019 г.	112



Таблица 3.2.3 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Распределение действующих добывающих скважин по обводненности на 01.01.2019 г.....	112
Таблица 3.2.4 – Динамика технологических показателей за период 2018-2022 гг.....	113
Таблица 3.2.5 – I объект. Динамика технологических показателей за период 2018-2022 гг.....	115
Таблица 3.2.6 –II объект. Динамика технологических показателей по за период 2018-2022 гг.....	117
Таблица 3.2.9 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Сведения о выработке запасов нефти по состоянию на 01.01.2023 г.	122
Таблица 3.2.10 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Определение вовлеченных запасов нефти в целом по месторождению.....	123
Таблица 3.2.11 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Выработка запасов нефти в целом по месторождению по состоянию на 01.01.2023 г.	125
Таблица 3.4.1 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки по состоянию на 01.01.2023 г.	131
Таблица 3.4.2 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки.....	134
Таблица 3.4.3– Ввод новых добывающих скважин по годам по 1 варианту (рекомендуемый)	134
Таблица 3.4.4– Планируемые ГТМ по годам по 1 варианту (рекомендуемый)	134
Таблица 3.4.5 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Физико-химический состав вод	136
Таблица 3.5.1 - Технико -экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат	141
Таблица 3.5.2 - Нормативы расчета затрат связанные с налогообложением и ценой продукции	142
Таблица 3.5.3 - Расчет коэффициентов инфляции/дефляции.....	142
Таблица 4.1.1 – Значения минимальных толщин для объектов по зонам	145
Таблица 4.2.1 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 1вариант	147
Таблица 4.2.2 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. 1 вариант	148
Таблица 4.2.3 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. I объект. Характеристика основного фонда скважин. 1вариант	149
Таблица 4.2.4 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. I объект. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 1 вариант	150
Таблица 4.2.5 - Месторождение Юго-Восточный Дошан. II объект. Характеристика основного фонда скважин. 1вариант	151
Таблица 4.2.6 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. II объект. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 1 вариант	152
Таблица 4.3.2.1 - Расчет капитальных вложений. Вариант 1	162
Таблица 4.3.3.1 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1.....	164
Таблица 4.3.3.2 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1	165
Таблица 4.3.3.3 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1	166
Таблица 4.3.3.4 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1.....	167



Таблица 4.3.4.1 - Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1 .	168
Таблица 4.3.5.1 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 1	169
Таблица 4.3.5.2 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 1	170
Таблица 4.4.1 – Сопоставление параметров по вариантам разработки	171
Таблица 5.1.1 - Интегральные экономические показатели проекта	175
Таблица 6.2.1 – Количество проведенных ОГН на скважинах	189
Таблица 6.2.2 – Количество проведенных ОГВ на скважинах в 2018 г.	189
Таблица 6.5.1 - Требования к закачиваемой воде	197
Таблица 6.5.2 - Нормы содержания механических примесей и нефти в воде	198
Таблица 6.5.3 – Значения проницаемости продуктивных пластов Юго-Восточный Дошан.....	198
Таблица 6.5.4 – Нормы содержания механических примесей и нефти в воде Юго-Восточный Дошан	199
Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция скважин	200
Таблица 7.1.2 - Рекомендации по цементированию обсадных колонн	202
Таблица 8.1- Месторождение Юго Восточный Дошан. Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ в целом по месторождению. Вариант 1	209
Таблица 8.2 - Месторождение Юго-Восточный Дошан. I объект. Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ. Вариант 1	213
Таблица 8.3 - Месторождение Юго-Восточный Дошан. II объект. Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ. Вариант 1	217
Таблица 9.2.1 – Виды и объемы исследовательских работ по контролю за разработкой и периодичность.....	226
Таблица 9.3.1 - Результаты интерпретации ГИС по контролю за разработкой в добывающих скважинах за период 2016-01.07.2023 гг.	229
Таблица 9.3.2- Качество цементного камня по данным АКЦ, выполненного в скважинах	230
Таблица 9.3.3 – Фактическое выполнение работ по ГИС-к.....	231
Таблица 9.3.4 - Программа исследовательских работ (ГИС-к с 01.01.2023 г.)	234
Таблица 9.3.5 -Рекомендуемые комплексы геофизических исследований скважин месторождения	238
Таблица 9.4.1 - Месторождение Ю-В Дошан. Распределение исследований проб нефти и газа.....	241



СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Таблица П. 3.1 - Месторождение Юго-Восточный Дошан. Результаты исследований скважин методом установившихся отборов (МУО) за 2008-2022 гг.....	281
Таблица П. 3.2 - Результаты ГДИС методом КВД за 2008-2022 гг.	283
Таблица П. 3.3 - Результаты ГДИС методом МУО+КВД за 2018-2022 гг.	284
Рисунок П. 3.1.1 - Горизонт М-II. Индикаторная диаграмма по скважинам 13, 15, горизонт Ю-IV-1-1 и 16,.....	285
Рисунок П. 3.1.2 - Горизонт М-II. Индикаторная диаграмма по скважине 30, 31, 33....	286
Рисунок П.3.1.3 - Горизонт М-II. Индикаторная диаграмма по скважине 38.....	287
Рисунок П. 3.1.5 - График распределения давления по скважинам 20, 30, 31, 33.....	289
Рисунок П. 3.1.6 – График распределения давления по скважинам 33, 38	290
Рисунок П. 3.1.8 - График распределения температуры по скважинам 16, 20, 30, 31	291
Рисунок П. 3.1.9 - График распределения температуры по скважинам 31, 33, 38	292
Рисунок П. 3.1.10 - График распределения температуры по скважине 54.....	293
Таблица П. 4.2.1 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 2вариант	294
Таблица П.4.2.2 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. 2 варианта	296
Таблица П.4.2.3 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. I объект. Характеристика основного фонда скважин. 2вариант.....	297
Таблица П.4.2.4 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. I объект. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 2 вариант.....	299
Таблица П.4.2.5 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. II объект. Характеристика основного фонда скважин. 2вариант.....	300
Таблица П.4.2.6 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. II объект. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 2 вариант.....	301
Таблица П. 4.3.2.1 - Расчет капитальных вложений. Вариант 2	302
Таблица П. 4.3.3.1 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	304
Таблица П. 4.3.3.2 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	305
Таблица П. 4.3.3.3 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	306
Таблица П. 4.3.3.4 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	307
Таблица П. 4.3.4.1 - Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	308
Таблица П. 4.3.5.1 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	309
Таблица П. 4.3.5.2 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 2	310



РЕФЕРАТ

Отчет содержит 313 страниц, в т.ч. 30 рисунков, 80 таблиц, 31 табличных приложений, 27 графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЮГО-ВОСТОЧНЫЙ ДОЩАН, НЕФТЬ, ГАЗ, ВОДА, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ, ДОБЫВАЮЩАЯ СКВАЖИНА, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДОБЫЧА ЖИДКОСТИ, ДОБЫЧА ГАЗА, ДЕБИТ НЕФТИ, ДЕБИТ ЖИДКОСТИ, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, СПОСОБЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ВАРИАНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ.

Объект исследования – месторождение Юго-Восточный Дощан.

Целью настоящего Дополнения к ПР месторождения Юго-Восточный Дощан является обоснование уточненного к реализации варианта разработки, утвержденного ранее, с изменением даты ввода месторождения в промышленную разработку и завершение обустройства с учетом уточнения системы сбора и транспортировки УВС, в связи с тем, что ПР-2019 г. не был реализован по причине отсутствия контракта на промышленную добычу.

В отчете приведены геолого-физическая характеристика объекта разработки, физико-химические свойства нефти, газа и воды; запасы нефти и газа, результаты опробования разведочных скважин, обоснование выделения объекта разработки, обоснование выбора расчётных вариантов разработки, основные технологические показатели вариантов разработки, технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта, техника и технология добычи нефти и газа, сбор и подготовка добываемой продукции, мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, охрана недр и окружающей среды.



ВВЕДЕНИЕ

У Недропользователей месторождения Юго-Восточный Дошан – «ПетроКазахстан Венчерс Инкорпорейтед», «Сентас Текникал Сервисез, Л.Л.С», «Ориент Петролеум (Централ Эйжа), Лтд.» – имеются следующие разрешительные документы:

- лицензия МГ № 951-Д от 08.12.1997 г. на право пользования недрами для разведки углеводородного сырья на территории Блоков XXIX – 37-А, В (частично), С (частично), D, E, F (частично), XXXI-40, XXXI-41 и XXXII-41 в Кызылординской области РК;
- соглашение № 114 от 12.02.1997 г. с Мингео и ОН РК на приобретение информации;
- контракт (рег. № 240 от 18.09.1998 г.) на проведение разведки в соответствии с Лицензией серии МГ № 951-Д;
- дополнение № 13 (рег. № 4265-УВС МЭ от 11.01.2016 г.) к Контракту для оценки коммерческого обнаружения до 08.12.2018 г.

В 2022 году было получено Дополнение №16 (рег.№5056-УВС от 17.06.2022г.) к контракту на проведение разведки и добычи УВ на подготовительный период, 3 года с 10.10.2022 г. по 10.10.2025 г.

Таким образом, Недропользователи «ПетроКазахстан Венчерс Инкорпорейтед», «Сентас Текникал Сервисез, Л.Л.С» и «Ориент Петролеум (Централ Эйжа), Лтд.» имеют все правоустанавливающие документы для разработки месторождения Юго-Восточный Дошан.

Месторождение Юго-Восточный Дошан расположено в зоне развития главного Карагатусского разлома в Арыскумском прогибе Южно-Тургайской впадины.

Структура Дошан была выявлена поисково-детальными сейсмическими работами ОГТ, проведенными в период 1986-1990 гг. Турланской геофизической экспедицией. Поисковые работы на структуре Дошан проводила Южно-казахстанская нефтеразведочная экспедиция.

С 2003 г. поисково-разведочные работы на месторождении Дошан ведет компания «ПетроКазахстан Венчерс Инкорпорейтед».

В 2004 г. в пределах юго-восточной части контрактной территории была пробурена скважина 10. Выделенные в разрезе данной скважины по ГИС коллекторы оказались водонасыщенными и скважина ликвидирована без испытания.

После открытия в 1988 г. соседнего месторождения Дошан по всему лицензионному



участку в 2005 г. были проведены полевые сейсмоработы ЗД в объеме 203 км². По результатам проведенных работ ЗД были построены структурные карты по подошве нижнего мела, кровле кумкольской, дощанской и карагансайской свит юрских отложений. На этих картах была обнаружена группа тектонически экранированных ловушек в юго-восточной части контрактной территории, которая получила название Юго-Восточный Дощан.

В 2007 г. компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был составлен «Проект доразведки залежей нефти и газа на месторождении Дощан и площади Жамансу» [1].

В 2007-2009 гг. в ходе реализации проекта в юго-восточной части контрактной территории было пробурено 5 скважин (13, 15, 16, 17, 19).

Первооткрывательницей месторождения Юго-Восточный Дощан была скважина 15, в которой в 2008 г. был получен приток нефти с газом из среднеюрских отложений (карагансайская свита).

Скважины 13, 15, 17 установили продуктивность отложений карагансайской свиты средней юры (J_{2kr}), а скважины 16, 19 – арыскумского горизонта нижненеокомских отложений (K_{1nc1ar}).

По состоянию на 01.10.2009 г. произведен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Юго-Восточный Дощан по состоянию изученности на 01.10.2009 г.» (Протокол ГКЗ РК № 902-10-П от 12.01.2010 г.) [2] в районах скважин 13, 15, 16, 17, 19 по продуктивным горизонтам: М-II арыскумской свиты нижнего мела (K_{1nc1ar}) и Ю-IVkr карагансайской свиты средней юры (J_{2kr}) по категории С₁ в радиусе опробованных скважин, давших промышленные притоки и по категории С₂, выделенных границ распространения коллекторов.

В 2011 г. выполнен «Проект пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дощан», который в июле 2011 г. рассмотрен в ЦКРР РК, и утвержден Комитетом геологии и недропользования МИиНТ РК (Протокол № 208 от 07.09.2011 г.) [3].

После утверждения данного проекта на месторождении Юго-Восточный Дощан в 2011 г. была пробурена разведочная скважина 20 согласно «Проекту доразведки залежей нефти и газа на месторождении Дощан и площади Жамансу в Кызылординской области РК» [1].

Согласно обращению Недропользователей Компетентным органом РК было принято решение о продлении срока действия Контракта № 240 от 18.09.1998 г. в соответствии с Лицензией серии МГ № 951-Д (нефть) от 08.12.1997 г. до 08.12.2013 г. (Дополнение № 9 рег. № 3720-УВС от 10.08.2011 г.).

Таким образом, в 2011 г. составлено «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации



месторождения Юго-Восточный Дошан», рассмотренное на заседании ЦКРР РК (Протокол № 20 от 09.02.2012 г.) и утвержденное Комитетом геологии и недропользования МИиНТ РК (Протокол № 347 от 14 февраля 2012 г.) [4].

После утверждения «Дополнения к Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан» (2011 г.) в период с ноября 2011 г. по май 2013 г. на месторождении дополнительно были пробурены 6 скважин: 24, 25, 30, 31, 32, 33. Из них: две разведочные скважины (24 и 25) были пробурены согласно «Проекту доразведки залежей нефти и газа на месторождении Дошан и площади Жамансу в Кызылординской области РК» [1], три разведочные скважины (30, 31, 32) и одна опережающая добывающая скважина 33 были пробурены согласно «Дополнению к Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан» (2011 г.) [4].

Министерство нефти и газа РК, рассмотрев обращение Недропользователя от 21.06.2013 г. № 106, приняло решение (Письмо № 07-04/10649 от 19.07.2013 г.) разрешить продление срока разведки для оценки по Контракту № 240 от 18.09.1998 г. на площади Жамансу, месторождений Дошан и Юго-Восточный Дошан на 2 года, т.е. до 08.12.2015 г. (Протокол № 8 от 12.07.2013 г.).

Таким образом, в 2013 г. составлено «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан», рассмотренное на заседании ЦКРР РК (Протокол № 43/23 от 13.12.2013 г.) и утвержденное Комитетом геологии и недропользования МИиНТ РК (Протокол № 17-04-46-И от 16.01.2014 г.) [5].

После утверждения «Дополнения к Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан» (2013 г.) на месторождении в период с июля 2013 г. по январь 2015 г. дополнительно были пробурены 10 скважин: 35, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46. Из них: девять разведочных скважин (38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46) и одна опережающая добывающая скважина 35.

Для доизучения контрактной территории, куда входит и месторождение Юго-Восточный Дошан, в 2015 г. Недропользователи обратились в Компетентный орган РК с просьбой о продлении периода разведки для оценки по Контракту на 3 года до 08.12.2018 г. (Письмо № 118 от 06.05.2015 г.). Министерство энергетики РК рекомендовало выдать разрешение на продление периода разведки на 3 года для оценки месторождений Юго-Восточный Дошан, Южный Дошан, Жамансу до 08.12.2018 г. по Контракту № 240 от 18.09.1998 г. (Письмо № 08-03-4038/и от 02.07.2015 г.).

Таким образом, в 2015 г. составлено третье «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан» по состоянию на 01.07.2015 г.,



рассмотренное на заседании ЦКРР РК (Протокол № 65/7 от 27.11.2015 г.) и утвержденное Комитетом геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК (Протокол № 27-5-2778-И от 25.12.2015 г.) [6].

В 2015 г. согласно «Дополнению к Проекту оценочных работ месторождения Юго-Восточный Дошан и Северо-Западного участка месторождения Дошан на 2014-2015 гг.» [6] в период 02.09-24.11.2015 г. была пробурена одна разведочная скважина 47, вскрывшая отложения нижней юры. По данным ГИС в разрезе скважины выделены продуктивные коллектора в сазымбайской свите и газоносные пласти карагансайской свиты, аналогично с соседней скважиной 13.

В 2016 г. согласно «Дополнению к Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.07.2015 г.» [6] были пробурены две опережающие-добывающие скважины (50, 51) на горизонт М-II (I объект) в IV блоке в районе ранее пробуренных скважин (31, 38, 39) с запасами по категории С₁. Из них скважина 50 была пробурена в период 26.11-16.12.2016 г, скважина 51 – в период 22.10-16.11.2016 г.

В 2016 г. компанией ТОО НПЦ «ТУРАН ГЕО» выполнен «Отчет по оперативному подсчету запасов нефти и газа месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.12.2015 г.» (Протокол № 1652-16-П от 18.03.2016 г.) [7].

Согласно которому запасы в целом по месторождению Юго-Восточный Дошан составили:

нефть: по категории С₁ – геологические 1962 тыс.т, в том числе извлекаемые – 654 тыс.т; по категории С₂ – геологические 1198 тыс.т, в том числе извлекаемые – 292 тыс.т;
растворенный газ: по категории С₁ – геологические 248 млн.м³, в том числе извлекаемые – 83 млн.м³; по категории С₂ – геологические 138 млн.м³, в том числе извлекаемые – 34 млн.м³;
свободный газ: по категории С₁ – геологические 2024 млн.м³; по категории С₂ – геологические 1675 млн.м³.

Согласно обращению Недропользователей (Письмо № 118 от 06.05.2015 г.) Компетентным органом РК было принято решение (Письмо № 08-03-4038/и от 02.07.2015 г., Протокол ЭК № 10/МЭ РК от 25.06.2015 г.) о продлении срока действия Контракта № 240 от 18.09.1998 г. в соответствии с Лицензией серии МГ № 951-Д (нефть) от 08.12.1997 г. на 3 года до 08.12.2018 г. (Дополнение № 13 рег. № 4265-УВС МЭ от 11.01.2016 г.).

Необходимо отметить, что в рамках реализации «Дополнения к Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.07.2015 г.» месторождение продолжило пробную эксплуатацию с марта 2016 г., разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа от Комитета экологического регулирования, контроля



и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе было получено 31.03.2016 г. (Письмо №KZ5VCQ00000255).

В 2017 г. на основе утвержденных запасов ГКЗ РК было составлено «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.04.2017 г.» компанией ТОО «Смарт Инжиниринг», рассмотренное на заседании ЦКРР РК (протокол № 90/7 от 30.10.2017 г.) и утвержденное Комитетом геологии и недропользования МИР РК (протокол № 27-5-2316-И от 05.12.2017 г.) [8].

В данном «Дополнении к Проекту...» были выделены 3 объекта пробной эксплуатации:

- I объект – горизонт М-II (район скважин 16, 24, 30, 31, 33, 38, 39, 40, 42, 50, 51);
- II объект – горизонт Ю-IV-1-1 (район скважины 15);
- III объект – горизонт Ю-IV-2-1 (район скважины 20).

Комитетом геологии и недропользования МИР РК рекомендовано Недропользователю в IV квартале 2018 г. представить на рассмотрение ЦКРР РК «Технологическую схему разработки месторождения Юго-Восточный Дошан».

В 2017 г. компанией ТОО «НПЦ ТУРАН ГЕО» выполнен «Подсчет запасов нефти, растворенного и свободного газа месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 02.01.2018 г.» [7] и утвержден ГКЗ РК в 2018 г. (протокол ГКЗ № 1933-18-У от 30.05.2018 г.). Согласно которому запасы по состоянию на 02.01.2018 г. в целом по месторождению составили:

нефть:

по категории С₁ – геологические 2514 тыс.т, в том числе извлекаемые – 983 тыс.т; по категории С₂ – геологические 1016 тыс.т, в том числе извлекаемые – 285 тыс.т;

растворенный газ:

по категории С₁ – геологические 302,8 млн.м³, в том числе извлекаемые – 119,1 млн.м³; по категории С₂ – геологические 90 млн.м³, в том числе извлекаемые – 24,9 млн.м³;

свободный газ:

по категории С₁ – геологические 2854,7 млн.м³, в том числе извлекаемые – 2569,4 млн.м³; по категории С₂ – геологические 2331 млн.м³, в том числе извлекаемые – 2098 млн.м³.

Утвержденный КИН на 02.01.2018 г. составил 0,391 д.ед., КИГ – 0,9 д.ед.

В 2018 г. выполнен «Проект разработки месторождения Юго-Восточный Дошан по

состоянию на 01.07.2018 г.» компанией АО «НИПИнефтегаз», рассмотренный на заседании ЦКРР РК и утвержден МЭ РК (протокол № 12/19 от 01.08.2019 г.) [10].

В связи с тем, что ПР-2019 г. не был реализован после утверждения его на ЦКРР РК по причине отсутствия Контракта на добычу и в связи с необходимостью корректировки даты ввода месторождения в промышленную разработку, завершения обустройства месторождения с учетом уточнения системы сбора и транспортировки УВС, возникла необходимость составления настоящего Дополнения к ПР.

Настоящее «Дополнение к проекту разработки месторождения Юго-Восточный Дощан», выполнен АО «НИПИнефтегаз» по состоянию на 01.01.2023 г. в соответствии с требованиями «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (приказ МЭ РК № 329 от 24.08.2018 г.) и ««Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (приказ МЭ РК № 239 от 15.06.2018 г.).



1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение Юго-Восточный Дошан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области РК, на территории блоков XXIX-37-А (частично), В (частично), С (частично), Е (частично), F (частично).

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Тургайской низменности, в западной части Арыскумского прогиба.

Площадь геологического отвода за вычетом возвращенных участков составляет 896 км² (см. рисунок 1.1).

В орографическом отношении район представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 80 м до 230 м.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские воды верхнего мела, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., минерализацией до 3 г/л.

Климат района резко-континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не менее 150 мм, основное их количество выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем минус 12 °C (до минус 40 °C), летом плюс 27 °C (до плюс 45 °C).

Район относится к пустынной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветра: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные, скорость 3-4 м/сек.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются города Кызылорда (к юго-востоку 170 км), Жезказган (к северо-востоку 200 км), ст. Жосалы (к западу 120 км), промысел Кумколь (к востоку 85 км).

На расстоянии 85 км к востоку от проектируемого района работ находится нефтепровод Кумколь-Каракоин, связанный с ниткой нефтепровода Павлодар-Шымкент. Нефтепровод Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит в 60 км к северо-востоку.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

Источники энергоснабжения отсутствуют. Энергоснабжение обеспечивается автономными электростанциями на дизельном топливе.

Дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами, которые во время зимних заносов и весенней распутицы непроходимы для любого транспорта.



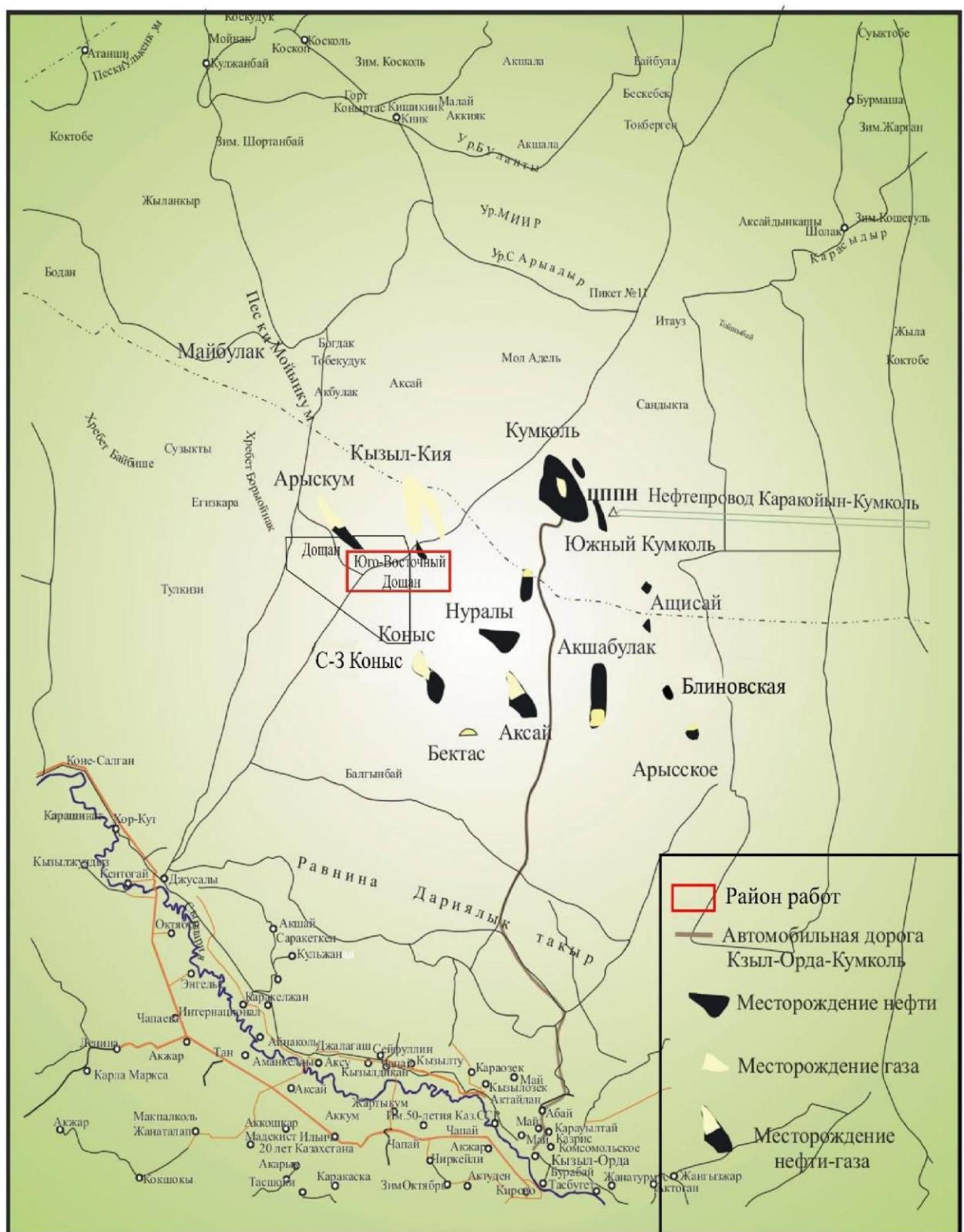


Рисунок 1.1 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Обзорная карта района работ

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

На месторождении Юго-Восточный Дошан бурением поисково-разведочных скважин, а также по данным сейсморазведки установлено, что в разрезе площадей вскрыты отложения неоген-четвертичной, палеогеновой, меловой и юрской систем, залегающие на складчатом домезозойском фундаменте.

В данном разделе характеристика геологического строения приводится в сокращенном виде. Более детальное описание отражено в отчете по «Подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию изученности на 02.01.2018 г.» [9].

Отложения домезозойского фундамента ни одной скважиной не вскрыты.

Мезозойская группа

Юрская система (J)

Юрская система представлена отложениями всех отделов.

Нижний отдел (J₁)

Сазымбайская свита (J_{1sz}) представлена песчаниками, конгломератами, гравелитами с прослойями аргиллитов и алевролитов. К песчаникам приурочены продуктивные горизонты Ю-VI-1 и Ю-VI-2.

Вскрытая толщина отложений равна 385 м (скв. ЮВД-47).

Айбалинская свита (J_{1ab}) сложена аргиллитами с прослойями песчаников, алевролитов, маломощных пластов бурого угля. Вскрытая толщина отложений равна 778 м (скв. ЮВД-47).

Нижний–средний отделы нерасчлененные (J₁₋₂)

Дошанская свита (J_{1-2ds}) сложена переслаиванием песчаников, реже конгломератов, темно-серых (до черных) аргиллитов, глинистых алевролитов, и тонкозернистых серых глинистых песчаников. К отложениям дошанской свиты приурочен продуктивный горизонт Ю-IV-2-1.

Вскрытая толщина отложений равна 644 м (скв. ЮВД-24). В одиннадцати скважинах вскрыты неполной мощностью, толщиной от 74 до 544 м.

Средний отдел (J₂)

Караганайская свита (J_{2kr}) сложена черными аргиллитами с прослойями



алевролитов, песчаников. К песчанным прослойям карагансайской свиты приурочены продуктивные горизонты Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2 и Ю-IV-1-3.

Толщина свиты изменяется от 105 м до 632 м. Средняя толщина вскрытия на Западном крыле (по семи скважинам) – 180 м, а на Восточном крыле (по шести скважинам) – 427 м.

Верхний отдел (J_3)

Кумкольская свита (J_3km) представлена песчаниками с прослойями темно-серых глин и алевролитов. В средней части разреза преобладают глины и алевролиты, а в нижней и верхней частях количество песчаников увеличивается. Толщина отложений свиты изменяется от 45 м до 383 м. Средняя толщина вскрытия на Западном крыле (по девяти скважинам) – 259 м, на Восточном крыле (по девяти скважинам) – 180 м.

Акиабулакская свита (J_3ak) залегает согласно на кумкольской. Разрез толщи сложен пестроцветными аргиллитоподобными глинами с прослойями песчаников и алевролитов. К свите приурочены продуктивные горизонты Ю-0-1 и Ю-0-2-Б. Толщина свиты меняется от 73 м (не полная) до 358 м. Средняя толщина вскрытия на Западном крыле (по девяти скважинам) – 219 м, на Восточном крыле (по девяти скважинам) – 192 м.

Меловая система (K)

Меловые отложения залегают на отложениях юры с угловым несогласием и расчленены на даульскую свиту (неоком-апт), карачетаускую свиту (верхний апт-нижне-средний альб), кызылкиинскую свиту (верхний альб-сеноман), балапанскую свиту (нижний турон) и отложения верхнего мела-турон-сенона и верхнесенонского надъяруса.

К отложениям нижнедаульской подсвиты (*арыскумский горизонт (K_{1nc1ar})*) приурочен продуктивный горизонт М-II.

Отложения арыскумского горизонта на месторождении представлены песчаниками, мелко-, среднезернистыми слабосцементированными с прослойями алевролитов и аргиллитов. Цемент глинистый, местами глинисто-карбонатный. Толщина арыскумского горизонта колеблется от 7 м до 29 м.

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты сложена коричневыми глинами с тонкими прослойями песчаников, алевролитов. Они являются региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыскумского горизонта, толщина изменяется от 99 до 282 м. Среднее значение по Западному крылу равно – 161 м, а по Восточному крылу – 132 м.

Верхнедаурская подсвита (K_{1nc2}) в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней – преимущественно глинами. К песчаникам верхнего неокома приурочен продуктивный



горизонт М-0-2. Толщина отложений подсвиты составляет 123-327 м.

Карачетауская свита (K_1a-al_{1-2}). Отложения карачетауской свиты залегают с размывом на даульской и представлены в нижней части серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослойями гравелитов и в верхней части – глинами.

Кызылкиинская свита ($K_{1-2}kk$). Отложения кызылкиинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестро-цветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослойями песков и песчаников. Толщина свиты 87-186 м.

Балапанская свита (K_2bl). Отложения турона выделены в балапанскую свиту. Она залегает трансгрессивно на кызылкиинской свите и сложена зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен глауконита. Толщина 82-150 м.

Нерасчлененный верхний турон-нижний сенон ($K_2t_2-sn_1$). Отложения этой толщи залегают с размывом на породах балапанской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестро-цветных песков и глин. Толщина 123-236 м.

Верхнесенонский надъярус (K_2sn_2). В пределах Арыскумского прогиба отложения верхнего сенона в большинстве случаев отсутствуют за счет размыва в предпалеогеновое время. Толща сложена серыми глинами в основании и белыми песками с прослойями известняков в верхней части разреза. Толщина достигает 43 м.

Кайнозойская группа

Палеогеновая система (P)

Отложения палеогена обнажаются в юго-восточной части Контрактной территории, а в пределах месторождения прикрыты неоген-четвертичными отложениями и вскрыты скважинами. Палеоген на описываемом месторождении представлен палеоценом и частично эоценом, но при разведочных работах обычно выделяют нерасчлененную палеогеновую систему. Общая толщина отложений достигает 245 м.

Нерасчлененные неоген-четвертичные отложения ($N-O$)

К неоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыскумского прогиба. Толщина колеблется от 0 м до 20 м.

Тектоника

Месторождение Юго-Восточный Дошан расположено на западном пологом борту Арыскумской грабен-синклинали (рис. 2.1).

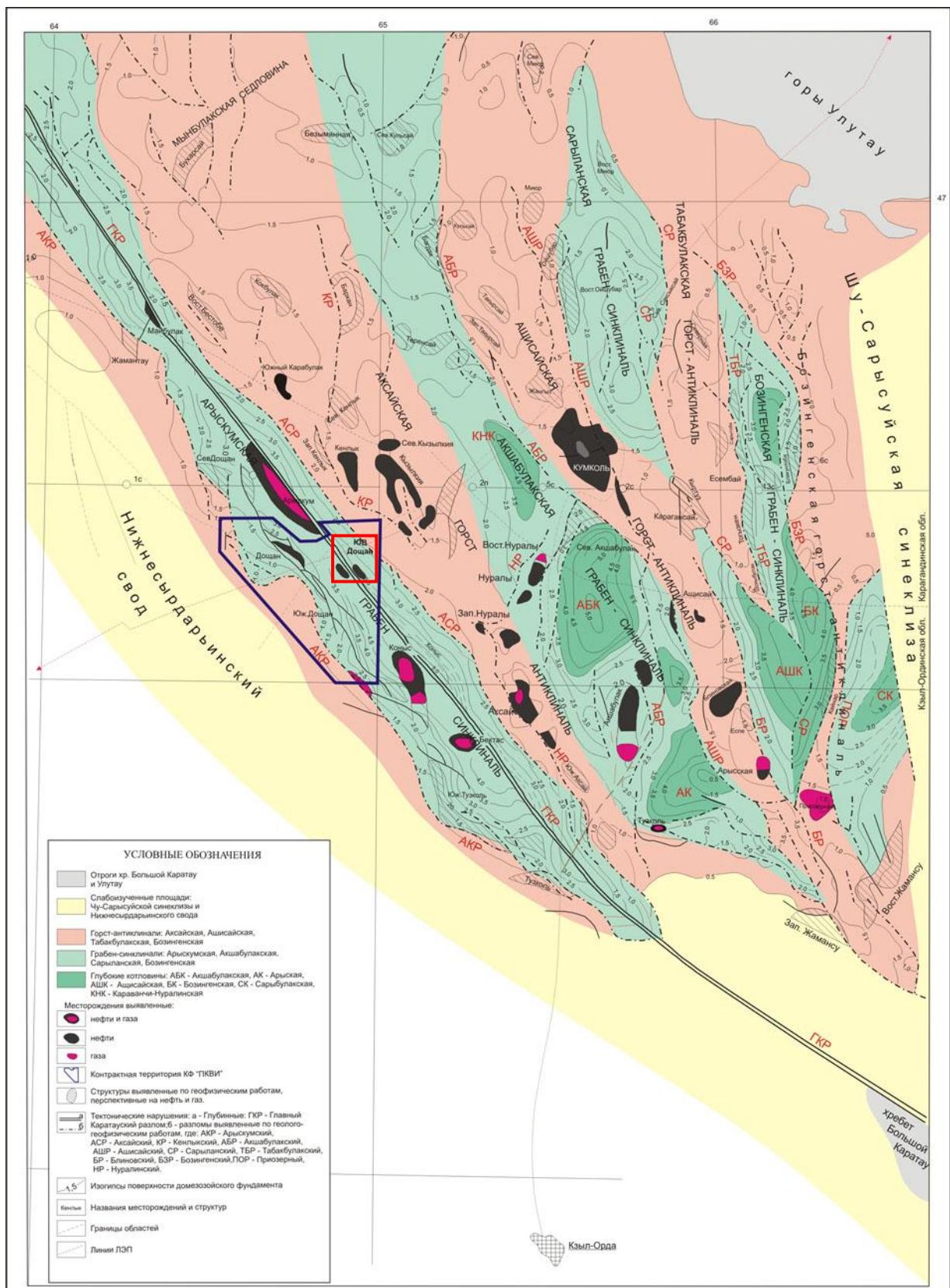


Рисунок 2.1 – Тектоническая схема Арыскумского прогиба

Арыскумская грабен-синклиналь на востоке сочленяется с Аксайским горст-антеклинальным выступом, а на западе – с восточным крылом Нижнесырдарьинского свода,

на северо-западе отделена небольшой седловиной от Жинишкеукумской грабен-синклинали, на юге сочленяется с антиклиниорием Карагана. Арыскумская грабен-синклиналь имеет протяженность 120 км, в поперечнике 25-30 км. Западный борт Арыскумской грабен-синклинали срезан Главным Караганским разломом, который делит западный склон грабен-синклинали на два линейных блока, приподнятый западный и опущенный восточный. Западный приподнятый борт имеет ширину от 11 км в центре до 15-16 км на северо-западе и юго-востоке. На расширенных до 15-16 км частях борт осложнен дополнительными синклинальными складками (скорее впадинами), разделенными поперечными поднятиями (в районе скважин ЮВД-10, ЮВД-13 и юго-восточнее от него 17-18 км). Наиболее опущенные локальные впадины имеют глубину до кровли: карагансайской свиты 2,0-2,2 км, домезозойского фундамента до 3,0-3,5 км.

Месторождение Юго-Восточный Дощан расположено в центральной части Арыскумской грабен-синклинали (рис. 2.1) и осложнено Главным Караганским разломом (далее и на графических приложениях сокращено на – ГКР) северо-западного простирания. Разлом крутой и его зона имеет ширину от нескольких сотен метров до одного километра. По разлому восточный борт опущен по отношению к западному борту. Амплитуда по разлому незначительная по кровле арыскумского горизонта и равна от 70 до 150 м (граф. прил. 1). С глубиной в юрских отложениях амплитуда постепенно увеличивается (граф. прил. 14-21). На карте по кровле карагансайской свиты она колеблется от 100 до 200 м (граф. прил. 2), а по кровле дощанской свиты увеличивается от 100 м на северо-западе до 350 м в центральной части.

Уменьшение амплитуды в отложениях нижнего мела объясняется постепенным затуханием сил тектонических движений в позднекиммерийской и раннеальпийской эпохах и общим нивелированием поверхности территории в поздней юре и раннем мелу. ГКР в скоплении залежей УВС играет роль разделителя и ограничителя залежей нефти и газа.

В скоплении УВС и образовании ловушек антиклинального, неантиклинального типов активную и главную роль играют оперяющие ГКР разломы, распространенные на западном борту от ГКР на расстоянии от 0,5 до 1,5 км, а на восточном борту от 1,0 до 2,5 км. Все эти разломы отходят (или берут начало) от зоны ГКР ближе к субмеридиональному направлению, при этом угол между ГКР и оперяющими разломами составляет 30-45 градусов.

На структурной карте по кровле арыскумского горизонта на западном борту выделяются 12 оперяющих разломов (на карте выделены под названием разлом 1, разлом 2 и т.д., сокращенные на Р-1, Р-2 и т.д.). На восточном борту выделены 15 таких разломов,

выделенные на карте от Р-13 до Р-27. Картрируемые между этими оперяющими разломами тектонические блоки пронумерованы с северо-запада на юго-восток арабскими цифрами: с I до XVI, при этом учтены наиболее протяженные оперяющие разломы (граф. прил. 1).

На картах юрских горизонтов количество разломов уменьшается (26 разломов), возможно вследствие соединения с глубиной некоторых в один (граф. прил. 14-21).

Эти оперяющие разломы в полосе своего распространения создают сложное блочное строение, перемежающиеся горсты и грабены. В отдельных случаях к горстам приурочены сводовые части небольших по размеру антиклинальных складок, а на грабенах – синклинали. В результате такого строения образовались небольшие антиклинальные ловушки и ловушки типа выклинивания и тектонического ограничения в горстовых поднятиях. Отложения юры и мела в Арыскумском прогибе преимущественно облекают геоморфологические элементы поверхности домезозойского фундамента, к поднятиям приурочены антиклинальные складки облекания, к впадинам – синклинальные складки. Основную роль в образовании различных по размеру и форме горстов и грабенов играл рельеф домезозойского фундамента. К такому выводу позволяют прийти незначительные амплитуды между этими структурами (до первых сотен метров), незначительная деформация пластов, отсутствие метаморфизаций пород и т.д. Все эти оперяющие разломы, возможно, образовались после осадконакопления отложений юры и мела, в коротких активизациях в киммерийской и альпийской эпохах. В результате образовались такие малоамплитудные горсты и грабены, а также антиклинальные складки.

На структурной карте **по кровле сазымбайской свиты нижней юры** Западное крыло месторождения представляет собой брахискладку, полого погружающуюся в восточном направлении к ГКР от отметки -2000 до -4500 м, осложненную серией разрывных нарушений. В приподнятой северо-западной части этого крыла выделяется поднятие в районе скважины ЮВД-47, размеры ловушки по замкнутой изогипсе -2950 м – $2,5 \times 1,5$ км, амплитуда 270 м. Залежь пластовая, полусводовая, тектонически экранированная с запада и востока (граф. прил. 3, 20, 21).

Восточное крыло имеет более крутые погружения от отметок -2150 до -4550 м в восточном направлении. На этом крыле между разломами выделяются несколько локальных поднятий, но пробуренными скважинами не вскрыты отложения сазымбайской свиты.

По отражающему горизонту IV (**кровля карагансайской свиты средней юры**) структура имеет сложное геологическое строение, в северной части расположены два крупных тектонических разлома, в центральной части структуры с востока и с запада от ГКР находятся оперяющие разломы, которые делят ее на блоки. На Западном крыле отметки кровли отложений от -1485 м на севере и до -1905 м на южной части территории, на



Восточном погруженном крыле – от -1575 до -2105 м. На Западном крыле, в северо-западной части месторождения, выделяется крупное сводовое поднятие, осложненное тектоническими разломами. Свод поднятия определен на отметке -1485 м. Размеры ловушки по замкнутой изогипсе -1515 м – 2×3 км, амплитуда 35 м. Ловушка пластового, сводового типа, тектонически ограниченная. В центральной части Западного крыла выделяются два полуантклинальных поднятия, осложненных оперяющими разломами. Поднятие в районе скважин ЮВД-32 и ЮВД-15 по замыкающей изогипсе -1685 м имеет размеры $1,5 \times 0,6$ км, амплитуду 40 м. Ловушка в районе скважины ЮВД-17 имеет два полусвода с наивысшей отметкой -1675 м, по замыкающей изогипсе -1725 м имеет размеры $2,8 \times 0,5$ км и амплитуду 60 м (граф. прил. 2, 16-19).

В юго-восточной части Восточного крыла выделяется полусводовая, пластовая ловушка, осложненная ГКР и разломами, в районе скважины ЮВД-25 имеющая размеры $1,2 \times 0,4$ км с амплитудой 50 м (граф. прил. 2, 16-19).

На структурной карте **по кровле арыскумского горизонта** нижнего неокома нижнего мела выделяются локальные поднятия, в которых выявлены залежи нефти и газа (граф. прил. 1, 13).

В южной части Западного крыла между разломами Р-10 и Р-12, в блоке XVI, в районе скважины ЮВД-40 выделена полуантклинальная структура с размерами $1,7 \times 1,0$ км по замкнутой изогипсе -1100 м, амплитудой 22 м. Ловушка пластово-сводового типа, тектонически экранированная с северо-востока ГКР, осложнена разломом Р-11 (граф. прил. 1, 13).

На Восточном крыле месторождения выявлено семь локальных поднятий, контролируемые ГКР и тектоническими разломами. В северной части крыла, в районе скважины ЮВД-24, между разломами Р-12 и Р-14 выделяется полуантклинальная ловушка с размерами $1,7 \times 0,4$ км, амплитудой около 25 м. Ловушка пластовая полусводовая, тектонически экранированная (граф. прил. 1, 13).

В центральной части Восточного крыла выделяются структурные полуантклинальные поднятия в блоках с IV по VI между разломами Р-18 и Р-24, которые объединены в одну крупную нефтяную залежь с единым ВНК. Свод этой залежи находится между разломами Р-20 и Р-24 в районе скважин ЮВД-16, ЮВД-33 и ЮВД-30 с наивысшей отметкой -1150 м. Размеры единой структуры по замкнутой изогипсе -1190 м – $5,3 \times 2,0$ км с амплитудой 40 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически ограниченная с юго-запада ГКР, осложненная тремя оперяющими разломами (граф. прил. 1, 13).

В блоке III между разломами Р-16 и Р-18 выделяется структурное поднятие,

разделенное разломом Р-17, находящееся гипсометрически на одном уровне с нефтяной залежью М-II (блоки IV-VI). Ловушка пластово-сводового типа, тектонически экранированная, с размерами по замкнутой изогипсе -1150 м – 1,7×0,5 км с амплитудой 20 м (граф. прил. 1, 13).

В юго-восточной части территории месторождения выделяется стратиграфическое поднятие, осложненное разломами Р-25 и Р-26, в котором выявлена газонефтяная залежь в районе скважин ЮВД-42 и ЮВД-19. Размеры ловушки по изогипсе -1170 м – 1,5×0,75 км, амплитуда 50 м. Ловушка пластовая, полусводовая, тектонически ограниченная ГКР и разломами (граф. прил. 1, 13).

Нефтегазоносность

Главным Караганским разломом месторождение разделено на Западное и Восточное крылья (по отношению к нему). На **Западном крыле** продуктивными являются отложения верхнего неокома (М-0-2), арыскумского горизонта нижнего неокома (М-II) нижнего мела, акшабулакской свиты верхней юры (Ю-0-1), караганской свиты средней юры (Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2 и Ю-IV-1-3) и дощанской свиты нижней-средней юры (Ю-VI-1 и Ю-VI-2), а на **Восточном крыле** отложения арыскумского горизонта нижнего неокома (М-II) нижнего мела, акшабулакской свиты верхней юры (Ю-0-2-Б), караганской и дощанской свит нижней и средней юры (Ю-IV-1-2 и Ю-IV-2-1). Оперяющими разломами эти 2 крыла (борта) разделены на 16 тектонических блоков. Ниже при характеристике залежей, наряду с привязкой их к скважинам, также приводятся номера блоков, в которых выявлена залежь, а при ограничении залежей оперяющими разломами приводятся их номера. В случаях, когда залежь ограничивается Главным Караганским разломом, в скобках приводится его сокращенное название – ГКР.

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении всего пробурено 34 скважины. В настоящей работе использованы данные интерпретации ГИС в 34 скважинах. На месторождении Юго-Восточный Дошан после составления работы [ПР-2019] были пробурены две скважины ЮВД-58 и ЮВД-59. Скважина ЮВД-58 вскрыла продуктивные горизонты М-II и Ю-0-1, из которых нефтенасыщенные пласти-коллекторы по данным ГИС выделены только в меловом продуктивном горизонте. Разрез скважины ЮВД-59, пробуренной со вскрытием нижнеюрских отложений, по данным ГИС водонасыщен.

На графических приложениях 12-21, приведены структурные карты по кровле коллектора и карты эффективных нефте- и газонасыщенных толщин по продуктивным горизонтам М-0-2, М-II, Ю-0-1, Ю-0-2-Б, Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3, Ю-IV-2-1, Ю-VI-1 и Ю-VI-2, а на приложениях 8-11 – геологические разрезы.



Всего на месторождении установлено 19 залежей, из них 14 нефтяных и 5 газовых.

Ниже приводится характеристика выделенных залежей, отдельно по крыльям относительно ГКР.

Западное крыло

На Западном крыле пробурено 10 скважин (ЮВД: 10, 13, 15, 17, 32, 40, 44, 45, 47 и 49) и выявлено 10 залежей, из них 5 нефтяных, 4 газовые залежи и 1 нефтяная залежь с газовой шапкой.

Продуктивный горизонт M-0-2

К горизонту М-0-2 приурочена нефтяная залежь. Вскрыта одной скважиной ЮВД-40.

Положение водонефтяного контакта принято на абсолютной отметке -834,4 м (по подошве нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора выделенного по материалам ГИС в скважине ЮВД-40 и по опробованию интервала перфорации 1051,5-1053,0 м, (-833,0-834,5 м), где был получен приток нефти дебитом $70,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ (расчетным путем)).

Высота залежи составляет около 30 м. Площадь нефтеносности равна 1717 тыс.м².

Залежь пластовая, полусводовая, с северо-востока (ГКР) и юго-востока (Р-12) тектонически экранированная, частично осложнена также разломом (Р-11).

Продуктивный горизонт M-II

На Западном крыле к продуктивному горизонту М-II приурочена нефтяная залежь. Вскрыта одной скважиной ЮВД-40.

В скважине ЮВД-40 при перфорации интервала 1315-1324 м (-1096,4-1105,4 м) дебит нефти составил $17,84 \text{ м}^3/\text{сут}$ (расчетным путем), подошва продуктивного пласта-коллектора выделена на отметке -1105,2 м.

Положение контакта для этого участка принято условно на абсолютной отметке -1105,2 м [4].

Высота залежи достигает 15 м. Площадь нефтеносности равна 956 тыс.м².

Залежь пластовая, полусводовая, с северо-востока (ГКР) и юго-востока (Р-12) тектонически экранированная, частично северо-западная часть залежи осложнена разломом (Р-11).

Продуктивный горизонт Ю-0-1

В продуктивном горизонте Ю-0-1 выявлена нефтяная залежь *в районе скважины ЮВД-32* (юго-восточная часть блока XIII). Продуктивность подтверждена опробованием скважины ЮВД-32, где дебит нефти составляет $9,28 \text{ м}^3/\text{сут}$. Подошва нефтенасыщенного по ГИС пласта-коллектора находится на отметке -1090,7 м.

Водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке -1090,7 м [9].



Высота составляет 5 м. Площадь нефтеносности равна 347 тыс.м².

Залежь пластовая, полусводовая, с северо-востока (ГКР) и юго-востока (Р-6) тектонически экранированная, северо-западная часть залежи осложнена разломом (Р-5).

Производственный горизонт Ю-IV-1-1

Представлен двумя продуктивными участками: газовая залежь *в районе скважины ЮВД-13* (блок X) и залежь нефти с газовой шапкой *в районе скважины ЮВД-15* (блок XIII).

Газовая залежь *в районе скважины ЮВД-13* установлена по результатам опробования скважины ЮВД-13. В скважине ЮВД-13 получен приток 14,80 тыс.м³/сут газа из интервала перфорации 1726-1746 м (-1502,4-1522,4 м). Подошва газонасыщенного по ГИС коллектора расположена на отметке -1548,7 м.

На поднятии в районе скважины ЮВД-13 пробурены также скважины ЮВД-47 и ЮВД-49. В результате интерпретации материалов ГИС в скважине ЮВД-47 выделены газонасыщенные коллекторы до отметки -1613,9 м. При опробовании интервала 1825-1838 м (-1600,3-1613,3 м) получен приток 3,24 м³ конденсата с газом. В скважине ЮВД-49 подошва газонасыщенного по ГИС пласта-коллектора выделена на отметке -1611,3 м.

В работе [9] газоводяной контакт был принят на абсолютной отметке -1613,9 м, по подошве газонасыщенного коллектора скважины ЮВД-47.

Залежь пластовая, сводовая, с юго-востока (Р-1) тектонически экранированная. Высота достигает 110 м. Площадь газоносности составляет 12409 тыс.м².

Залежь нефти с газовой шапкой *в районе скважины ЮВД-15* установлена получением промышленных притоков нефти и газа при опробовании скважины ЮВД-15.

Положение ГНК принято на абсолютной отметке -1658,1 м. Положение водонефтяного контакта принято на абсолютной отметке -1668,2 м [9].

Залежь пластовая, полусводовая, с северо-востока и юго-востока тектонически экранированная (Р-6). Высота газовой части залежи достигает 4,2 м, высота нефтяной части составила 10 м. Площадь газоносности равна 255 тыс.м², нефтеносности – 475 тыс.м².

Производственный горизонт Ю-IV-1-2

К продуктивному горизонту приурочены два нефтяных участка: *в районе скважины ЮВД-15* (блок XIII) и *в районе скважины ЮВД-17* (блоки XIV и XV).

Нефтяная залежь *в районе скважины ЮВД-15* установлена по интерпретации материалов ГИС. В скважине ЮВД-15 выделены 4 нефтенасыщенных пласта, подошва нижнего из которых находится на отметке -1690 м.

Положение водонефтяного контакта принято условно на абсолютной отметке -1690 м.

Залежь пластовая, полусводовая, с северо-востока (ГКР) и севера-запада (Р-6) тектонически экранированная, с северо-востока ограничена зоной литологического замещения. Высота залежи достигает 20 м. Площадь нефтеносности равна 237 тыс.м².

Нефтяная залежь *в районе скважины ЮВД-17* выявлена по результатам опробования и интерпретации материалов ГИС. В скважине ЮВД-17 при проведении опробования перфорированного интервала 1997-2030 м (-1776,9-1809,9 м) получен приток нефти дебитом 4,18 м³/сут (расчетным путем). Подошва нижнего пласта-коллектора выделенного по ГИС находится на отметке -1782,2 м.

Водонефтяной контакт принят условно на абсолютной отметке -1782,2 м [9].

Площадь продуктивности равна 1282 тыс.м².

Залежь пластовая, сводовая, с северо-востока (ГКР), севера-запада (Р-6) тектонически экранированная, с юга-востока ограничена зоной литологического замещения. Высота залежи составляет около 35 м.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-3

Газовую залежь продуктивного горизонта вскрыли скважины ЮВД-47 и ЮВД-49. При опробовании в скважине ЮВД-49 из интервала 1924,5-1927 м (-1700,2-1702,7 м) 3-х фазным сепаратором получено 68,8 м³ нефти, 20,5 м³ задавочной технической воды и 485,281 тыс.м³ газа. При работе скважины ЮВД-47 через 3-х фазный сепаратор из интервала перфорации 1940-1948 м (-1715,3-1723,3 м) получено 14,8 м³ конденсата с газом, 152,925 тыс. м³ газа, 18,9 м³ нефти и 90,13 м³ пластовой воды.

В скважине ЮВД-47 газонасыщенный коллектор выделен до абсолютной отметки -1724,7 м.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -1724,7 м, по подошве газонасыщенного пласта-коллектора, выделенного в скважине ЮВД-47 [9].

Площадь газоносности равна 3153 тыс.м².

Залежь пластовая, сводовая, с востока ограничена зоной отсутствия коллектора условно на половину расстояния между скважинами ЮВД-47 и ЮВД-13. Высота залежи достигает около 70 м.

Продуктивный горизонт Ю-VI-1

К горизонту приурочена залежь газа.

При опробовании скважины ЮВД-47 из интервала 3182-3197 м (-2957,3-2972,3 м) свабированием получен приток газа и воды объемом 2,9 м³. По данным ГИС газонасыщенные коллекторы выделены до абсолютной отметки -2979,6 м.

ГВК принят условно на абсолютной отметке -2979,6 м по подошве газонасыщенного



пласта [9].

Высота залежи достигает около 200 м. Площадь газоносности 3556 тыс.м².

Залежь пластовая, полусводовая, тектонически экранированная с востока и юго-запада разломами.

Продуктивный горизонт Ю-VI-2

К горизонту приурочена залежь газа.

Скважина ЮВД-47 вскрыла отложения продуктивного горизонта. В разрезе горизонта в скважине по результатам интерпретации ГИС выделено 11 газонасыщенных пластовых коллекторов в интервале 3254,7-3290,3 м (-3030-3065,6 м). Опробование не проводилось.

ГВК принят условно на абсолютной отметке -3065,2 м по подошве газонасыщенного пласта [9].

Высота составляет около 200 м. Площадь газоносности равна 3177 тыс.м².

Залежь пластовая, полусводовая, тектонически экранированная с востока и юго-запада разломами.

Восточное крыло

На Восточном крыле пробурены 24 скважины (ЮВД: 16, 19, 20, 24, 25, 30, 31, 33, 35, 38, 39, 42, 43, 46, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58 и 59) и выявлено 9 залежей, из них 7 нефтяных, 1 нефтегазовая и 1 газовая залежи.

Продуктивный горизонт М-0-2

В районе скважины ЮВД-50 выделена нефтяная залежь. В разрезе скважины ЮВД-50 в интервале горизонта были выделены нефтенасыщенные коллекторы до отметки -831,3 м. Пласти не были опробованы.

ВНК для залежи принят на абсолютной отметке -831,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенного по ГИС в скважине ЮВД-50 [9].

Площадь продуктивности составляет 417 тыс.м².

Залежь пластовая, полусводовая, тектонически экранированная с юга ГКР, с запада и юго-востока разломами Р-18 и Р-19, с северо-востока ограничена зоной литологического выклинивания. Высота залежи достигает около 15 м.

Продуктивный горизонт М-II

На Восточном блоке в продуктивном горизонте М-II установлены 3 нефтяные, 1 нефтегазовая и 1 газовая залежи.

Нефтяная залежь *в районе скважины ЮВД-24* (северо-западная часть блока I) установлена по результатам опробования скважины ЮВД-24.

В скважине ЮВД-24 при опробовании интервала перфорации 1078-1089 м (-942,8-

953,8 м) было получено 13,54 м³ нефти и 43,03 м³ пластовой воды.

Положение контакта принято на отметке -954,5 м по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора выделенного по материалам ГИС в скважине ЮВД-24 [9].

Залежь пластовая, полусводовая, с юго-запада-запада и севера тектонически экранированная (Р-13). Высота залежи составляет более 20 м. Площадь продуктивности равна 328 тыс.м².

Нефтегазовая залежь *в районе скважин ЮВД-16, ЮВД-30, ЮВД-31, ЮВД-33, ЮВД-38, ЮВД-39* (блоки III, IV, V и VI, между разломами Р-18 и Р-23) выявлена получением промышленных притоков нефти и газа при опробовании и по интерпретации ГИС.

Скважина ЮВД-50 вместе со скважиной ЮВД-31 вскрыли газовую часть залежи.

По материалам ГИС в скважине ЮВД-31 газонасыщенные пласти выделены до отметки -1135,7 м. Кровля нефтенасыщенного коллектора по ГИС отбивается на отметке -1146,3 м. При опробовании интервала перфорации 1368-1375,2 м (-1146,3-1153,5 м) получено 120,05 м³ нефти и 26,59 м³ технической воды. Опробование подтвердило интерпретацию нефтенасыщенных пластов-коллекторов по данным ГИС.

В скважине ЮВД-50 подошва газонасыщенного коллектора по ГИС находится на отметке -1140,6 м, а кровля нефтенасыщенного пласта-коллектора выделена на отметке -1141,8 м. При освоении интервала перфорации 1365,5-1369,5 м (-1143,7-1147,7 м) было получено 93534,4 м³ попутного газа, 68,66 м³ нефти и 5,93 м³ технической воды.

В районе скважин ЮВД-31 и ЮВД-50 газонефтяной контакт принят на абсолютной отметке -1135,7 м по подошве газонасыщенного коллектора по ГИС в скважине ЮВД-31 [9].

Нефтяная часть залежи установлена в результате опробования 7 скважин (ЮВД 16, 30, 31, 33, 38, 39 и 59), в результате которых были получены притоки нефти и воды.

ВНК был принят на абсолютной отметке -1182,6 м по кровле водонасыщенного пласта в скважине ЮВД-35 [9].

В скважине ЮВД-58 по данным ГИС выделены три нефтенасыщенных пласта в интервале 1359,7-1370,2 м (-1137,3-1148,7 м) общей эффективной толщиной 5,9 м. При опробовании интервала перфорации 1365,5-1370,5 м (-1143,1-1148,1 м), который охватил два нижних пласта-коллектора выделенных по ГИС, был получен приток нефти объемом 30,92 м³. Полученные по скважине ЮВД-58 данные укладываются в принятые ранее положения флюидальных контактов.

Залежь пластовая, сводовая, с северо-запада (Р-18) тектонически экранированная, с юга-запада ограничена зоной ГКР, осложнена 6 оперяющими ГКР разломами (Р-18-23),

которые разделяют залежь на 3 крупных тектонических блока, два из них также осложнены 3 оперяющими разломами. Высота газовой части залежи равна 11 м, а нефтяной части достигает 57 м. Площадь газоносности составляет 471 тыс.м², а площадь нефтеносности равна 4743 тыс.м².

В блоке III между разломами Р-16 и Р-18 выделяются два поднятия по данным сейсморазведки ЗД, разделенные разломом Р-17, находящиеся гипсометрически на одном уровне с нефтяной залежью М-II (блоки IV-VI).

Водонефтяной контакт был условно принят на отметке -1150 м [9].

В пределах предполагаемой залежи была пробурена скважина ЮВД-59. В скважине по данным интерпретации ГИС выделен только водонасыщенный пласт-коллектор толщиной 0,5 м, в результате чего наличие залежи между разломами Р-17 и Р-18 не подтвердилось.

Площадь нефтеносности предполагаемых залежей оценивалась равной 947 тыс.м².

В районе скважин ЮВД-19 и ЮВД-42 выделена нефтяная залежь с газовой шапкой.

Подошва газонасыщенного по ГИС пласта в скважине ЮВД-19 находится на отметке -1143,8 м. Газовые коллекторы, выделенные по ГИС, подтверждены при опробовании интервала перфорации 1346-1363 м (-1128,7-1145,7 м), где было получено 120,99 тыс.м³ газа.

Нефтяная часть залежи установлена по данным двух опробований скважины ЮВД-42 (блок VIII, между разломами Р-25 и Р-26). При опробовании верхнего интервала перфорации 1369-1372 м (-1150,1-1153,1 м) получено 0,59 м³ нефти за 4 часа, нижнего интервала перфорации 1374-1380 м (-1155,1-1161,1 м) было получено 10,99 м³ нефти за 14 часов. Подошва нефтенасыщенного пласта в скважине ЮВД-42 расположена на отметке -1163,8 м.

Положение ГНК для залежи принято на абсолютной отметке -1143,8 м [9].

УВНК принят на абсолютной отметке -1163,8 м [9].

Высота газовой части залежи равна 25 м. Площадь газоносности равна 432 тыс.м². Высота нефтяной части залежи равна 20,5 м. Площадь нефтеносности составляет 867 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, с запада (Р-25), востока (Р-26) и юга-запада (ГКР) тектонически экранированная.

Продуктивный горизонт Ю-0-2-Б

К горизонту Ю-0-2-Б приурочена нефтяная залежь. Вскрыта одной скважиной ЮВД-42. Продуктивность подтверждена опробованием интервала перфорации 1543-1547 м (-1324,1-1328,1 м), где был получен приток 24,34 м³ нефти и 4,90 м³ задавочной жидкости.

ВНК принят на абсолютной отметке -1328,4 м по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора по ГИС в скважине ЮВД-42 [9].

Залежь пластовая, сводовая, с запада (Р-25), востока (Р-26) и юга-запада (ГКР)

тектонически экранированная. Высота залежи составляет около 30 м. Площадь продуктивности равна 832 тыс.м².

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-2

Горизонт представлен нефтяной залежью. Залежь вскрыта одной скважиной ЮВД-25.

Продуктивность доказана результатами опробования в скважине ЮВД-25, где из интервалов 2290-2305 м (-2070,5-2077,5 м) 2305-2312 м (-2085,5-2092,5 м) получен приток нефти дебитом 4,1 м³/сут.

ВНК принят условно на абсолютной отметке -2090,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенного по ГИС в скважине ЮВД-25 [9].

Высота достигает около 60 м. Площадь нефтеносности равна 862 тыс.м².

Залежь пластовая, сводовая, с запада (Р-23), востока (Р-24) и юга-запада (ГКР) тектонически экранированная.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1

К горизонту приурочена нефтяная залежь, которая вскрыта одной скважиной ЮВД-20.

В скважине ЮВД-20 при опробовании нижнего интервала перфорации в интервалах перфорации 2057-2063 м (-1850,5-1856,5 м) было получено 42,3 м³/сут нефти. При освоении верхнего интервала 2043,5-2053 м (-1837-1846,5 м) получен приток нефти дебитом 35,3 м³/сут.

Водонефтяной контакт по залежи принят на отметке -1855,4 м по подошве опробованного нефтенасыщенного по ГИС пласта в скважине ЮВД-20 [9].

Высота залежи составляет более 100 м. Площадь нефтеносности равна 913 тыс.м².

Залежь пластовая, сводовая, с запада (Р-15) и юго-запада (ГКР) тектонически экранированная.

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

Коэффициенты песчанистости, расчлененности и распространения являются основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов-коллекторов. Показатели неоднородности для каждой залежи, характеристика толщин, их средние значения и пределы изменения приведены в таблицах 2.2.1 и 2.2.2. Приведенные ниже средние значения для горизонта в целом рассчитаны как средние значения по скважинам в пределах залежей.

На графических приложениях 8-11 приведены геологические профили, отражающие распространение, распределение и расчлененность коллекторов продуктивных горизонтов в пределах залежей.



Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин по залежам месторождения Юго-Восточный Дощан

Горизонт	Толщина											
	Общая			Газо-, нефтенасыщенная			Водонасыщенная			Эффективная		
	Средняя, м	Коэффициент вариации, д.ед.	Интервал изменения, м	Средняя, м	Коэффициент вариации, д.ед.	Интервал изменения, м	Средняя, м	Коэффициент вариации, д.ед.	Интервал изменения, м	Средняя, м	Коэффициент вариации, д.ед.	Интервал изменения, м
Западное крыло												
M-0-2	22,2	-	-	2,3	-	-	-	-	-	2,3	-	-
M-II	8,7	-	-	7,3	-	-	-	-	-	7,3	-	-
Ю-0-1	18,9	-	-	3,0	-	-	3,8	-	-	6,8	-	-
Ю-IV-1-1	39,6	2,360	14,2-50,6	19,9	0,044	5,1-22,9	5,1	0,143	5-5,2	22,1	2,205	5,1-32,4
Ю-IV-1-2	18,9	2,102	9,8-28,1	4,9	0,292	4,5-5,6	-	-	-	4,9	0,292	4,5-5,6
Ю-IV-1-3	18,4	3,823	2-34,8	6,5	1,752	2-10,9	2,4	-	-	7,7	2,043	2-13,3
Ю-VI-1	80,6	-	-	28,3	-	-	-	-	-	28,3	-	-
Ю-VI-2	35,6	-	-	17,5	-	-	-	-	-	17,5	-	-
Восточное крыло												
M-0-2	5,1	-	-	5,1	-	-	-	-	-	5,1	-	-
M-II	12,1	0,148	7,3-29,5	7,2	0,105	3,8-14,6	-	-	-	7,2	0,105	3,8-14,6
Ю-0-2-Б	7,5	-	-	3,7	-	-	1,4	-	-	5,1	-	-
Ю-IV-1-2	19,9	-	-	7,5	-	-	-	-	-	7,5	-	-
Ю-IV-2-1	69,8	-	-	13,4	-	-	24,7	-	-	38,1	-	-



Таблица 2.2.2 – Статические показатели характеристик неоднородности залежей

Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.			Коэффициент расчлененности		
		среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения	среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения
Западное крыло							
M-0-2	1	0,104	-	- - -	2	-	- - -
M-II	1	0,839	-	- - -	8	-	- - -
Ю-0-1	1	0,360	-	- - -	5	-	- - -
Ю-IV-1-1	4	0,521	0,143	0,359 - 0,640	16,8	1,286	8 - 22
Ю-IV-1-2	2	0,362	0,348	0,153 - 0,571	3,5	0,267	3 - 4
Ю-IV-1-3	2	0,691	0,372	0,382 - 1,000	6,0	1,633	2 - 10
Ю-VI-1	1	0,351	-	- - -	14,0	-	- - -
Ю-VI-2	1	0,492	-	- - -	11,0	-	- - -
Восточное крыло							
M-0-2	1	1,000	-	- - -	2	-	- - -
M-II	17	0,603	0,154	0,449 - 0,779	2,9	0,867	2 - 8
Ю-0-2-Б	1	0,680	-	- - -	2,0	-	- - -
Ю-IV-1-2	2	0,377	-	- - -	8,0	-	- - -
Ю-IV-2-1	1	0,546	-	- - -	25,0	-	- - -



Западное крыло

Продуктивный горизонт М-0-2. В горизонте выделена одна нефтяная залежь.

Количество пластов-коллекторов, выделенных по ГИС в горизонте М-0-2, варьирует в диапазоне от 2 (скважина ЮВД-40) до 5 (скважина ЮВД-45). Коэффициент расчлененности составляет 2 д.ед., коэффициент песчанистости равен 0,104 д.ед.

Общая толщина залежи достигает 22,2 м (скважина ЮВД-40). Эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщины одинаковые и равны 2,3 м.

Продуктивный горизонт М-II. Выделена одна нефтяная залежь.

Коэффициент расчлененности горизонта равен 8 д.ед. Коэффициент песчанистости составляет 0,839 д.ед.

Общая толщина залежи в среднем равна 8,7 м (скважина 40). Эффективная и нефтенасыщенная толщины одинаковые и равны 7,3 м.

Продуктивный горизонт Ю-0-1. Выявлена одна нефтяная залежь.

Коэффициент расчлененности по горизонту составляет 5 д.ед., коэффициент песчанистости составляет 0,36 д.ед.

Общая толщина залежи в среднем равна 18,9 м (скважина 32). Эффективная толщина составляет в среднем 6,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем равна 3 м.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-1. Выделены одна газовая залежь и одна нефтяная залежь с газовой шапкой.

Коэффициент расчлененности горизонта Ю-IV-1-1 в среднем равен 16,8 д.ед., при изменении количества пластов от 8 до 22. Коэффициент песчанистости равен 0,521 д.ед.

Общая толщина залежи изменяется от 14,2 до 50,6 м и в среднем составляет 39,6 м. Эффективная толщина в среднем равна 22,1 м, газонасыщенная толщина в среднем составляет 19,4 м, а нефтенасыщенная толщина – 1,8 м.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-2. Выделены две нефтяные залежи.

Количество пластов-коллекторов по продуктивному горизонту Ю-IV-1-2, выделенных в скважинах, изменяется от 3 до 4. Коэффициент расчлененности по горизонту составляет 3,5 д.ед., коэффициент песчанистости равен 0,362 д.ед.

Общая толщина залежей в среднем равна 18,9 м. Эффективная толщина варьирует от 4,5 до 5,6 м, при среднем значении 4,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 4,9 м.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-3. Выявлена одна газовая залежь.

Коэффициент расчлененности в среднем составляет 6 д.ед., коэффициент песчанистости равен 0,691 д.ед.



Общая толщина залежи в среднем равна 18,4 м. Эффективная толщина варьирует в пределах 2 м до 13,3 м, при среднем значении 7,7 м. Газонасыщенная толщина в среднем составляет 6,5 м.

Продуктивный горизонт Ю-VI-1. Выделена одна газовая залежь.

Коэффициент расчлененности в среднем составляет 14 д.ед., коэффициент песчанистости равен 0,351 д.ед.

Общая толщина залежи в среднем равна 80,6 м. Эффективная и газонасыщенная толщины одинаковые и составляют 28,3 м.

Продуктивный горизонт Ю-VI-2. Выделена одна газовая залежь.

Коэффициент расчлененности в среднем составляет 11 д.ед., коэффициент песчанистости равен 0,492 д.ед.

Общая толщина залежи в среднем равна 35,6 м. Эффективная и газонасыщенная толщины одинаковые и составляют 17,5 м.

Восточное крыло

Продуктивный горизонт М-0-2. В горизонте выделена одна нефтяная залежь.

Коэффициент расчлененности составляет 2 д.ед., коэффициент песчанистости равен 1 д.ед.

Общая толщина залежи составляет 5,1 м. Эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщины также составляют 5,1 м.

Продуктивный горизонт М-II. Выявлены две нефтяные залежи и две залежи нефти с газовой шапкой.

Коэффициент расчлененности по горизонту составляет 2,9 д.ед., количество выделенных пластов-коллекторов меняется от 2 до 8. Коэффициент песчанистости – 0,603 д.ед.

Общая толщина залежи в среднем равна 12,1 м. Эффективная толщина варьирует в пределах 3,8 до 14,6 м, при среднем значении 7,2 м. Газонасыщенная толщина в среднем составляет 6,1 м, нефтенасыщенная толщина – 6,5 м.

Продуктивный горизонт Ю-0-2-Б. В горизонте выделена нефтяная залежь.

Коэффициент расчлененности составляет 2 д.ед., коэффициент песчанистости равен 0,68 д.ед.

Общая толщина залежи составляет 7,5 м. Эффективная толщина – среднее значение 5,1 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,7 м.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-2. Выделена одна нефтяная залежь.

Коэффициент расчлененности составляет 8 д.ед., коэффициент песчанистости равен



0,377 д.ед.

Общая толщина залежи составляет 19,9 м. Эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщины одинаковые и равны 7,5 м.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1. В продуктивном горизонте выявлена одна нефтяная залежь.

Коэффициент расчлененности равен 25 д.ед., коэффициент песчанистости равен 0,546 д.ед.

Общая толщина залежи в среднем составляет 69,8 м. Эффективная составляет 38,1 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 13,4 м.

Характеристика коллекторов продуктивных горизонтов

На 01.01.2023 г. на месторождении отложения нижнего мела представлены 36,2 м керна (вынос керна от проходки составил 98,4 %) из 4 скважин (ЮВД-33, ЮВД-42, ЮВД-44 и ЮВД-51), отложения J_{2kr} – 24,1 м керна (вынос керна от проходки составил 97,2 %) из скважин ЮВД-16 и ЮВД-17, отложения J_{1sz} – 8,2 м керна (вынос керна от проходки составил 100 %) из скважины ЮВД-47.

Керном освещены отложения продуктивных горизонтов М-II, Ю-IV-1-1 и Ю-VI-1 (табл. 2.2.3).

Таблица 2.2.3 - Изученность отложений продуктивных горизонтов по керну на 01.01.2023 г.

Горизонт	Кол-во скважин	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна		Кол-во образцов, всего/представительных
			м	%	
М-II	4 (ЮВД-33, ЮВД-42, ЮВД-44, ЮВД-51)	29,6	29	97,6	92/29
Ю-IV-1-1	1 (ЮВД-17)	6,2	6,2	100	6/4
Ю-VI-1	1 (ЮВД-47)	8,2	8,2	100	26/-

Отложения продуктивного М-II горизонта освещены 29 м керна, емкостно-фильтрационные свойства (ФЕС) пород-коллекторов определены по 29 образцам (по числу определений пористости).

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-1 освещен 6,2 м керна, пористость (K_p) и проницаемость (K_{pr}) пород коллекторов определены по 4 образцам.

Отбор керна из отложений Ю-VI-1 горизонта осуществлен впервые. Отобрано 8,2 м керна с глубины 3202-3210,2 м, ФЕС пород определены по 26 образцам, породы-коллекторы керном не представлены.

Породы-коллекторы М-II горизонта представлены песчаниками, песчаниками гравелистыми, гравелитами [17, 18, 19]. Песчаники средне-мелкозернистые, алевритистые,



среднесцементированные, слоями с примесью гравийного материала, слоистой текстуры, алевро-псаммитовой структуры и песчаники гравелистые, средне-крупнозернистые, с включением крупных обломков размером до 0,5-2 см. Зерна песчаной размерности от полууглуватых до окатанных, отмечено наличие вкраплений зерен кальцита, сортировка умеренная. Породы слабой твердости и плотности, участками рыхлые, плохо сцепленные. Цемент глинисто-карбонатный, порового типа. Гравелиты грубообломочные, разнозернистые, зерна от полуокатанных до полууглуватых, с содержанием обломков гравийной размерности до 50 %, состоящих, в основном, из полевого шпата и кварца, с прослойками песчаников. Породы рыхлые, слабосцементированные, средней плотности. Цемент песчано-глинистый, песчано-глинисто-карбонатный, включениями чешуек слюды, УРО, зерен кварца, кальцита, пирита, полевого шпата и глауконита.

По керну из скважины ЮВД-51 для песчаников гравелистых с глубины 1376-1384 м методом рентгеноструктурного анализа (XRD) определен минеральный состав (табл. 2.2.4). Песчаники гравелистые состоят, примерно в равных количествах, из кварца (31,9 %) и полевых шпатов (36,8 %), присутствуют карбонаты (11,6 %), слюды и глинистые минералы (19,7 %). Глинистые минералы представлены смешанно-слойными минералами, хлоритом, каолинитом, отмечено присутствие монтмориллонита. Слюды представлены, в основном, мусковитом, реже присутствует иллит. В составе выделенной глинистой фракции, кроме перечисленных глинистых минералов и слюд, присутствуют микроклин и альбит [9].

Таблица 2.2.4 - М-II горизонт. Минеральный состав пород с глубины 1376-1384 м из скважины ЮВД-51

Кол-во проб	Минеральный состав пород, % вес.					Минеральный состав выделенной глинистой фракции, %			
	среднее значение								
	кварц	микроклин	альбит	карбонаты	глины и слюды	глины	слюды/гидрослюды	микроклин	альбит
9	31,9	14,7	22,1	11,6	19,7	36,6	20,3	21,42	21,71

Породы-коллекторы Ю-IV-1-1 горизонта (скв. ЮВД-17) представлены песчаниками мелко-зернистыми, алевритистыми, с тонкими прослойками и включениями глинисто-углистого вещества. Песчаники слоистой текстуры, алевро-псаммитовой структуры. Цемент карбонатно-глинистый.

По керну (3202-3210,2 м) породы Ю-VI-1 (скважина ЮВД-47) горизонта представлены переслаиванием конгломератов (суммарная толщина 6,1 м), алевролитов (1,4 м), песчаников (0,6 м) и аргиллитов (0,1 м). Конгломераты состоят из обломков аргиллита и алевролита, реже песчаника, с включением обломочного материала,



представленного кварцем. Цементирует обломки грубо-средне-мелкозернистый песчаный и алевролитовый материал. Сортировка обломков плохая, форма обломков неправильная и изометрическая, частицы полуугловатые и полуокатанные. Текстура беспорядочная. В составе обломочной части выделены кварц, обломки гранита, полевые шпаты, слюда, обломки кремнистых пород.

Алевролиты мелкозернистые, смешанно-слоистой текстуры, слоистость преимущественно волнистая. Породы средней твердости, плотные, хорошо сцепленные, слабо известковистые, слабо кавернозные, микротрециноватые. Цемент глинисто-карбонатный, порово-контактового типа.

Песчаники (3203,7-3203,95 м, 3206,17-3206,52 м) средне-крупнозернистые, отмечено наличие вкраплений грубообломочных зерен, зерна от полуугловатых до окатанных форм, однородной текстуры, средней твердости и плотности, сортировка умеренная. Цемент глинистый, порового-базального типа. По керну пористость пород составляет 0,001-0,038 д.ед., проницаемость – $(0,01-32,9) \times 10^{-3}$ мкм² (учитывая образцы с трещинами).

По керну из скважины ЮВД-47 для пород с глубины 3202,1-3209,9 м методом XRD определен минеральный состав пород (табл. 2.2.5). Породы состоят из кварца (45,3 %), глинистых минералов и слюд (38,4 %), присутствуют полевые шпаты (15,9 %) и карбонаты (0,4 %). Глинистые минералы представлены хлоритом и каолинитом, в 2-х образцах с глубины 3209 м и 3209,91 м содержится монтмориллонит. Слюды представлены иллитом и мусковитом. В составе выделенной глинистой фракции среднее содержание глинистых минералов составляет 22,5 %, слюды/гидрослюды – 53,4 %, микроклина, альбита и ортоклаза – 8,7 %, 13,5 % и 1,9 %, соответственно.

Таблица 2.2.5 - Ю-VI-1 горизонт. Минеральный состав пород с глубины 3202,1-3209,9 м из скважины ЮВД-47

Кол-во проб	Минеральный состав пород, % вес.					Минеральный состав выделенной глинистой фракции, %				
	среднее значение									
	кварц	микроклин	альбит	карбонаты	глины и слюды	глины	слюды/гидрослюды	микроклин	альбит	ортоклаз
9	45,3	7,8	8,1	0,4	38,4	22,5	53,4	8,7	13,5	1,9

Границные значения пористости и проницаемости для пород-коллекторов меловых и юрских продуктивных горизонтов, установленные при подсчете запасов на 02.01.2018 г. [9] представлены в таблице 2.2.6.



Таблица 2.2.6 - Границы значения емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов

Горизонт	Пористость, д.ед.	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2
М-II	0,11	1
Юрские продуктивные горизонты	0,10	1

По результатам исследования керна и ГИС средние значения K_p , K_{pr} и K_{ng} пород-коллекторов приведены в таблицах 2.2.7-2.2.8.

Таблица 2.2.7 - Характеристика емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов по керну

Исследование	Наименование	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	Пористость, д.ед.
Горизонт М-II			
Лабораторные	Количество скважин	4	4
	Количество определений	29	29
	Среднее значение	282	0,154
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,030	0,329
	Интервал изменения	2,5-3249	0,111-0,242
Горизонт Ю-IV-1-1			
Лабораторные	Количество скважин	1	1
	Количество определений	4	4
	Среднее значение	64,4	0,175
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-
	Интервал изменения	1,4-133	0,131-0,215

Таблица 2.2.8 - Характеристика пористости и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов по ГИС

Метод определения	Наименование	Пористость, д.ед.			Нефтегазонасыщенность, д.ед.			
		1	2	3	4			
Западное крыло								
Горизонт М-0-2								
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1			1			
	Количество определений, шт.	2			2			
	Среднее значение	0,20			0,57			
	Коэффициент вариации, д.ед.							
	Интервал изменения	0,17	-	0,23	0,52	-	0,62	
Горизонт М-II								
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1			1			
	Количество определений, шт.	8			8			
	Среднее значение	0,15			0,60			
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,066			0,058			
	Интервал изменения	0,12	-	0,19	0,54	-	0,68	
Горизонт Ю-0-1								
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1			1			
	Количество определений, шт.	2			2			
	Среднее значение	0,20			0,52			
	Коэффициент вариации, д.ед.							
	Интервал изменения	0,180	-	0,210	0,50	-	0,550	



продолжение таблицы 2.2.8

1	2	3	4
Горизонт Ю-IV-1-1			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	4	4
	Количество определений, шт.	59	59
	Среднее значение	0,19	0,78
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,132	0,126
	Интервал изменения	0,10 - 0,33	0,56 - 0,97
Ю-IV-1-2			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	2
	Количество определений, шт.	7	7
	Среднее значение	0,20	0,65
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,125	0,160
	Интервал изменения	0,11 - 0,28	0,50 - 0,81
Ю-IV-1-3			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	2
	Количество определений, шт.	11	11
	Среднее значение	0,16	0,68
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,069	0,019
	Интервал изменения	0,07 - 0,22	0,53 - 0,82
Ю-V-1			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	1
	Количество определений, шт.	7	7
	Среднее значение	0,15	0,73
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,042	0,036
	Интервал изменения	0,13 - 0,17	0,68 - 0,78
Ю-V-2			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	1
	Количество определений, шт.	3	3
	Среднее значение	0,15	0,71
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,097	0,075
	Интервал изменения	0,12 - 0,20	0,65 - 0,80
Ю-VI-1			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	1
	Количество определений, шт.	14	14
	Среднее значение	0,14	0,72
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,075	0,109
	Интервал изменения	0,10 - 0,21	0,54 - 0,86
Ю-VI-2			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	1
	Количество определений, шт.	11	11
	Среднее значение	0,13	0,65
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,067	0,089
	Интервал изменения	0,10 - 0,17	0,56 - 0,77
Восточное крыло			
M-0-2			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	1
	Количество определений, шт.	2	2
	Среднее значение	0,25	0,63
	Коэффициент вариации, д.ед.		
	Интервал изменения	0,23 - 0,28	0,53 - 0,73
Горизонт M-II			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	18	18
	Количество определений, шт.	76	73
	Среднее значение	0,15	0,59
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,047	0,032
	Интервал изменения	0,08 - 0,08	0,08 -



продолжение таблицы 2.2.8

1	2	3	4
Горизонт Ю-0-1			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	1
	Количество определений, шт.	2	2
	Среднее значение	0,20	0,46
	Коэффициент вариации, д.ед.		
	Интервал изменения	0,18	-
Горизонт Ю-0-2			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	2
	Количество определений, шт.	6	6
	Среднее значение	0,21	0,55
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,048	0,047
	Интервал изменения	0,18	-
Горизонт Ю-0-2-Б			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	1
	Количество определений, шт.	1	1
	Среднее значение	0,23	0,65
	Коэффициент вариации, д.ед.		
	Интервал изменения	0,23	-
Ю-IV-1-2			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	1
	Количество определений, шт.	8	8
	Среднее значение	0,13	0,58
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,058	0,076
	Интервал изменения	0,11	-
Ю-IV-2-1			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	1
	Количество определений, шт.	10	10
	Среднее значение	0,15	0,55
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,030	0,060
	Интервал изменения	0,13	-

Распределение $K_{\text{пр}}$ пород-коллекторов М-II горизонта представлено в таблице 2.2.9. Диапазоны проницаемости приняты в соответствии с рекомендациями Гришина Ф.А. [20] с добавлением классов $(1-10) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и $(10-20) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Таблица 2.2.9 - Распределение проницаемости пород-коллекторов

Интервал изменения проницаемости, 10^{-3} мкм^2	1-10	10-20	20-50	50-100	100-300	300-800	>800	Всего
Частота	8	2	7	3	4	3	2	29
Частость, %	27,59	6,90	24,14	10,34	13,79	10,34	6,90	100

Таким образом, к настоящему времени керном представлены только породы-коллекторы продуктивных горизонтов М-II, Ю-IV-1-1. ФЕС пород-коллекторов определены по 29 и 4 образцам, соответственно.

Характеристика коллекторов по данным ГИС

На месторождении Юго-Восточный Дошан после составления работы [ПР-2019] были пробурены две скважины ЮВД-58 и ЮВД-59.



В литологическом отношении изучаемый разрез в основном сложен из песчано-алевролитовыми разностями. Продуктивные горизонты залегают в интервале 800-3300 м.

На Западном крыле продуктивными являются отложения неокома (K_1ps_1ag , горизонт М-II), верхней юры (J_3ak , горизонты Ю-0-1 и Ю-0-2-Б), средней юры (J_2kr , горизонты Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3) и нижней юры (J_1sz , горизонты Ю-VI-1 и Ю-VI-2); на Восточном крыле также – отложения неокома (K_1ps_1a,r горизонт М-II), верхней юры (J_3ak , горизонт Ю-0-2-Б), средней юры (J_2kr , горизонты Ю-IV-1-2) и нерасчлененные нижнее-средне юрские ($J_{1-2}ds$, горизонт Ю-IV-2-1).

Геофизические исследования проведены во всех скважинах. Объектами исследований являются отложений нижнего мела и юры.

Комплекс геофизических методов, проводимый в скважинах месторождения, соответствует требованиям «Технической инструкции», регистрация геофизических параметров выполнялась компанией «CNLC». Геофизические исследования скважины проводились современной каротажной системой «ECLIPS-5700».

Геофизические исследования выполнялись в продуктивной части разреза скважин, пробуренных долотом диаметром 215,9 мм; в качестве промывочных жидкостей (ПЖ) использовались полимерный раствор с добавками химического реагента KCL со следующими параметрами: удельным весом 1,12-1,14 г/см³, вязкостью 45-53 с, удельным электрическим сопротивлением (УЭС) 0,12-0,31 Омм; при температуре 10-25°C.

Значения температуры в продуктивных отложениях изменяются в интервале 50-99°C.

Общие исследования включали метод самопроизвольной поляризации (ПС), кавернometрию (КВ), замеры естественной радиоактивности (ГК), нейтронный каротаж (ННКт прибором СРК).

Детальный комплекс ГИС включал следующие методы: потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС); кавернometрии (ДС); радиоактивного каротажа – естественной радиоактивности (ГК) и компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа с результирующей кривой водородосодержания (W); высокочастотного индукционного каротажа (ВИКИЗ); гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКП) и фотоэлектрического (ФЭФ); акустического каротажа (АК); термометрии (ТМ).

Кроме того, в скважинах выполнены специальные геофизические методы: Спектральный гамма каротаж (SGR); Уран (U), торий (TH), калий (K).

В скважинах 53, 54, 55, 57, 58, 59 проведены геолого-технические исследования (ГТИ) геохимический комплекс (газовый каротаж) и экспресс-анализ шлама, измерение параметров промывочной жидкости и содержания в ней углеводородов и других



поступающих из вскрытых пластов флюидов, измерение параметров бурения.

Бурение скважины и ее положение контролировалось замерами инклинометрии, по замерам которой стволы скважин вертикальные, с незначительными отклонениями стволов от вертикальной проекции, что не повлияло на результаты замеров измерительных приборов.

После окончания строительства скважины проводились исследования качества цементажа обсадных колон (АКЦ).

Виды и объемы ГИС по скважинам месторождения Юго-Восточный Дошан приведены в таблице 2.2.10.

Таблица 2.2.10 – Виды и объемы методов ГИС в интервале продуктивной толщи

№ скв	Интервал исследования, м		Дата исследования	ПС	КВ	ГК	СГК	НК	ВИКИЗ	ГГКп+ФЭФ	АК	Т	Компания
	кровля	подошва											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
10	807.8	1932.2	23.04.2004 г	+	+	+	-	+	+	+	+	+	Baker Atlas
13	152	2202	04-23.06.2008 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
15	639	2500	25.05.2008 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
16	490	1437	07.01.2018 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
17	148.8	2594	25.08.2008 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
19	146	2811	07-23.08.2009 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
20	180	2599	06-28.07.2011 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
24	156	1118	02.09.2012 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
25	300	2702	12-30.06.2012 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
30	490	1460	19.07.2012 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
31	180	1216	07.12.2011 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
32	50	2166	16.08.2012 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
33	475	1503	02.05.2013 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
35	470	1499	21.07.2013 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
38	470	1502	30.07.2014 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
39	500	1498	17.09.2014 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
40	460	1888	28.09.2014 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
42	580	1660	28.10.2014 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
43	450	1631.5	06.12.2014 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
44	500	1651	24.11.2014 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
45	570	1799	24.12.2014 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
46	580	1702	30.12.2014 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
47	233.2	3451.7	16.11.2015 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
49	934.9	2033.9	19.07.2017 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
50	436	1546.3	14.12.2016 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
51	448.7	1498.9	12.11.2016 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
52	514.9	1433.9	14.06.2017 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
53	449.3	1458.2	05.12.2017 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
54	500	1445	05.01.2018 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
55	490	1450	21.02.2018 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
56	509.8	1448	03.08.2017 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
57	475	1480	01.06.2018 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
58	500	1403	25.06.2018 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC
59	1099	2226	01.12.2018 г	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CNLC

Примечание: скв.ЮВД-58 и ЮВД-59-не вошли в ПР-2019 г.



Оценка качества геофизических исследований проводится, начиная с производственного этапа. Контрольно-интерпретационными группами сервисных геофизических предприятий, проверялось наличие калибровок, воспроизводимость кривых в интервалах перекрытия, контрольных прописей.

Окончательный контроль качества осуществлялся с помощью статистического способа нормализации – построением распределений геофизических параметров и при необходимости с последующей их корректировкой.

Интерпретация материалов каротажа выполнялась в программе «GeoOffice Solver» (Тверь, Россия). Предварительно кривые были увязаны по глубине, при необходимости откорректированы, нормализованы. Обработка базируется на терригенной модели месторождения.

Выделение пластов – коллекторов и вмещающих пород (неколлекторы) осуществлялось по качественным косвенным и прямым признакам: сниженные показания естественной радиоактивности ГК; отрицательные аномалии ПС; снижение плотности (ГГКп) относительно плотности вмещающих пород; пониженные показания нейтронного каротажа; средние или увеличенные показания интервального времени ΔT ; наличие радиального градиента сопротивления на разных зондах (наличие зоны проникновения фильтрата ПЖ, фиксируемое методами электрометрии различной глубинности ВИКИЗ); сужение диаметра скважины относительно номинального по данным исследований КВ.

В неоднозначных случаях применялись количественные критерии коллекторов – граничные значения коэффициента пористости (K_p_gr) для мела – 11 %, для юры K_p_gr – 10 %.

Определение глинистости выполнялось по ГК с использованием зависимости В.В. Ларионова (для древних пород).

Расчет пористости проводился с использованием данных акустического, плотностного и нейтронного каротажей по стандартным алгоритмам, связывающим показания коэффициент пористости с показаниями методов. Результирующим выбирался метод, наиболее точно отображающий литологические и емкостные характеристики пластов или среднее значение. Подробно методика интерпретации приведена в отчете по Подсчету запасов 2017 г.

В качестве *вводных параметров* при интерпретации были использованы все кривые каротажа и петрофизические константы, представленные в таблице 2.2.11.

Коэффициент водонасыщенности рассчитывался по методу электрического сопротивления, по уравнению Арчи-Дахнова с применением петрофизических зависимостей



$(P_{\text{п}}=b/K_{\text{п}}^m, P_{\text{н}}=a/K_{\text{в}}^n)$, полученных на своем керне: $K_{\text{в}}=(a \cdot R_{\text{в}}/(K_{\text{п}}^m R_{\text{п}}))^{1/n}$, где m – экспонента цементации; n – экспонента насыщения для продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.2.11.

Таблица 2.2.11 - Входные константы, используемые при интерпретации

Литология, стратиграфия	$\Delta T, \text{мкс/м}$	$\sigma, \text{г/см}^3$	Кп ННК, %	$P_{\text{п}}=a \times K_{\text{п}}^{-m}$		$P_{\text{н}}=b \times K_{\text{в}}^{-n}$		
				a	m	b	n	
Песчаник								
М-0, М-II, Ю-0	185	2,65	-1 ~ -5					
Ю-IV, Ю-V	175	2,66	-1 ~ -5					
Ю-VI	165	2,68						
Глина								
М-0, М-II, Ю-0	По разрезу	По разрезу	35					
Ю-IV, Ю-V			25					
Ю-VI			20					
Вода								
М-0, М-II, Ю-0	0,12, 0,065, 0,055	620	1,0	100	1	1,45	1	1,8
Ю-IV, Ю-V	0,05	610			1	2	1	2
Ю-VI	0,045	600						

Коэффициент нефтегазонасыщенности рассчитывался по уравнению, исходя из объема флюидов: $K_{\text{нг}}=1-K_{\text{в}}$.

Дополнительные данные по скважинам ЮВД-58, ЮВД-59 не внесли существенных изменений в средние значения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по скважинам и горизонтам, определенные по результатам исследований керна, материалов ГИС и гидродинамических исследований; и представлены в таблице 2.2.7.



2.3 Физико-химические свойства нефти, газа, воды

Данный раздел дополнен результатами исследований проб дегазированной нефти и устьевых проб нефтяного газа, либо не учтённых, либо отобранных после даты составления отчёта ПР-2019 г.: 6 проб дегазированной нефти из скважин 32, 53, 54, 55, 56, 58 и 6 устьевых проб газа из скважин 16, 30, 38, 50, 51.

Всего по состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении Юго-Восточный Дошан за весь период исследований было изучено 16 глубинных проб нефти, отобранных из 12-ти скважин 16, 17, 20, 30, 31, 38, 39, 40, 42, 49, 51 и 57; 30 поверхностных проб нефти из 22-х скважин 15, 16, 20, 24, 25, 30, 31, 32, 33, 38, 39, 40, 42, 44, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 57 и 58; 15 – проб нефтяного газа из 12-ти скважин 16, 17, 20, 30, 31, 38, 39, 40, 42, 49, 51 и 57; проанализированы 17 проб газа сепарации из 11-ти скважин 16, 20, 30, 32, 33, 38, 39, 40, 42, 50 и 51 и 6 проб свободного газа, отобранных из четырех скважин: 15, 47, 49 Западного крыла и 31 Восточного крыла.

Исследования физико-химических характеристик глубинных и поверхностных проб нефти и анализы растворенного газа в нефти проводились в исследовательских лабораториях компаний ТОО «CNEC», ТОО «Oilser International», ТОО «Пенкор», ТОО «Мунайгазгеолсервис» и АО «НИПИнефтегаз».

В данном разделе физико-химические свойства флюидов рассматриваются по объектам разработки.

2.3.1 Свойства нефти в пластовых условиях

Лабораторные исследования пластовой нефти проводились в исследовательской лаборатории Китайской компании «CNEC» на стационарных установках типа HBBlackOilPVTAnalyzer, HD-IVMercuryFreePVTAnalyzer, и HD-IVBlackOilPVTAnalyzer, позволяющей получать значения характеристик нефти с точностью, достаточной для инженерных расчетов, которые производятся при оценке запасов углеводородов и разработке месторождений. Проведен соответствующий комплекс исследований, в который входило определение давления насыщения, содержания растворенного газа, объемного коэффициента, плотности, усадки, вязкости и коэффициента сжимаемости. Определение динамической вязкости нефти в пластовых условиях выполнено с помощью вискозиметра типа ВВДА-1 с катящимся шаром.

Результаты исследований всех имеющихся глубинных проб нефти представлены в таблице 2.3.1, компонентный состав пластовой нефти – в таблице 2.3.2.

Всего на дату составления данного отчёта на месторождении Юго-Восточный Дошан



проанализировано 16 глубинных проб нефти из 12-ти скважин 16, 17, 20, 30, 31, 38, 39, 40, 42, 49, 51 и 57.

I объект разработки

В I объект разработки объединены продуктивные горизонты, соответствующие залежам меловых отложений Западного и Восточного крыла месторождения. По данному объекту изучены 11 глубинных проб пластовой нефти.

Продуктивный горизонт M-0-2 Западного крыла представлен 1-ой глубинной пробой нефти из скважины 40.

По данным исследования давление насыщения составляет 6,51 МПа, при газосодержании 53,0 м³/т, объемный коэффициент равен 1,140 д.ед., плотность и вязкость пластового флюида составляет 0,773 г/см³ и 3,94 мПа·с, соответственно.

Продуктивный горизонт M-II Западного крыла представлен 1-ой глубинной пробой нефти из скважины 40.

Давление насыщения составляет 7,81 МПа, при газосодержании 116,2 м³/т, объемный коэффициент пластовой нефти – 1,323 д.ед. Плотность нефти в пластовых условиях составляет 0,689 г/см³, величина динамической вязкости равна 1,95 мПа·с.

Продуктивный горизонт M-II Восточного крыла представлен 9-ю глубинными пробами нефти из 8-ми скважин 16, 30, 31, 38, 39, 42, 51 и 57.

Давление насыщения по отобранным пробам изменяется от 8,37 МПа (скв. 51) до 12,60 МПа (скв. 16), и в среднем составляет 10,74 МПа. При этом газосодержание варьирует от 83,0 м³/т (скв. 51) до 164,20 м³/т (скв. 30), и в среднем составляет 137,06 м³/т.

Плотность нефти в пластовых условиях в среднем по горизонту составляет 0,700 г/см³, величина динамической вязкости в среднем по горизонту – 1,17 мПа·с, объемный коэффициент пластовой нефти – 1,353 д.ед.

В целом по I объекту разработки давление насыщения составляет 8,35 МПа, газосодержание – 102,09 м³/т, объемный коэффициент – 1,272 д.ед., плотность нефти в пластовых условиях – 0,721 г/см³, динамическая вязкость пластовой нефти – 2,35 мПа·с.

На рисунке 2.3.1 представлены зависимости основных параметров пластовой нефти по I объекту разработки.



Таблица 2.3.1 - Месторождение Ю-В Дощан. Свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Глубина отбора проб, м	Дата отбора	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °C	Давление насыщения, МПа	Объемный коэффициент нефти, д.ед.	Усадка нефти, %	Газосодержание, м³/т	Плотность нефти, г/см³	Динамическая вязкость нефти, мПас	Коэффициент скимаемости нефти, 10⁻³ 1/МПа	Коэффициент растворимости, м³/м³/МПа	Исполнитель		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
I объект разработки																	
Горизонт М-0-2 (Западное крыло)																	
40	M-0-2	1051,5-1053,0	980	25.02.2015	7,80	47,0	6,51	1,140	12,28	53,00	0,773	0,840	3,94	2,74	6,25	«CNEC»	
Горизонт М-II (Западное крыло)																	
40	M-II	1315,0-1324,0	920	23.10.2014	10,00	56,6	7,81	1,323	24,43	116,20	0,689	0,818	1,95	2,44	10,18		
Горизонт М-II (Восточное крыло)																	
16	M-II	1385,0-1400,0	1350	02.10.2008	12,90	61,8	12,60	1,356	26,24	129,90	0,705	0,823	0,53	1,70	8,52		
30	M-II	1383,0-1386,0	1350	13.09.2012	12,70	59,6	12,50	1,356	26,28	164,20	0,700	0,824	0,65	2,20	9,17		
31	M-II	1368,0-1375,2	1350	05.03.2012	10,70	60,4	10,44	1,352	26,01	151,80	0,699	0,823	0,83	2,69	10,16		
38	M-II	1377,0-1383,0	1360	19.09.2014	12,20	62,3	11,50	1,360	26,48	160,30	0,699	0,822	1,64	2,31	9,73		
39	M-II	1379,5-1385,0	1360	11.10.2014	12,20	62,4	11,22	1,345	25,63	151,50	0,700	0,821	1,40	2,53	9,47		
39	M-II	1371,0-1374,5	1330	24.04.2015	10,30	62,2	10,19	1,344	25,60	148,00	0,703	0,822	1,62	2,86	10,17		
42	M-II	1369,0-1372,0	1350	04.08.2015	11,30	57,6	10,88	1,479	28,38	143,00	0,670	0,811	1,01	3,48	13,16		
51	M-II	1375,0-1385,0	1360	02.12.2016	8,42	61,9	8,37	1,292	22,61	83,00	0,712	0,820	1,28	2,22	9,91		
57	M-II	1385,0-1390,5	1350	20.06.2018	8,97	60,0	8,93	1,293	22,66	101,82	0,713	0,825	1,55	2,18	9,41		
Среднее по М-II Восточного крыла							10,74	1,353	25,54	137,06	0,700	0,821	1,17	2,46	9,97		
Среднее по I объекту разработки							8,35	1,272	20,75	102,09	0,721	0,826	2,35	2,55	8,80		
II объект разработки																	
Горизонт Ю-0-2-Б (Восточное крыло)																	
42	Ю-0-2-Б	1543,0-1547,0	1475	18.11.2014	11,90	63,7	4,91	1,117	10,50	35,40	0,791	0,852	4,37	1,28	5,62	«CNEC»	
Горизонт Ю-0-3 (Западное крыло)																	
49	Ю-0-3	1467,0-1468,5; 1471,0-1473,0	940	22.09.2017	11,67	56,5	9,16	1,461	31,55	183,69	0,637	0,768	0,35	3,18	15,36		
Горизонт Ю-IV-1-2 (Западное крыло)																	
17	Ю-IV-1-2	1997,0-2030,0	1700	29.10.2008	10,70	80,8	9,22	1,254	20,23	77,60	0,729	0,832	0,55	1,28	7,01		



Продолжение табл. 2.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17						
Горизонт Ю-IV-2-1 (Восточное крыло)																						
20	Ю-IV-2-1	2057,0-2063,0	2030	10.09.2011	19,10	84,5	17,70	1,607	37,79	314,90	0,629	0,806	0,25	3,21	11,21	«CNEC»						
							17,53	-	-	-	-	-	-	-	-							
Среднее по Ю-IV-2-1 Восточного крыла							17,63	1,607	37,79	314,90	0,629	0,806	0,25	3,21	11,21							
Среднее по II объекту разработки							10,23	1,360	25,02	152,90	0,697	0,815	1,38	2,24	9,80							

Таблица 2.3.2 - Месторождение Ю-В Дощан. Компонентный состав пластовой нефти

№ скв.	Дата отбора	Горизонт	Содержание компонентов, % мольн.									
			Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	И-бутан	Н-бутан	И-пентан	Н-пентан	Гексан+ высшие
			CO ₂	N ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆₊
Западное крыло												
40	25.02.2015	M-0-2	0,04	0,48	29,52	0,50	1,74	1,43	2,52	1,47	1,58	60,73
40	23.10.2014	M-II	0,02	0,51	30,68	5,89	5,84	1,40	3,31	1,40	1,87	49,07
49	22.09.2017	Ю-0-3	0,02	0,47	32,88	6,00	5,37	0,85	2,96	0,98	1,29	49,19
17	29.10.2008	Ю-IV-1-2	1,28	0,54	28,08	4,23	5,37	1,34	3,03	1,64	1,82	52,65
Восточное крыло												
16	02.10.2008	M-II	0,06	0,62	28,71	6,21	6,03	1,83	4,69	1,83	3,04	46,98
30	13.09.2012	M-II	0,02	0,73	40,29	6,13	4,41	1,19	3,47	1,19	1,66	40,90
31	05.03.2012	M-II	0,01	1,05	37,03	7,30	4,30	1,47	3,66	1,34	1,98	41,86
38	19.09.2014	M-II	0,01	0,70	36,42	7,28	7,17	1,08	3,13	1,08	1,68	41,46
39	11.10.2014	M-II	0,03	0,71	35,83	7,23	6,49	1,10	3,12	1,08	1,65	42,76
39	24.04.2015	M-II	0,02	0,46	34,64	7,41	7,87	1,20	3,71	1,31	2,07	41,31
42	04.08.2015	M-II	0,02	0,85	34,85	7,01	10,14	1,32	3,90	1,41	1,90	38,60
51	02.12.2016	M-II	0,03	0,65	28,93	7,51	7,52	1,34	3,49	1,25	1,90	47,40
57	20.06.2018	M-II	0,02	0,36	34,00	6,22	5,67	1,22	3,41	1,45	2,12	45,54
В среднем по M-II			0,02	0,68	34,52	6,92	6,62	1,31	3,62	1,33	2,00	42,98
42	18.11.2014	Ю-II-Б	0,01	0,45	19,39	1,75	3,44	1,12	2,23	1,01	1,21	69,39
20	10.09.2011	Ю-IV-2-1	0,29	0,15	46,45	7,51	8,07	0,72	2,28	0,68	1,14	32,71



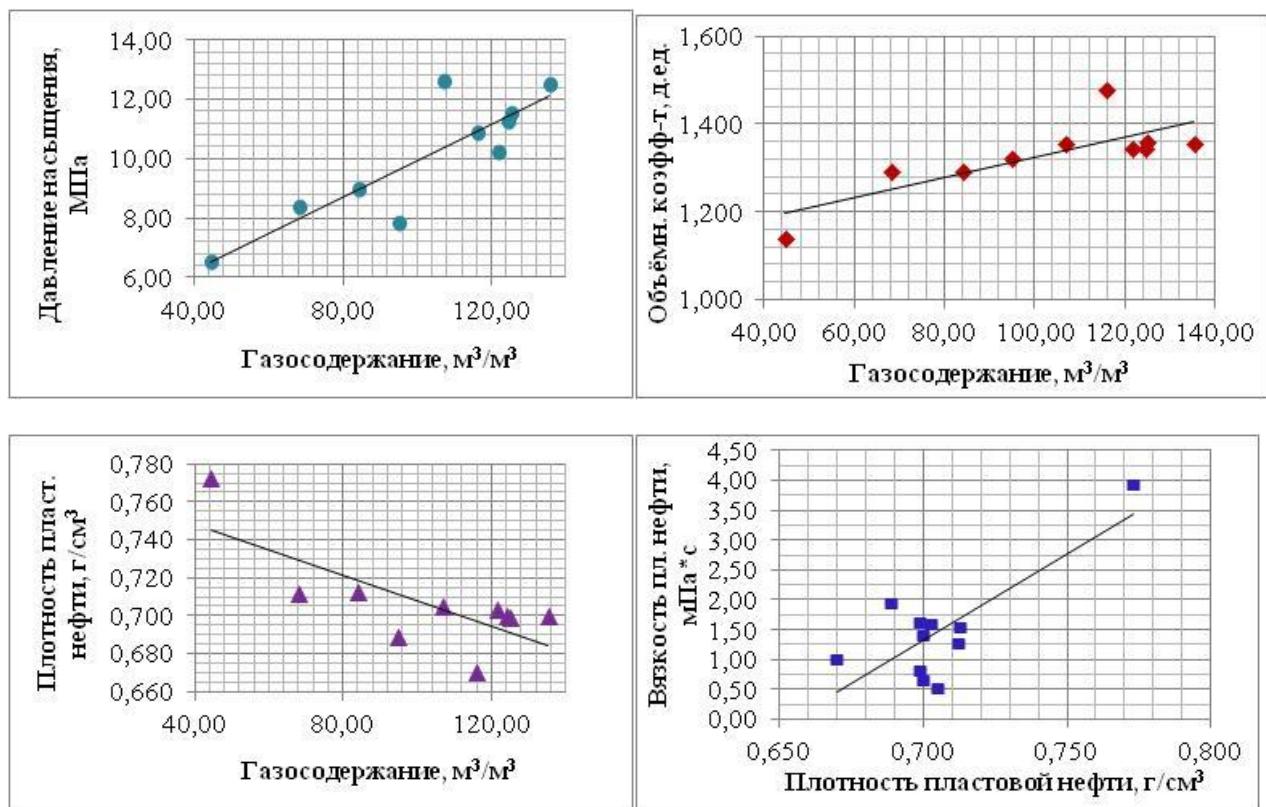


Рисунок 2.3.1 - Месторождение Ю-В Дошан. Зависимости основных параметров пластовой нефти по I объекту разработки

II объект разработки

Во II объект разработки объединены продуктивные горизонты, соответствующие залежам юрских отложений Западного и Восточного крыла месторождения. По данному объекту изучены 5 глубинных проб пластовой нефти.

Продуктивный горизонт Ю-0-2-Б Восточного крыла представлен одной глубинной пробой нефти из скважины 42.

Давление насыщения составляет 4,91 МПа при газосодержании 35,40 $\text{м}^3/\text{т}$, плотность нефти в пластовых условиях – 0,791 $\text{г}/\text{см}^3$, величина динамической вязкости – 4,37 $\text{мПа}\cdot\text{с}$. Объемный коэффициент пластовой нефти составляет 1,117 д.ед.

Продуктивный горизонт Ю-0-3 Западного крыла представлен одной глубинной пробой нефти из скважины 49.

Давление насыщения составляет 9,16 МПа при газосодержании 183,69 $\text{м}^3/\text{т}$, объемный коэффициент пластовой нефти – 1,461 д.ед., плотность нефти в пластовых условиях – 0,637 $\text{г}/\text{см}^3$, величина динамической вязкости – 0,35 $\text{мПа}\cdot\text{с}$.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-2 Западного крыла представлен одной глубинной пробой нефти из скважины 17.

Пластовая нефть имеет давление насыщения равное 9,22 МПа при газосодержании 77,60 $\text{м}^3/\text{т}$, объемный коэффициент пластовой нефти – 1,254 д.ед. Плотность нефти в пластовых условиях составляет 0,729 $\text{г}/\text{см}^3$, величина динамической вязкости – 0,55 $\text{мПа}\cdot\text{с}$.



Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1 Восточного крыла представлен двумя губинными пробами нефти из скважины 20.

По результатам лабораторных исследований усредненное давление насыщения составило 17,63 МПа при газосодержании 314,9 м³/т, при этом объёмный коэффициент равен 1,607 д.ед. Плотность нефти в пластовых условиях равна 0,629 г/см³, динамическая вязкость нефти – 0,25 мПа·с.

На рисунке 2.3.2 представлены зависимости основных параметров пластовой нефти по II объекту разработки.

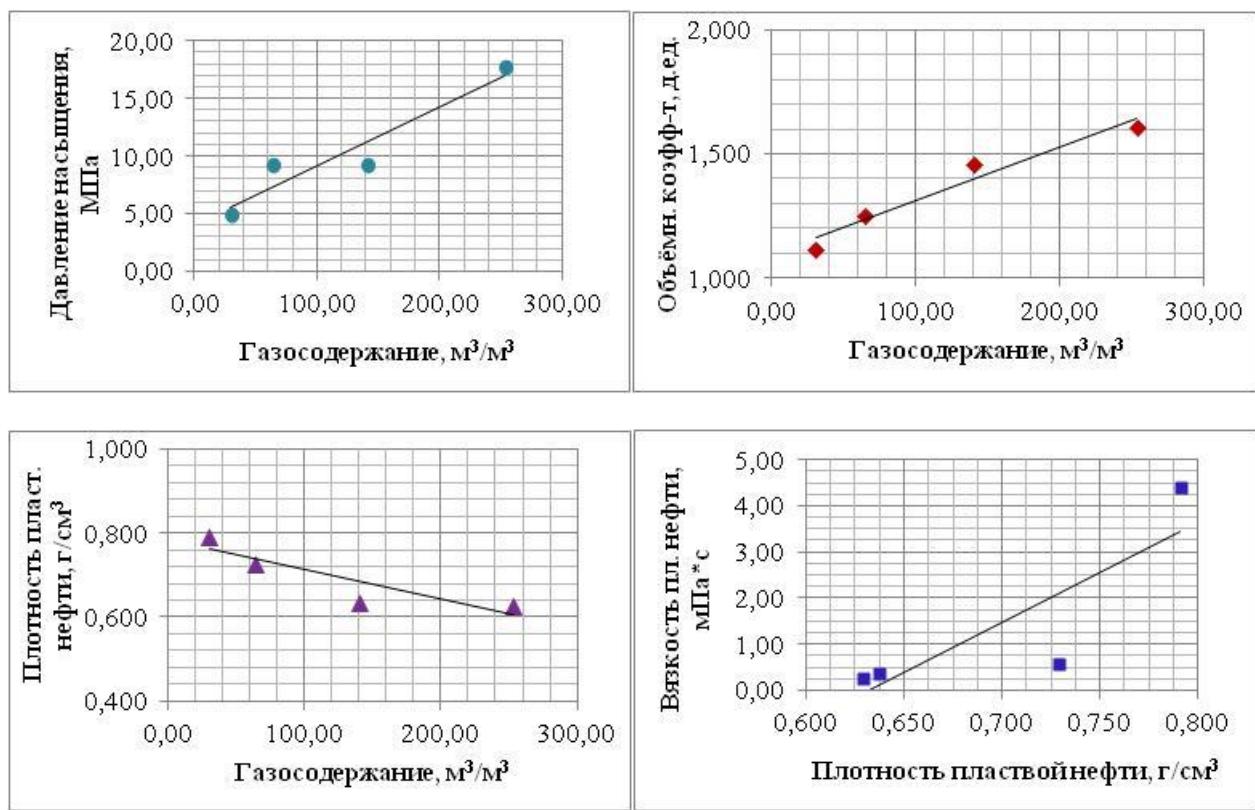


Рисунок 2.3.2 - Месторождение Ю-В Дошан. Зависимости основных параметров пластовой нефти по II объекту разработки

В таблице 2.3.3 представлены количество исследований, диапазоны изменения и средние значения параметров пластовой нефти месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Как видно из таблицы, наиболее освещён исследованиями продуктивный горизонт М-II в пределах Восточного крыла. Остальные горизонты представлены единичными исследованиями. Учитывая недостаточность проведённых исследований, с целью уточнения физико-химических характеристик пластовой нефти месторождения Юго-Восточный Дошан, необходимо продолжить отбор и исследования проб пластовой нефти равномерно по площади и всем продуктивным горизонтам.

Таблица 2.3.3 - Месторождение Ю-В Дошан. Средние значения параметров пластовой нефти

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
I объект разработки				
Горизонт М-0-2 (Западное крыло)				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	6,51
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	53,00
Объемный коэффициент при Рпл, доли ед.	1	1	-	1,140
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1	1	-	3,94
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,773
Плотность дегазированной нефти, г/см ³	1	1	-	0,840
Горизонт М-II (Западное крыло)				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	7,81
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	116,20
Объемный коэффициент при Рпл, доли ед.	1	1	-	1,323
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1	1	-	1,95
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,689
Плотность дегазированной нефти, г/см ³	1	1	-	0,818
Горизонт М-II (Восточное крыло)				
Давление насыщения, МПа	8	9	8,37-12,60	10,74
Газосодержание, м ³ /т	8	9	83,00-164,20	137,06
Объемный коэффициент при Рпл, доли ед.	8	9	1,292-1,479	1,353
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	8	9	0,532-1,636	1,17
Плотность пластовой нефти, г/см ³	8	9	0,670-0,713	0,700
Плотность дегазированной нефти, г/см ³	8	9	0,811-0,825	0,821
II объект разработки				
Горизонт Ю-0-2-Б (Восточное крыло)				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	4,91
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	35,40
Объемный коэффициент при Рпл, доли ед.	1	1	-	1,117
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1	1	-	4,37
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,791
Плотность дегазированной нефти, г/см ³	1	1	-	0,852
Горизонт Ю-0-3 (Западное крыло)				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	9,16
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	183,69
Объемный коэффициент при Рпл, доли ед.	1	1	-	1,461
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1	1	-	0,35
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,637
Плотность дегазированной нефти, г/см ³	1	1	-	0,768
Горизонт Ю-IV-1-2 (Западное крыло)				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	9,22
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	77,60
Объемный коэффициент при Рпл, доли ед.	1	1	-	1,254
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1	1	-	0,55
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,729
Плотность дегазированной нефти, г/см ³	1	1	-	0,832
Горизонт Ю-IV-2-1 (Восточное крыло)				
Давление насыщения, МПа	1	2	17,53-17,70	17,63
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	314,90
Объемный коэффициент при Рпл, доли ед.	1	1	-	1,607
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1	1	-	0,25
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,629
Плотность дегазированной нефти, г/см ³	1	1	-	0,806



2.3.2 Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

Всего на дату составления данного отчёта 01.01.2023 г. на месторождении Юго-Восточный Дощан проанализировано 30 поверхностных проб нефти из 22-х скважин 15, 16, 20, 24, 25, 30, 31, 32, 33, 38, 39, 40, 42, 44, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 57 и 58.

Исследования проб произведены в ТОО «Ойлсерт Интернейшнл» и ТОО «Мунайгазгеолсервис». Обобщенные результаты анализов по пробам нефти в поверхностных условиях представлены в таблице 2.3.4, в таблице 2.3.5 – компонентный состав всех имеющихся проб дегазированной нефти.

I объект разработки

По I объекту разработки изучены 22 поверхностные пробы нефти, из них, в пределах *Западного крыла* – 1 пробы из скважины 40 продуктивного горизонта М-0-2, 2 пробы из скважин 32 и 40 горизонта М-II; в пределах *Восточного крыла* – 19 проб горизонта М-II, отобранные из скважин 16, 24, 30, 31, 33, 38, 39, 42, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 57 и 58.

Проба нефти из скважины 24 отбракована из-за сильного отличия значений параметров от средних по горизонту М-II Восточного крыла.

Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем по I объекту разработки составила 0,837 г/см³. Кинематическая вязкость составляет: при 20 °C – 14,51 мм²/с, при 50 °C – 5,32 мм²/с. Содержание серы составляет 0,14 % масс. (малосернистая), силикагелевых смол – 2,11 % масс. (малосмолистая), асфальтенов – 0,19 % масс., парафинов – 11,16 % масс. (высокопарафинистая).

Температура застывания составляет плюс 14 °C, плавления парафинов – 45 °C, температура начала кипения – 63 °C. Объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 200 °C составляет 25 %, до температуры 300 °C – 45 %.

II объект разработки

По II объекту разработки изучены 6 поверхностных проб нефти, из них, в пределах *Западного крыла* – 2 пробы из скважин 32 продуктивного горизонта Ю-0-1 и 15 горизонта Ю-IV-1-1, 2 пробы из скважин 32 и 40 горизонта М-II; в пределах *Восточного крыла* – 4 пробы из скважин 42 горизонта Ю-0-2-Б, 25 горизонта Ю-IV-1-2, 20 горизонта Ю-IV-2-1.

Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем по I объекту разработки составила 0,819 г/см³. Кинематическая вязкость составляет: при 20 °C – 7,85 мм²/с, при 50 °C – 3,88 мм²/с. Содержание серы составляет 0,14 % масс. (малосернистая), силикагелевых смол – 1,41 % масс. (малосмолистая), асфальтенов – 0,11 % масс., парафинов – 12,01 % масс. (высокопарафинистая).



Таблица 2.3.4 - Месторождение Ю-В Доцан. Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Объект разработки		I объект разработки																			
№№ скв.		40	40	32	Среднее по М-II Западного крыла	16	24*	30	31	31	33	38	38	39	39	42	50	51	53		
Крыло		Западное				M-II	M-II	M-II	M-II	M-II	M-II	M-II	M-II	M-II	M-II	M-II	M-II	M-II	M-II		
Горизонт		M-0-2	M-II	M-II		V	I	VI	IV	IV	V	IV	IV	IV	IV	IV	M-II	M-II	M-II		
Блок		XVI	XVI	XIII		16.11.2012	17.01.2013	07.09.2012	06.11.2012	17.01.2013	14.06.2013	28.01.2015	29.09.2014	28.01.2015	24.10.2014	28.01.2015	26.12.2016	13.12.2016	02.04.2018		
Дата отбора		05.03.2015	24.10.2014	29.09.2014		138,0-1400,0	1078,0-1089,0	1383,0-1386,0	1368,0-1375,0	1353,5-1357,5	1393,0-1405,0	1369,0-1373,5	1377,0-1383,0	1371,0-1374,5	1379,5-1385,0	1381,0-1383,0	1365,5-1369,5	1375,0-1378,0; 1390,0; 1382,0-1395,5-1385,0	1388,0-1390,0; 1395,5-1398,0		
Интервал перфорации, м		1051,5-1053,0	1315,0-1324,0	1260,5-1267,0		0,848	0,832	0,8545	0,8433	0,813	0,877	0,818	0,826	0,829	0,815	0,815	0,828	0,815	0,817	0,818	0,812
Плотность, г/см ³		20°C	-	11,39	-	11,39	10,57	-		14,70	29,91	10,67	9,24	31,57	8,72	14,96	-	6,98	7,90	47,12	
Кинематическая вязкость, мм ² /с		30°C	12,10	7,03	20,72	13,88	6,65	-	7,34	6,21	8,47	6,10	5,44	8,27	5,56	5,97	10,12	4,87	5,50	8,06	
Динамическая вязкость, мПа·с		40°C	7,66	5,43	12,19	8,81	4,64	42,35	4,96	4,77	5,75	4,47	4,03	5,37	4,08	4,43	6,36	3,65	4,00	5,60	
Температура, °C		50°C	5,72	4,44	8,67	6,56	3,72	25,26	3,88	3,91	4,42	3,73	3,30	4,23	3,35	3,86	5,00	2,94	3,40	4,24	
Групповой углеводородный состав, %		20°C	-	9,48	-	9,48	8,55	-		12,14	23,21	8,69	7,52	26,14	7,11	12,23	-	5,65	6,40	39,14	
Групповой углеводородный состав, %		30°C	10,24	5,80	17,57	11,69	5,33	-	5,95	5,08	7,07	4,92	4,39	6,79	4,49	4,84	8,26	3,90	4,40	6,74	
Групповой углеводородный состав, %		40°C	6,49	4,44	10,26	7,35	3,68	36,58	3,98	3,87	4,72	3,57	3,22	4,37	3,27	3,56	5,10	2,90	3,20	4,72	
Групповой углеводородный состав, %		50°C	4,88	3,61	7,24	5,43	2,93	21,65	3,09	3,15	3,66	2,96	2,66	3,42	2,66	3,07	3,98	2,40	2,70	3,52	
Групповой углеводородный состав, %		ниже 20	ниже 20	ниже 20	ниже 20	ниже 20	ниже 15	49	ниже 20	ниже 1	ниже 18	ниже 15	ниже 20	ниже 20	ниже 20						
Групповой углеводородный состав, %		вспышки	заствания	15	10	21	16	8	30	15	11	12	10	5	14	9	12	13	0	9	1
Групповой углеводородный состав, %		парафин	0,00	13,20	10,00	11,60	13,3	16,70	13,3	11,70	16,70	14,80	10,30	9,00	11,00	12,40	13,50	9,70	10,80	9,90	
Групповой углеводородный состав, %		серпа	0,14	0,14	0,19	0,16	0,12	0,21	0,13	0,13	0,12	0,12	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,11	0,13
Групповой углеводородный состав, %		сероводород	отс.	отс.	0,00	0,00	отс.	отс.	отс.												
Групповой углеводородный состав, %		вода	0,30	7,00	27,10	17,05	0,03	0,10	0,27	0,15	0,18	0,03	0,50	1,20	0,06	0,03	1,40	0,18	0,03	83,90	
Групповой углеводородный состав, %		ароматич.	отс.	отс.	-	0,00	-	отс.	-	отс.	-	отс.	отс.	-							
Групповой углеводородный состав, %		смолы	силикагелевые	2,20	1,90	2,22	2,06	2,8	0,51	3,2	2,00	0,70	2,50	1,10	1,06	1,00	2,15	1,80	2,10	1,50	2,20
Групповой углеводородный состав, %		асфальтены	0,19	0,22	0,29	0,26	0,12	0,09	0,16	0,06	0,16	0,05	0,18	0,20	0,16	0,20	0,20	0,20	0,20	0,09	0,09
Групповой углеводородный состав, %		мех. примеси	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,06	0,01
Групповой углеводородный состав, %		Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	45,0	32,0	115,0	73,5	4	441,0	1,3	6,6	29,2	11,2	195,0	71,0	10,5	6,5	1305,0	2,3	1,5	95,6	
Групповой углеводородный состав, %		Температура плавления парафинов, °C	45	46	46	46	41	37	36	41	39	45	46	46	45	46	46	45	46	47	
Групповой углеводородный состав, %		Коксуемость %	1,7	1,4	1,2	1,3	1,05	4,0	1	0,5	1,6	1,1	1,8	1,0	1,9	1,0	1,8	1,7	1,5	1,1	
Групповой углеводородный состав, %		Молекулярный вес	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59	-	-	-	-	-	-	-	
Групповой углеводородный состав, %		H.K. °C	60	61	92	77	40	110	50	50	68	40	43	55	40	80	50	45	40	69	
Групповой углеводородный состав, %		50°C	-	-	-	-	1	-	-	-	1	1	-	2	-	-	1	2	-		
Групповой углеводородный состав, %		100°C	5	8	0,3	4	10	-	9	11	5	11	11	8	10	9	9	11	10	4	
Групповой углеводородный состав, %		150°C	12	19	11	15	23	4	19	22	16	22	24	25	24	23	17	26	25	16	
Групповой углеводородный состав, %		200°C	20	30	18	24	34	11	29	33	28	33	33	33	33	33	27	36	34	27	
Групповой углеводородный состав, %		250°C	29	40	25	33	43	19	37	42	37	41	43	42	43	42	35	45	42	36	
Групповой углеводородный состав, %		300°C	40	51	36	44															

Продолжение табл. 2.3.4

Объект разработки		I объект разработки					II объект разработки							Вне горизонта				
№№ скв.		54	55	56	57	58	32	42	15	25	20	20	40	44				
Крыло		Восточное					3	В	3	В	В	В	3	В				
Горизонт		M-II	M-II	M-II	M-II	M-II	Ю-0-1	Ю-0-2-Б	Ю-IV-1-1	Ю-IV-1-2	Ю-IV-2-1	Ю-IV-2-1						
Блок		VI	V	IV	VI	IV	XIII	VIII	XIII	VI	II	II	XVI	XV				
Дата отбора		12.02.2018	02.04.2018	26.09.2017	02.07.2018	30.07.2018	Среднее по M-II Восточного крыла		Среднее по I объекту		Среднее по II объекту		Среднее по Ю-IV-2-1					
Интервал перфорации, м		1385,0-1390,0	1390,0-1396,0	1389,0-1392,0; 1398,5-1401,0	1385,0-1390,5	1365,5-1370,5	1308,3 - 1312,6	1543,0- 1547,0	1872,0- 1891,0; 1987,0- 1996,0	2290,0- 2297,0; 2305,0- 2312,0	2057,0- 2063,0; 2407,7- 2411,3	2043,5- 2053,0	Среднее по Ю-IV-2-1					
Плотность, г/см ³		0,820	0,822	0,825	0,820	0,821	0,820	0,837	0,801	0,845	0,831	0,827	0,793	0,785	0,789	0,819	0,827	0,844
Кинематическая вязкость, мм ² /с	20 °C	-	-	1,76	41,95	10,74	17,63	14,51	4,20	-	14,04	10,56	3,01	2,15	2,58	7,85	9,65	18,66
	30 °C	6,60	6,09	1,52	7,51	7,24	6,53	10,83	3,32	26,70	8,43	6,55	2,55	1,83	2,19	9,44	6,81	4,58
	40 °C	4,41	4,40	1,31	5,00	5,31	4,59	7,02	2,75	8,85	6,27	4,82	2,19	1,56	1,88	4,91	5,15	3,01
	50 °C	3,54	3,50	1,17	4,02	4,15	3,69	5,32	2,36	6,49	5,10	3,84	1,88	1,37	1,63	3,88	4,20	2,23
Динамическая вязкость, мПа·с	20 °C	-	-	1,45	34,42	8,81	14,39	11,94	3,36	-	11,66	8,70	2,39	1,68	2,04	6,44	7,94	15,74
	30 °C	5,45	5,03	1,25	6,12	5,98	5,33	9,09	2,63	22,60	6,94	5,35	2,00	1,43	1,72	7,85	5,56	3,83
	40 °C	3,67	3,60	1,10	4,03	4,32	3,72	5,85	2,16	7,45	5,12	3,90	1,70	1,23	1,47	4,02	4,17	2,50
	50 °C	2,83	2,86	0,95	3,22	3,40	2,97	4,43	1,83	6,36	4,13	3,08	1,45	1,06	1,26	3,33	3,37	1,84
Температура, °C	вспышки	ниже 20	20	ниже 20	ниже 20	ниже 20	ниже 20	ниже 20	ниже 10	ниже 20	ниже 14	ниже 20	-22	ниже 8	ниже 8	ниже 8	ниже 20	ниже 20
	застывания	17	18	5	18	12	11	14	-10	25	-1	8	-10	-18	-14	1,60	1	13
Групповой углеводородный состав, %	парафин	15,40	10,80	11,40	10,50	9,60	11,89	11,16	17,50	12,20	9,80	15,50	2,10	8,00	5,05	12,01	12,00	10,80
	серпа	0,13	0,13	0,12	0,13	0,12	0,12	0,14	0,10	0,15	0,22	0,10	0,17	0,04	0,11	0,14	0,15	0,21
	сероводород	0,00	0,00	0,00	отс.	0,00	0,000	0,000	отс.	отс.	отс.	отс.	-	отс.	отс.	0,0	отс.	отс.
	вода	0,24	80,80	0,40	отс.	18,10	11,029	9,460	отс.	2,60	0,12	отс.	15,00	0,03	7,52	2,047	8,00	29,20
	ароматич.	-	-	-	-	-	0,000	0,000	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	0,0	отс.	отс.
	смолы силикагелевые	2,80	2,00	2,90	2,60	2,70	2,06	2,11	1,50	2,50	0,57	1,08	1,50	1,25	1,38	1,41	2,00	2,40
	асфальтены	0,05	0,06	0,04	0,09	0,08	0,12	0,19	0,09	0,09	0,05	0,22	0,10	0,07	0,09	0,11	0,18	0,07
	мех. примеси	0,01	0,01	0,01	0,01	-	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	2,20	0,08	0,01	0,05	0,45	0,01	2,00
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³		90,2	149,0	5,2	2,6	-	116,86	78,45	отс.	115,00	2,60	64,00	-	841,70	841,70	204,66	255,0	245,0
Температура плавления парафинов, °C		46	48	46	47	47	45	45	40	47	41	33	-	35	35	39	47	48
Коксуемость %		1,2	0,6	1,2	1,2	1,3	1,26	1,42	0,80	1,90	1,56	⁶⁰ 0,70	-	0,90	0,90	1,17	1,1	1,7
Молекулярный вес		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151,50	-	151,50	151,5	-	-	
Фракционный состав по Энглеру, %	H.K. °C	51	62	52	54	60	53	63	38	60	47	63	50	40	45	51	51	60
	50 °C	-	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	1	-	-	
	100 °C	9	7	8	8	8	9	6	10	5	8	4	10	15	13	8	10	5
	150 °C	19	19	21	22	20	21	16	29	9	19	15	24	38	31	21	20	16
	200 °C	29	29	31	33	31	31	25	40	15	29	25	38	51	45	31	30	26
	250 °C	38	38	40	41	40	40	34	50	21	40	35	53	61	57	41	41	34
	300 °C	48	48	50	52	50	50	45	60	31	50	48	66	71	69	52	51	43
	350 °C	59	60	62	65	62	61	57	70	43	63	64	80	79	80	64	61	55
Содержание, мг/кг	ванадия	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,01	0,06	0,00	0,70	0,07	-	0,09	0,09	0,18	0,00	0,00
	марганца	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,02	0,00	0,10	0,02	-	0,03	0,03	0,03	0,00	0,00
	свинца	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,01	0,02	0,00	0,24	0,04	-	0,03	0,03	0,06	0,00	0,00
	меди	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,02	0,00	0,59	0,02	-	0,03	0,03	0,13	0,00	0,00
	никеля	10,00	3,00	10,00	8,00	9,00	6,08	9,86	0,38	10,00	0,21	0,50	-	0,40</td				

Таблица 2.3.5 - Месторождение Ю-В Дошан. Компонентный состав дегазированной нефти

№ скв.	40	40	49	30	31	38	39	39	42	51	57	В среднем по М-II	42	20	41	
Дата отбора	25.02.15	23.10.14	22.09.17	13.09.12	05.03.12	19.09.14	11.10.14	24.04.15	04.08.15	02.12.16	20.06.18		18.11.14	10.09.11	22.12.14	
Расположение	Западное крыло			Восточное крыло									Восточное крыло			
Горизонт	M-0-2	M-II	Ю-0-3	M-II	M-II	M-II	M-II	M-II	M-II	M-II	M-II		Ю-2-Б	Ю-IV-2-1	вне горизонта	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Компонент	Содержание, % вес.															
Метан	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Этан	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Пропан	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
i-Бутан	0,560	0,399	0,002	0,188	0,391	0,231	0,241	0,539	0,054	0,507	0,800	0,369	0,358	0,112	0,125	
п-Бутан	0,843	0,600	0,003	0,325	0,585	0,391	0,408	0,980	0,161	0,728	1,095	0,584	0,494	0,150	0,249	
Нео-Пентан	1,031	0,705	0,046	0,411	0,673	0,484	0,505	0,929	0,348	0,701	0,938	0,624	0,513	0,351	0,381	
i-Пентан	1,265	1,196	0,165	0,784	1,226	0,945	0,988	1,701	0,739	1,277	1,627	1,161	0,689	0,688	0,726	
i-Гексан	1,536	1,508	0,843	1,173	1,475	1,272	1,328	1,797	1,390	1,457	1,774	1,458	0,894	0,522	1,123	
n-Гексан	1,427	1,907	1,495	1,541	2,035	1,764	1,842	2,290	1,979	1,894	2,072	1,927	0,917	1,106	1,535	
Гептан	9,409	12,211	14,252	10,952	12,990	12,023	12,038	13,351	13,829	11,631	12,143	12,370	5,821	6,364	11,446	
Октан	5,437	8,083	11,892	8,018	8,915	8,380	8,232	8,483	10,106	7,727	7,897	8,470	4,623	7,584	7,888	
Нонан	7,207	9,523	13,944	9,772	10,364	10,077	10,005	9,924	11,539	8,890	8,938	9,939	6,021	10,598	10,048	
Декан	5,881	7,634	12,457	7,602	7,929	7,737	7,560	7,534	8,362	7,002	7,017	7,593	5,260	9,505	7,944	
Андекан	4,560	5,860	9,001	5,637	5,684	5,874	5,875	5,797	5,779	5,396	5,063	5,638	4,686	7,410	6,466	
Додекан	4,411	5,065	6,809	4,982	4,992	5,196	5,167	4,555	4,323	4,784	4,297	4,787	4,288	6,282	5,569	
Тридекан	4,794	4,861	6,218	4,884	4,601	4,788	4,741	4,563	4,166	4,729	4,616	4,636	4,948	5,662	5,515	
Тетрадекан	4,655	4,632	5,145	4,449	4,321	4,168	4,093	4,533	3,866	4,422	4,509	4,295	5,486	5,551	5,659	
Пентадекан	5,179	5,127	3,749	4,497	4,215	5,296	5,271	4,150	3,781	4,239	3,817	4,408	5,500	5,520	4,971	
Гексадекан	4,060	3,710	2,634	4,341	3,729	3,506	3,558	3,255	3,072	3,354	2,975	3,473	2,060	5,637	4,109	
Гептадекан	5,439	4,650	3,226	4,453	4,238	4,351	4,440	4,166	4,317	4,241	4,078	4,286	6,793	4,902	4,782	
Октадекан	4,155	3,382	2,028	3,657	3,387	3,511	3,563	3,231	3,221	3,302	3,038	3,364	5,245	3,188	3,597	
Нонадекан	3,364	2,831	1,221	2,894	2,687	2,784	2,804	2,523	2,607	2,535	2,390	2,653	4,116	2,433	2,804	
Экосан	3,686	2,813	1,161	2,722	2,703	2,848	2,871	2,620	2,550	2,712	2,593	2,703	4,341	2,361	2,795	
Геккосан	3,841	2,841	0,966	2,819	2,670	2,780	2,826	2,770	2,793	2,853	2,772	2,785	4,757	2,173	2,661	
Докосан	3,498	2,520	0,711	2,567	1,924	2,478	2,510	2,422	2,355	2,516	2,530	2,413	4,378	2,149	2,432	
Трикосан	3,735	2,679	0,776	2,637	2,110	2,602	2,640	2,273	2,669 ⁶¹	2,826	3,008	2,595	5,041	2,228	2,001	
Тетракосан	2,989	1,722	0,451	2,785	1,608	1,821	1,824	1,767	1,916	2,275	2,272	2,034	3,627	2,041	1,514	
Пентакосан	2,558	1,346	0,381	1,906	1,598	1,621	1,615	1,519	1,703	2,238	2,289	1,811	3,461	1,876	1,317	
Гексакосан	1,929	0,930	0,225	1,496	1,221	1,208	1,209	0,959	0,992	2,087	1,994	1,396	2,475	1,307	0,954	
Гептакосан	1,722	0,785	0,134	1,433	1,095	1,098	1,095	0,833	0,860	1,983	2,115	1,314	1,926	1,291	0,852	
Октакосан	0,831	0,480	0,068	1,076	0,632	0,769	0,751	0,536	0,525	1,694	1,345	0,916	1,283	1,011	0,537	
Всего:	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	



Температура застывания составляет плюс 2 °С, плавления парафинов – 45 °С, температура начала кипения – 51 °С. Объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 200 °С составляет 31 %, до температуры 300 °С – 52 %.

Кроме того 2 пробы из скважин 40 и 44 отобраны вне горизонта.

В таблице 2.3.6 представлены количество исследований и средние значения параметров дегазированной нефти по объектам разработки, в таблице 2.3.7 – по продуктивным горизонтам месторождения Юго-Восточный Дошан.

Таблица 2.3.6 - Месторождение Ю-В Дошан. Средние параметры дегазированной нефти по состоянию изученности

Наименование параметров	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
I объект разработки				
Плотность при температуре 20 °С, г/см ³	17	21	0,812-0,855	0,837
Вязкость кинематическая, мм ² /с				
при температуре 20 °С	17	21	1,76-47,12	14,51
при температуре 50 °С	17	21	1,17-8,67	5,32
Температура застывания, °С	17	21	0-21	14
Массовое содержание, %				
-серы общей	17	21	0,11-0,19	0,14
-парафинов	17	21	9-16,70	11,16
-смол силикагелевых	17	21	0,70-3,20	2,11
-асфальтенов	17	21	0,04-0,29	0,19
Температура начала кипения, °С	17	21	40-92	63
Объемный выход фракций, %				
до 200 °С	17	21	18-36	25
до 250 °С	17	21	25-45	34
до 300 °С	17	21	36-54	45
II объект разработки				
Плотность при температуре 20 °С, г/см ³	5	6	0,785-0,845	0,819
Вязкость кинематическая, мм ² /с				
при температуре 20 °С	5	6	2,15-14,04	7,85
при температуре 50 °С	5	6	1,37-6,49	3,88
Температура застывания, °С	5	6	(-18)-25	2
Массовое содержание, %				
-серы общей	5	6	0,04-0,22	0,14
-парафинов	5	6	2,10-17,50	12,01
-смол силикагелевых	5	6	0,57-2,50	1,41
-асфальтенов	5	6	0,05-0,22	0,11
Температура начала кипения, °С	5	6	38-63	51
Объемный выход фракций, %				
до 200 °С	5	6	15-51	31
до 250 °С	5	6	21-61	41
до 300 °С	5	6	31-71	52

Широкие диапазоны изменения значений параметров нефти связаны с тем, что в объекты разработки входят по несколько продуктивных горизонтов Западного и Восточного крыла. Кроме того, степень изученности продуктивных горизонтов далеко не однородна. В большей степени изучен горизонт М-II Восточного крыла.



Таблица 2.3.7 - Месторождение Ю-В Дощан. Средние параметры дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г. (по горизонтам)

Объект	I			Среднее по I объекту разработки	II					Среднее по II объекту разработки
	M-0-2	M-II	M-II		Ю-0-1	Ю-0-2-Б	Ю-IV-1-1	Ю-IV-1-2	Ю-IV-2-1	
Горизонт					3	B	3	B	B	
Крыло	3	3	B	21	1	1	1	1	2	6
Количество исследований	1	2	18	21	1	1	1	1	2	6
Наименование параметров										
Плотность при температуре 20 °C, г/см ³	0,848	0,843	0,820	0,837	0,801	0,845	0,831	0,827	0,789	0,819
Вязкость кинематическая, мм ² /с										
при температуре 20 °C	-	11,39	17,63	14,51	4,20	-	14,04	10,56	2,58	7,85
при температуре 50 °C	5,72	6,56	3,69	5,32	2,36	6,49	5,10	3,84	1,63	3,88
Температура застывания, °C	15	16	11	14	-10	25	-1	8	-14	2
Массовое содержание, %										
-серы общей	0,14	0,16	0,12	0,14	0,10	0,15	0,22	0,10	0,11	0,14
-парафинов	10	11,60	11,89	11,16	17,5	12,20	9,80	15,50	5,05	12,01
-смол силикагелевых	2,20	2,06	2,06	2,11	1,50	2,50	0,57	1,08	1,38	1,41
-асфальтенов	0,19	0,26	0,12	0,19	0,09	0,09	0,05	0,22	0,09	0,11
Температура начала кипения, °C	60	77	53	63	38	60	47	63	45	51
Объемный выход фракций, %										
до 200 °C	20	24	31	25	40	15	29	25	45	31
до 250 °C	29	33	40	34	50	21	40	35	57	41
до 300 °C	40	44	50	45	60	31	50	48	69	52



Остальные горизонты представлены единичными исследованиями. Учитывая недостаточность проведённых исследований, с целью уточнения физико-химических характеристик дегазированной нефти месторождения Юго-Восточный Дошан, рекомендуется продолжить отбор и исследования проб нефти равномерно по всем продуктивным горизонтам.

В целом нефть месторождения Юго-Восточный Дошан является лёгкой и особо лёгкой, малосернистой, малосмолистой, высокопарафинистой, с высоким выходом светлых фракций.

2.3.3 Свойства и состав газа

В данном разделе по состоянию на 01.01.2023 г. представлены результаты исследований 15 – проб растворённого в нефти газа, 17 проб газа сепарации и 6 проб свободного газа.

Свойства и состав растворенного в нефти газа

Всего на дату составления данного отчёта на месторождении Юго-Восточный Дошан компонентный состав нефтяного газа при однократном разгазировании изучен по 15-ти пробам из 12-ти скважин 16, 17, 20, 30, 31, 38, 39, 40, 42, 49, 51 и 57.

Исследования проводились на хромографе «Agilent-6890N», «Agilent-7890A» и «Hewlett Packard 6890 GC» в физико-химических лабораториях «CNEC» и ТОО «Пенкор».

Результаты исследований газа однократного разгазирования представлены в таблице 2.3.8, усреднённые составы нефтяного газа – в таблице 2.3.9.

I объект разработки

I объект разработки представлен продуктивными горизонтами М-0-2, М-II Западного крыла и М-II Восточного крыла.

Компонентный состав растворённого газа оценён по результатам исследований 11 проб газа, полученного при однократном разгазировании проб пластовой нефти из скважины 40 горизонтов М-0-2 и М-II Западного крыла и скважин 16, 30, 31, 38, 39, 42, 51 и 57 горизонта М-II Восточного крыла.

Содержание метана составляет 68,82 % мольн., этана – 8,35 % мольн., пропана – 9,26 % мольн., бутанов – 7,20 % мольн., компонентов группы C₅₊ – 5,12 % мольн. Плотность газа составляет 1,102 кг/м³.

II объект разработки

II объект разработки представлен продуктивными горизонтами Ю-0-3, Ю-IV-1-2 Западного крыла, Ю-0-2-Б, Ю-IV-2-1 Восточного крыла.



Таблица 2.3.8 - Месторождение Ю-В Дощан. Компонентный состав газа однократного разгазирования по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Состав газа, % мольн.												Удельный вес газа по воздуху	Плотность газа, кг/м ³
				Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексан + высшие				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
I объект разработки																	
<i>Горизонт M-0-2 (Западное крыло)</i>																	
40	M-0-2	1051,5-1053,0	25.02.2015	0,10	1,32	80,56	1,35	4,74	2,42	4,66	1,83	1,64	1,38	0,821	0,989		
<i>Горизонт M-II (Западное крыло)</i>																	
40	M-II	1315,0-1324,0	23.10.2014	0,04	1,03	62,07	11,92	11,82	2,13	5,63	1,81	2,06	1,48	0,961	1,158		
<i>Горизонт M-II (Восточное крыло)</i>																	
16	M-II	1385,0-1400,0	02.10.2008	0,07	1,20	77,73	6,69	6,51	1,07	3,15	0,92	1,25	1,41	1,015	1,222		
30	M-II	1383,0-1386,0	13.09.2012	0,03	1,25	68,41	10,41	7,49	1,79	5,48	1,60	2,01	1,53	0,902	1,086		
31	M-II	1368,0-1375,2	05.03.2012	0,02	1,83	64,43	12,71	7,48	2,09	5,68	1,68	2,28	1,81	0,937	1,128		
38	M-II	1377,0-1383,0	19.09.2014	0,02	1,21	62,63	12,51	12,34	1,57	4,89	1,36	1,94	1,55	0,941	1,134		
39	M-II	1379,5-1385,0	11.10.2014	0,05	1,26	63,27	12,77	11,46	1,62	4,97	1,35	1,83	1,44	0,931	1,121		
39	M-II	1371,0-1374,5	24.04.2015	0,04	0,80	60,42	12,92	13,73	1,48	5,37	1,45	2,06	1,73	0,971	1,169		
42	M-II	1369,0-1372,0	04.08.2015	0,03	1,37	56,28	11,32	16,37	2,07	6,12	1,96	2,38	2,11	1,038	1,251		
51	M-II	1375,0-1385,0	02.12.2016	0,05	1,27	56,82	14,74	14,76	1,77	5,62	1,49	1,99	1,49	0,993	1,195		
57	M-II	1385,0-1390,5	20.06.2018	0,03	0,68	64,61	11,82	10,77	1,21	4,97	1,71	2,22	1,97	0,941	1,133		
В среднем по M-II Восточного крыла				0,04	1,21	63,84	11,77	11,21	1,63	5,14	1,50	2,00	1,67	0,963	1,160		
Среднее по I объекту разработки				0,06	1,19	68,82	8,35	9,26	2,06	5,14	1,71	1,90	1,51	0,92	1,102		
II объект разработки																	
<i>Горизонт Ю-0-2-Б (Восточное крыло)</i>																	
42	Ю-0-2-Б	1543,0-1547,0	18.11.2014	0,02	1,55	66,94	6,03	11,89	2,42	5,69	1,80	1,95	1,70	0,944	1,138		
<i>Горизонт Ю-0-3 (Западное крыло)</i>																	
49	Ю-0-3	1467-1468,5; 1471-1473	22.09.2017	0,04	0,9	63,73	11,63	10,42	1,64	5,73	1,81	2,21	1,9	0,954	1,149		
<i>Горизонт Ю-IV-1-2 (Западное крыло)</i>																	
17	Ю-IV-1-2	1997,0-2030,0	29.10.2008	2,73	1,15	59,81	9,00	11,43	2,54	6,10	2,21	2,34	2,69	1,029	1,239		
<i>Горизонт Ю-IV-2-1 (Восточное крыло)</i>																	
20	Ю-IV-2-1	2057,0-2063,0	10.09.2011	0,43	0,23	69,30	11,21	12,04	0,95	3,22	0,68	1,04	0,89	0,850	1,024		
Среднее по II объекту разработки				0,81	0,96	64,95	9,47	11,45	1,89	5,19	1,63	1,89	1,80	0,944	1,137		



Компонентный состав растворённого газа оценён по результатам исследований 4 проб газа, полученного при однократном разгазировании проб пластовой нефти из скважин 20 горизонта Ю-IV-2-1, 42 горизонта Ю-0-2-Б Восточного крыла, 17 горизонта Ю-IV-1-2, 49 горизонта Ю-0-3 Западного крыла.

Содержание метана составляет 64,95 % мольн., этана – 9,47 % мольн., пропана – 11,45 % мольн., бутанов – 7,07 % мольн., компонентов группы C₅₊ – 5,31 % мольн. Плотность газа составляет 1,137 кг/м³.

Таблица 2.3.9 - Месторождение Ю-В Дошан. Компонентный состав растворённого газа по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Объект разработки	I			Среднее по I объекту разработки	II				Среднее по II объекту разработки
	M-0-2	M-II	M-II		Ю-0-2-Б	Ю-0-3	Ю-IV-1-2	Ю-IV-2-1	
Горизонт									
Крыло	3	3	B		B	3	3	B	
Количество исследований	1	1	9		1	1	1	1	
Компоненты	Состав газа, % мольн.								
Углекислый газ	0,10	0,04	0,04	0,06	0,02	0,04	2,73	0,43	0,81
Азот	1,32	1,03	1,21	1,19	1,55	0,90	1,15	0,23	0,96
Метан	80,56	62,07	63,84	68,82	66,94	63,73	59,81	69,30	64,95
Этан	1,35	11,92	11,77	8,35	6,03	11,63	9,00	11,21	9,47
Пропан	4,74	11,82	11,21	9,26	11,89	10,42	11,43	12,04	11,45
Изо-бутан	2,42	2,13	1,63	2,06	2,42	1,64	2,54	0,95	1,89
Н-бутан	4,66	5,63	5,14	5,14	5,69	5,73	6,10	3,22	5,19
Изо-пентан	1,83	1,81	1,50	1,71	1,80	1,81	2,21	0,68	1,63
Н-пентан	1,64	2,06	2,00	1,90	1,95	2,21	2,34	1,04	1,89
Гексан + высшие	1,38	1,48	1,67	1,51	1,70	1,90	2,69	0,89	1,80
Относительная плотность	0,821	0,961	0,963	0,915	0,944	0,954	1,029	0,850	0,944
Плотность газа, кг/м ³	0,989	1,158	1,160	1,102	1,138	1,149	1,239	1,024	1,137

Растворённый нефтяной газ классифицируется как «высокожирный» с повышенным содержанием гомологов метана, низким содержанием неуглеводородных компонентов.

Свойства и состав газа сепарации

Кроме газа однократного разгазирования на месторождении Юго-Восточный Дошан производился отбор и исследование устьевых проб газа после сепаратора. В данном разделе проанализированы 17 проб газа сепарации из скважин 16, 20, 30, 32, 33, 38, 39, 40, 42, 50 и 51. Исследования растворенного газа в нефти проводились в физико-химических лабораториях компаний ТОО «CNEC» и ТОО «Oilser International» и АО «НИПИнефтегаз».

Результаты исследований газа сепарации представлены в таблице 2.3.10.

I объект разработки

I объект разработки представлен продуктивным горизонтом М-II Западного крыла и Восточного крыла.



Таблица 2.3.10 - Месторождение Ю-В Дощан. Компонентный состав нефтяного газа после сепарации по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Состав газа, % мольн.															Относительная плотность
				Кислород	Сероводород	Углекислый газ	Азот	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	nC ₆	C ₇	C ₈	C ₉	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
I объект разработки																			
<i>Горизонт M-II (Западное крыло)</i>																			
40	M-II	1315,0-1324,0	01.11.2014	-	0,00	0,02	0,85	80,65	8,16	5,25	0,74	1,95	0,58	0,75	0,74	0,28	0,03	0,00	0,742
<i>Горизонт M-II (Восточное крыло)</i>																			
30	M-II	1377,0-1380,0	07.02.2013	-	0,00	0,08	0,79	89,71	5,44	1,94	0,34	0,98	0,21	0,26	0,20	0,05	0,00	0,00	0,639
		1383,0-1386,0	16.11.2012	-	0,00	0,01	0,97	83,49	6,22	4,75	0,63	2,05	0,54	0,71	0,49	0,16	0,00	0,00	0,716
33	M-II	1393,0-1405,0	31.08.2016	-	0,00	0,01	1,04	83,10	7,95	5,10	0,45	1,40	0,30	0,35	0,24	0,06	0,01	0,00	0,695
38	M-II	1377,0-1383,0	13.10.2014	-	0,00	0,02	0,86	66,23	13,17	11,12	1,40	3,98	1,02	1,19	0,81	0,20	0,00	0,00	0,880
39	M-II	1371,0-1374,5	14.04.2015	-	0,00	0,01	1,33	82,34	8,05	4,23	0,56	1,65	0,43	0,52	0,46	0,31	0,11	0,00	0,716
42	M-II	1369,0-1372,0	25.07.2015	-	0,00	0,05	1,10	84,05	6,47	5,25	0,87	1,42	0,28	0,29	0,17	0,06	0,00	0,00	0,696
50	M-II	1365,5-1369,5	11.05.2018	-	-	0,14	0,25	69,77	12,42	8,22	1,20	3,42	1,01	1,36	1,26	0,90	0,06	0,00	0,872
51	M-II	1375,0-1378,0; 1382,0-1387,0	11.05.2018	-	-	0,10	0,28	70,12	11,46	8,53	1,28	3,60	1,02	1,35	1,27	0,92	0,07	0,00	0,875
16	M-II	1385,0-1400,0	20.07.2018	0,57	-	1,00	2,59	78,97	8,36	5,11	0,66	1,75	0,44	0,56	-	-	-	-	0,724
16	M-II	1385,0-1400,0	23.06.2018	-	0,00	0,03	0,94	88,95	5,49	2,46	0,45	1,02	0,23	0,26	0,13	0,03	0,01	-	0,645
38	M-II	1369-1373,5; 1377,0-1383,0	20.07.2018	0,10	-	0,31	0,88	69,46	15,02	9,49	1,07	2,58	0,50	0,59	-	-	-	-	0,803
30	M-II	1274,25-1278,25; 1382,0-1385,5	01.12.2018	0,07	-	0,03	5,49	93,23	0,72	0,12	0,21	0,05	0,06	0,02	-	-	-	-	0,588
50	M-II	1365,5-1369,5	20.07.2018	0,55	-	1,03	2,64	80,63	8,60	4,38	0,48	1,16	0,24	0,29	-	-	-	-	0,698
51	M-II	1375,0-1378,0; 1382-1387,0	20.07.2018	0,32	-	0,62	1,68	70,00	12,17	8,87	1,21	3,28	0,82	1,04	-	-	-	-	0,818
Среднее по M-II				0,32	0,00	0,25	1,49	79,29	8,68	5,68	0,77	2,02	0,51	0,63	0,56	0,30	0,03	0,00	0,740
Среднее по I объекту разработки				0,32	0,00	0,13	1,17	79,97	8,42	5,47	0,76	1,99	0,54	0,69	0,65	0,29	0,03	0,00	0,741



Продолжение табл. 2.3.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
II объект разработки																				
Горизонт Ю-0-1 (Западное крыло)																				
32	Ю-0-1	1308,3-1312,6	07.12.2012	-	0,00	0,09	1,09	83,05	7,54	3,82	0,67	1,36	0,43	0,58	0,82	0,56	0,00	0,00	0,720	
Горизонт Ю-IV-2-1 (Восточное крыло)																				
20	Ю-IV-2-1	2043,0-2053,0	18.12.2012	-	0,00	0,61	1,12	79,06	7,09	3,34	0,57	2,05	0,73	1,25	2,04	2,14	0,00	0,00	0,823	
Среднее по II объекту разработки					-	0,00	0,35	1,11	81,06	7,32	3,58	0,62	1,71	0,58	0,92	1,43	1,35	0,00	0,00	0,772



Компонентный состав устьевых проб газа оценён по результатам исследований 15 проб газа, из скважины 40 горизонта М-II Западного крыла и скважин 16, 30, 31, 33, 38, 39, 42, 50, 51 горизонта М-II Восточного крыла.

Содержание метана составляет 79,97 % мольн., этана – 8,42 % мольн., пропана – 5,47 % мольн., бутанов – 2,74 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 2,20 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,741.

II объект разработки

II объект разработки представлен продуктивными горизонтами Ю-0-1 Западного крыла и Ю-IV-2-1 Восточного крыла.

Компонентный состав устьевых проб газа оценён по результатам исследований 2 проб газа, из скважины 20 горизонта Ю-IV-2-1 Восточного крыла и из скважины 32 горизонта Ю-0-1 Западного крыла.

Содержание метана составляет 81,06 % мольн., этана – 7,32 % мольн., пропана – 3,58 % мольн., бутанов – 2,33 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 4,28 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,772.

Устьевые пробы нефтяного газа по составу отличаются от газа однократного разгазирования проб пластовой нефти меньшим содержанием компонентов группы C_{2+} .

Тем не менее, газ классифицируется как «жирный» с повышенным содержанием гомологов метана, низким содержанием неуглеводородных компонентов.

Свойства и состав свободного газа

Физико-химические параметры и свойства свободного газа исследованы по 6 пробам, отобранных из четырех скважин: 15, 47, 49 Западного крыла и 31 Восточного крыла. Исследования проведены в лаборатории Китайской компании СиЭнИСи.

Все результаты исследований свободного газа представлены в таблице 2.3.11, средние составы свободного газа – в таблице 2.3.12.

Западное крыло

Горизонт Ю-IV-1-1 (*газовая шапка*) представлен исследованиями глубинной и устьевой пробами газа, отобранных из скважины 15 (интервал перфорации 1872,0-1891,0 м) и устьевой пробой из скважины 49 (интервал перфорации 1828,0-1835,5 м). По результатам анализа средний состав свободного газа горизонта Ю-IV-1-1 составил: содержание метана – 86,55 мольн. %, этана – 7,16 мольн. %, пропана 3,32 мольн. %, бутанов 1,28 мольн. %, пентанов 0,45 мольн. %, гексана + высших гомологов 0,20 %. Относительная плотность газа равна 0,661.



Таблица 2.3.11 - Месторождение Ю-В Дощан. Компонентный состав свободного газа по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Место отбора	Состав газа, % мольн.												Относительная плотность
					Сероводород	Углекислый газ	Азот	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	nC ₆	C ₊₇	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Западное крыло																	
15	Ю-IV-1-1	1872-1891	21.08.2008	1865	0,00	0,35	0,90	88,45	5,97	2,92	0,21	0,69	0,16	0,18	0,1	0,07	0,644
15	Ю-IV-1-1	1872-1891	07.11.2012	устые	0,00	0,5	0,27	82,89	9,46	4,28	0,58	1,37	0,21	0,27	0,12	0,05	0,691
49	Ю-IV-1-1	1828-1835,5	01.09.2017	устые	0,00	0,38	0,73	88,30	6,06	2,76	0,23	0,77	0,22	0,29	0,20	0,06	0,649
Среднее по Ю-IV-1-1					0,00	0,41	0,63	86,55	7,16	3,32	0,34	0,94	0,20	0,25	0,14	0,06	0,661
47	Ю-IV-1-3	1940-1948	02.08.2016	устые	0,00	0,46	0,80	88,03	6,18	2,79	0,24	0,70	0,19	0,25	0,21	0,15	0,652
49	Ю-IV-1-3	1924,5-1927	04.08.2017	устые	0,00	0,41	0,83	88,41	6,61	1,07	0,28	0,72	0,28	0,37	0,67	0,35	0,659
Среднее по Ю-IV-1-3					0,00	0,44	0,82	88,22	6,40	1,93	0,26	0,71	0,24	0,31	0,44	0,25	0,656
Среднее по Западному крылу					0,00	0,42	0,71	87,22	6,86	2,76	0,31	0,85	0,21	0,27	0,26	0,14	0,659
Восточное крыло																	
31	M-II	1353,3-1357,5	09.04.2012	устые	0,00	0,01	1,16	89,17	5,96	2,19	0,25	0,71	0,16	0,27	0,09	0,04	0,636



Глубинная проба, отобранная 21.08.2008 г. не содержала жидкой фазы. Исследована на компонентный состав, приведённый в таблице 2.3.11, и определение физико-химических свойств газа.

Таблица 2.3.12 - Месторождение Ю-В Дошан. Компонентный состав свободного газа по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Крыло	Западное		Восточное
	Ю-IV-1-1	Ю-IV-1-3	
Компоненты			
Сероводород	0,00	0,00	0,00
Углекислый газ	0,41	0,44	0,01
Азот	0,63	0,82	1,16
Метан	86,55	88,22	89,17
Этан	7,16	6,40	5,96
Пропан	3,32	1,93	2,19
Изо-бутан	0,34	0,26	0,25
Н-бутан	0,94	0,71	0,71
Изо-пентан	0,20	0,24	0,16
Н-пентан	0,25	0,31	0,27
Гексан	0,14	0,44	0,09
Гептан+высшие	0,06	0,25	0,04
Относительная плотность	0,661	0,656	0,636

Горизонт Ю-IV-1-3 (*газовая залежь*) представлен исследованиями 2-х устьевых проб газа, отобранных из скважин 47 и 49 из интервалов 1940,0-1948,0 и 1924,5-1927,0 м, соответственно. Средние содержания: метана – 88,22 мольн. %, этана – 6,40 мольн. %, пропана – 1,93 мольн. %, бутанов – 0,97 мольн. %, пентанов – 0,54 мольн. %, гексана + высших гомологов – 0,67 мольн. %, азота – 0,82, углекислого газа – 0,44. Относительная плотность газа равна 0,656.

Восточное крыло

В скважине 31 газ поступает из интервала 1353,3-1357,5 м горизонта М-II (*газовая шапка*).

Состав газа метано-этановый. Содержание метана составляет 89,17 мольн. %, этана – 5,96 мольн. %, пропана – 2,19 мольн. %, бутанов - 0,96 мольн. %, пентанов – 0,42 мольн. %, гексана + высших гомологов 0,13 мольн. %, азота – 1,16 мольн. %, углекислого газа – 0,01 мольн. %. Относительная плотность газа равна 0,636.

Свободный газ продуктивных горизонтов классифицируются как «полужирный» с низким содержанием неуглеводородных компонентов.



2.3.4 Физико-химические свойства и состав воды

Продуктивные залежи месторождения Юго-Восточный Дощан приурочены к нижнемеловым и юрским отложениям. На месторождении Юго-Восточный Дощан, изучение свойств и состава пластовых вод проведено по 59 лабораторным исследованиям из 15 скважин: ЮВД-13, ЮВД-15, ЮВД-16, ЮВД-17, ЮВД-20, ЮВД-24, ЮВД-25, ЮВД-31, ЮВД-32, ЮВД-33, ЮВД-35, ЮВД-40, ЮВД-44, ЮВД-45 и ЮВД-53. Все исследования выполнены в промысловой химико-аналитической лаборатории на самом месторождении. Полученные данные содержат сведения по основному компонентному составу с рассчитанной суммарной минерализацией, типом воды, данные по pH и плотности, из микрокомпонентов есть данные по содержанию барий и железа.

В проекте разработки месторождения Юго-Восточный Дощан 2018 г. приведены результаты гидрохимических исследований воды из нижнемеловых и юрских отложений [1].

По юрским горизонтам отобрана 41 проба из 9 скважин. Пластовые воды юрских горизонтов представляют собой весьма крепкие рассолы, хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы и натриевой подгруппы. Минерализация вод юрских горизонтов находится в диапазоне от 62 до 94 г/дм³, в среднем составляет 76,7 г/дм³, при плотности 1,048 г/см³. Вода жесткая, величина общей средней жесткости равна 296,4 мг-экв/дм³. При pH<6,56 вода характеризуется как слабокислая с переходом в нейтральные. По результатам химического анализа среднее содержание анионов и катионов по пробам следующее: содержание натрий+калий варьируют в диапазоне 16179,5-28248,4 мг/дм³, в среднем составляет 24657,4 мг/дм³, кальция варьируют в диапазоне 563-12011 мг/дм³, в среднем составляет 3625,1 мг/дм³, магния варьируют в диапазоне 158,1-1248 мг/дм³, в среднем составляет 753,7 мг/дм³, хлоридов варьируют в диапазоне 36465,3-58338 мг/дм³, в среднем составляет 46251,4 мг/дм³, сульфатов варьируют в диапазоне 8-152,3 мг/дм³, в среднем составляет 89,8 мг/дм³, гидрокарбонатов варьируют в диапазоне 198,3-994,3 мг/дм³, в среднем составляет 588,04 мг/дм³. Содержание железа находится в диапазоне 0,8-416 мг/дм³, в среднем составляет 93,5 мг/дм³. Из микрокомпонентов есть данные по содержанию бария. Содержание бария находится в диапазоне 456,3-1373,4 мг/дм³, в среднем составляет 1072,4 мг/дм³.

По меловым горизонтам отобрано 8 проб из 4-х скважин. Пластовые воды меловых горизонтов представляют собой весьма слабые рассолы, хлоридно-кальциевого типа. Минерализация вод меловых горизонтов составляет 49,1 г/дм³, при плотности 1,0,31 г/см³. Вода жесткая, величина общей средней жесткости равна 282,8 мг-экв/дм³. При pH<6,63 вода



характеризуется как слабокислая с переходом в нейтральные. По результатам химического анализа среднее содержание анионов и катионов по пробам следующее: содержание натрий+калий составляет 268,8 мг/дм³, кальция составляет 4704,4 мг/дм³, магния составляет 571,4 мг/дм³, хлоридов составляет 29979,8 мг/дм³, сульфатов составляет 317,4 мг/дм³, гидрокарбонатов составляет 268,8 мг/дм³. Из микрокомпонентов есть данные по содержанию бария. Содержание бария находится в диапазоне 428-1925,7 мг/дм³.

Две пробы, отобранные в 2018 году со скважины 16, работающей на горизонте М-II, не характеризуют воду как пластовую. Минерализация, плотность, pH и тип воды не отражают состав пластовых вод продуктивного мелового горизонта.

Ниже приведена характеристика пластовых вод по состоянию на 01.01.2023 г. Западного и Восточного крыла месторождения Юго-Восточный Дошан.

Западное крыло. Пластовые воды Западного крыла приурочены к меловым и юрским отложениям.

В районе западного крыла из меловых горизонтов проанализировано 5 проб воды из 2-х скважин. Имеются результаты химического состава пластовых вод со скважины ЮВД-40 и ЮВД-44 за 2014 год. Воды меловых горизонтов представляют собой соленые, хлоридно-кальциевые типы. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 25,8 г/дм³ до 72,5 г/дм³. Средняя минерализация составляет 49,5 г/дм³. Плотность воды варьирует в диапазоне от 1,015 г/см³ до 1,045 г/см³, в среднем составляет 1,031 г/см³. Воды по степени pH нейтральные. Жесткость воды составляет 342,1 мг-экв/дм³, не содержат в своем составе сероводорода. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: содержания Na⁺+K⁺ варьируют в диапазоне 6797,1-17972 мг/дм³, в среднем составляя 12144,6 мг/дм³; Ca²⁺ варьируют в диапазоне 1803,6-8697,3 мг/дм³, в среднем составляя 5763,5 мг/дм³; Mg²⁺ варьируют в диапазоне 389,1-851,2 мг/дм³, в среднем составляя 646,9 мг/дм³; Cl⁻ варьируют в диапазоне 15762-44943 мг/дм³, в среднем составляя 30558,4 мг/дм³; SO₄²⁻ варьируют в диапазоне 28-480,3 мг/дм³, в среднем составляя 169,7 мг/дм³; HCO₃ варьируют в диапазоне 152,5-396,5 мг/дм³, в среднем составляя 265,3 мг/дм³. Из микрокомпонентов присутствует барий, варьируют в диапазоне 428,1-982,1 мг/дм³, в среднем составляя 810,4 мг/дм³.

Из юрского горизонта отобрано 28 пробы воды из 7 скважин: ЮВД-13, ЮВД-15, ЮВД-17, ЮВД-32, ЮВД-40, ЮВД-44, ЮВД-45. Пробы воды для определения химического состава пластовых вод отбирались в разные годы. Результаты химического состава пластовых вод со скважины ЮВД-13, ЮВД-15, ЮВД-17 за 2008 г., со скважины ЮВД-32 в 2012 г., со скважины ЮВД-44 и ЮВД-45 в 2014-2015 гг.



Одна проба воды из скважины ЮВД-40 оказалась некондиционной, отбракована из-за существенных отклонений, в связи с этим в расчетах не участвует. Воды юрских горизонтов представляют собой слабые рассолы, хлоридно-кальциевого типа. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 63,4 г/дм³ до 98,8 г/дм³. Средняя минерализация составляет 81,1 г/дм³. Плотность воды варьирует в диапазоне от 1,038 г/см³ до 1,063 г/см³, в среднем составляет 1,051 г/см³. Воды по степени рН кислые. Жесткость воды составляет 301 мг-экв/дм³, не содержат в своем составе сероводорода. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: содержания Na⁺+K⁺ варьируют в диапазоне 12846-32876,7 мг/дм³, в среднем составляя 25441,2 мг/дм³; Ca²⁺ варьируют в диапазоне 601,2-13346,6 мг/дм³, в среднем составляя 4497,7 мг/дм³; Mg²⁺ варьируют в диапазоне 72,9-1702,4 мг/дм³, в среднем составляя 913,2 мг/дм³; Cl⁻ варьируют в диапазоне 38482-60200 мг/дм³, в среднем составляя 48588,3 мг/дм³; SO₄²⁻ варьируют в диапазоне 2-108,1 мг/дм³, в среднем составляя 12,9 мг/дм³; HCO₃ варьируют в диапазоне 91,5-1342 мг/дм³, в среднем составляя 499,4 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены: железо в количестве – 119 мг/дм³, барий -1091,6 мг/дм³.

Восточное крыло. Пластовые воды Восточного крыла приурочены к меловым и юрским отложениям. В районе восточного крыла из меловых горизонтов проанализировано 8 проб воды из 5-ти скважин: ЮВД-16, ЮВД-25, ЮВД-31, ЮВД-35, ЮВД-53.

Пробы воды для определения химического состава пластовых вод отбирались в разные годы. Пробы пластовых вод со скважин ЮВД-25 и ЮВД-31 отбирались в 2012 г., со скважиной ЮВД-35 в 2013 г. и со скважиной ЮВД-53 в 2018 г. Две пробы воды из скважины ЮВД-16 оказались некондиционными, отбракована из-за существенных отклонений, в связи с этим в расчетах не участвует. Воды меловых горизонтов представляют собой слабые рассолы, хлоридно-кальциевого типа. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 40,6 г/дм³ до 78,4 г/дм³. Средняя минерализация составляет 71,3 г/дм³. Плотность воды варьирует в диапазоне от 1,025 г/см³ до 1,052 г/см³, в среднем составляет 1,046 г/см³. Воды по степени рН кислые. Жесткость воды составляет 302 мг-экв/дм³, характеризуется как слабокислая с переходом в нейтральные. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: содержания Na⁺+K⁺ варьируют в диапазоне 12765,4-23875,7 мг/дм³, в среднем составляя 20252,3 мг/дм³; Ca²⁺ варьируют в диапазоне 2204,4-12260,5 мг/дм³, в среднем составляя 6004,6 мг/дм³; Mg²⁺ варьируют в диапазоне 486,4-1476,2 мг/дм³, в среднем составляя 785,1 мг/дм³; Cl⁻ варьируют в диапазоне 24708-49054 мг/дм³, в среднем составляя 43900,5 мг/дм³; SO₄²⁻ варьируют в диапазоне 54-256 мг/дм³, в среднем составляя 140,3 мг/дм³; HCO₃ варьируют в диапазоне



178,5-274,5 мг/дм³, в среднем составляя 233,1 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены: железо и барий. Содержание железо в среднем составляет- 1,12 мг/дм³ и барий в среднем составляет -988,6 мг/дм³.

Из юрского горизонта отобрано 18 проб воды из 5 скважин: ЮВД-16, ЮВД-20, ЮВД-24, ЮВД-31, ЮВД-33. Пробы воды для определения химического состава пластовых вод отбирались в разные годы, со скважины ЮВД-16 в 2008 году, со скважины ЮВД-20 в 2011 г., со скважины ЮВД-24 в 2012 г. и со скважины ЮВД-31 в 2013 г. Две пробы воды из скважины ЮВД-31 и одна проба из скважины ЮВД-33 оказались некондиционными, в связи с этим отбракованы из-за существенных отклонений, в расчетах не участвует. Воды юрских горизонтов представляют собой слабые рассолы, хлоридно-кальциевого типа. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 49 г/дм³ до 78,7 г/дм³. Средняя минерализация составляет 63 г/дм³. Плотность воды варьирует в диапазоне от 1,028 г/см³ до 1,049 г/см³, в среднем составляет 1,040 г/см³. Воды по степени рН нейтральные. Жесткость воды составляет 67,8 мг-экв/дм³, характеризуется как слабокислая с переходом в нейтральные. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: содержания $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ варьируют в диапазоне 17657,9-30551,6 мг/дм³, в среднем составляя 23203,2 мг/дм³; Ca^{2+} варьируют в диапазоне 60-4328,6 мг/дм³, в среднем составляя 1066,7 мг/дм³; Mg^{2+} варьируют в диапазоне 24-656,6 мг/дм³, в среднем составляя 174,1 мг/дм³; Cl^- варьируют в диапазоне 29050-46900 мг/дм³, в среднем составляя 37516 мг/дм³; SO_4^{2-} варьируют в диапазоне 2-640 мг/дм³, в среднем составляя 163,9 мг/дм³; HCO_3^- варьируют в диапазоне 122-2501 мг/дм³, в среднем составляя 923,1 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены: железо и барий. Содержание железа в среднем составляет – 20,4 мг/дм³, барий в среднем -1007,8 мг/дм³. Результаты анализов воды приведены в табл. 2.3.4.1, 2.3.4.2, 2.3.4.3.

Выводы:

По результатам проведенных исследований по состоянию на 01.01.2023 г. пластовые воды меловых и юрских горизонтов Западного и Восточного крыла месторождения Юго-Восточный Дошан, имеют схожий состав. Тип воды хлоркальциевые, пластовые воды месторождения относятся к весьма слабым хлоркальциевым рассолам. Воды жесткие, слабокислые с переходом в нейтральные, с небольшим содержанием сульфат - ионов. Основной состав вод изучен достаточно полно, микрокомпонентный состав недостаточно изучен, за исключением иона бария, которого в данных водах большое количество.

Рекомендации

Исследования состава попутно-добываемых вод месторождения должны носить



регулярный характер и на данный момент должны проводиться 2 раза в год по каждой скважине с обводненностью более 50 %. В комплексе аналитических исследований должно входить определение основного компонентного состава, определение плотности, вязкости, pH, расчет суммарной минерализации и типа воды. Периодически необходимо проводить исследование микрокомпонентов (йода, брома, бария, бора, лития, стронция, тяжелых металлов). Это позволит проследить степень изменения состава вод, т.к. микрокомпоненты являются своего рода индикаторами аналогичных процессов.



Таблица 2.3.4.1 - Месторождения Юго-Восточный Дошан. Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Содержание ионов, мг/дм ³ и примесей, г/дм ³	Данные за 2018г (Проект разработки)								Данные по состоянию на 01.01.2023г.										
	Кол.во иссле- дованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол.во иссле- дованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол.во иссле- дованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол.во исследованных		Диапазон измене-ния	Среднее значение			
	скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб					
	Западное крыло																		
Меловые отложения				Юрские отложения				Меловые отложения				Юрские отложения							
Cl ⁻ , мг/дм ³	4	8	29979,8	29979,8	9	41	36465,3- 58338	46251,4	2	5	15762-44943	30558,4	7	28	38482-60200	49588,3			
SO ₄ ²⁻ , мг/дм ³	4	8	317,4	317,4	9	41	8-152,3	89,8	2	5	28-480,3	169,7	7	28	2-108,1	12,9			
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	4	8	268,8	268,8	9	41	198,3-994,3	588,04	2	5	152,5-396,5	265,3	7	28	91,5-1342	499,4			
Ca ²⁺ , мг/дм ³	4	8	4704,4	4704,4	9	41	563-12011	3625,1	2	5	1803,6-8697,3	5763,5	7	28	601,2- 13346,6	4497,7			
Mg ²⁺ , мг/дм ³	4	8	571,4	571,4	9	41	158,1-1248	753,7	2	5	389,1-851,2	646,9	7	28	72,9-1702,4	913,2			
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	4	8	13206,3	13206,3	9	41	16179,5- 28248,4	24657,4	2	5	6797,1-17972	12144,6	7	28	12846,9- 32876,7	25441,2			
Общее содержание железа, мг/дм ³	-	-	-	-	9	41	0,8-416	93,5	-	-	-	-	7	28	1-416	119			
Тяжелые металлы: Барий, мг/дм ³	4	8	428-1925,7	1390,9	9	41	456,3- 1373,4	1072,4	2	5	428,1-982,1	810,4	7	28	893,2-1373,4	1091,6			
Общая жесткость, мг/дм ³	4	8	282,8	282,8	9	41	48-672,8	296,4	2	5	161,1-491,6	342,1	7	28	36,1-726,1	301			
Суммарная минерализация, г/дм ³	4	8	49,1	49,1	9	41	62-94	76,7	2	5	25,8-72,5	49,5	7	28	63,4-98,8	81,1			
Тип воды	4	8	XK	XK	9	41	XK	XK	2	5	XK	XK	7	28	XK и КН	XK			
Примеси, %	-	-	-	-	-	-	-	-	2	5	0,164-0,235	0,199	7	28	0,032-0,311	0,087			
pH	4	8	6,63	6,63	9	41	6,2-7,5	6,56	2	5	6,49-7,63	7,14	7	28	4-8,48	6,35			



Продолжение таблицы 2.3.4.1

Содержание ионов, мг/дм ³ и примесей, г/дм ³	Данные по состоянию на 01.01.2023г.										
	Кол.во иссле- дованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол.во иссле- дованных		Диапа-zon измене-ния	Сред-нее значе- ние			
	скв	проб			скв	проб					
Восточное крыло											
Меловые отложения					Юрские отложения						
Cl ⁻ , мг/дм ³	5	8	24708-49054	43900,5	5	18	29050- 46900	37516			
SO ₄ ²⁻ , мг/дм ³	5	8	54-256	140,3	5	18	2-640	163,9			
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	5	8	178,5-274,5	233,1	5	18	122-2501	923,1			
Ca ²⁺ , мг/дм ³	5	8	2204,4- 12260,5	6004,6	5	18	60-4328,6	1066,7			
Mg ²⁺ , мг/дм ³	5	8	486,4-1476,2	785,1	5	18	24-656,6	174,1			
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	5	8	12765,4- 23875,7	20252,3	5	18	17657,9- 30551,6	23203,2			
Общее содержание железа, мг/дм ³	5	8	0,28-3,60	1,12	5	18	0,1-10	20,4			
Тяжелые металлы: Барий, мг/дм ³	5	8	738,2-1154,4	988,6	5	18	817,3- 1167,5	1007,8			
Общая жесткость, мг/дм ³	5	8	150,8-736	365,7	5	18	5-240,7	67,8			
Суммарная минерализация, г/дм ³	5	8	40,6-78,4	71,3	5	18	49-78,7	63			
Тип воды	5	8	XK	XK	5	18	XK и КН	XK и КН			
Примеси, %	5	8	0,038-0,260	0,180	5	18	0,015-0,217	0,100			
pH	5	8	6,32-6,80	6,46	5	18	5,77-9,25	7,13			



Таблица 2.3.4.2 – Физико-химические показатели проб воды месторождения Юго-Восточный Дощан

Скважина	Дата отбора Интервал отбора проб, м	Горизонт	рН	Илот-нест воды, при 20°C, г/см	Компонентный состав, мг/дм ³ / мг-экв/дм ³						$\frac{\text{Ba}^{+2}}{\text{Fe}}$	Мех. примесь в %	Минерализация, г/дм ³	Жесткость общая, мг-экв/дм ³	Тип воды по В.А.Сулину		
					Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				12	13	14	
Западное крыло																	
ЮВД-44	27.12.2014 1019-1023	M-0-1	7,31	1,015	6797,1 295,5	1803,6 90,2	851,2 70,9	15762 444	218 4,5	396,5 6,5	854,2 -	0,1641	25,8	161,1	XK		
Среднее значение по горизонту M-0-1				7,31	1,015	6797,1 295,5	1803,6 90,2	851,2 70,9	15762 444	218 4,5	396,5 6,5	854,2 -	0,1641	25,8	160	XK	
ЮВД-40	19.10.2014 1315-1324	M-II	6,49	1,023	11034,4 479,8	4008 200,4	389,1 32,4	24708 696	480,3 9,9	305 5	428,1 -	-	40,9	232,8	XK		
	04.11.2014 1315-1324		7,42	1,039	12998 565,1	7374,7 368,7	753,9 62,8	35074 988	50 1	305 5	861,7 -	-	56,6	431,6	XK		
	05.11.2014 1315-1324		7,63	1,035	11921,7 518,3	6933,8 346,7	559,3 46,6	32305 910	28 0,6	167,7 2,7	982,1 -	-	51,9	393,3	XK		
ЮВД-44	24.12.2014 1301-1305,5		6,87	1,045	17972 781,4	8697,3 434,9	680,9 56,7	44943 1266	72 1,5	152,5 2,5	925,7 -	0,2354	72,5	491,6	XK		
Среднее значение по горизонту M-II				7,10	1,036	13481,5 586,2	6753,5 337,7	595,8 49,7	34257,5 965	157,6 3,256	232,6 3,8	799,4 -	0,235	55,5	387,3	XK	
Среднее значение меловых горизонтов по Западному крылу				7,14	1,031	12144,6 528	5763,5 288,2	646,9 53,9	30558,4 860,8	169,7 3,505	265,3 4,8	810,4 -	0,199	49,5	342,1	XK	
ЮВД-17	20.11.2008 1318-1325	Ю-0-1	6,51	1,048	19513 848,4	5040 252	1104 92	42140 1187	2 0,04	244 4	1069,3 416	-	68	344	XK		
	24.11.2008 1318-1325		6,16	1,048	20313,1 883,2	4609,2 230,5	608 50,7	41180 1160	20 0,413	- -	1373,4 2,4	0,1582	66,7	281,1	XK		



Продолжение таблицы 2.3.4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14			
Западное крыло																
ЮВД-44	21.12.2014 1325-1328	Ю-0-1	8,48	1,049	12846,9 558,5	10720 536	1392 116	42805 1205,8	46 1	152,5 2,5	926,8 -	0,0516	67,9	652	XK	
Среднее значение по горизонту Ю-0-1			7,05	1,048	17557,7 763,4	6789,7 339,5	1034,7 86,2	42041,7 1184,3	22,7 0,468	198,3 3,3	1123,2 209	0,105	67,6	425,7	XK	
ЮВД-40*	18.10.2014 1398,5-1401	Ю-0-2	6,88	1,002	1437,9 62,5	320,6 16	97,2 8,1	2343 66	766,4 15,8	274,5 4,5	456,3 -	-	5,2*	24	XK	
ЮВД-45	20.02.2015 1425-1429		7,12	1,062	22483,1 977,5	13066,1 653,3	681 56,8	59995 1690	8 0,17	91,5 1,5	1041,7 -	-	96,3	710	XK	
			6,73	1,063	20044,5 871,5	13346,6 667,3	705,3 58,8	56445 1590	108,1 2,2	91,5 1,5	1114,3 -	-	90,7	726,1	XK	
Среднее значение по горизонту Ю-0-2			6,93	1,063	14655,1 637,2	8911,1 445,6	494,5 41,2	39594,3 1115,3	294,2 6,078	152,5 2,5	1078 -	-	93,5	718,1	XK	
ЮВД-45	14.02.2015 1749-1751	Ю-III	6,85	1,063	24888,5 1082,1	9619,2 481	1216 101,3	58575 1650	14 0,29	610 10	1106,8 -	-	95	582,3	XK	
Среднее значение по горизонту Ю-III			6,85	1,063	24888,5 1082,1	9619,2 481	1216 101,3	58575 1650	14 0,29	610 10	1106,8 -	-	95	582,3	XK	
ЮВД-13	22.07.2008 1726-1746	Ю-IV-1-1	6,05	1,047	26772,6 1164	2565,1 128,3	778,2 64,9	47854 1348	2 0,04	396,5 6,5	1090,5 28,6	-	78,4	193,1	XK	
			6,01	1,046	26864,7 1168	2565,1 128,3	753,9 62,8	47925 1350	2 0,04	396,5 6,5	1110 30,2	-	78,5	191,1	XK	
	23.07.2008 1726-1746		6,00	1,045	26393,8 1147,6	2605,2 130,3	802,5 66,9	47428 1336	4 0,08	366 6	1012,4 12,4	-	77,6	197,1	XK	
			6,03	1,046	26543,4 1154,1	2525 126,3	826,8 68,9	47570 1340	4 0,1	396,5 6,5	1023 10,8	-	77,9	195,2	XK	
ЮВД-15	09.07.2008 1987-1996		6	1,038	23799,9 1034,8	1046,5 52,3	600 50	40110 1129,9	- -	366 6	1036,9 1	-	68,3	102,3	XK	



Продолжение таблицы 2.3.4.2

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14			
Западное крыло																
ЮВД-15	09.07.2008 1987-1996	Ю-IV-1-1	4	1,039	<u>23849,2</u> 1036,9	<u>998,6</u> 49,9	<u>640</u> 53,3	<u>39900</u> 1123,9	- -	<u>915</u> 15	<u>1036,9</u> 1	-	68,7	103,3		
ЮВД-17	04.11.2008 1914-1932	Ю-IV-1-1	6,61	1,060	<u>29100,8</u> 1265,3	<u>3807,6</u> 190,4	<u>1337,6</u> 111,5	<u>55025</u> 1550	<u>2</u> 0,041	<u>823,5</u> 13,5	<u>1248,7</u> 160	0,032	90,1	301,8	XK	
			6,52	1,057	<u>29158,3</u> 1267,8	<u>3847,6</u> 192,4	<u>1313,2</u> 109,4	<u>55025</u> 1550	<u>2</u> 0,041	<u>976</u> 16	<u>1244,4</u> 170	0,033	90,3	301,8	XK	
	06.11.2008 1914-1932		6,49	1,060	<u>32255,3</u> 1402,4	<u>4088,2</u> 204,4	<u>924,2</u> 77	<u>59285</u> 1670	<u>3</u> 0,062	<u>640,5</u> 10,5	<u>1073,2</u> 105	0,052	97,2	281,4	XK	
			6,44	1,060	<u>32502,8</u> 1413,2	<u>4048,1</u> 202,4	<u>948,5</u> 79	<u>59640</u> 1680	<u>3</u> 0,062	<u>686,3</u> 11,3	<u>1266,1</u> 96	0,038	97,8	281,4	XK	
	10.11.2008 1914-1932		5,99	1,062	<u>30644,7</u> 1332,4	<u>4680</u> 234	<u>1152</u> 96	<u>58450</u> 1646,5	<u>4</u> 0,083	<u>854</u> 14	<u>1051,5</u> 416	0,062	95,8	330	XK	
			6,06	1,061	<u>32090,3</u> 1395,2	<u>4760</u> 238	<u>936</u> 78	<u>60200</u> 1695,8	<u>4</u> 0,083	<u>823,5</u> 13,5	<u>1189,1</u> 416	0,049	98,8	316	XK	
ЮВД-32	14.09.2012 1892,7-1894,6		5,97	1,061	<u>32876,7</u> 1429,4	<u>3206,4</u> 160,3	<u>1094,4</u> 91,2	<u>59285</u> 1670	<u>4</u> 0,083	<u>457,5</u> 7,5	<u>1072</u> 3,5	0,311	96,9	251,5	XK	
Среднее значение по горизонту Ю-IV-1-1			6,01	1,052	<u>28681</u> 1247	<u>3134,1</u> 156,7	<u>931,3</u> 77,6	<u>52130,5</u> 1468,5	<u>3,1</u> 0,054	<u>622,9</u> 10,2	<u>1112</u> 111,6	0,082	85,9	234,3	XK	
ЮВД-13	14.07.2008 1842-1845	Ю-IV-1-2	6,47	1,044	<u>25532,7</u> 1110,1	<u>3920</u> 196	<u>744</u> 62	<u>48370</u> 1362,5	<u>4</u> 0,083	<u>244</u> 4	<u>1023,6</u> 1,2	-	78,8	258	XK	
			6,50	1,044	<u>26279,9</u> 1142,6	<u>3440</u> 172	<u>624</u> 52	<u>48300</u> 1360,6	<u>2</u> 0,041	<u>274,5</u> 4,5	<u>1036,9</u> 0,8	-	78,9	224	XK	
	16.07.2008 1842-1845		6,38	1,045	<u>25096,4</u> 1091,1	<u>3480</u> 174	<u>1248</u> 104	<u>48300</u> 1360,6	<u>4</u> 0,083	<u>427</u> 7	<u>1056,2</u> 85,8	-	78,6	278	XK	
			6,40	1,045	<u>25751,3</u> 1119,6	<u>3400</u> 170	<u>984</u> 82	<u>48370</u> 1362,5	<u>4</u> 0,083	<u>457,5</u> 7,5	<u>1103,4</u> 85,76	-	79	252	XK	



Продолжение таблицы 2.3.4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
Западное крыло															
ЮВД-17	07.10.2008 1997-2030	Ю-IV-1-2	6,59	1,048	<u>24457,5</u> 1063,4	<u>3040</u> 152	<u>1224</u> 102	<u>46576</u> 1312	<u>54</u> 1,1	<u>170,8</u> 2,8	<u>1120,3</u> 416	-	75,5	254	XK
ЮВД-17	24.10.2008 1997-2030		5,90	1,042	<u>17326,3</u> 753,3	<u>5611,2</u> 280,6	<u>1702,4</u> 141,9	<u>40825</u> 1150	<u>2</u> 0,041	<u>1342</u> 22	<u>893,2</u> 255,5	-	66,8	422,4	XK
Среднее значение по горизонту Ю-IV-1-2			6,37	1,045	<u>24074</u> <u>1046,7</u>	<u>3815,2</u> <u>190,8</u>	<u>1087,7</u> <u>90,6</u>	<u>46790,2</u> <u>1318</u>	<u>11,7</u> <u>0,241</u>	<u>486</u> <u>8</u>	<u>1039</u> <u>140,8</u>	-	76,3	281,4	XK
ЮВД-15	26.06.2008 2018-2030	Ю-IV-2-1	6,47	1,042	<u>23666,9</u> 1029	<u>801,6</u> 40,1	243,2 20,3	<u>38482</u> 1084	= -	<u>231,8</u> 3,8	<u>1096,7</u> 2,4	-	63,4	60,3	XK
	28.06.2008 2018-2030	Ю-IV-2-1	6,64	1,042	<u>25858,9</u> 1124,3	<u>601,2</u> 30,1	<u>72,9</u> 6,1	<u>40825</u> 1150	<u>8</u> 0,165	<u>549</u> 9	<u>1056,9</u> 19	-	67,9	36,1	XK
Среднее значение по горизонту Ю-IV-2-1			6,56	1,042	<u>24762,9</u> <u>1076,6</u>	<u>701,4</u> <u>35,1</u>	<u>158,1</u> <u>13,2</u>	<u>39653,5</u> <u>1117</u>	<u>8</u> <u>0,083</u>	<u>390,4</u> <u>6,4</u>	<u>1076,8</u> <u>10,7</u>	-	65,6	48,2	XK
Среднее значение юрских горизонтов по Западному крылу			6,35	1,051	<u>25441,2</u> <u>1106,1</u>	<u>4497,7</u> <u>224,9</u>	<u>913,2</u> <u>76,1</u>	<u>49588,3</u> <u>1396,9</u>	<u>12,9</u> <u>0,237</u>	<u>499,4</u> <u>8,2</u>	<u>1091,6</u> <u>119</u>	<u>0,087</u>	81,1	301	XK
Восточное крыло															
ЮВД-25	29.01.2018 1129,5-1132	М-0-1	6,36	1,050	<u>23875,7</u> 1038,1	<u>5290,5</u> 264,5	<u>753,9</u> 62,8	<u>48138</u> 1356	<u>100</u> 2,066	<u>275,5</u> 4,5	<u>1133,8</u> 0,30	0,255	78,4	327,4	XK
			6,38	1,050	<u>23778,7</u> 1033,9	<u>5330,6</u> 266,5	<u>705,2</u> 58,8	<u>47925</u> 1350	<u>102</u> 2,107	<u>259,2</u> 4,2	<u>1154,4</u> 0,31	0,240	78,1	325,3	XK
			6,32	1,050	<u>23783,6</u> 1034,1	<u>5330,6</u> 266,5	<u>729,6</u> 60,8	<u>47996</u> 1352	<u>100</u> 2,066	<u>274,5</u> 4,5	<u>1125,2</u> 0,28	0,260	78,2	327,3	XK
Среднее значение по горизонту М-0-1			6,35	1,050	<u>23812,7</u> <u>1035,3</u>	<u>5317,2</u> <u>265,9</u>	<u>729,6</u> <u>60,8</u>	<u>48019,7</u> <u>1352,7</u>	<u>100,7</u> <u>2,080</u>	<u>269,4</u> <u>4,4</u>	<u>1137,8</u> <u>0,3</u>	0,251	78,2	326,7	XK
ЮВД-16*	25.08.2012 1322-1325	M-1	7,52	1,001	<u>832</u> 36,2	<u>148,3</u> 7,4	<u>75,4</u> 6,3	<u>1405,8</u> 39,6	<u>6</u> 0,124	<u>610</u> 10	= -	0,36	3,1	13,7	XK



Продолжение таблицы 2.3.4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Восточное крыло																
ЮВД-16*	01.02.2018 1322-1325	M-1	7,85	1,001	<u>1171,6</u> 50,9	<u>48</u> 2,4	<u>7,2</u> 0,6	<u>1661,4</u> 46,8	<u>4</u> 0,083	<u>427</u> 7	-	0,492	3,3	3	KH	
Среднее значение по горизонту M-1			7,69	1,001	<u>1001,8</u> 43,6	<u>98,2</u> 4,9	<u>41,3</u> 3,4	<u>1533,6</u> 43,2	<u>5</u> 0,103	<u>518,5</u> 8,5	-	-	32	8,3	XK	
ЮВД-31	01.03.2012 1368-1375,2	M-II	6.49	1.025	<u>12765,4</u> 555	<u>2204,4</u> 110,2	<u>486,4</u> 40,5	<u>24708</u> 696	<u>256</u> 5,289	<u>178,5</u> 2,9	<u>791,3</u> 3,6	0,109	40,6	150,8	XK	
ЮВД-35	04.08.2013 1395-1400		6.8	1.050	<u>22257</u> 967,7	<u>5611,2</u> 280,6	<u>559,3</u> 46,6	<u>45582</u> 1284	<u>230</u> 4,752	<u>213,5</u> 3,5	<u>738,2</u> -	-	74,5	327,2	XK	
ЮВД-53	04.08.2013 1388-1390,5		6,38	1,052	<u>15053,4</u> 654,5	<u>12260,5</u> 613	<u>1476,2</u> 123	<u>49053,9</u> 1381,8	<u>54</u> 1,116	<u>198,2</u> 3,2	-	-	78,1	736	XK	
Среднее значение по горизонту M-II			6,56	1,042	<u>16691,9</u> 725,7	<u>6692</u> 334,6	<u>840,6</u> 70,1	<u>39781,3</u> 1120,6	<u>180</u> 3,7	<u>196,7</u> 3,2	<u>764,7</u> 3,6	0,074	64,4	404,7	XK	
Среднее значение меловых горизонтов по Восточному крылу			6,46	1,046	<u>20252,3</u> 880,5	<u>6004,6</u> 300,2	<u>785,1</u> 65,4	<u>43900,5</u> 1236,6	<u>140,3</u> 2,899	<u>233,1</u> 3,8	<u>988,6</u> 1,12	0,180	71,3	365,7	XK	
ЮВД-16	20.09.2008 1670-1950	Ю-0	7,63	1,048	<u>30551,6</u> 1328,3	<u>120</u> 6	<u>72</u> 6	<u>46900</u> 1321,1	<u>156</u> 3,223	<u>884,5</u> 14,5	<u>1057,6</u> 16	-	78,7	12	XK	
			7,59	1,048	<u>27905,1</u> 1213,3	<u>80</u> 4	<u>48</u> 4	<u>42700</u> 1202,8	<u>150</u> 3,099	<u>854</u> 14	<u>1009,3</u> 15,8	-	71,7	8	KH	
Среднее значение по горизонту Ю-0			7,61	1,048	<u>29228,4</u> 1270,8	<u>100</u> 5	<u>60</u> 5	<u>44800</u> 1262	<u>153</u> 3,161	<u>869,3</u> 14,3	<u>1033,5</u> 15,9	-	75,2	10	XK и KH	
ЮВД-33*	11.05.2013 1424-1426	Ю-0-1	11,18	1,001	<u>1746,4</u> 75,9	<u>80,2</u> 4	<u>12,2</u> 1	1917 54	<u>570,4</u> 11,8	<u>915</u> 15	<u>363,1</u> -	-	5,2	5	KH	
Среднее значение по горизонту Ю-0-1			11,18	1,001	<u>1746,4</u> 75,9	<u>80,2</u> 4	<u>12,2</u> 1	<u>1917</u> 54	<u>570,4</u> 11,8	<u>915</u> 15	<u>363,1</u> -	-	5,2	5	KH	
ЮВД-24	26.12.2012 1156-1162	Ю-0-2	5,77	1,047	<u>22695,5</u> 986,8	4328,6 216,4	<u>291,8</u> 24,3	<u>43310</u> 1220	<u>44</u> 0,909	<u>274,5</u> 4,5	<u>907,3</u> 150	-	70,9	240,7	XK	



Продолжение таблицы 2.3.4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
ЮВД-24	20.12.2012 1212-1214	Ю-0-2	6,94	1,028	17657,9 767,7	1640 82	96 8	29400 828,2	560 11,6	1037 17	1008,2 8,6	0,018	50,4	90	XK
	21.12.2012 1212-1214		6,80	1,034	19594,8 851,9	2600 130	312 26	34650 976,1	640 13,2	1067,5 17,5	1016,8 9,2	0,015	58,9	156	XK
	24.12.2012 1156-1162		6,59	1,048	22422,8 974,9	4208,4 210,4	291,8 24,3	42600 1200	124,1 2,564	305 5	1167,5 4	-	70	234,7	XK
	Среднее значение по горизонту Ю-0-2		6,53	1,039	20592,7 895,3	3194,3 159,7	247,9 20,7	37490 1056,1	342 7,1	671 11	1025 43	0,017	62,6	180,4	XK
Восточное крыло															
ЮВД-16	10.09.2008 2712-2727	Ю-V-1	7,01	1,037	22820,2 992,2	400 20	192 16	35000 985,9	8 0,165	2501 41	823,2 2,1	-	60,9	36	XK
	12.09.2008 2712-2727		6,78	1,028	18608,1 809	200 10	192 16	29050 818,3	40 0,826	915 15	1051,5 40	-	49,01	26	XK
	13.09.2008 2712-2727		6,76	1,030	20108,4 874,3	120 6	144 12	31220 879,4	90 1,860	610 10	1159,8 1	-	52,3	18	XK
ЮВД-20	17.08.2011 2466-2474		6,24	1,035	19169,1 833,4	1523 76,2	656,6 54,7	33370 940	620,3 12,8	579,5 9,5	976,6 17	0,217	55,9	130,9	XK
Среднее значение по горизонту Ю-V-1			6,7	1,033	20176,5 877,2	560,8 28	296,2 24,7	32160 905,9	189,6 3,917	1151,4 18,9	1002,8 15	0,217	54,5	52,7	XK
ЮВД-16	23.08.2008 2757-2769 2772-2782 2786-2791 2795-2809	Ю-V-1-2	8,01	1,046	26019,1 1131,3	60 3	24 2	39050 1100	2 0,041	2135 35	1073,2 0,07	-	67,3	5	KH
	25.08.2008 2757-2769 2772-2782 2786-2791 2795-2809		9,25	1,049	28093,1 1221,4	200,4 10	24,3 2	43665 1230	4 0,083	122 2	1142,5 -	-	72,1	12	XK
			7,43	1,042	25089,8 1090,9	120 6	48,6 4,1	38340 1080	8 0,165	1189,5 19,5	1066,7 13,1	-	64,8	10,1	KH



Продолжение таблицы 2.3.4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14			
Восточное крыло																
ЮВД-16	28.08.2008 2757-2769 2772-2782 2786-2791 2795-2809	Ю-V-1-2	7,04	1,038	23776,8 1033,8	200,4 10	121,6 10,1	36920 1040	6 0,124	762,5 12,5	839 5	-	61,8 20,2	XK		
			7,1	1,040	23535 1023,3	200,4 10	97,3 8,1	36565 1030	6 0,124	610 10	817,3 3,4	-	61 18,1	XK		
Среднее значение по горизонту Ю-V-1-2			7,77	1,043	25302,8 1100,1	156,2 7,8	63,2 5,3	38908 1096	5,2 0,107	963,8 15,8	987,7 5,39	-	65,4	13,1	XK	
ЮВД-31*	12.03.2013 2781-2783	J ₁ sz IO-VI	11.97	1.019	9529,6 414,3	360 18	96 8	14350 404,2	440 9,1	1616,5 26,5	636,3 -	0,028	26,4 26	KH		
	15.03.2013 2543,1-2546,4		10,5	1,018	9783,3 425,4	40,1 2	24,3 2	14484 408	500,3 10,3	640,5 10,5	579,9 -	-	25,5 4	KH		
Среднее значение по горизонту Ю-V-1			11,24	1,019	9656,5 149,8	200,1 10	60,2 5	14417 406,1	470,2 9,7	1128,5 18,5	608,1 -	0,028	26	15	KH	
Среднее значение юрских горизонтов по Восточному крылу			7,13	1,040	23203,2 1008,8	1066,7 53,3	174,1 14,5	37516 1056,8	163,9 3,386	923,1 15,1	1007,8 20,4	0,100	63	67,8	XK и KH	
Среднее значение по месторождению			6,66	1,045	22966 998,5	3816 190,8	664,4 55,4	43732,5 1231,9	89,2 1,738	568,4 9,3	1030,5 73,8	0,123	72	246,2	XK	
<i>Примечания: (*)-не кондиционные пробы, отбракованы из за существенных отклонений (низкая содержания анион-катионов и минерализации, в расчетах не участвует)</i>																



2.4 Физико-гидродинамическая характеристика

К настоящему времени по керну выполнены исследования по определению фильтрационно-емкостных свойств пород (горизонты М-II, Ю-IV-1-1 и Ю-VI-1), кривых капиллярного давления и остаточной водонасыщенности (горизонты М-II и Ю-VI-1), смачиваемости, относительной фазовой проницаемости и коэффициента вытеснения нефти водой (горизонт М-II). Исследования выполнены в ТОО «Мунайгазгеолсервис» (скважины ЮВД-17, ЮВД-33) и ТОО «Везерфорд-КЭР» (скважины ЮВД-42, ЮВД-44, ЮВД-47, ЮВД-51) [9].

Дополнительно к изученным параметрам по физико-гидродинамической характеристике в данном разделе представлена зависимость проницаемости пород для газа (K_{pr}) от пористости (K_p), проницаемости пород по Клинкенбергу ($K_{pr}Kl$) от K_{pr} (горизонт М-II, отложения J_2kr , горизонт Ю-VI-1).

Продуктивный горизонт М-II. Вид и объем исследований, выполненных по керну из скважин ЮВД-33 [17], ЮВД-42, ЮВД-44 [18] и ЮВД-51 [19], а также условия проведения экспериментов представлены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 - Условия проведения экспериментов по специальному исследованию керна

Вид	Скважина	Условия	Количество образцов
Остаточная водонасыщенность	ЮВД-33	Метод центрифугирования, система флюидов «пластовая вода-воздух», скорость вращения ротора 4 тыс.об./мин	10
Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность	ЮВД-42, ЮВД-44	Метод полупроницаемой мембранны, система «газ-вода», $P_k = 0-1,38$ МПа, $P_{обж} = 11,7$ МПа, $t = 25^{\circ}\text{C}$	24
	ЮВД-51	Метод полупроницаемой мембранны, система «газ-вода», $P_k = 0-1,38$ МПа, $P_{обж} = 12,8$ МПа, $t = 25^{\circ}\text{C}$	9
		Метод центрифугирования, система «нефть-вода», $P_k = 0-0,82$ МПа, скорость вращения ротора 10 тыс.об./мин	8
Определение относительной фазовой проницаемости для нефти и коэффициент вытеснения	ЮВД-42, ЮВД-44, ЮВД-51	Метод центрифугирования, $P_{обж} = 12,8$ МПа, $t = 61^{\circ}\text{C}$	10
Определение смачиваемости	ЮВД-51	Метод USBM, $P_{обж} = 12,8$ МПа, $t = 61^{\circ}\text{C}$	6

Зависимость проницаемости пород для газа от пористости

Зависимости $K_{pr} = f(K_p)$, $K_{pr}Kl = f(K_{pr})$ представлены на рисунке 2.4.1 и имеют вид

$$K_{pr} = 0,01 \times e^{49,283 \times K_p} \quad (R^2 = 0,41), \quad (2.4.1)$$

$$K_{pr}Kl = 0,685 \times K_{pr}^{1,0541} \quad (R^2 = 0,99) \quad (2.4.2)$$

Наблюдается дифференциация соотношения $K_{pr} = f(K_p)$ для пород, представленных глинистыми, песчанистыми разностями и песчанистыми гравелитами.



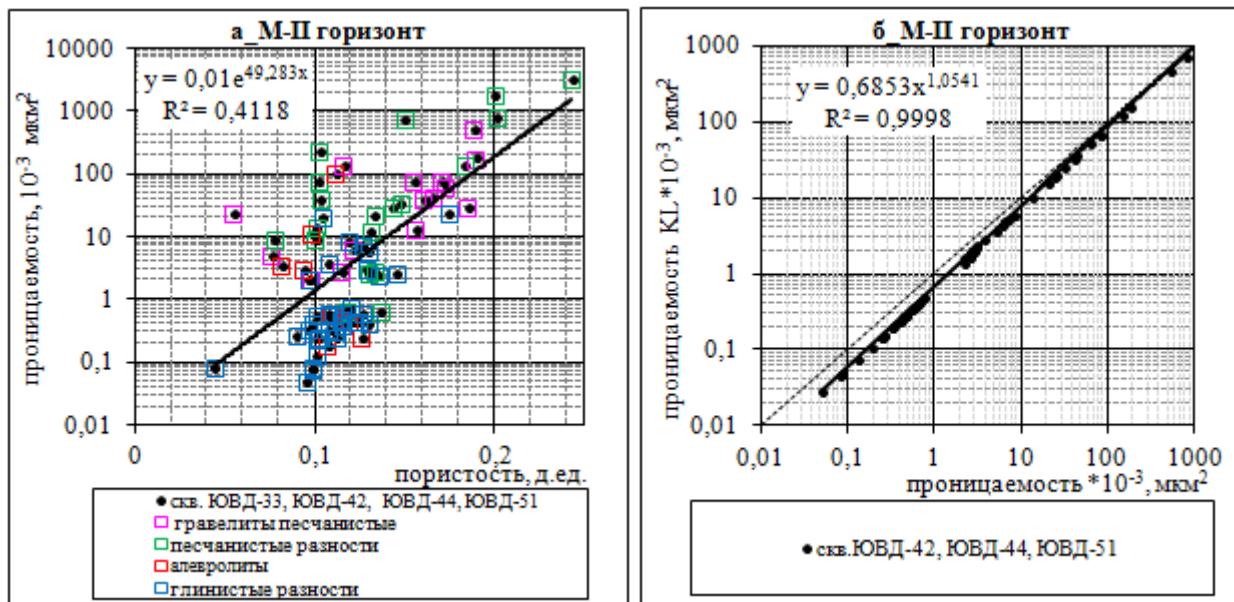


Рисунок 2.4.1 - М-II горизонт. Зависимость проницаемости пород для газа от пористости (а), зависимость проницаемости по Клингенбергу от проницаемости для газа (б)

Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность

Кривые капиллярного давления определены методом полупроницаемой мембранны для 33 образцов из скважин ЮВД-42, ЮВД-44 и ЮВД-51 и методом центрифугирования для 8 образцов из скважины ЮВД-51 (рис. 2.4.2). Для сопоставления ККД, полученных для разных систем флюидов (табл. 2.4.1), лабораторное капиллярное давление (P_k) пересчитано в $P_k^{пл}$ по соотношению

$$P_k^{пл} = P_k^{лаб} \frac{\sigma^{пл} \cos \Theta^{пл}}{\sigma^{лаб} \cos \Theta^{лаб}}, \quad (2.4.3)$$

где $\sigma^{пл}/\sigma^{лаб}$ – поверхностное натяжение в условиях пласта/в лабораторных условиях, (дин/см);

$\Theta^{пл}/\Theta^{лаб}$ – угол смачивания в условиях пласта/в лабораторных условиях, (°).

Параметры σ и Θ представлены в таблице 2.4.2

Таблица 2.4.2 - Поверхностное натяжение, угол смачивания и плотности флюидов, принятые в расчетах

Система флюидов	Условия	Скважина	σ , дин/см	Θ , °
Газ-вода	Лаборатория	ЮВД-42, -44	72	0
		ЮВД-51	65	0
Нефть-вода	Лаборатория	ЮВД-51	35	30
Нефть-вода	Лаборатория/ пласт		35	30



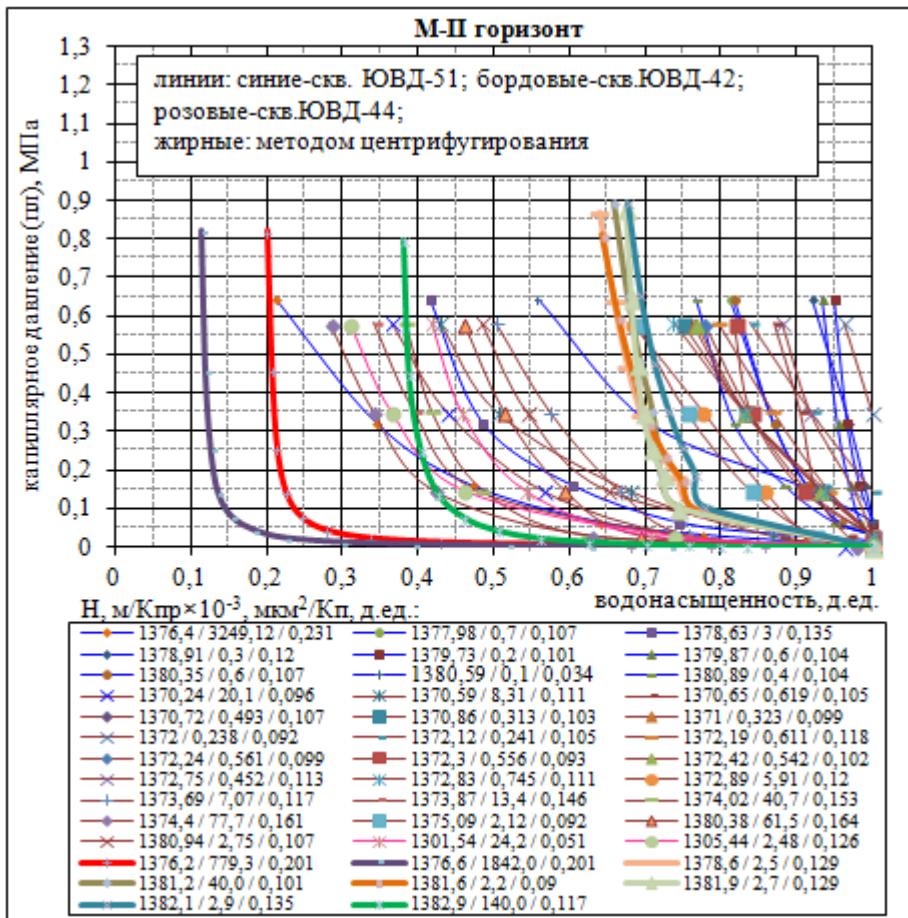


Рисунок 2.4.2 - Горизонт М-II. Кривые капиллярного давления

Величина достигнутой в экспериментах водонасыщенности, принятой за остаточную (S_{bo}), представлена в зависимости от K_{pr} и K_p (рис. 2.4.3). Результаты определения остаточной водонасыщенности по керну из скважины ЮВД-33 не использованы, так как в исследованиях скорость вращения ротора составила 4 тыс.об./мин (P_k не рассчитано), а сопоставление S_{bo} показывает, что остаточная водонасыщенность не была достигнута.

По результатам исследований по керну из скважин, выполненных полупроницаемой мембранны и центрифугирования, не противоречащих друг другу, получены соотношения S_{bo} - K_{pr} и S_{bo} - K_p (рис. 2.4.3).

$$S_{bo} = 0,7187 \times K_{pr}^{-0,177} \quad (R^2 = 0,85), \quad (2.4.4)$$

$$S_{bo} = 0,0145 \times K_p^{-1,729} \quad (R^2 = 0,64) \quad (2.4.5)$$



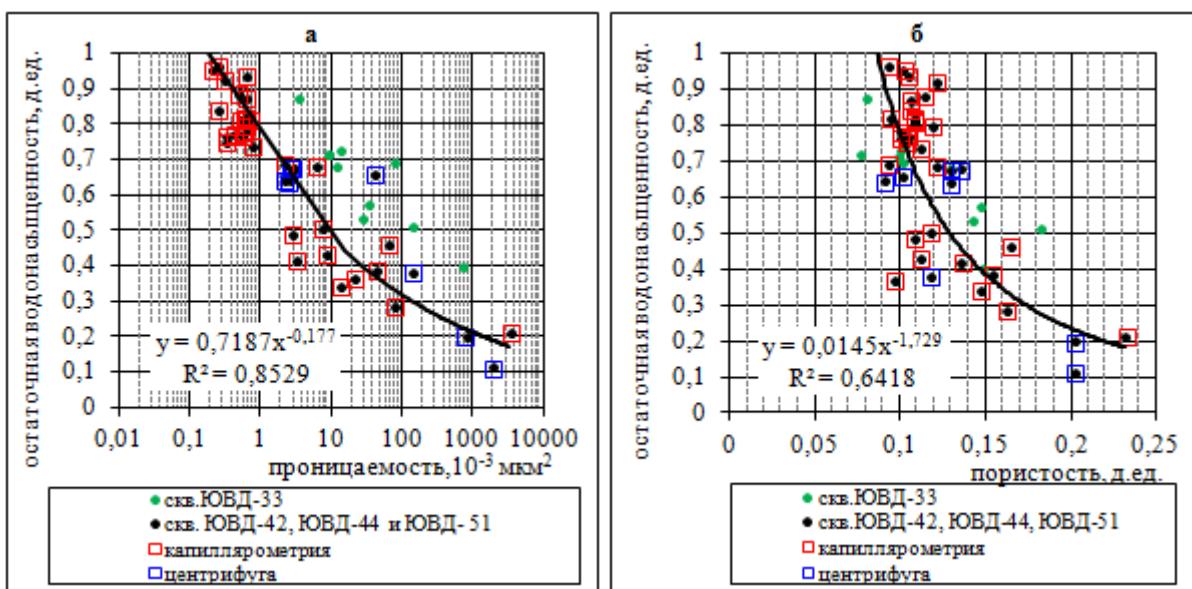


Рисунок 2.4.3 - Горизонт М-II. Сопоставление остаточной водонасыщенности с проницаемостью (а) и пористостью (б)

Относительная фазовая проницаемость

Относительная фазовая проницаемость (ОФП) для нефти определена методом центрифугирования на образцах с восстановленной смачиваемостью. Насыщенные моделью пластовой воды образцы были загружены в кернодержатель (было задано давление обжима), определена проницаемость для воды ($K_{\text{пр.в}}$). Далее выполнен процесс первичного дренирования и установлена остаточная водонасыщенность, затем определена проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности ($K_{\text{пр.н}}(S_{\text{вн}})$). Свойства использованных в экспериментах образцов и результаты, полученные в конечных точках, а также коэффициент вытеснения нефти водой ($K_{\text{выт}}$) представлены в таблице 2.4.3. Параметры флюидов, использованных в экспериментах, представлены в таблице 2.4.4.

Таблица 2.4.3 - Емкостно-фильтрационные свойства образцов и результаты экспериментов вытеснению нефти водой

Скважина	Образец	Параметры образца					$S_{\text{вн}}$, д.ед.	$S_{\text{но}}$, д.ед.	$K_{\text{выт}}$, д.ед.	Коэффициент Кори
		Глубина, м	$K_{\text{пр}}$, 10^{-3} мкм^2	$K_{\text{п}}$, д.ед.	$K_{\text{пр.в}}$, $\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^3$	$K_{\text{пр.н}}(S_{\text{вн}})$, $\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$				
ЮВД-42	36ds	1374,4	77,66	0,161	54,3	48,2	0,28	0,276	0,617	2,2
ЮВД-42	45ds	1380,38	61,54	0,164	45,3	30,2	0,46	0,25	0,537	2,3
ЮВД-44	1ds	1301,54	24,2	0,051	17,23	14,21	0,415	0,236	0,597	2
ЮВД-51	1ds	1376,22	735,78	0,201	336,47	247,63	0,2	0,178	0,778	3
ЮВД-51	3	1376,56	2559	0,201	860	715	0,113	0,159	0,821	2,7
ЮВД-51	8А	1381,21	1,68	0,129	0,05	0,03	0,64	0,239	0,336	2,1
ЮВД-51	16	1381,21	0,95	0,101	0,02	0,01	0,659	0,241	0,293	2,4
ЮВД-51	17	1381,21	1,27	0,09	0,05	0,01	0,643	0,271	0,241	2
ЮВД-51	21ds	1382,86	76,38	0,117	32,73	25,64	0,38	0,251	0,595	2,9



Таблица 2.4.4 - Параметры флюидов

Параметры/скважины	ЮВД-42, ЮВД-44 [6]		ЮВД-51 [7]	
	нефть	вода	нефть	вода
Вязкость, сп	Нет данных	0,45	1,328	1,029
Плотность, г/см ³	Нет данных	1,05	0,759	1,026
Межфазное натяжение, мН/м		30		30
Температура, °C		57		22
Давление обжима, МПА		11,7		12,8

Зависимости $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{пр.в}})$, $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{прН}}(S_{\text{бо}}))$ для пород с $K_{\text{пр}} = (24-2559) \times 10^{-3}$ мкм² имеют вид (рис. 2.4.4)

$$K_{\text{пр.в}} = 1,1765 \times K_{\text{пр}}^{0,8456} \quad (R^2 = 0,98), \quad (2.4.6)$$

$$K_{\text{прН}}(S_{\text{бо}}) = 0,9126 \times K_{\text{пр}}^{0,8448} \quad (R^2 = 0,98) \quad (2.4.7)$$

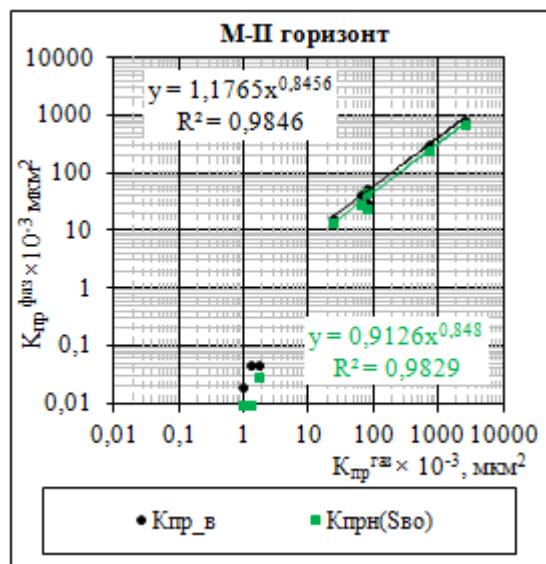


Рисунок 2.4.4 - Горизонт М-II. Зависимость проницаемости для воды и проницаемости пород для нефти при остаточной водонасыщенности от проницаемости для газа

Для образцов $K_{\text{пр}} = (0,95-1,68) \times 10^{-3}$ мкм² $K_{\text{пр}}$ в составляет $(0,02-0,05) \times 10^{-3}$ мкм², $K_{\text{прН}}(S_{\text{бо}}) = (0,01-0,03) \times 10^{-3}$ мкм² (без учета образца 7ds из скважины ЮВД-44).

Кривые относительной проницаемости для нефти показаны на рисунке 2.4.5, черным цветом обозначены кривые относительной проницаемости для нефти для пород с $K_{\text{пр}} = (0,01-0,03) \times 10^{-3}$ мкм².



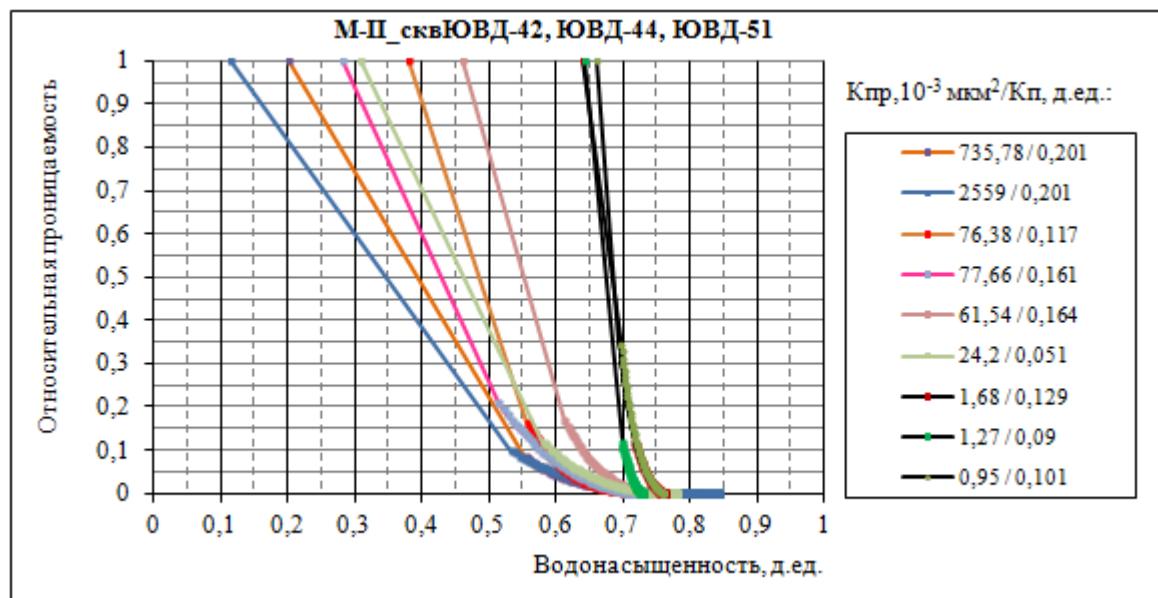


Рисунок 2.4.5 - Горизонт М-II. Кривые относительной проницаемости для нефти

Зависимости остаточной нефтенасыщенности ($S_{\text{но}}$) от $K_{\text{пр}}$ и $K_{\text{пр}}$ от $K_{\text{выт}}$ определены для пород в диапазоне $K_{\text{пр}} = (0,95-2559) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и имеют вид (рис. 2.4.6)

$$S_{\text{но}} = -4E-0,5 \times K_{\text{пр}} + 0,249 \quad (R^2 = 0,71), \quad (2.4.8)$$

$$K_{\text{выт}} = 0,0721 \times \ln(K_{\text{пр}}) + 0,2855 \quad (R^2 = 0,96) \quad (2.4.9)$$

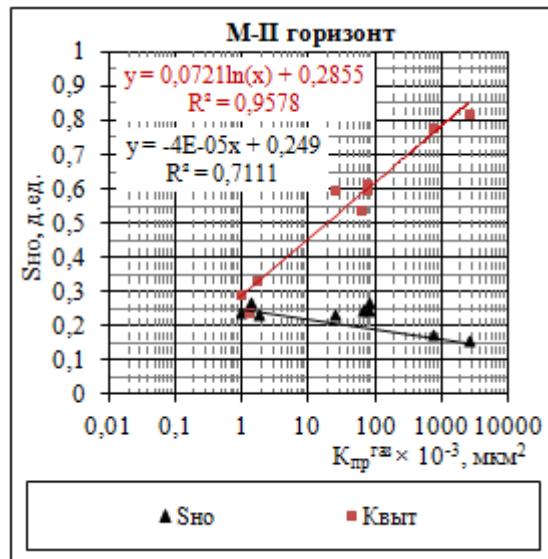


Рисунок 2.4.6 - Горизонт М-II. Сопоставление остаточной нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения нефти водой от проницаемости пород для газа

Смачиваемость

Смачиваемость пустотного пространства определена по методике USBM для 6 образцов с восстановленной смачиваемостью (скважина ЮВД-51). Смачиваемость (по 5 экспериментам из 6) определена как нейтральная (USBM индекс равен -0,07-0,15) [19].



Продуктивные горизонты J₂kr свиты (Ю-IV-1 горизонты)

На данном этапе изученности для отложений J₂kr свиты определены только ФЕС пород из скважины ЮВД-17, вскрывшей отложения Ю-IV-1-1 горизонта, и из скважины ЮВД-16. Соотношение K_п-K_{пр}, полученное по керну из отложений J₂kr свиты имеет вид (рис. 2.4.7).

$$K_{\text{пр}} = 0,0212 \times e^{37,124 \times K_{\text{п}}} \quad (R^2 = 0,57) \quad (2.4.10)$$

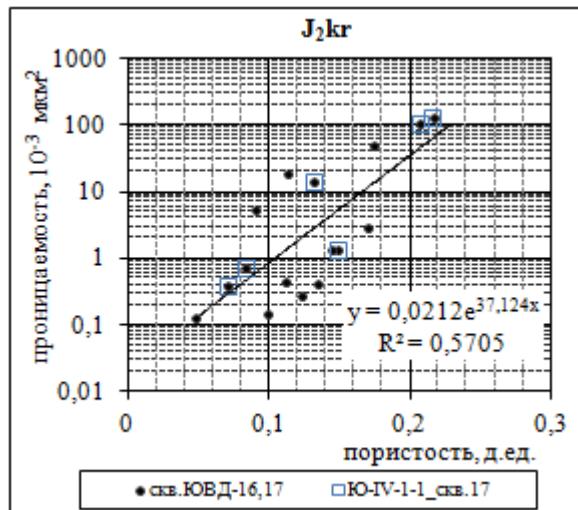


Рисунок 2.4.7 - J₂kr свита. Зависимость проницаемости пород для газа от пористости

Физико-гидродинамические характеристики для пород продуктивных горизонтов J₂kr свиты не изучались.

Продуктивный горизонт Ю-VI-1

Отложения продуктивного горизонта Ю-VI-1 представлены керном из скважины ЮВД-47 с глубины 3202-3210,2 м. Для представленных керном конгломератов, алевролитов, песчаников и аргиллитов соотношение K_п-K_{пр} показано на рисунке 2.4.8.

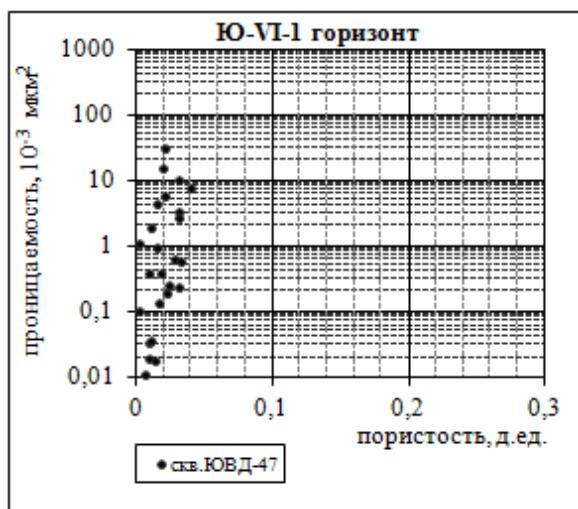


Рисунок 2.4.8 - Ю-VI-1 горизонт. Соотношение проницаемости пород для газа от пористости



Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность

Кривые капиллярного давления определены методом капиллярометрии на 8 образцах керна. Эксперименты выполнены при $P_{\text{обж}} = 15,2 \text{ МПа}$, $t = 25^{\circ}\text{C}$, $P_{\text{k}}^{\max} = 1,38 \text{ МПа}$, в системе флюидов «газ-вода» (рис. 2.4.9).

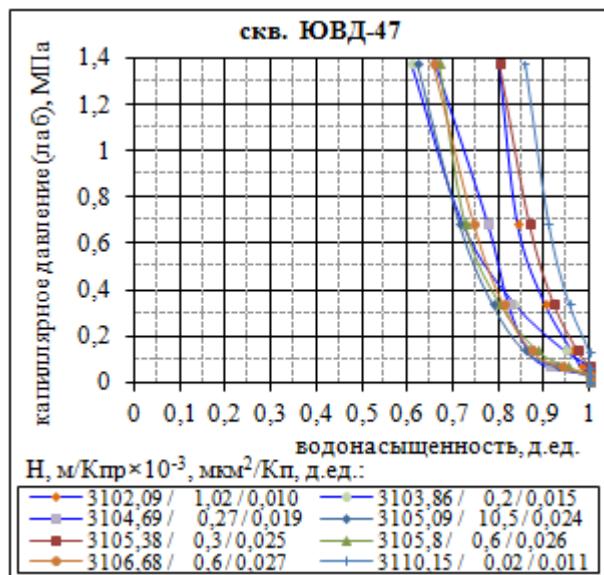


Рисунок 2.4.9 - Ю-VI-1 горизонт. Кривые капиллярного давления

По имеющимся исследованиям зависимости $S_{\text{бо}}-K_{\text{пр}}$ и $S_{\text{бо}}-K_{\text{п}}$ не установлены (рис. 2.4.10). Для исследованных образцов с $K_{\text{п}} = (0,001-0,038)$ д.ед., и $K_{\text{пр}} = (0,01-32,9) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ величина достигнутой водонасыщенности составляет в среднем 0,709 (0,606-0,857) д.ед.

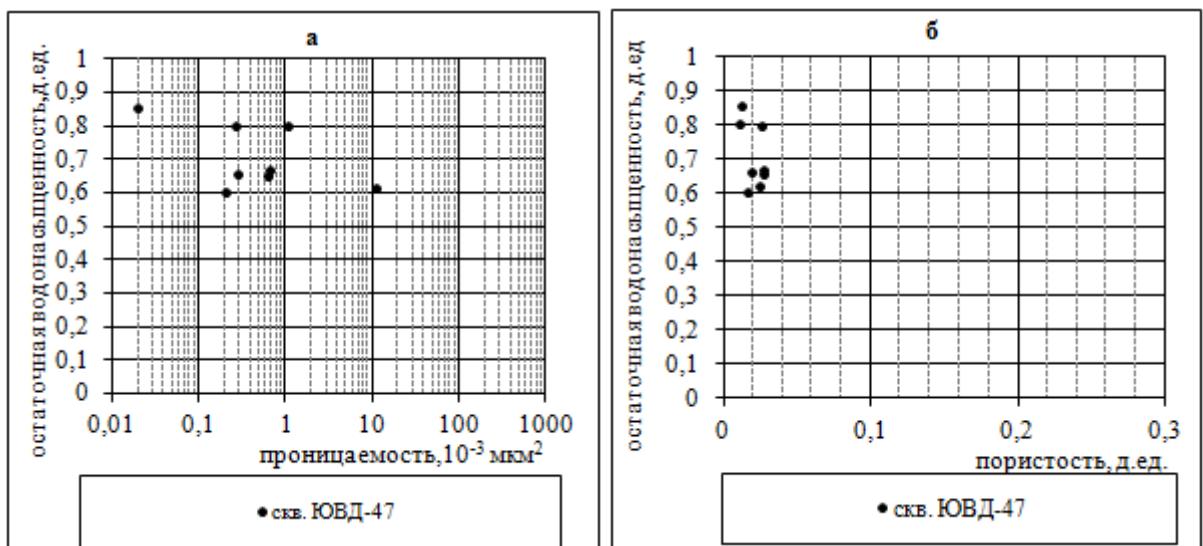


Рисунок 2.4.10 - Ю-VI-1 горизонт. Сопоставление достигнутой водонасыщенности с проницаемостью (а) и пористостью (б)



Таким образом, на 01.01.2023 г. для пород продуктивного М-II горизонта определены кривые капиллярного давления, зависимости $S_{\text{bo}}\text{-}K_{\text{пр}}$, $S_{\text{но}}\text{-}K_{\text{пр}}$, $K_{\text{выт}}\text{-}K_{\text{пр}}$. Определена смачиваемость пород, ОФП для нефти и соотношения $K_{\text{пр}\cdot\text{в}}\text{-}K_{\text{пр}}$, $K_{\text{пр}\text{Н}}(S_{\text{bo}})\text{-}K_{\text{пр}}$.

Для отложений караганской свиты, включая отложения продуктивного Ю-IV-1-1 горизонта (скважина ЮВД-17) получено соотношение $K_{\text{п}}\text{-}K_{\text{пр}}$, физико-гидродинамические характеристики не определялись.

Для пород продуктивного Ю-VI-1 горизонта зависимость $K_{\text{пр}}\text{-}K_{\text{п}}$ не установлена, выполнены исследования по определению ККД и S_{bo} , зависимости $S_{\text{bo}}\text{-}K_{\text{п}}$ и $S_{\text{bo}}\text{-}K_{\text{пр}}$ не получены. Остальные физико-гидродинамические характеристики не изучались.

Физико-гидродинамические характеристики продуктивных горизонтов $J_{3\text{ak}}$ свиты (Ю-0) и $J_{1\text{-2ds}}$ свиты (Ю-IV-2) по керну не определены.



2.5 Запасы нефти и газа

Впервые запасы были оценены в оперативном подсчёте запасов по состоянию на 01.10.2009 г. по двум продуктивным горизонтам (неокомский и караганайский) и утвержден ГКЗ РК 12.01.2010 г. (Протокол № 902-10-П) [2].

В 2015 г., вследствие пополнения геологической информации по месторождению, ТОО «НПЦ ТуранГео» был выполнен повторный оперативный подсчет запасов нефти и газа по состоянию на 01.12.2015 г. (Протокол № 1652-16-П от 18.03.2016 г.) [7].

В 2018 г. ТОО «НПЦ ТуранГео» выполнил отчет по «Подсчету запасов нефти, растворенного и свободного газа месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию изученности на 02.01.2018 г.», который был утвержден ГКЗ РК (Протокол № 1933-18-У от 30.05.2018 г.) [9].

На Государственном балансе Республики Казахстан по месторождению Юго-Восточный Дошан числятся геологические (извлекаемые) запасы в количествах:

- *нефть* по категории С₁ – 2514/983 тыс.т, С₂ – 1016/285 тыс.т;
- *растворенный газ* по категории С₁ – 302,8/119,1 млн.м³, С₂ – 90/24,9 млн.м³;
- *свободный газ и газ газовых шапок* по категории С₁ – 2854,7/2569,4 млн.м³, С₂ – 2331/2098 млн.м³.

Соотношение геологических запасов нефти промышленной категорий С₁ месторождения Юго-Восточный Дошан к запасам с категорией С₂ составляет 71/29 %.

Соотношение запасов свободного газа промышленной категорий С₁ месторождения Юго-Восточный Дошан к запасам с категорией С₂ составляет 55/45 %.

На месторождении в блоке III продуктивного горизонта М-II выделены 2 залежи по структурному построению. Эти две залежи отнесены в работе [9] к перспективным ресурсам категории С₃. Ресурсы нефти и растворенного газа месторождения Юго-Восточный Дошан посчитаны в следующих количествах:

- *нефть* по категории С₃ – 273 тыс.т геологические;
- *растворенный газ* по категории С₃ – 36 млн.м³ геологические.

В таблицах 2.5.1-2.5.4 приведены утвержденные геологические запасы нефти, газа, растворённого газа, этана, пропана и бутанов, утвержденные в ГКЗ РК по состоянию на 02.01.2018 г., и числящиеся на Государственном балансе на дату составления настоящей работы.



Таблица 2.5.1 - Месторождение Юго-Восточный Дощан. Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по состоянию на 02.01.2018 г.

Залежь, район скважины, блок и крыло	Зона	Категория запасов	Площадь нефтесынканская тыс.м ²	Средне звешенная эффективная нефтесынканская толщина, м	Объем нефтесынканских пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д. ед.			Плот- ность нефти, г/см ³	Геологи- ческие запасы нефти, тыс.т	Коэф- фициент извлечения, д.ед.	Извле- каемые запасы нефти, тыс.т	Газосо- держа- ние, м ³ /т	Геологи- ческие запасы раство- ренного газа, млн.м ³	Извлека- емые запасы раст- воренного газа, млн.м ³	
						Откры- той по- ристости	Нефте- насы- щенности	Пере- счетный								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Горизонт М-0-2																
403К	ВН3	C ₁	808	1,2	969	0,21	0,59	0,877	0,846	89	0,425	38	48,81	4,3	1,9	
		C ₂	909	1,2	1091	0,21	0,59	0,877	0,846	100	0,340	34	48,81	4,9	1,7	
Итого		C ₁	808		969					89		38		4,3	1,9	
Итого		C ₂	909		1091					100		34		4,9	1,7	
50 ВК	ВН3	C ₂	417	3,1	1275	0,26	0,65	0,877	0,846	160	0,340	54	48,81	7,8	2,6	
Итого		C ₂	417		1275					160		54		7,8	3	
Итого по горизонту		C ₁	808		969					89		38		4,3	1,9	
Итого по горизонту		C ₂	1326		2366					260		88		12,7	4,3	
Горизонт М-II																
40 3К	ЧН3	C ₁	598	5,7	3409	0,16	0,61	0,756	0,832	209	0,425	89	97,80	20,4	8,7	
	ВН3		358	3,6	1290	0,16	0,61	0,756	0,832	79	0,425	34	97,80	7,7	3,3	
Итого		C ₁	956		4699					288		123		28,1	12,0	
24 ВК	ВН3	C ₁	328	3,9	1278	0,15	0,54	0,740	0,877	67	0,425	28	131,67	8,8	3,7	
Итого		C ₁	328		1278					67		28		8,8	3,7	
16, 30, 31,33, 38, 39,50,51, 56 ВК	ЧН3	C ₁	2924	5,4	15799	0,17	0,62	0,740	0,821	1012	0,425	430	131,67	133,3	56,6	
	ВН3		1383	2,9	4054	0,17	0,62	0,740	0,821	260	0,425	110	131,67	34,2	14,5	
	ЧН3	C ₂	144	2,0	288	0,17	0,62	0,740	0,821	18	0,340	6	131,67	2,4	0,8	
	ВН3		292	2,0	584	0,17	0,62	0,740	0,821	37	0,340	13	131,67	4,9	1,7	
Итого		C ₁	4307		19853					1272		540		167,5	71,1	
Итого		C ₂	436		872					55		19		7,3	2,5	



Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
42, 19 ВК	ЧН3	C ₁	213	5,5	1172	0,14	0,62	0,740	0,818	62	0,425	26	131,67	8,2	3,4
	ВН3	C ₁	160	3,8	615	0,14	0,62	0,740	0,818	32	0,425	14	131,67	4,2	1,8
	ГН3	C ₁	101	3,9	396	0,14	0,62	0,740	0,818	21	0,425	9	131,67	2,8	1,2
	ЧН3	C ₂	212	5,5	1164	0,14	0,62	0,740	0,818	61	0,340	21	131,67	8,0	2,8
	ВН3	C ₂	79	3,0	240	0,14	0,62	0,740	0,818	13	0,340	4	131,67	1,7	0,5
	ГН3	C ₂	102	3,6	369	0,14	0,62	0,740	0,818	19	0,340	6	131,67	2,5	0,8
Итого		C ₁	474		2183					115		49		15,2	6,4
		C ₂	393		1773					93		31		12,2	4,1
Итого по горизонту		C ₁	6065		28013					1742		740		219,6	93,2
		C ₂	829		2645					148		50		19,5	6,6
Горизонт Ю-0-1															
32 ЗК	BHP	C ₁	347	1,8	625	0,2	0,54	0,895	0,801	48	0,300	14	32,82	1,6	0,5
Итого по горизонту		C ₁	347		625					48		14		1,6	0,5
Горизонт Ю-0-2-Б															
42 ВК	ВН3	C ₁	267	2,5	661	0,23	0,65	0,895	0,845	75	0,300	22	32,88	2,5	0,7
	ВН3	C ₂	565	2,8	1582	0,23	0,65	0,895	0,845	179	0,240	43	32,88	5,9	1,4
Итого по горизонту		C ₁	267		661					75		22		2,5	0,7
		C ₂	565		1582					179		43		5,9	1,4
Горизонт Ю-IV-1-1															
15 ЗК	ВН3	C ₁	475	1,0	475	0,2	0,53	0,798	0,831	33	0,300	10	77,64	2,6	0,8
Итого по горизонту		C ₁	475		475					33		10		2,6	0,8
Горизонт Ю-IV-1-2															
15 ЗК	ВН3	C ₂	237	2,9	683	0,24	0,68	0,798	0,832	74	0,240	18	77,64	5,7	1,4
Итого		C ₂	237		683					74		18		5,7	1,4
17 ЗК	ВН3	C ₁	519	3,1	1592	0,22	0,73	0,798	0,832	170	0,300	51	77,64	13,2	4,0
	ВН3	C ₂	763	3,0	2293	0,22	0,73	0,798	0,832	244	0,240	59	77,64	18,9	4,6
Итого		C ₁	519		1592					170		51		13,2	4,0
		C ₂	763		2293					244		59		18,9	4,6
25 ВК	ВН3	C ₁	862	4,1	3505	0,13	0,57	0,798	0,827	171	0,300	51	77,64	13,3	4,0
Итого		C ₁	862		3505					171		51		13,3	4,0
Итого по горизонту		C ₁	1381		5097					341		102		26,5	8,0
		C ₂	1000		2976					318		77		24,6	6,0



Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт Ю-IV-2-1															
20 ВК	ВН3	C ₁	445	10,3	4564	0,15	0,55	0,622	0,793	186	0,306	57	245,53	45,7	14,0
	ВН3	C ₂	468	5,8	2721	0,15	0,55	0,622	0,793	111	0,245	27	245,53	27,3	6,6
Итого по горизонту		C₁	445		4564					186		57		45,7	14,0
		C₂	468		2721					111		27		27,3	6,6
Всего по месторождению		C₁	9788		40404					2514	0,391	983		302,8	119,1
		C₂	4188		12290					1016	0,281	285		90,0	24,9

Примечание: * ЗК – Западное крыло, ВК – Восточное крыло



Таблица 2.5.2 - Месторождение Юго-Восточный Дощан. Подсчет запасов свободного газа и газа газовых шапок по состоянию на 02.01.2018 г.

Залежь	Зона	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс.м ²	Среднеизвестная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициент открытой пористости. д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Пластовое давление, МПа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка на температуру, д.ед.	Коэффициент перевода технических атмосфер в физические	Геологические запасы свободного газа, млн.м ³	Коэффициент извлечения газа, д.ед.	Извлекаемые запасы свободного газа, млн.м ³
								начальное	конечно	начальное	конечно					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Горизонт М-II																
31, 50 ВК	ЧГ	C ₁	471	3,1	1446	0,15	0,62	12,49	0,1	1,199	1	0,883	9,7	17,1	0,9	15,4
19, 42 ВК	ЧГ	C ₁	235	6,3	1471	0,14	0,73	12,49	0,1	1,212	1	0,888	9,7	19,5	0,9	17,6
	ГН		197	2,8	553	0,14	0,73	12,49	0,1	1,212	1	0,888	9,7	7,3	0,9	6,6
Итого по горизонту		C ₁	903		3470									43,9		39,6
Горизонт Ю-IV-1-1																
13, 47, 49 ЗК	ЧГ	C ₁	3458	21,7	75083	0,19	0,82	15,98	0,1	1,204	1	0,864	9,7	1876,4	0,9	1688,8
		C ₂	1542	13,6	20999	0,19	0,82	15,98	0,1	1,204	1	0,864	9,7	524,8	0,9	472,3
	ВГ	C ₁	2267	14,4	32625	0,19	0,82	15,98	0,1	1,204	1	0,864	9,7	815,3	0,9	733,8
		C ₂	5142	6,5	33587	0,19	0,82	15,98	0,1	1,204	1	0,864	9,7	839,4	0,9	755,5
15 ЗК	ЧГ	C ₁	255	1,6	409	0,18	0,7	15,75	0,1	1,171	1	0,832	9,7	7,6	0,9	6,8
Итого по горизонту		C ₁	5980		108117									2699,3		2429,4
	C ₂	6684		54586									1364,2		1227,8	
Горизонт Ю-IV-1-3																
47, 49 ЗК	ЧГ	C ₁	2515	3,0	7471	0,14	0,71	15	0,1	1,201	1	0,864	9,7	111,5	0,9	100,4
		C ₂	4726	2,0	9452	0,14	0,71	15	0,1	1,201	1	0,864	9,7	141,1	0,9	127,0
Итого по горизонту		C ₁	2515	3,0	7471									111,5		100,4
	C ₂	4726	2,0	9452									141,1		127,0	
Горизонт Ю-VI-1																
47 ЗК	ЧГ	C ₂	2195	12,1	26632	0,13	0,73	15	0,1	1,201	1	0,864	9,7	379,5	0,9	341,6
	ВГ	C ₂	1361	8,3	11308	0,13	0,73	15	0,1	1,201	1	0,864	9,7	161,1	0,9	145,0
Итого по горизонту		C ₂	3556		37940									540,6		486,6



Продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Горизонт Ю-VI-2																
47 ЗК	ЧГ	C ₂	2196	7,0	15282	0,14	0,66	15	0,1	1,201	1	0,864	9,7	212,0	0,9	190,8
	ВГ	C ₂	981	5,4	5267	0,14	0,66	15	0,1	1,201	1	0,864	9,7	73,1	0,9	65,8
Итого по горизонту		C₂	3177		20549									285,1		256,6
Всего по месторождению		C₁	9398		119058									2854,7		2569,4
		C₂	18143		122527									2331		2098



Таблица 2.5.3 - Месторождение Юго-Восточный Дощан. Подсчет запасов этана, пропана, бутанов по состоянию на 02.01.2018 г.

Крыло	Район скважин	Вид газа	Категория	Запасы газа, млн.м ³		Потенциальное содержание в газе, г/см ³			Геологические запасы, тыс.т.			Извлекаемые запасы, тыс.т			
				геологи-ческие	извлека-емые	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Горизонт М-II															
ВК	31, 50	своб. газ	C ₁	17,1	15,4	74,56	40,16	23,21	1,3	0,7	0,4	1,1	0,6	0,4	
	19, 42	своб. газ	C ₁	26,8	24,2	74,56	40,16	23,21	2,0	1,1	0,6	1,8	1,0	0,6	
Итого по горизонту		своб. газ	C₁	43,9	39,6				3,3	1,8	1,0	2,9	1,4	1,0	
Горизонт Ю-IV-1-1															
3К	13, 47, 49	своб. газ	C ₁	2692	2422,6	77,31	51,17	22,73	208,1	137,7	61,2	187,3	124,0	55,1	
		своб. газ	C ₂	1364,2	1227,8	77,31	51,17	22,73	105,5	69,8	31,0	94,9	62,8	27,9	
	15	своб. газ	C ₁	7,6	6,8	96,58	66,02	34,34	0,7	0,5	0,3	0,7	0,4	0,2	
Итого по горизонту		своб. газ	C₁	2699	2429,4				209	120,4	61,5	188,0	124,4	55,3	
			C₂	1364,2	1227,8				105,5	69,8	31,0	95	62,8	27,9	
Горизонт Ю-IV-1-3															
3К	47, 49	своб. газ	C ₁	111,5	100,4	77,31	51,17	22,73	8,6	5,7	2,5	7,8	5,1	2,3	
		своб. газ	C ₂	141,1	127,0	77,31	51,17	22,73	10,9	7,2	3,2	9,8	6,5	2,9	
Итого по горизонту		своб. газ	C₁	111,5	100,4				8,6	5,7	2,5	7,8	5,1	2,3	
			C₂	141,1	127,0				10,9	7,2	3,2	9,8	6,5	2,9	
Горизонт Ю-VI-1															
3К	47	своб. газ	C ₂	540,6	486,6	77,31	51,17	22,73	41,8	27,7	12,3	37,6	24,9	11,1	
Итого по горизонту		своб. газ	C₂	540,6	486,6				41,8	24,3	12,3	37,6	24,9	11,1	
Горизонт Ю-VI-2															
3К	47	своб. газ	C ₂	285,1	256,6	77,31	51,17	22,73	22,0	14,6	6,5	19,8	13,1	5,8	
Итого по горизонту		своб. газ	C₂	285,1	256,6				22,0	14,6	6,5	19,8	13,1	5,8	
Горизонт М-0-2															
3К	40	раст. газ	C ₁	4,3	1,9	16,89	86,93	171,19	0,1	0,4	0,7	0,0	0,2	0,3	
		раст. газ	C ₂	4,9	1,7	16,89	86,93	171,19	0,1	0,4	0,8	0,0	0,1	0,3	
BK	50	раст. газ	C ₂	7,8	2,6	16,89	86,93	171,19	0,1	0,7	1,3	0,0	0,2	0,4	
Итого по горизонту		раст. газ	C₁	4,3	1,9				0,1	0,4	0,7	0,0	0,2	0,3	
			C₂	12,7	4,3				0,2	1,1	2,1	0,0	0,3	0,7	
Горизонт М-II															
3К	40	раст. газ	C ₁	28,1	12,0	149,12	216,78	187,64	4,2	6,1	5,3	1,8	2,6	2,3	
BK	24	раст. газ	C ₁	8,8	3,7	157,88	194,22	156,93	1,4	1,7	1,4	0,6	0,7	0,6	



Продолжение таблицы 2.5.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
BK	16, 30, 31, 33, 38, 9, 50, 51	раст. газ	C ₁	167,5	71,1	157,88	194,22	156,93	26,4	32,5	26,3	11,2	13,8	11,2	
		раст. газ	C ₂	7,3	2,5	157,88	194,22	156,93	1,2	1,4	1,1	0,4	0,5	0,4	
	42, 19	раст. газ	C ₁	15,2	6,4	157,88	194,22	156,93	2,4	3,0	2,4	1,0	1,2	1,0	
		раст. газ	C ₂	12,2	4,1	157,88	194,22	156,93	1,9	2,4	1,9	0,6	0,8	0,6	
Итого по горизонту		раст. газ	C ₁	219,6	93,2				34,4	43,3	35,4	14,6	18,4	15,1	
			C ₂	19,5	6,6				3,1	3,8	3,1	1,0	1,3	1,0	
Горизонт Ю-0-1															
3К	32	раст. газ	C ₁	1,6	0,5	94,33	70,06	49,08	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
Итого по горизонту		раст. газ	C ₁	1,6	0,5				0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
Горизонт Ю-0-2-Б															
BK	42	раст. газ	C ₁	2,5	0,7	75,44	218,06	196,1	0,2	0,5	0,5	0,1	0,2	0,1	
		раст. газ	C ₂	5,9	1,4	75,44	218,06	196,1	0,4	1,3	1,2	0,1	0,3	0,3	
Итого по горизонту		раст. газ	C ₁	2,5	0,7				0,2	0,5	0,5	0,1	0,2	0,1	
			C ₂	5,9	1,4				0,4	1,3	1,2	0,1	0,3	0,3	
Горизонт Ю-IV-1-1															
3К	15	раст. газ	C ₁	2,6	0,8	118,34	78,5	47,15	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	
Итого по горизонту		раст. газ	C ₁	2,6	0,8				0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	
Горизонт Ю-IV-1-2															
3К	15	раст. газ	C ₂	5,7	1,4	112,59	209,63	114,86	0,6	1,2	0,7	0,2	0,3	0,2	
		раст. газ	C ₁	13,2	4,0	112,59	209,63	114,86	1,5	2,8	1,5	0,5	0,8	0,5	
	17	раст. газ	C ₂	18,9	4,6	112,59	209,63	114,86	2,1	4,0	2,2	0,5	1,0	0,5	
BK	25	раст. газ	C ₁	13,3	4,0	88,7	61,26	63,35	1,2	0,8	0,8	0,4	0,2	0,3	
Итого по горизонту		раст. газ	C ₁	26,5	8,0				2,7	3,6	2,4	0,9	1,1	0,8	
			C ₂	24,6	6,0				2,8	5,2	2,8	0,7	1,3	0,7	
Горизонт Ю-IV-2-1															
BK	20	раст. газ	C ₁	45,7	14,0	140,24	220,81	100,83	6,4	10,1	4,6	2,0	3,1	1,4	
		раст. газ	C ₂	27,3	6,6	140,24	220,81	100,83	3,8	6,0	2,8	0,9	1,5	0,7	
Итого по горизонту		раст. газ	C ₁	45,7	14,0				6,4	10,1	4,6	2,0	3,1	1,4	
			C ₂	27,3	6,6				3,8	6,0	2,8	0,9	1,5	0,7	
Всего по месторождению		раст. газ	C ₁	302,8	119,1				44,2	58,2	43,7	17,7	23,0	17,7	
		раст. газ	C ₂	90,0	24,9				10,3	17,3	11,9	2,7	4,6	3,4	
		своб. газ	C ₁	2854,7	2569,4				220,7	127,9	65,0	198,7	130,9	58,6	
			C ₂	2331,0	2098,0				180,2	115,9	53,0	162,1	107,3	47,7	



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

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

На дату составления отчета на месторождении Юго-Восточный Дошан в разработке находятся 2 объекта: I объект (горизонты М-0-2, М- II), II объект (горизонты Ю-0-1, Ю-0-2-Б, Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-2-1).

Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 34 ед. (из них 30 – на I, 4 скважины на II объектах).

В целом по месторождению с начала пробной эксплуатации и разработки были проведены 43 ГДИС по 15 скважинам. Из них 22 исследований методом установившихся отборов (МУО) по 14 скважинам, 19 исследований методом кривой восстановления давления (КВД) по 12 скважинам и 2 исследований МУО+КВД по 2 скважинам.

Количество проведенных гидродинамических исследований в целом по месторождению представлено в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Месторождение Юго-Восточный Дошан. Количество проведенных гидродинамических исследований за период 2008-01.01.2023 гг.

Годы	Количество проведенных гидродинамических исследований			Всего
	КВД	МУО	МУО+КВД	
2008	3	5	-	8
2011	3	2	-	5
2012	3	2	-	5
2013	3	3	-	6
2014	3	3	-	6
2015	2	2	-	4
2016	1	4	-	5
2017	1	1	-	2
2018	-	-	2	2
Итого	19	22	2	43

Гидродинамическими исследованиями были охвачены 3 горизонта М-II, Ю-IV-1-1, Ю-IV-2-1. В целом по месторождению охват исследованиями составил 47 % от общего фонда скважин (16 скважин из 34). Из них горизонт М-II исследован 11 скважинами (ЮВД: 16, 30, 31, 33, 38, 39, 42, 50, 51, 54, 57), Ю-IV-1-1 – 4 скважинами (ЮВД: 13, 15, 47, 49), Ю-IV-2-1 – скважиной ЮВД-20.

По результатам проведенных исследований МУО построены индикаторные диаграммы и по ним определены коэффициенты продуктивности по нефти и газу (скв. 13, 15,



16, 30, 31, 33, 38), которые представлены в табличных приложениях П.3.1.1-3.1.3.

По результатам гидродинамических исследований скважин определены значения пластового давления, проницаемости, продуктивности и скин-фактора.

Результаты выполненных гидродинамических исследований по методам МУО, КВД и МУО+КВД приведены, соответственно, в табличных приложениях П.3.1-3.3.

За анализируемый период на месторождении Юго-Восточный Дошан с целью оценки продуктивности и фильтрационно – емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов провели 2 комплексных исследования МУО+КВД в 2 скважинах (ЮВД: -54, -57).

Результаты замеров были интерпретированы при помощи специализированных программных продуктов «Saphir 3.20» и «PanSystem» компании ТОО «CNEC» и «Weatherford».

Таблица 3.1.2 - Результаты гидродинамических исследований месторождения Юго-Восточный Дошан

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
I объект				
Пластовое давление, МПа	10	15	8,5-12,9	10,8
Пластовая температура, °C	2	2	91,6-94,2	93,1
Дебит нефти, т/сут	10	15	0,3-74,7	22,9
Обводненность, вес. %	2	8	0,1-1,3	0,4
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	10	15	0,4-79,36	29,4
Удельная продуктивность, м ³ /(м·сут·МПа)	2	3	8,6-10,5	9,6
Гидропроводность, (м·мкм ²)/мПа·с	2	2	0,45-2,4	1,4
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ²	11	11	27,6-4510,0	125,6
II объект				
Пластовое давление, МПа	4	5	16,97-19,5	19,5
Пластовая температура, °C	-	-	-	-
Дебит нефти, т/сут	4	4	2,02-27,80	4,6
Обводненность, вес. %	4	4	0,9-14,1	6,7
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	4	5	0,3-174,5	63,5
Удельная продуктивность, м ³ /(м·сут·МПа)	2	3	8,6-10,5	9,6
Гидропроводность, (м·мкм ²)/мПа·с	2	2	0,004-0,086	0,045
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ²	5	5	21,9-467	21,9

На **I объекте** за анализируемый период проводилось комплексное исследование МУО+КВД в 2 скважинах (скв. 54, 57).

В феврале 2018 года в скважине ЮВД-54 проведено комплексное исследование (МУО+КВД). Исследование методом МУО проведено прямым ходом на 3-х режимах (8, 9 и 10 мм диаметрах штуцеров), где забойные давления изменялись от 8,0 (8 мм штуцер) до



7,5 МПа (10 мм штуцер). При исследовании скважина работала с дебитами жидкости от 58 до 87,7 м³/сут, в результате коэффициент продуктивности в среднем составил 40 (м³/сут)/МПа, а максимальный потенциальный дебит жидкости при нулевом забойном давлении составил 231,3 м³/сут. Согласно полученным данным была построена индикаторная кривая в зависимости дебита жидкости от депрессии (рисунок 3.1.1).

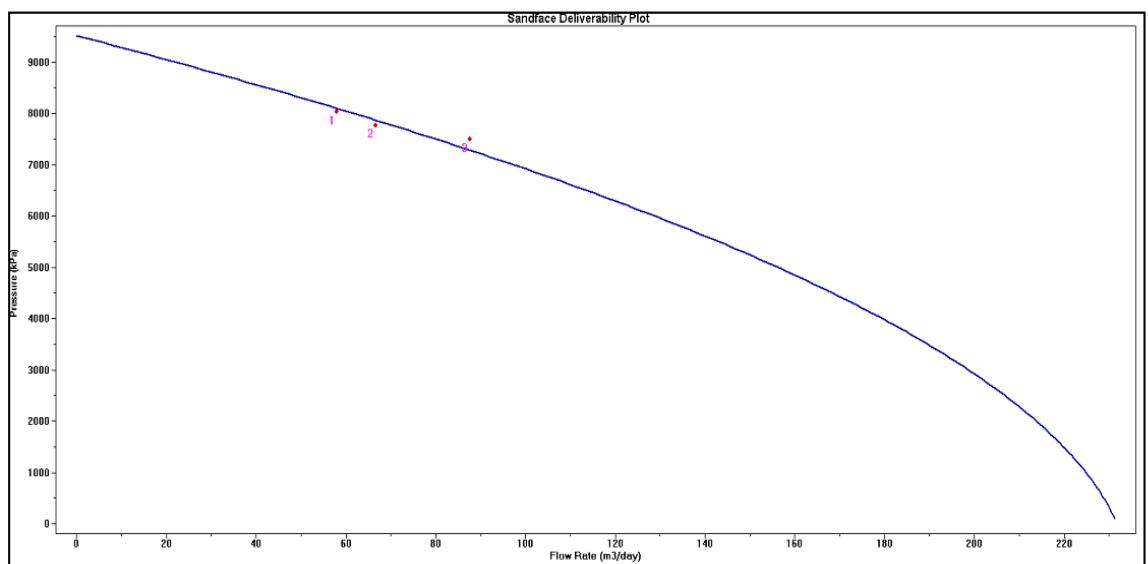


Рисунок 3.1.1 - Индикаторная кривая в зависимости дебита жидкости от депрессии скв. 54

При гидродинамическом исследовании методом КВД скважина была закрыта на 24 часа. Замеренные данные по давлению и температуре были сняты с глубинного манометра «PPS25», затем проинтерпретированы с помощью программного обеспечения «Pansystem».

По фактическим данным был построен билогарифмический график (рис. 3.1.2).

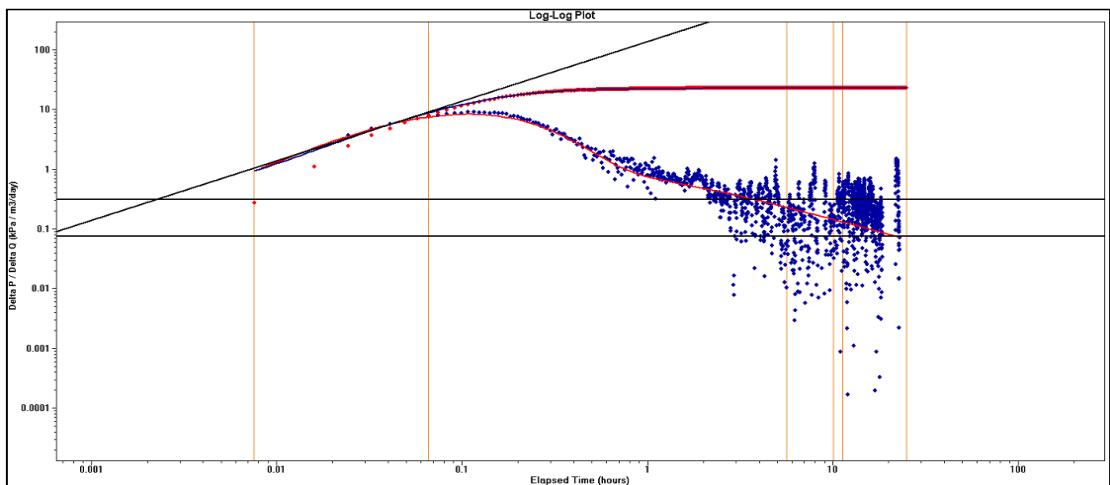


Рисунок 3.1.2 - Билогарифмический график



По результатам диагностического графика модель пласта; радиально-однородный пласт, модель границ; граница постоянного давления.

По результатам КВД было определено экстраполированное давление – 9,5 МПа. Проницаемость составила $0,354 \text{ мкм}^2$. Скин фактор оценивающий состояние ПЗ пласта, показывает -14,8, что указывает на загрязнение призабойной зоны пласта.

В июне 2018 г. в скважине ЮВД-57 проведено комплексное исследование (МУО+КВД) (рис. 3.1.3).

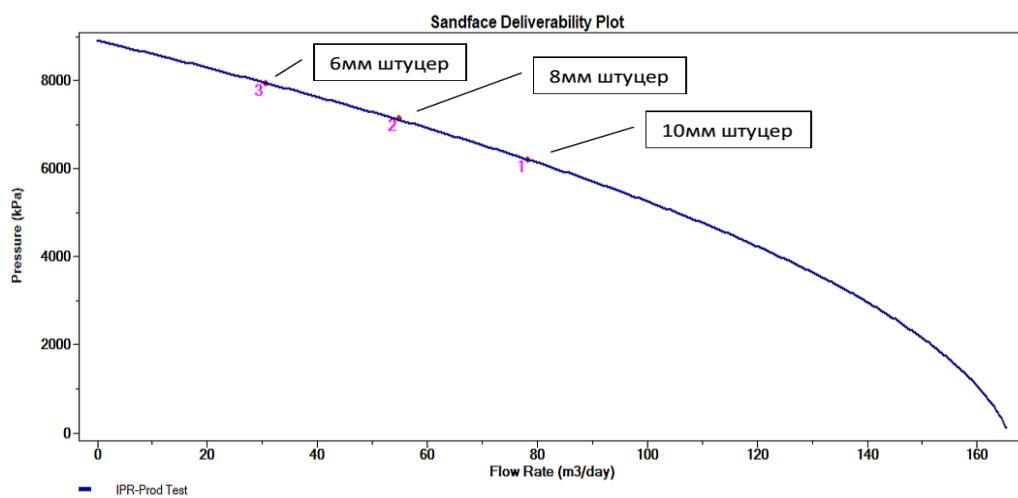


Рисунок 3.1.3 - Индикаторная кривая зависимости дебита от перепада давления скв. 57

Исследования МУО были проведены в разных режимах (6-8-10 мм штуцера) с изменениями режима работы скважины вместе с замером дебитов и забойных давлений. Во время периода работы с 6 мм, 8 мм и 10 мм штуцерами, забойное давление было ниже давления насыщения (8,9 МПа) что повлекло за собой увеличение газа. Коэффициент продуктивности скважины вычисленный по индикаторной кривой на основе промысловых данных составляет $336 \text{ м}^3/\text{сутки}/\text{МПа}$, потенциальный дебит при нулевом забойном давлении составляет $165,4 \text{ м}^3/\text{сутки}$. При увеличении штуцера значительно увеличивается дебит газа, а забойное давление падает. Из-за этого предполагается и ожидается, что, как вариант, рабочий режим для этой скважины будет через 6мм штуцер при забойном давлении $\approx 7,9 \text{ МПа}$ и дебите потока $\approx 30,65 \text{ м}^3/\text{сутки}$ или условиях аналогичных этому.

Для определения модели, описывающей характер притока к скважине, была использована радиально однородная система. В ходе интерпретации с помощью диагностического графика (рис. 3.1.4) построенного в билогарифмических координатах были установлены режимы потока: после прохождения через объем ствола и скин-эффект, билогарифмическая кривая показывает радиальный режим с нулевым наклоном.



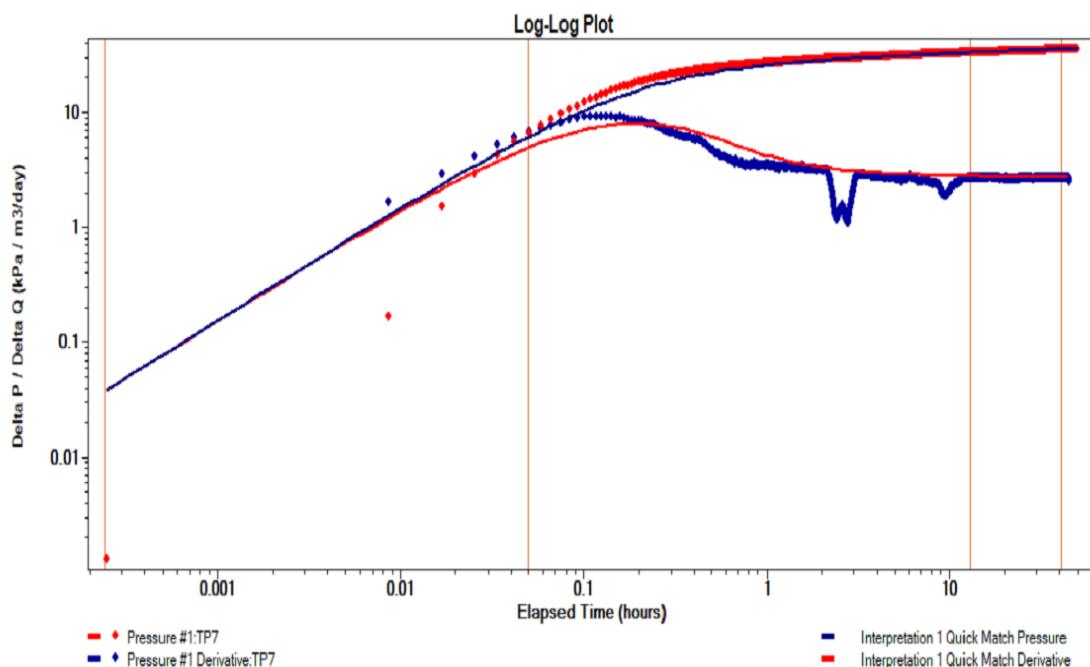


Рисунок 3.1.4 - График двойного логарифма скв. 57

На основе результатов интерпретации КВД были определены основные параметры пласта вокруг ствола скважины такие как: проводимость пласта $kh=697$ мДа·м, проницаемость 217,8 мДа, скин фактор – 1,336, что указывает на то, что при забойная зона пласта не повреждена.

Как видно из таблицы 3.1.2 пластовое давление по I объекту составило в среднем 10,8 МПа, коэффициент проницаемости нефти по I объекту в среднем составило 125,6 мД. Наиболее высокие значения проницаемости наблюдаются по I объекту и изменяются в пределах от 27,6 до 4510 мД. Скин-фактор по I объекту изменяется в пределах от -5 до 74. Среднее значение коэффициента продуктивности нефти по I объекту составило 27,2 $\text{m}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$.

На II объекте с начала разработки исследования методом установившихся режимов (МУО) проводились в 4 скважинах (ЮВД: -13, -15, -20, -47), КВД записана в 4 скважинах (ЮВД: -13, -15, -20, -49). За анализируемый период ГДИС не проводили.

По результатам проведенных гидродинамических исследований до составления настоящего отчета пластовое давление по II объекту составило в среднем 19,5 МПа, коэффициент проницаемости нефти по II объекту в среднем составило 21,9 мД и варьируется в диапазоне 21,9-467 мД. Скин-фактор по II объекту изменяется в пределах от -3 до 48. В большинстве скважин наблюдается положительное значение скин-фактора, что указывает на загрязнение призабойной зоны пласта. Поэтому в этих скважинах рекомендуется провести



мероприятия по очистке призабойной зоны пласта.

Среднее значение коэффициента продуктивности нефти по II объекту составило 13,72 м³/(сут·МПа).

Полностью проанализировать свойства пластов в целом по месторождению не представляется возможным, так как месторождение гидродинамическими исследованиями недостаточно охвачено. Поэтому рекомендуется продолжить в дальнейшем выполнение гидродинамических исследований по всем вновь пробуренным скважинам; также в скважинах, в которых не было исследований; до и после проведения геологотехнологических мероприятий с целью определения влияния на изменения фильтрационных параметров

Замер градиента давления и температуры провели в 9 скважинах. Зависимость температуры и давления от глубины представлены в табличных приложениях П.3.1.4-3.1.10. Градиенты давления и температуры по скважинам составили в диапазоне 0,0011-0,0066 и 0,0261-0,0324 на 100 м, соответственно.

Выводы

- На месторождении Юго-Восточный Дошан всего проведено 43 гидродинамических исследований в 16 скважинах методами КВД, МУО. Также проведены замеры градиента давления/температуры и пластового давления в 9 скважинах и забойного в 12 скважинах.

За анализируемый период гидродинамическими исследованиями был охвачен горизонт М-II. В целом по месторождению охват исследованиями составил 6,6 % от общего фонда скважин. Из них горизонт М-II исследован 2 скважинами, по остальным горизонтам исследования не проводились. В связи с тем, что на дату составления отчета не был получен контракт на промышленную разработку, месторождение после окончания пробной эксплуатации было остановлено (с 2019 г.).

- По результатам гидродинамических исследований скважин определены значения пластового давления, проницаемости, продуктивности и скин-фактора.
- Пластовое давление по I объекту составило в среднем 10,8 МПа, по II – 19,5 МПа.
- Коэффициент проницаемости нефти по I объекту в среднем составило 125,6 мД, по II – 21,9 мД.
- Скин-фактор по I объекту изменяется в пределах от -5 до 74, по II объекту – от -3 до 48.



- В большинстве скважин наблюдается положительное значение скин-фактора, что указывает на загрязнение призабойной зоны пласта. Поэтому в этих скважинах рекомендуется провести мероприятия по очистке призабойной зоны пласта.
- Коэффициент продуктивности нефти по I объекту составило $32,6 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$, по II объекту – $50,8 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$.
- Замеры градиента давления и температуры провели в 9 скважинах (13, 15, 16, 20, 30, 31, 33, 38, 54). Градиенты давления и температуры по скважинам составили в диапазоне 0,0011-0,0066 и 0,0261-0,0324 на 100 м, соответственно.

Рекомендации

- В дальнейшем продолжить выполнение гидродинамических исследований по всем вновь пробуренным скважинам; также в скважинах, в которых не было исследований; до и после проведения геолого-технологических мероприятий с целью определения влияния на изменения фильтрационных параметров.



3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

3.2.1 Анализ структуры фонда, их текущих дебитов, обводненности и приемлемости скважин

С начала поисково-разведочных работ на месторождении Юго-Восточный Дошан согласно проектам оценочных работ, ППЭ и Дополнениям к ППЭ было пробурено по годам:

- 2004 г. – 1 поисковая скважина ЮВД-10;
- 2007-2009 гг. – 5 разведочных скважин: ЮВД:-13, 15, 16, 17, 19;
- 2011-2013 г. – 6 разведочных скважин ЮВД-20, 24, 25, 30, 31, 32 и 1 опережающе-добывающая скважина ЮВД-33;
- 2013-2015 гг. – 1 опережающе-добывающая скважина ЮВД-35 и 8 разведочных скважин ЮВД:38, 39, 40, 42, 43, 44, 45, 46;
- В период с сентября по ноябрь 2015 г. - 1 разведочная скважина ЮВД-47;
- 2016 г. – 2 опережающе- добывающие скважины ЮВД-50 и ЮВД-51;
- 2017 г. – 1 разведочная скважина ЮВД-49 и 3 опережающе- добывающие скважин ЮВД:-52, 53, 56;
- 2018 г. – 5 опережающе- добывающих скважин ЮВД:-54, 55, 57, 58, 59.

Таким образом, по состоянию на 01.01.2023 г. на контрактной территории месторождения Юго-Восточный Дошан всего пробурили 34 скважины (ЮВД:-10, 13, 15, 16, 17, 19, 20, 24, 25, 30, 31, 32, 33, 35, 38, 39, 40, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59).

В таблице 3.2.1, представлена характеристика фонда скважин месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.01.2023 г.

Как видно из таблицы 3.2.1, по состоянию на 01.01.2023 г. фонд скважин в целом по месторождению составил 34 ед., в т.ч. 1 ед в ожидании освоения, 16 ед. – в наблюдательном, 13 – в консервации, 4 – в ликвидации.

Скважины ЮВД-10, ЮВД-43, ЮВД-44, ЮВД-45 ликвидированы по геологическим причинам, как выполнившие свое назначение.

Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и жидкости выполнено по состоянию на 01.01.2019 г. (за последний месяц работы скважин) и приведено в таблице 3.2.2.



Таблица 3.2.1 – Месторождение Юго-Восточный Дощан. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2023 г.

	Наименование	I объект	II объект	Кол-во по мест.
		Горизонт М-II	Горизонт Ю-IV	
Фонд добывающих скважин	Всего	-	-	-
	<i>из них действующие</i>	-	-	-
	<i>в т.ч. дающие продукцию</i>	-	-	-
	Фонтанные	-	-	-
	ШГН	-	-	-
	<i>№ скважины</i>	-	-	-
	ВН	-	-	-
	<i>№ скважины</i>	-	-	-
	ЭЦН	-	-	-
	<i>№ скважины</i>	-	-	-
	<i>в простое</i>	-	-	-
	<i>№ скважины</i>	-	-	-
	<i>бездействующие</i>	-	-	-
	<i>№ скважины</i>	-	-	-
Разведочно-поисковый фонд	<i>в ожидании освоения и обустройства</i>	1		1
	<i>№ скважины</i>	ЮВД-59		
В консервации		9	4	13
<i>№ скважины</i>		ЮВД-:17, 25, 31, 35, 40, 42, 49, 13, 19	ЮВД-:15, 32, 47, 20	
Фонд наблюдательных скважин		16	-	16
<i>№ скважины</i>		ЮВД-:16, 24, 30, 33, 38, 39, 46, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58		
Ликвидированный фонд скважин		4	-	4
<i>№ скважины</i>		ЮВД-:10, 43, 44, 45	-	
Весь пробуренный фонд		ЮВД-:10, 13, 15, 16, 17, 19, 20, 24, 25, 30, 31, 32, 33, 35, 38, 39, 40, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59		34

Таблица 3.2.2 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и жидкости на 01.01.2019 г.

Объект	Фонд добывающих скважин		Средний дебит, т/сут		Диапазон изменения дебитов по нефти и жидкости, т/сут							
	экспл.	действ.	нефти	жидкости	0-5		5-10		10-20		≥20	
					н	ж	н	ж	н	ж	н	ж
I	13	9	10,1	26,3	2	-	4	1	1	4	2	4
II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
по месторождению в целом	13	9	10,1	26,3	2	-	4	1	1	4	2	4
%					22,2	-	44,4	11,1	11,1	44,4	22,2	44,4

Примечание: в начале декабря 2018 г. работали 9 скважин, на конец декабря данные скважины состоят в простое

Так как с декабря 2018 г. месторождение не работало, данные взяты на последний месяц работы скважин (декабрь 2018 г.). Так же нужно отметить, что 9 скважин в начале декабря проработав 8 дней, были отключены, поэтому на конец месяца в действующем фонде скважины не числятся. Скважины II объекта не участвовали в распределении, так как добывающая скважина ЮВД-15 в данном году была переведена в наблюдательный фонд.

Как видно из таблицы 3.2.2 скважины месторождения Юго-Восточный Дошан работают со средними дебитами по нефти. Так например из 9-ти действующих скважин 4 скважины (44,4 %) работают с дебитами в диапазоне от 5 т/сут до 10 т/сут, 2 скважины (22,2 %) с дебитом до 5 т/сут, 2 скважины (22,2 %) с дебитом больше 20 т/сут и только 1 скважина (11,1 %) работает в диапазоне от 10 т/сут до 20 т/сут.

Распределение действующих добывающих скважин по обводненности по состоянию на 01.01.2019 г. приведено в таблице 3.2.3.

Таблица 3.2.3 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Распределение действующих добывающих скважин по обводненности на 01.01.2019 г.

Объект	Фонд добывающих скважин		Средняя обводненность скв., %	Диапазон изменения обводненности, %						
	экспл.	действ.		<5	5-20	20-50	50-70	70-90	>90	
				-	-	4	4	-	1	
I	13	9	50,2	-	-	4	4	-	1	
II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого	13	9	50,2	-	-	4	4	-	1	
%				-	-	44,4	44,4	-	11,1	

Примечание: в начале декабря 2018 г. работали 9 скважин, на конец декабря данные скважины состоят в простое

Как видно из таблицы 3.2.3 скважины месторождения Юго-Восточный Дошан работают среднеобводненные. Так например из 9-ти действующих скважин 4 ед. скважины (44,4 %) работают с обводненностью в диапазоне от 20 % до 50 т/сут, 4 ед. скважины (44,4 %) с обводненностью от 50 % до 70 %, и только 1 ед. скважины (11,1 %) работает в диапазоне от 90 %. Высокой обводненностью работает скважина ЮВД-16, на высокую обводненность влияет выработанность скважины, так как скважина была пробурена 2008 г.



3.2.2 Динамика технологических показателей разработки

Действующим проектным документом, на основании которого с 2020 г. должна была начаться разработка месторождения, является «Проект разработки месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.07.2018 г.», рассмотренный на заседании ЦКРР МЭ РК и утвержденный Протоколом № 12/19 от 01.08.2019 г.

В связи с тем, что на дату составления отчета не был получен контракт на промышленную разработку, месторождение после окончания пробной эксплуатации не разрабатывается (с 2019 г.).

Далее приведен анализ текущего состояния в целом по месторождению и по объектам за период 2018-2022 гг.

В целом по месторождению

В 2018 г. работали объекты I (скв. ЮВД:- 16, 24, 30, 32, 38, 39, 50, 51, 52, 54, 55, 56, 57, 58) по скважинам 31, 42, 53 были только опробования и II (скв. ЮВД-15).

В целом по месторождению годовые уровни добычи нефти, жидкости, газа составили 53,5 тыс.т, 107,1 тыс.т, 10,8 млн.м³, соответственно.

Среднегодовые дебиты по нефти и жидкости на одну скважину составили, соответственно, 15,0 т/сут и 29,9 т/сут, обводненность при этом составляла 50 %, газовый фактор – 201,3 м³/т.

По состоянию на 01.01.2023 г. в целом по месторождению накопленные отборы составили по нефти – 305,0 тыс.т, жидкости – 430,9 тыс.т, газа – 74,9 млн.м³.

В таблице 3.2.4 приведены основные технологические показатели по месторождению в целом за период 2018-2022 гг.

Таблица 3.2.4 – Динамика технологических показателей за период 2018-2022 гг.

№ п/п	Показатели	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс.т	53,5	0,0	0,0	0,0	0,045
	в том числе: из переходящих скважин	43,7	0,0	0,0	0,0	0,045
	из новых скважин	9,8	0,0	0,0	0,0	0,0
	из разведочных	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0
	в т.ч. из разведочных	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Текущий КИН, доли ед.	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121
4	Добыча жидкости, тыс.т	107,1	0,0	0,0	0,0	0,125
	в том числе: переходящих скважин	90,2	0,0	0,0	0,0	0,125
	новых скважин	16,8	0,0	0,0	0,0	0,0
	из разведочных	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	430,8	430,8	430,8	430,8	430,9
	в т.ч. из разведочных	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0



Продолжение таблицы 3.2.4

1	2	3	4	5	6	7
6	Обводненность продукции, %	50,0	0,0	0,0	0,0	64,0
	в том числе: переходящих скважин	51,6	0,0	0,0	0,0	64,0
	новых скважин	41,6	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Темп отбора от НИЗ нефти, %	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча газа, млн.м ³	10,7	0,0	0,0	0,0	0,0
	в т.ч. из разведочных	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Накопленная добыча газа, млн.м ³	74,9	74,9	74,9	74,9	74,9
	в т.ч. из разведочных	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Ввод новых добывающих скважин, шт.	5	0	0	0	0
	в том числе: из бурения	4	0	0	0	0
	из наблюдательного фонда	1	0	0	0	0
12	Выбытие добывающих скважин, шт.	3	12	0	0	0
	в т.ч. в наблюдательный фонд	3	12	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	13	0	0	0	0
	в т.ч. действующих скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0
14	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	15,0	0,0	0,0	0,0	7,5
15	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	29,9	0,0	0,0	0,0	20,8
16	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут по нефти	14,9	0,0	0,0	0,0	0,0
	по жидкости	25,5	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Коэффициент использования добывающих скважин, доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,77	0,00	0,29	0,16	0,00
19	Газовый фактор, м ³ /т	201,3	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Выработка от НИЗ нефти, %	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0

I объект

В 2018 г. по I объекту добыча нефти составила 53 тыс.т, добыча жидкости – 106,5 тыс.т, добыча газа – 10,6 млн.м³.

Среднегодовые дебиты по нефти и жидкости на одну скважину составили, соответственно, 15,6 т/сут и 31,4 т/сут, обводненность – 50,2 %, газовый фактор – 202,2 м³/т.

В 2018 г. отборы обеспечивались 14 скважинами: ЮВД:-16, 24, 30, 32, 38, 39, 50, 51, 52, 54, 55, 56, 57, 58. В трех скважинах 31, 32, 53 были опробования. Скважины ЮВД:-54, 55, 57, 58, 59 были пробурены в данном году и вошли в эксплуатацию из бурения. По новым скважинам добыто 9,8 тыс.т нефти, при их среднесуточном дебите по нефти 14,9 т/сут.

По состоянию на 01.01.2023 г. по I объекту накопленная добыча нефти составила 294,4 тыс.т, что составляет 96,5 % от общей накопленной в целом по месторождению, так как большая часть скважин эксплуатируют данный объект. Накопленная добыча жидкости и газа составили, соответственно, 418,5 тыс.т и 67,8 млн.м³.

По состоянию на 01.01.2023 г. отбор от утвержденных извлекаемых запасов – 37,8 %. КИН – 0,161 д.ед. при утвержденном 0,425 д.ед.



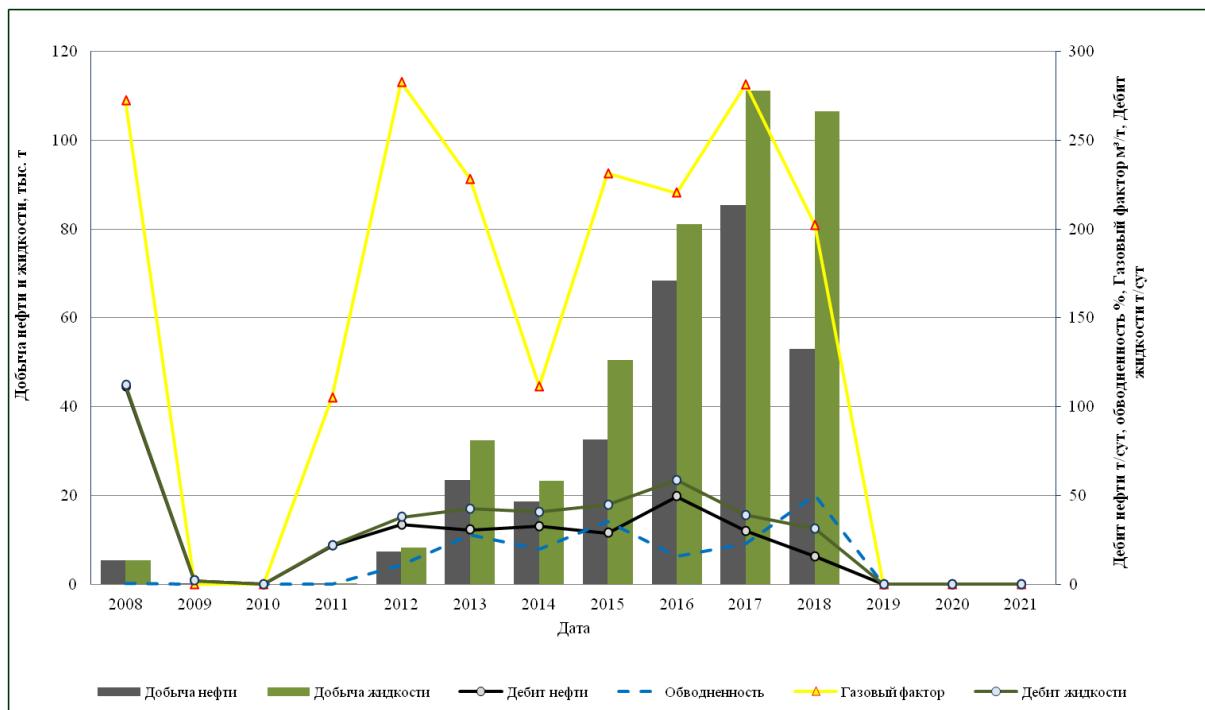


Рисунок 3.2.1 – Динамика технологических показателей I объекта

Как видно из рисунка 3.2.1 с начала пробной эксплуатации с 2011 г. добыча нефти и жидкости растет, максимальная добыча нефти за время пробной эксплуатации была в 2017 г. на уровне 85,4 тыс.т, при максимальном фонде действующих скважин 8 ед. Максимальный дебит нефти был в начале разведочного периода 2008 г. по скважине ЮВД-16 которая на тот момент единственная на данном объекте была пробуренна. Дебит нефти в 2016 г. увеличился на 71 % по сравнению с 2015 г. на увеличение дебита нефти повлияли ввод новых скважин из бурения ЮВД: -50, 51 со средним дебитом по нефти 44,2 т/сут.

В таблице 3.2.5 приведены основные технологические показатели по I объекту за период 2018-2022 гг.

Таблица 3.2.5 – I объект. Динамика технологических показателей за период 2018-2022 гг.

№ п/п	Показатели	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс.т	53,0	0,0	0,0	0,0	0,014
	в том числе: из переходящих скважин	43,2	0,0	0,0	0,0	0,014
	из новых скважин	9,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	294,4	294,4	294,4	294,4	294,4
3	Текущий КИН, доли ед.	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161
4	Добыча жидкости, тыс.т	106,5	0,0	0,0	0,0	0,069
	в том числе: переходящих скважин	89,7	0,0	0,0	0,0	0,069
	новых скважин	16,8	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	418,5	418,5	418,5	418,5	418,5
6	Обводненность продукции, %	50,2	0,0	0,0	0,0	79,7
	в том числе: переходящих скважин	51,8	0,0	0,0	0,0	79,7
	новых скважин	41,6	0,0	0,0	0,0	0,0



Продолжение таблицы 3.2.5

1	2	3	4	5	6	7
7	Темп отбора от НИЗ нефти, %	6,8	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча газа, млн.м ³	10,6	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Накопленная добыча газа, млн.м ³	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8
11	Ввод новых добывающих скважин, шт.	5	0	0	0	0
	в том числе: из бурения	4	0	0	0	0
	из наблюдательного фонда	1	0	0	0	0
12	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	12	0	0	0
	в наблюдательный фонд	2	12	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	13	0	0	0	0
	в т.ч. действующих скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0
14	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	15,6	0,0	0,0	0,0	4,3
15	Среднегодовой дебит нефти перешедшей скв., т/сут	15,8	0,0	0,0	0,0	4,3
16	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	31,4	0,0	0,0	0,0	17,5
17	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут по нефти	14,9	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут по жидкости	25,5	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Среднесуточный дебит перешедших скважин, т/сут по жидкости	32,8	0,0	0,0	0,0	17,5
20	Коэффициент использования добывающих скважин, доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,76	0,00	0,00	0,00	0,00
22	Газовый фактор, м ³ /т	202,2	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выработка от НИЗ нефти, %	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8

II объект

В 2018 г. работала скважина ЮВД-15, по которой добыча нефти составила 0,5 тыс.т, добыча жидкости – 0,6 тыс.т, добыча газа – 0,1 млн.м³.

Среднегодовые дебиты по нефти и жидкости на одну скважину составили, соответственно, 2,8 т/сут и 3,1 т/сут, обводненность – 8,9 %, газовый фактор – 110,8 м³/т.

С начала разведки на данном объекте систематический работала скважина ЮВД-15, за исключением скважин ЮВД:-20, 32, 47 по которым были только опробования.

По состоянию на 01.01.2023 г. по II объекту накопленная добыча составила 10,6 тыс.т нефти (3,5 % от общей), 12,4 тыс.т жидкости и 7,0 млн.м³ газа. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти – 5,2 %. КИН – 0,015 д.ед. при утвержденном 0,300 д.ед.

Как видно из рисунка 3.2.2 максимальная добыча нефти была в 2013 г. на уровне 2,6 тыс.т при максимальном фонде действующих скважин 3 ед., а так же при большем коэффициенте эксплуатации, чем в предыдущие годы. Так же видно, что по добыче нефти и жидкости не наблюдается тенденции снижения или увеличения, в связи с тем, что на данном объекте при реализации последнего ДППЭ [8] работала только 1 скважина ЮВД-15 и добыча нефти и жидкости по объекту были зависимы от коэффициента эксплуатации и дебита по данной скважине.



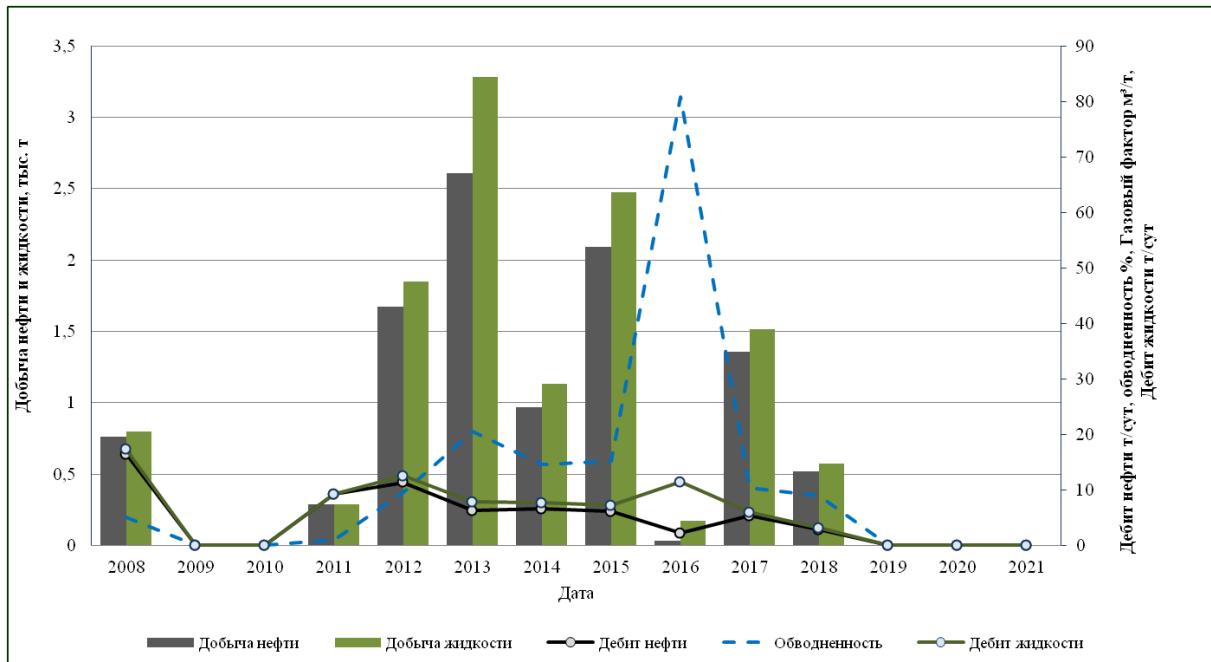


Рисунок 3.2.2 – Динамика технологических показателей II объекта

В таблице 3.2.6 приведены основные технологические показатели по II объекту за период 2018-2022 гг.

Таблица 3.2.6 –II объект. Динамика технологических показателей по за период 2018-2022 гг.

№ п/п	Показатели	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс.т	0,5	0,0	0,0	0,0	0,031
	в том числе: из переходящих скважин	0,5	0,0	0,0	0,0	0,031
	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
3	Текущий КИН, доли ед.	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
4	Добыча жидкости, тыс.т	0,6	0,0	0,0	0,0	0,056
	в том числе: переходящих скважин	0,6	0,0	0,0	0,0	0,056
	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
6	Обводненность продукции, %	8,9	0,0	0,0	0,0	44,6
	в том числе: переходящих скважин	8,9	0,0	0,0	0,0	44,6
	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Темп отбора от НИЗ нефти, %	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча газа, млн.м ³	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Накопленная добыча газа, млн.м ³	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
11	Ввод новых добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0
	в том числе: из бурения	0	0	0	0	0
	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0
12	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	0	0	0
	в т.ч.: в наблюдательный фонд	1	0	0	0	0
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0
	в т.ч. действующих скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0



Продолжение таблицы 3.2.6

1	2	3	4	5	6	7
14	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	2,8	0,0	0,0	0,0	15,5
15	Среднегодовой дебит нефти перешед. скв., т/сут	2,8	0,0	0,0	0,0	15,5
16	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	3,1	0,0	0,0	0,0	28,0
17	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут по нефти	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут по жидкости	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Среднесуточный дебит перешед. скважин, т/сут по жидкости	3,1	0,0	0,0	0,0	28,0
20	Коэффициент использования добывающих скважин, доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,86	0,00	0,00	0,00	0,00
22	Газовый фактор, м ³ /т	110,8	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выработка от НИЗ нефти, %	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2

3.2.3 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

В связи с тем, что на дату составления отчета не был получен контракт на промышленную разработку, и месторождение после окончания пробной эксплуатации не разрабатывалось (с 2019 г.), данный раздел не рассматривается.

3.2.4 Текущее энергетическое состояние залежей

За период с 2008 по 01.01.2023 гг. в целом по месторождению в добывающих и наблюдательных скважинах всего проведено 487 определений пластового давления. Из них 277 – непосредственные замеры глубинным манометром, 23 – определения, полученные при проведении ГДИС (КВД) и 187 определений, полученных путем пересчета с замеренного статического уровня жидкости.

Количество замеров забойного давления составило – 257, в т.ч. определенные с помощью глубинного манометра – 186, полученные при проведении ГДИС (КВД) – 71 определения. Текущее забойное давление в работающих скважинах контролируется также путем замеров динамических уровней жидкости при помощи эхолота (за анализируемый период выполнено 500 определений).

В связи с тем, что на дату составления отчета не был получен контракт на промышленную разработку, месторождение после окончания пробной эксплуатации не разрабатывается с 2019 г.

I объект (М-0-2, М- II)

На дату анализа на объекте числится всего 30 скважин. Объект в период ПЭ эксплуатировался на режиме истощения пластовой энергии. Начальное пластовое давление объекта было определено в ПР-2019 г. на уровне 10,2 МПа, давление насыщения принято на уровне 8,4 МПа.

За отчетный период замер пластового давления глубинным манометром провели по 11 скважинам 78 раз.



По I объекту за анализируемый период (2018-2022 гг.) максимальное давление замеренное 21.10.2018 г. наблюдается по скважине ЮВД-40 и составляет 19,4 МПа. Текущее пластовое давление данной скважины замеренное 04.03.2021 г. – 12,2 МПа.

Минимальное давление наблюдается по скважине ЮВД-39 и составляет 3,9 МПа, замер был произведен в октябре 2018 г. В феврале 2021 года давление восстановилось до 6,6 МПа. На дату отчета скважина находится в консервации.

По I объекту за отчетный период замер забойного давления манометром провели по 4 скважинам 12 раз, изменяется от 3,3 МПа до 8,1 МПа, составляя в среднем 6,4 МПа.

Ниже, на рисунке 3.2.3 показана динамика пластового давления I объекта во времени по крыльям (Восточное и Западное), из которой видно, что по объекту за анализируемый период наблюдается незначительное повышение пластового давления. Среднее текущее пластовое давление (замеренное манометром и приведенное к уровню ВНК) в целом по объекту составляет 10,3 МПа, что выше начального на 0,1 МПа.

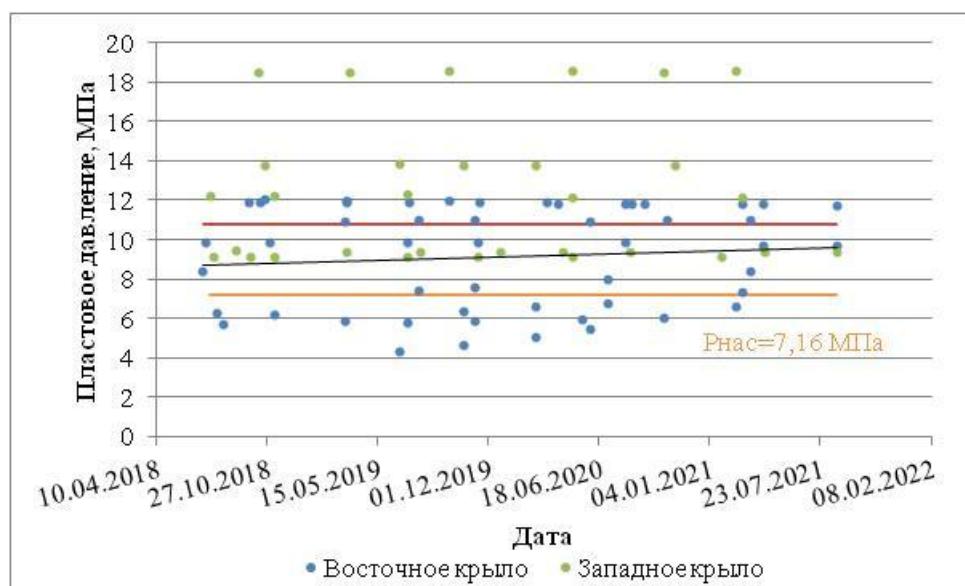


Рисунок 3.2.3 - Динамика пластового давления I объекта

По I объекту по Восточному крылу отношение пластового давления к давлению насыщения и к забойному давлению составляет, соответственно, 0,85 (9,1 МПа/10,74 МПа) и 1,4 (9,1 МПа/6,4 МПа). Отношение забойного давления к давлению насыщения – 0, 6 (6,4 МПа/10,74 МПа).

По I объекту по Западному крылу отношение пластового давления к давлению насыщения и к забойному давлению составляет, соответственно, 1,72 (12,3 МПа/7,16 МПа) и 1,9 (12,3 МПа/6,4 МПа). Отношение забойного давления к давлению насыщения – 0, 89 (6,4 МПа/7,16 МПа).

На 01.01.2023 г. накопленная добыча нефти по объекту составляет 294,4 тыс.т, отбор



от извлекаемых запасов – 37,8 %, текущая нефтеотдача 16,1 %.

II объект

На дату анализа на объекте числится 4 скважины.

За отчетный период эксплуатация объекта осуществлялась на режиме истощения пластовой энергии.

Начальное пластовое давление объекта было определено на уровне 13,3 МПа, давление насыщения принято на уровне 10,2 МПа (ПР) [10].

За отчетный период по данному объекту замер пластового давления провели по 2 скважинам (ЮВД: -20, -32,) 11 раз).

По II объекту за анализируемый период максимальное давление наблюдается по скважине ЮВД-20 и составляет 16,8 МПа, что выше начального на 3,5 МПа. Скорее всего, высокое пластовое давление связано с тем, что скважина ЮВД-20 не эксплуатируется с 2019 г. и находится в консервации. Также, давление по скважине ЮВД-32 во время простоя восстановилось от 8,1 МПа (25.07.2013 г.) до 10,4 МПа (27.01.2021 г.). Данная скважина на дату отчета числится в наблюдательном фонде.

По II объекту за анализируемый период замеры забойного давления манометром не проводились.

На 01.01.2021 г. накопленная добыча нефти по объекту составляет 10,6 тыс.т, отбор от извлекаемых запасов – 5,2 %, текущая нефтеотдача 1,5 %.

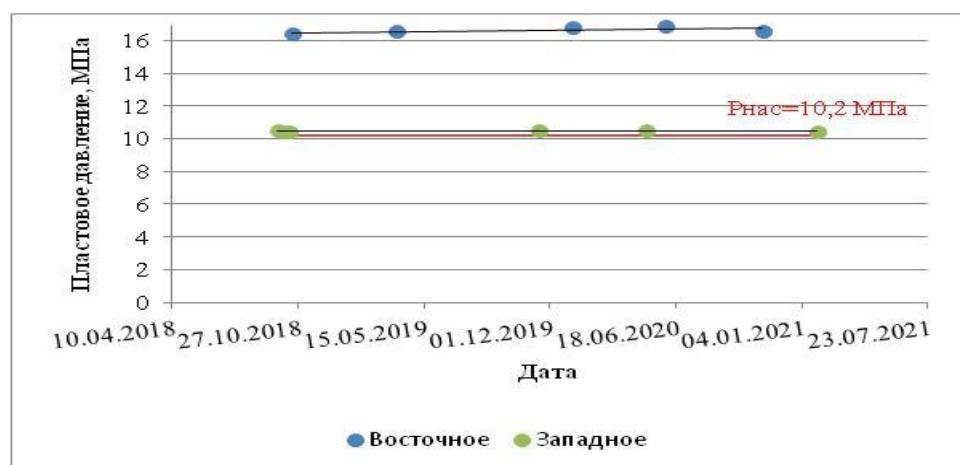


Рисунок 3.2.4 - Динамика пластового давления II объекта

На рисунке 3.2.4 приведена динамика пластового давления II объекта во времени по крыльям (Восточное и Западное), из которой видно, что по объекту за анализируемый период наблюдается повышение давления.

Среднее пластовое давление (замеренное манометром и приведенное к уровню ВНК)



за анализируемый период составляет 13,3 МПа, что на уровне начального.

По II объекту по восточному крылу отношение пластового давления к давлению насыщения и к забойному давлению составляет, соответственно, 1,47 (16,6 МПа/11,22 МПа) и 1,8 (16,6 МПа/9,17 МПа). Отношение забойного давления к давлению насыщения – 0,82 (9,17 МПа/11,22 МПа).

По II объекту по западному крылу отношение пластового давления к давлению насыщения и к забойному давлению составляет, соответственно, 1,14 (10,5 МПа/9,19 МПа) и 1,14 (10,5 МПа/9,17 МПа). Отношение забойного давления к давлению насыщения – 0,99 (9,17 МПа/9,19 МПа).

Выводы:

- По I объекту непосредственно за анализируемый период наблюдается незначительное повышение пластового давления. Достигнутый на дату анализа отбор от начальных извлекаемых запасов 37,8 %.
- По II объекту наблюдается повышение давления. Достигнутый на дату анализа отбор от начальных извлекаемых запасов 5,2 %.
- Из-за отсутствия замеров пластового давления за последнее 6 месяцев 2022 г. по объектам I и II, карты изобар не были построены.
- С целью контроля за разработкой и энергетического состояния продуктивных залежей месторождения рекомендуется регулярно проводить ГДИС и замеры пластового давления. Также, вести постоянный контроль за энергетическим состоянием всех объектов, за изменением величин пластового и забойного давлений, что в дальнейшем позволит правильно прогнозировать показатели разработки и оптимизировать работу скважин.

3.2.5 Анализ выработки запасов углеводородов

В 2019 г. был составлен и утвержден «Подсчет запасов нефти, свободного и растворенного газа месторождения Юго-Восточный Дощан по состоянию на 02.01.2018 г.».

По состоянию на 01.01.2023 г. из месторождения извлечено 305,0 тыс.т нефти по категории С₁, что составляет 31,0 % от начальных извлекаемых запасов нефти. Обводненность жидкости в целом по месторождению составила 50,0 %.

В целом по месторождению текущий КИН по состоянию на 01.01.2023 г. составил 0,121 д.ед. при конечном утвержденном – 0,391 д.ед.

В таблице 3.2.9 приведены данные выработки запасов в целом по месторождению на 01.01.2023 г.



Хотя разработка месторождения находится на самой начальной стадии, были проанализированы характеристики вытеснения для определения количества вовлеченных извлекаемых запасов нефти по методикам Назарова С.Н.-Сипачева Н.В., Сазонова Б.Ф., Максимова М.И., Пирвердяна А.М., Камбарова Г.С. в целом по месторождению Юго-Восточный Дошан.

Таблица 3.2.9 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Сведения о выработке запасов нефти по состоянию на 01.01.2023 г.

Показатели	В целом по месторождению
Обводненность жидкости, %	50
Накопленная добыча нефти, тыс.т	305
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	31
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	5,5
Текущий КИН, д.ед.	0,121
Утвержденный КИН, д.ед.	0,391
Начальные балансовые запасы, тыс.т	2514
Начальные извлекаемые запасы, тыс.т	983
Остаточные балансовые запасы, тыс.т	2209
Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т	678

Методы основаны на промысловых данных по состоянию на 01.01.2023 г., которые позволяют определить извлекаемые запасы при существующем режиме эксплуатации залежей экстраполяцией до предельной рентабельной обводненности добываемой жидкости. Исходя из текущего состояния пробной эксплуатации, величины вовлеченных запасов представлены до предельной обводненности 98 %.

В целом по месторождению характеристики вытеснения нефти приведены в рисунках 3.2.5, а полученные по ним значения вовлеченных запасов нефти – в таблице 3.2.10.

Для выбора оптимального значения вовлеченных запасов в целом по месторождению были построены графики накопленной добычи нефти по вышеприведенным методикам при фактических данных пробной эксплуатации (см. рисунок 3.2.6).



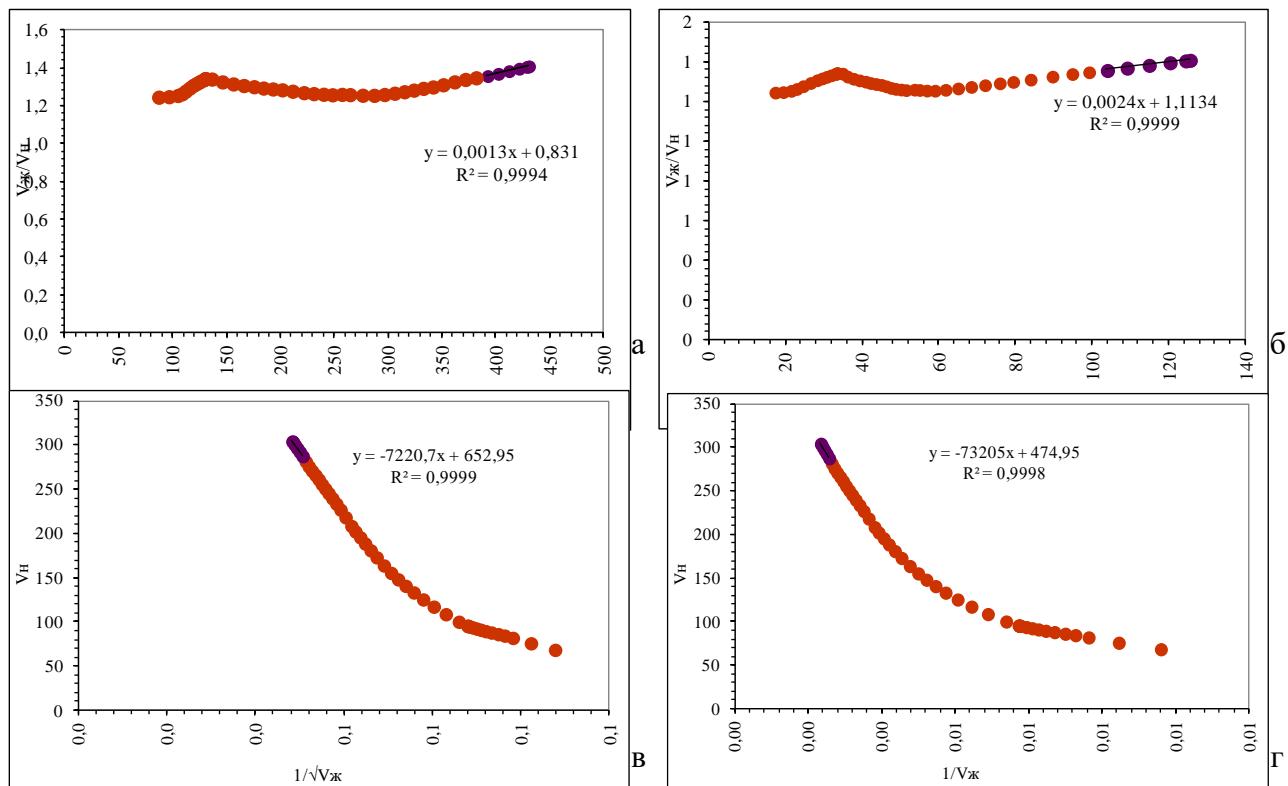


Рисунок 3.2.5 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Характеристика вытеснения нефти по методикам Сипачева Н.В.-Посевича А.Г. (а), Назарова С.Н.-Сипачева Н.В. (б), Пирвердяна А.М. (в), Камбарова Г.С. (г)

Таблица 3.2.10 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Определение вовлеченных запасов нефти в целом по месторождению

Методы	В целом по месторождению 2	
	$Q_{вов},$ тыс.т	R
Сипачева Н.В.-Посевича А.Г.	670,1	0,994
Назаров С.Н.-Сипачев Н.В.	396,6	0,999
Пирвердян А.М.	525,2	0,999
Камбаров Г.С.	436,7	0,999

Как видно из таблицы 3.2.10 и из рисунка 3.2.5, определенные по вышеприведенным методикам вовлеченные запасы нефти не достигают утвержденных извлекаемых запасов нефти, так как проведение анализа степени выработки запасов нефти на дату составления настоящего отчета является преждевременным.

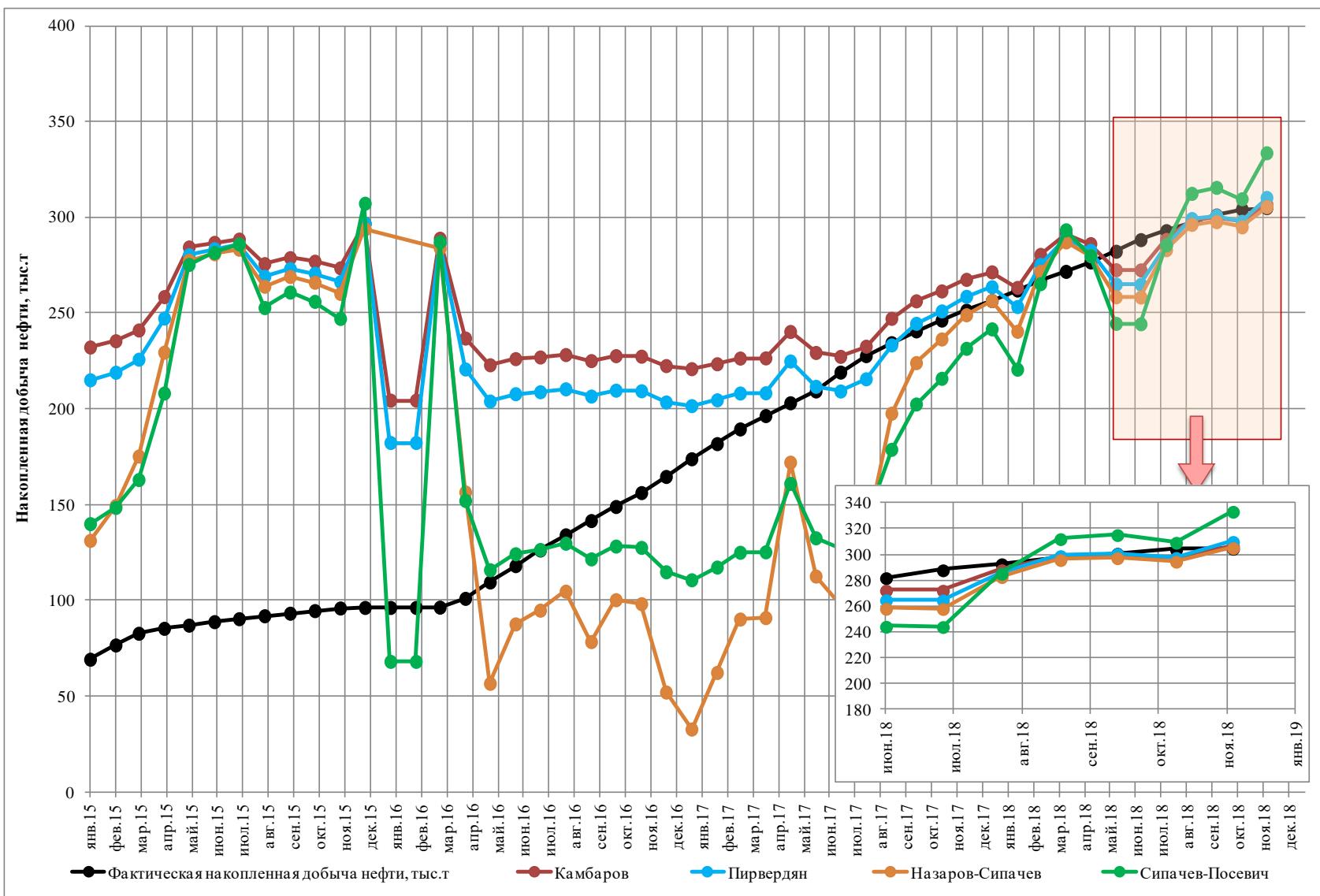


Рисунок 3.2.6 - Месторождение Юго-Восточный Дошан. Накопленная добыча нефти фактическая и по методикам Сипачева Н.В.-Посевица А.Г. (а), Назарова С.Н.-Сипачева Н.В. (б), Пирвердяна А.М. (в), Камбарова Г.С. (г)



В таблице 3.2.11 приведены результаты прогноза запасов нефти месторождения, полученных по характеристикам вытеснения.

Таблица 3.2.11 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Прогноз запасов нефти месторождения, полученных по характеристикам вытеснения

Методика	Показатели					Прогноз ХВ	
	Геологические запасы С ₁ , тыс.т	Извлекаемые запасы С ₁ , тыс.т	Утвержден. КИН, д.ед.	Накопленная добыча нефти на 01.01.2023 г., тыс.т	Текущий КИН, д.ед.	Вовлеченные запасы, тыс.т	КИН вовлеченных запасов, д.ед.
Сипачева Н.В.-Посевица А.Г.	2514	983	0,391	305,0	0,121	670,1	0,267
Назаров С.Н.-Сипачев Н.В.						396,6	0,158
Пирвердян А.М.						525,2	0,209
Камбаров Г.С.						436,7	0,174

Как видно из таблицы 3.2.11, при существующей системе эксплуатации месторождения КИН даже при эксплуатации скважин до 98 % обводненности может составить лишь 0,158-0,267 д.ед. Для достижения утвержденного КИН (0,391 д.ед.) в дальнейших стадиях необходимо совершенствование системы разработки и оптимизация режимов работы скважин месторождения.

Выводы

С начала разработки из месторождения извлечено 305,0 тыс.т нефти, что составляет 31 % от начальных извлекаемых запасов нефти. Обводненность жидкости достигла в целом по месторождению 50 %.

В целом по месторождению текущий КИН по состоянию на 01.01.2023 г. составил 0,121 д.ед. при конечном утвержденном – 0,391 д.ед.

Для определения количества вовлеченных извлекаемых запасов нефти были проанализированы характеристики вытеснения в целом по месторождению, построенные по методикам Сипачева Н.В.-Посевица А.Г., Назарова С.Н.-Сипачева Н.В., Пирвердяна А.М., Камбара Г.С.

Так как проведение анализа степени выработки запасов нефти на 01.01.2023 г. является преждевременным, определенные по вышеприведенным методикам вовлеченные запасы нефти не достигают утвержденных извлекаемых запасов.

Для достижения утвержденного КИН (0,391 д.ед.) в дальнейших стадиях необходимо совершенствование системы разработки и оптимизация режимов работы скважин месторождения.



3.2.6 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Пробная эксплуатация месторождения Юго-Восточный Дошан осуществляется с ноября 2012 г. на естественном режиме истощения пласта согласно «Дополнению к Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан», рассмотренный ЦКРР РК и утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИиНТ РК (Протокол № 347 от 14.02.2012 г.).

Для анализа текущего энергетического состояния залежей по состоянию на 01.01.2023 г. взяты результаты прямых замеров, по которым на I объекте составило 10,3 МПа при начальном давлении 10,2 МПа, по II объекту – 13,3 МПа при начальном давлении 13,3 МПа. Полная оценка энергетического состояния залежей в целом по месторождению приведена в разделе 3.2.4.

В целом по месторождению по состоянию на 01.01.2023 г. отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составил 31 % при обводненности жидкости – 50 %. Накопленная добыча нефти составила 305,0 тыс.т, текущий КИН – 0,121 д.ед. при утвержденном 0,391 д.ед. Общий фонд скважин составляет 34 ед., по состоянию на 01.01.2023 г. добывающие скважины переведены в наблюдательный фонд в связи с тем, что не был получен контракт на промышленную разработку.

Как приведено в разделе 3.2.3, при существующей системе эксплуатации месторождения КИН даже при эксплуатации скважин до 98 % обводненности может составить лишь 0,158-0,267 д.ед.

Для достижения КИНа (0,391 д.ед.), утвержденного в «Подсчете запасов нефти и газа», рекомендуем разработку месторождения с поддержанием пластового давления путем приконтурного заводнения и предусмотрено перевод в ППД 4 додывающих скважин.

Рекомендуется осуществлять разработку месторождения Юго-Восточный Дошан согласно технологическим показателям по рекомендуемому варианту в настоящей работе.



3.3 Обоснование принятых расчетов геолого-физических моделей пластов

3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

При расчёте технологических показателей разработки использовали расчётную модель зонально- и послойно-неоднородного пласта–коллектора [20].

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как: двухфазность потока, различие вязкостей нефти и агента, начальное положение ВНК. С учётом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях. Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей [20].

При расчёте технологических показателей была использована методика, подробно изложенная в работе [21].

Расчёты технологических показателей осуществляли с применением современных персональных электронно-вычислительных машин на основе программного комплекса с использованием прикладных программ фирмы Microsoft. Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании.

При расчёте технологических показателей объектов разработки месторождения все расчётные параметры определялись исходя из материалов опробования, результатов эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов, ГИС. Учитывались данные о физических свойствах пластовой нефти, газа и воды.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

Идентификация параметров математических моделей проводили по накопленной информации, результатам предыдущего периода пробной эксплуатации объектов. Параметры расчётных моделей уточняли по истории эксплуатации, отдельные параметры (площадь нефтеносности, коэффициенты пористости, песчанистости и др., см. табл. 3.4.1) были уточнены с учётом новых данных, полученных в процессе разбуривания и опробования объектов, ГИС и испытания.

После идентификации расчётных и исторических параметров получили адаптированные расчетные модели объектов разработки, отражающие действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем на



базе полученных моделей проводили прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

По-коэффициентная методика расчета КИН

Для дополнительной оценки КИН нефтяных залежей месторождения по меловым и юрским горизонтам использована методика «ТатНИПИнефть», в котором рассматривается модель зонально- и послойно-неоднородного пласта, в которой распределение проницаемости описывается гамма-функцией. В методике представляется и другие характеристики модели:

- Пласт состоит из проницаемых слоев и разделяющих их непроницаемых прослоев;
- Слои и прослои по площади их распространения состоят из квадратных зон, одинаковых по площадям;
- Все слои одинаковой толщины;
- Слои различаются по средней проницаемости, подчиненное только статической закономерности в виде гамма-распределения;
- По слоям в пределах зон значения проницаемости остаются постоянными и скачкообразно хаотически изменяются при переходе от одной зоны к другой;
- Кроме зональной неоднородности по проницаемости слои еще могут обладать хаотическим разбросом зон с нулевой проницаемостью (прерывистостью).

По методике коэффициент извлечения нефти рассчитан по формуле:

$$K = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

Где: K_1 - коэффициент охвата сеткой скважин, показывающий долю дренируемого объема нефтяных залежей при данной сетке размещения скважин. Коэффициент сетки является одним из нескольких сомножителей, образующих коэффициент нефтеотдачи. Коэффициент сетки учитывает, что при наложении проектной сетки добывающих и нагнетательных скважин на зонально-неоднородный по проницаемости и прерывистый нефтяной пласт часть его запасов нефти оказывается с самого начала невовлеченной в разработку. Для расчета составляющих коэффициента охвата сеткой скважин использовались следующие формулы:

$$K_1 = e^{-\alpha \cdot S^4}$$

$$\alpha = \frac{w^2}{d^2}$$

S^4 – площадь, приходящаяся на одну скважину;

w – доля неколлектора по площади распространения обособленных слоев;



d – площадь квадратных зон, которыми моделируется зональная неоднородность пластов.

K_2 - коэффициент вытеснения нефти, определенный по лабораторным исследованиям керна.

K_3 - коэффициент заводнения, показывает долю использования подвижных запасов нефти, определяется по формуле:

$$K_3 = K_{3n} + (K_{3k} - K_{3n}) \cdot A$$

где, K_{3n} - доля отбора подвижных запасов за безводный период;

K_{3k} - конечная доля отбора подвижных запасов;

A – предельная обводненность.

$$K_{3n} = \frac{1}{1.2 + 4.2 \cdot V^2} \quad K_{3k} = \frac{1}{0.95 + 0.25 \cdot V^2} \quad A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2}$$

V^2 – расчетная послойная неоднородность;

μ_0 – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и воды в пластовых условиях:

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \frac{\rho_e}{\rho_n} \cdot b_n$$

$$\mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_e} \cdot K_2^{1.5}$$

где ρ_e , ρ_n - плотности воды и нефти;

b_n - объемный коэффициент нефти;

Для определения значения расчетной послойной неоднородности (V^2) необходимо установить действительную послойную и зональную неоднородности:

$$V^2 = (V_1^2 + 1) \cdot \left(\frac{2(M-1)^2}{3M} \cdot \frac{2\mu_*}{1+\mu_*} + 1 \right) \cdot \left(\frac{\frac{V_{zon}^2 + 1}{V_{zon}^2 + 1} + 1}{n_*} \right) - 1$$

где M - соотношение длин нейтральной (самой длинной) и главной (самой короткой) линии тока, идущих от нагнетательной скважины к добывающей.

n_* - число сторон подхода воды к добывающим скважинам.

K_4 – коэффициент надежности системы разработки без дублирования аварийно выбывших скважин равен :

$$K_4 = \frac{1}{1 + \frac{Q_{00}}{q_0 \cdot T_c}}, \text{ где } T_c \text{ – долговечность скважин, } q_0 \text{ – амплитудный дебит, } Q_{00} \text{ – начальные извлекаемые запасы нефти. При бесконечном сроке работы скважин (} K_4=1).$$



3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

Главным Каратаяуским разломом месторождение разделено на Западное и Восточное крылья (по отношению к нему). Оперяющими разломами эти 2 крыла (бортов) разделены на 16 тектонических блоков.

На **Западном крыле** продуктивными являются отложения верхнего неокома (М-0-2), арыскумского горизонта нижнего неокома нижнего мела (М-II), акшабулакской свиты верхней юры (Ю-0-1), карагансайской свиты средней юры (Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2 и Ю-IV-1-3) и дощанской свиты нижней-средней юры (Ю-VI-1, Ю-VI-2).

На **Восточном крыле** отложения арыскумского горизонта нижнего неокома нижнего мела (М-II), акшабулакской свиты верхней юры (Ю-0-2-Б), карагансайской и дощанской свит нижней и средней юры (Ю-IV-1-2, Ю-IV-2-1).

Всего на месторождении установлено 19 залежей, из них 14 нефтяных и 5 газовых.

В I объект разработки объединены продуктивные горизонты, соответствующие залежам меловых отложений Западного и Восточного крыла месторождения.

Во II объект разработки объединены продуктивные горизонты, соответствующие залежам юрских отложений Западного и Восточного крыла месторождения.

На месторождении Юго-Восточный Дощан выделено два объекта разработки:

- I объект – горизонты М-0-2, М-II;
- II объект – горизонты Ю-0-1, Ю-0-2-Б, Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-2-1.

Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов и по объектам разработки приведены в таблице 3.4.1.



Таблица 3.4.1 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки по состоянию на 01.01.2023 г.

Параметры	Объекты разработки	
	I	II
Средняя глубина залегания, м ВНК	1100	1600
Тип залежи	пластовая, сводовая, тектонически экранированная	
Тип коллектора		терригенный
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	6873	2915
Средняя общая толщина, м	12	29,3
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,3	6,2
Пористость, д.ед.	0,19	0,18
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,6	0,6
Проницаемость, мкм ²	0,13	0,01
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,6	0,5
Коэффициент расчлененности, д.ед.	3,7	10,1
Пластовая температура, °С	54,8	71,4
Пластовое давление, МПа	11,6	18
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,4	1,4
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,72	0,696
Плотность дегазированной нефти, г/см ³	0,824	0,813
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,3	1,4
Содержание серы в нефти, %	0,13	0,13
Содержание парафина в нефти, %	12,3	10,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,4	10,2
Газосодержание нефти, м ³ /т	92,8	97,2
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,02	1,05
Средняя продуктивность, м ³ /(сут·МПа)	18,6	1,5
Средняя приемистость, м ³ /(сут·МПа)	-	-
Начальные балансовые запасы нефти (утв. ГКЗ РК), тыс.т	2239	1291
в т.ч. по категории C ₁ /C ₂	1831/408	683/608
Начальные извлекаемые запасы нефти (утв. ГКЗ РК), тыс.т	916	352
в т.ч. по категории C ₁ /C ₂	778/138	205/147
Начальные балансовые запасы растворенного газа (утв. ГКЗ РК), тыс.т	256,1	136,7
в т.ч. по категории C ₁ /C ₂	223,9/32,2	78,9/57,8
Начальные извлекаемые запасы растворенного газа (утв. ГКЗ РК), тыс.т	106	38
в т.ч. по категории C ₁ /C ₂	95,1/10,9	24/14
КИН, д.ед. в т.ч. по категории C ₁ /C ₂	0,424/0,339	0,300/0,241



3.4.2. Обоснование расчетных вариантов и их исходные характеристики

В 2018 г. авторами настоящей работы выполнен «Проект разработки месторождения Юго-Восточный Дощан по состоянию на 01.07.2018 г.» [17], рассмотренный на заседании ЦКРР РК и утвержден МЭ РК (протокол № 12/19 от 01.08.2019 г.). В связи с поздним получением Контракта на промышленную добычу, ПР-2019 г. не был реализован, для чего составлено настоящее Дополнение к проекту разработки месторождения ЮВД.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения Юго-Восточный Дощан основаны на существующем представлении о геологическом строении залежи, их коллекторских свойствах и насыщающих флюидах и проведены согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» [11].

При получении дополнительной информации по результатам бурения и исследования добывающих скважин в период ведения разработки необходимо проводить соответствующие уточнения технологических показателей.

Для разработки месторождения Юго-Восточный Дощан рассмотрены 2 варианта на 2-х объектах, по которым определены основные технологические и экономические показатели, анализ которых позволил выбрать оптимальный вариант месторождения на период разработки.

1 вариант

1 вариант разработки повторяет все положения утвержденного 2 варианта ПР_2019, с изменением года ввода месторождения в разработку существующими 20 добывающими скважинами, начиная с 2023 г. Планируется бурение 12 добывающих скважин (7 ед. – в 2024-2026 гг., 5 ед. – в 2028-2030 гг.) и перевод 2 добывающих скважин из II на I объект разработки. Также рассмотрено приконтурное заводнение на I объекте, путем перевода 4 скважин под закачку. Максимальный фонд месторождения составляет 26 добывающих и 4 нагнетательных скважин.

I объект разработки

Как было сказано выше, повторяет все положения утвержденного варианта ПР_2019, разница состоит в году ввода месторождения в разработку. Если в ПР_2019 ввод объекта в разработку предусматривался в 2020 г., то в данном Дополнении ввод в разработку предусматривается с 2023 г. переводом из наблюдательного фонда и подключением 14 существующих скважин. Планируется бурение 8 добывающих скважин и перевод 2 добывающих скважин из II объекта разработки. Так же рассмотрено приконтурное заводнение путем перевода 4 скважин под закачку. Максимальный фонд составляет 18 добывающих и 4 нагнетательных скважин.



II объект разработки

Также повторяет все положения утвержденного варианта ПР_2019, разница в году ввода в разработку. Если в ПР_2019 ввод объекта в разработку предусматривался в 2025 г., то в данном отчете ввод объекта в разработку предусматривается с 2028 г. 5 существующими скважинами (а так же в 2032 г. запланирован ввод 1 скважины из консервации). Вариант предусматривает бурение 4 добывающих скважин. Максимальный фонд добывающих скважин составляет 8 ед.

2 вариант

2 вариант разработки, повторяет все положения 3 варианта утвержденного ПР-2019 и отличается от 1 варианта настоящего Дополнения уплотнением сетки скважин на 15 ед. скважин, по месторождению в целом по данному варианту планируется пробурить в общем 27 ед. добывающих скважин. Также рассмотрено приконтурное заводнение на I объекте, путем перевода 6 скважин под закачку. Максимальный фонд месторождения составляет 39 добывающих и 6 нагнетательных скважин.

I объект разработки

Вариант 2 разработки объекта отличается от 1 варианта уплотнением сетки скважин на 11 ед. По I объекту по данному варианту планируется пробурить в общем 19 ед. добывающих скважин. Рассмотрено приконтурное заводнение, путем перевода 6 скважин под закачку. Максимальный фонд объекта составляет 27 добывающих и 6 нагнетательных скважин.

II объект разработки

Вариант 2 разработки отличается от 1 варианта уплотнением сетки скважин на 4 скважины. По II объекту по данному варианту планируется пробурить в общем 8 ед. добывающих скважин. Максимальный фонд объекта составляет 12 добывающих скважин.

Таким образом, варианты разработки месторождения Юго-Восточный Дошан рассмотрены на режимах естественного истощения пластовой энергии и с поддержанием пластового давления путем закачки холодной воды.

Планируемый ввод скважин из бурения по годам и ГТМ по объектам по 1 рекомендуемому варианту разработки приведены в таблицах 3.4.3 и 3.4.4.

Все основные данные по I и II объектов разработки приведены в нижеследующей таблице 3.4.2.



Таблица 3.4.2 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки

Объекты	I		II	
Характеристики / Варианты	I	II	I	II
Режим разработки	Приконтурное заводнение		На естеств. режиме	
Система размещения скважин	рядная		рядная	
Расстояние между скв., м	500×500			
Плотность сетки, 10^4 м ² /скв.	31	21	36	24
Соотношение добывающих и нагнетательных скважин	4,5/1	4,5/1	-	-
Коэффициент использ. фонда скв., д.ед.	0,9		0,9	
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.	0,9		0,9	
Принятый коэфф. компенсации отбора закачкой, %	80	80	-	-

Таблица 3.4.3– Ввод новых добывающих скважин по годам по 1 варианту (рекомендуемый)

Годы	I объект	Всего	II объект	Всего	Всего по месторожд.
2024	102, 105	2	-	-	2
2025	104, 106, 107	3	-	-	3
2026	101, 103	2	-	-	2
2027	-	-	-	-	-
2028	-	-	100, 109, 121	3	3
2029	108	1	-	-	1
2030	-	-	122	1	1
Всего:		8		4	12

Таблица 3.4.4– Планируемые ГТМ по годам по 1 варианту (рекомендуемый)

Объект	Год	Скважина	Планируемые ГТМ
I	2023	ЮВД-16	Ввод из наблюдательного фонда
	2023	ЮВД-30	Ввод из наблюдательного фонда
	2023	ЮВД-33	Ввод из наблюдательного фонда
	2023	ЮВД-38	Ввод из наблюдательного фонда
	2023	ЮВД-50	Ввод из наблюдательного фонда
	2023	ЮВД-51	Ввод из наблюдательного фонда
	2023	ЮВД-52	Ввод из наблюдательного фонда
	2023	ЮВД-54	Ввод из наблюдательного фонда
	2023	ЮВД-57	Ввод из наблюдательного фонда
	2023	ЮВД-58	Ввод из наблюдательного фонда
	2023	ЮВД-53	Перевод под ППД
	2023	ЮВД-56	Перевод под ППД
	2024	ЮВД-39	Ввод из наблюдательного фонда
	2027	ЮВД-55	Ввод из наблюдательного фонда
	2026	ЮВД-54	Перевод под ППД
	2027	ЮВД-107	Перевод под ППД
	2030	ЮВД-40	Ввод из наблюдательного фонда
	2032	ЮВД-24	Ввод из наблюдательного фонда
	2035	ЮВД-42	Перевод из II объекта
	2040	ЮВД-109	Перевод из II объекта
II	2028	ЮВД-15	Ввод из наблюдательного фонда
	2028	ЮВД-32	Ввод из наблюдательного фонда
	2028	ЮВД-42	Ввод из наблюдательного фонда
	2028	ЮВД-17	Ввод из консервации
	2028	ЮВД-25	Ввод из консервации
	2032	ЮВД-20	Ввод из консервации
	2035	ЮВД-42	Перевод на I объект
	2040	ЮВД-109	Перевод на I объект



Обоснование максимально допустимого газового фактора

Для обоснования рекомендуемого максимально допустимого газового фактора были проанализированы данные по работе скважин за период ПЭ.

I Объект. В период ПЭ на данном объекте максимальный ГФ наблюдался по скважинам ЮВД-42 и ЮВД-50 (до 8900 м³/т), где есть ГШ. По скважине ЮВД-50 при ГФ 8900 м³/т дебит нефти составлял 13,3 т/сут, что соответствует работе при прорыве газа.

В остальных скважинах I объекта ГФ не превышал уровня 500 м³/т. В дальнейшем для скважин I объекта где нет ГШ допустимый максимальный ГФ ожидается на уровне 500 м³/т.

II объект. На данном объекте в период ПЭ с высоким ГФ (994 м³/т) была скважина ЮВД-15, где есть ГШ. По данной скважине при ГФ 994 м³/т, дебит нефти составлял 6,3 т/сут, что соответствует работе при прорыве газа. Остальные скважины без ГШ работали до уровня 410 м³/т. В дальнейшем для скважин II объекта где нет ГШ ожидаемый и допустимый максимальный уровень ГФ 450 м³/т.

В дальнейшем рекомендуем провести замеры газового фактора на сепараторе и провести отборы глубинных проб в новых скважинах для уточнения газосодержания.

Далее в таблице 3.4.5 приведены фактические значения максимального газового фактора по скважинам за весь срок пробной эксплуатации, также значения и соответствующие дебиты по нефти на последнюю дату работы скважин (на 01.01.2019 г.) до остановки месторождения по окончанию ПЭ.

Таблица 3.4.5 – Фактические параметры работы скважин за период ПЭ

Скв.	Объект	Максимальный газовый фактор, м ³ /т	Дебит по нефти, т/сут	Газовый фактор по состоянию на 01.01.2019 г., м ³ /т	Дебит по нефти, т/сут	Рнас, МПа	Рпл, МПа	Рзаб, МПа
15	II	994 (август, 2014 г.)	9,2	110,8	1,9			
16	I	280,8 (июнь, 2013 г.)	44,1	131,7	4,9			
30	I	410,7 (июнь, 2016 г.)	14,6	131,7	7,9	12,5	7,7	
33	I	194,4 (август, 2015 г.)	18,3	131,7	5,3			
38	I	360 (апрель 2016 г.)	93,5	410	20,9	11,5	8,8	8,5
39	I	428,3 (апрель 2016 г.)	88,6	131,7	3	10,2	6,5	6,3
40	I	129 (декабрь, 2014 г.)	6,4	0	2	6,5	12,2	
42	I	5258,2 (февраль, 2015 г.)	12	0	2,5	10,9	11,7	9,7
50	I	1853(декабрь, 2017 г.)	15,9	1295,5	10,9		9	5,4
51	I	224,7 (ноябрь, 2018 г.)	6,8	224,7	6,8	8,4	8,5	7,5



3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Исходя из геологических условий месторождения Юго-Восточный Дошан, энергетический характер дренирования предполагается как упругий водонапорный режим. Во всех скважинах необходимо периодически замерять пластовые давления, для определения динамики снижения, по которому в дальнейшем будет определена необходимость поддержания пластового давления.

Не допускается снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом, так как это приводит к нарушению начального фазового состояния пластовых флюидов, осложнению процесса выработки нефти и потере нефтеотдачи пластов. Поэтому на естественном режиме эксплуатации не допускается развитие режима растворенного газа, когда происходит пластовое разгазирование нефти.

Добытая жидкость месторождения ЮВД первоначально будет перекачиваться на СП-6 месторождения Арыскум.

Для закачки воды на месторождении будет использована вода из водозаборной скважины, закачка будет производиться с помощью мобильной установки.

Воды верхних водоносных горизонтов (альб-сеноманские и турон-сенонские) могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также для технических целей и бытовых нужд. Они не пригодны в качестве питьевой воды и для заводнения и не содержат микроэлементов, которые бы находились в промышленном количестве.

Данные по составу вод представлены в таблице 3.4.5.

Таблица 3.4.5 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Физико-химический состав вод

Объект	Плотность, г/см³	pH	Компоненты, мг/дм³							Общ. минер. г/дм³	Общ. жест., мг-экв/дм³
			Na⁺+K⁺	Ca²⁺	Mg²⁺	Cl⁻	SO₄²⁻	Ba²⁺	HCO₃⁻		
I Западное крыло	1,031	7,14	12144,6	5763,5	646,9	30558,4	169,7	810,4	265,3	49,5	342,1
I Восточное крыло	1,046	6,46	20252,3	6004,6	785,1	43900,5	140,3	988,6	233,1	71,3	365,7
II Западное крыло	1,051	6,35	25441,2	4497,7	913,2	49588,3	12,9	1091,6	499,4	81,1	301
II Восточное крыло	1,040	7,13	23203,2	1066,7	174,1	37516	163,9	1007,8	923,1	63	67,8

3.4.4 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Бурение эксплуатационных скважин

По технико-экономическим показателям месторождения Юго-Восточный Дошан



рекомендован к реализации вариант 1, по которому рекомендовано бурение 12 нефтедобывающих скважин.

Бурение резервных скважин

Согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» количество резервных скважин рекомендуется в объеме 10-25 % от основного проектного фонда скважин.

Бурение наблюдательных и пьезометрических скважин

Наблюдательные и пьезометрические скважины специально бурить не рекомендуется. Для этого можно будет использовать скважины, эксплуатация которых будет экономически нерентабельна.



3.5 Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей

Смета капитальных затрат на данном этапе разработки проекта предполагает допустимую погрешность в стоимости $\pm 30\%$. Не смотря на это расчеты основаны на реальной стоимости оборудования, полученной непосредственно от его поставщиков и стоимости строительно-монтажных работ определенной по проектам – аналогам, разработанным за последние два года АО «НИПИнефтегаз».

Структура сметы:

Прямые затраты

- основное оборудование;
- материалы и конструкции для строительно-монтажных работ;
- строительно-монтажные работы;
- затраты труда.

Косвенные затраты

- затраты на содержание временных зданий и сооружений;
- затраты на производство работ в зимнее время;
- транспорт привозных материалов;
- производство работ вахтовым методом;
- налоги, сборы, обязательные платежи.

Прочие затраты

- затраты на группу управления проектом/надзор за ходом работ на площадке;
- проектные работы;
- непредвиденные расходы.

Прямые затраты

Основное оборудование – стоимость основного оборудования разрабатывалась на основе новейшей информации, на основании базы данных АО «НИПИнефтегаз», а также бюджетных расценок поставщиков. В стоимость оборудования включены транспортные расходы и таможенные пошлины на импорт.

Строительно – монтажные работы, материалы и конструкции, затраты труда – определялись по проектам – аналогам, разработанным за последние два года АО «НИПИнефтегаз». В необходимых случаях коэффициенты корректировались с учётом конкретных обстоятельств: например, для оборудования высокой стоимости, сложных комплектных установок, специальных видов материалов, а в коэффициентах затрат труда на



некоторых площадках учитывались стеснённые условия, а также особые регламенты работ.

Косвенные затраты

Косвенные затраты – рассчитывались в соответствии с «Нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» и добавлялись к прямым затратам. Для удобства и простоты все косвенные затраты были разделены на несколько категорий.

Затраты на содержание временных зданий и сооружений – определялись по НДЗ РК 8.04-06-2015 в размере 4,1 % от строительно-монтажных работ.

Затраты на производство работ в зимнее время – определялись по НДЗ РК 8.04-05-2015 в размере 3,024 % от строительно-монтажных работ.

Непредвиденные расходы и затраты – учтены как сборы и платежи – 2% и НДС -12% от общей сметной стоимости строительства.

Прочие затраты

Затраты на группу управления проектом / надзор за ходом работ на площадке – стоимость надзора за ходом работ на площадке. Включает надзор за выполнением строительно-монтажных, пуско-наладочных работ и вводом объектов в эксплуатацию – авторский надзор и технадзор. Данные затраты определялись по согласованным нормативным документам РК.

Проектные работы – коэффициент (процент) учитывающий затраты на проектные работы разработан на основании опыта АО «НИПИнефтегаз» и на основании имеющегося опыта в нефтегазовой промышленности.

Непредвиденные расходы – резерв средств на непредвиденные работы и затраты предусматривает факторы неопределенности и предназначен для возмещения стоимости работ и затрат, потребность в которых возникает в процессе разработки рабочей документации или в ходе строительства в результате уточнения проектных решений или условий строительства.

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство (таблица 3.5.1);
- нормативы для расчета платежей в бюджет (таблица 3.5.2).

Для расчета нормативов производственных затрат и затрат периода проанализирован бюджет затрат КФ ПетроКазахстан Венчерз Инк. за 2023 г.

Для расчета операционных и текущих расходов по месторождению на проектный период использованы нормативы по указанному предприятию, в соответствии со структурой и уровням затрат и тенденцией их изменения, которые сложились на момент анализа. Кроме



того, при необходимости, для определения Нормативов использованы результаты технологических расчетов на проектный период.

В расчете участвуют нормативы:

Условно-постоянные, приходящиеся:

- на одну скважину среднегодового действующего фонда;
- на одного работника ППП и АУП;
- на одного работника в целом по предприятию (ППП+АУП).

Условно-переменные, приходящиеся на:

- одну тонну жидкости;
- одну тонну добываемых углеводородов.

Постоянные расходы, в тысячах долларах в год.

Для определения нормативов расходов углеводородов на собственные нужды, а также их потери на всех этапах производства: добыче, сборе, транспортировке и подготовке также использованы показатели технологических расчетов.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по налоговому кодексу РК.

Технологические нормативы за весь период остаются неизменными, так как, за весь проектируемый период изменение типов установок, оборудования и оснастки не предусмотрено. Поэтому, количество потребляемых энергоносителей, например, электроэнергии, воды, тепла, газа и т.п., приходящееся на единицу мощности, в представленных расчетах на протяжении проектного периода остаются неизменными.

Инфляция для расчета стоимости эксплуатационных затрат, капитальных вложений, цен на продукцию принята в размере 7 % в год. Так как год начала инфляции одинаков и для цен на продукцию, и на стоимость эксплуатационных затрат и капитальных вложений, то цены с учетом дефляции выступают, в данном случае, как неизменные цены.

В таблице 3.5.3 приведены коэффициенты инфляции-дефляции, которые были применены в расчетах. За срок начала инфляции принят 2023 год.



Таблица 3.5.1 - Технико -экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

№	Норматив	Единицы измерения	Значение
1	Удельный вес потерь нефти и использования на собственные нужды	%	2,1
2	Удельный использования газа на собственные нужды	%	100,0
3	Среднегодовая оплата труда одного работника ППП	млн.тенге/год	7,8
4	Среднегодовая оплата труда одного работника АУП	млн.тенге/год	12,9
5	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
5.1	Ремонт скважин	млн.тенге/скв.	4,1
5.2	Арендные затраты	млн.тенге/год	6,5
5.3	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	млн.тенге/год	63,4
5.4	Затраты условно-постоянные, зависимые от фонда скважин	млн.тенге/скв.	1,6
5.5	Затраты на ППД	тыс.тенге/т закач.	2,6
5.6	Затраты на страхование	млн.тенге/скв.	10,8
5.7	Экологические расходы	тыс.тенге/тонну нефти	0,7
5.8	Прочие расходы	млн.тенге/год	14,2
6	Расходы периода:		
6.1	Расходы на персонал	млн.тенге/раб. ППП+АУП	0,9
6.2	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	млн.тенге/год	159,7
6.3	Затраты на страхование	млн.тенге/раб. ППП+АУП	0,7
6.4	Прочие затраты	млн.тенге/год	0,6
7	Количество баррелей в тонне	bbbl/тонну	7,746
8	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок 2023 г.	%	100%
9	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок 2024 г.	%	70%
10	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок с 2025 г.	%	60%
11	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок 2023 г.	%	0%
12	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок 2024 г.	%	30%
13	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок с 2025 г.	%	40%
14	Инфляция цены на продукцию, капитальные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	7%
15	Инфляция капитальных вложений и эксплуатационных затрат	% в год	7%



Таблица 3.5.2 - Нормативы расчета затрат связанные с налогообложением и ценой продукции

Наименование	Значение
Социальный налог	9,5-11%
Социальные отчисления	3,5-5%
Отчисления в пенсионный фонд	10%
Индивидуальный подоходный налог	10%
Отчисления в Фонд обязательного медицинского страхования	3%
Амортизационные отчисления фиксированных активов подлежащих вычету при налогообложении	15%
Затраты на НИОКР (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	1%
Развитие социальной сферы и инфраструктуры, (от инвестиций по итогам предыдущего года)	1%
Затраты на обучение казахстанских специалистов (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	1%
Отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования	согласно раздела по ликвидации
НДПИ	по шкале
Налог на имущество	1,5%
Рентный налог	по шкале
Таможенная пошлина	по шкале
Прочие налоги и отчисления в бюджет	0,4%
Корпоративный подоходный налог	20%
Налог на сверхприбыль	по шкале
Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг	12%
Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке	12%
Цена реализации нефти на внутреннем рынке (с учетом транспортных расходов и НДС), тыс.тенге/тонну	116,1
Цена реализации нефти на внешнем рынке (с учетом транспортных расходов и без НДС), тыс.тенге/тонну	314,7
Цена транспорта нефти на внутреннем рынке (с учетом НДС), тыс.тенге/тонну	3,2
Цена транспорта нефти на внешнем рынке (без учета НДС), тыс.тенге/тонну	50,0
Год начала инфляции	2023

Таблица 3.5.3 - Расчет коэффициентов инфляции/дефляции

Года	Ставка инфляции капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цен на продукцию	Коэффициент инфляции капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цен на продукцию		Коэффициент дефляции капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цен на продукцию
		%	ед.	
1	2	3	4	
2023	7	1,000	1,000	
2024	7	1,070	0,935	
2025	7	1,145	0,873	
2026	7	1,225	0,816	
2027	7	1,311	0,763	
2028	7	1,403	0,713	
2029	7	1,501	0,666	
2030	7	1,606	0,623	
2031	7	1,718	0,582	
2032	7	1,838	0,544	
2033	7	1,967	0,508	
2034	7	2,105	0,475	
2035	7	2,252	0,444	
2036	7	2,410	0,415	
2037	7	2,579	0,388	
2038	7	2,759	0,362	
2039	7	2,952	0,339	
2040	7	3,159	0,317	



продолжение таблицы 3.5.3

1	2	3	4
2041	7	3,380	0,296
2042	7	3,617	0,277
2043	7	3,870	0,258
2044	7	4,141	0,242
2045	7	4,430	0,226
2046	7	4,741	0,211
2047	7	5,072	0,197
2048	7	5,427	0,184
2049	7	5,807	0,172
2050	7	6,214	0,161
2051	7	6,649	0,150
2052	7	7,114	0,141
2053	7	7,612	0,131
2054	7	8,145	0,123
2055	7	8,715	0,115
2056	7	9,325	0,107
2057	7	9,978	0,100
2058	7	10,677	0,094
2059	7	11,424	0,088
2060	7	12,224	0,082
2061	7	13,079	0,076
2062	7	13,995	0,071
2063	7	14,974	0,067
2064	7	16,023	0,062
2065	7	17,144	0,058



4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов

При обосновании целесообразности размещения добывающих скважин на периферийных частях залежей, в водонефтяных зонах минимальная нефтенасыщенная толщина пласта для размещения скважин определялась по формуле:

$$\left(\frac{h_{\min} BHZ}{h} \right)^2 = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2} \right) \times \frac{\mu_e}{\mu_n} \times \frac{\gamma_n}{\gamma_e} \right]} \quad (1)$$

где h_{\min} ВНЗ – нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются м;

h – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина водонефтяной зоны, м;

μ_e – вязкость закачиваемого агента, мПа·с;

γ_n – плотность нефти в пластовых условиях, г/см³;

μ_n – вязкость пластовой нефти, мПа·с;

γ_e – плотность закачиваемого агента в пластовых условиях, г/см³;

A_2 – предельная массовая доля воды в дебите жидкости эксплуатационных скважин. Она определяется с учетом предельно допустимой стоимости добычи тонны нефти ($C_{\text{пр}}$), нормативов текущих экономических затрат на одну работающую скважину (Zt^*), единицу текущего дебита жидкости (Zt^{**}), амплитудного дебита на скважину (q_o) и μ_0 параметра влияния различных физических свойств нефти и вытесняющего агента:

$$\begin{aligned} A_2 &= 1 - Zt^* + Zt^{**} - q_o * (1 + \varepsilon_B) * \mu_0 \\ C_{\text{пр}} * q_o + Zt^{***} q_o * (\mu_0 - 1) \end{aligned} \quad (2)$$

Для основных расчетных вариантов разработки значение предельной нефтенасыщенной толщины имеет различное значение, так как в зависимости от температуры и свойств закачиваемого агента (холодной или горячей воды) меняются входящие параметры формулы: вязкость и плотность нефти.

Для достижения максимально возможного коэффициента охвата дренированием и корректной оценки вариантов разработки предельная толщина продуктивного пласта для размещения скважин на месторождении Юго-Восточный Дошан принята в пределах 2-х



метровой изопахиты.

Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам разработки показаны на графических приложениях 11-17.

В таблице 4.1.1 для всех объектов разработки приведены рассчитанные минимальные толщины для размещения скважин в водонефтяной зоне.

Таблица 4.1.1 – Значения минимальных толщин для объектов по зонам

I объект		II объект	
ЧНЗ	ВНЗ	ГНЗ	ВНЗ
1	0,8	0,8	1,8



4.2 Технологические показатели вариантов разработки

В связи с необходимостью корректировки даты ввода в промышленную разработку и завершения обустройства месторождения и на основе технического задания на выполнение настоящего «Дополнения к ПР месторождения Юго-Восточный Дощан» в настоящем разделе представлены технологические показатели разработки 1 рекомендуемого варианта, рассчитанные на основе ранее утвержденного 2 варианта ПР-2019 г. [10] с учетом изменения даты ввода месторождения в разработку.

Технологические позазатели разработки были выполнены для двух вариантов (1-го рекомендуемого и для 2-го альтернативного), подробное описание вариантов разработки приведены в разделе обоснования вариантов разработки настоящего отчета (разд. 3.4.2).

Схема расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам 1-2 приведены на графических приложениях 24-27.

Технологические показатели разработки объектов и месторождения в целом по рекомендуемому к внедрению 1 варианту приведены в табл. 4.2.1-4.2.6, по 2 расчетному варианту разработки приведены в табличных приложениях П. 4.2.1-4.2.6.



Таблица 4.2.1 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 1вариант

Год	Ввод скважин из бурения за период			Ввод из нб фонда	Ввод из консерваций	Пере-вод сква-жин в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагнет. скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут		Приемис-тость 1 водонагн. сква-жины, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.						добывающих	Водонагнет.	всего	в т.ч. механизир.		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0	0	0	10	0	2	30	33	0	0	10	9	2	9,8	19,7	0,0
2024	2	2	0	1	0	0	32	38	0	0	13	11	2	14,3	32,0	167,4
2025	3	3	0	0	0	0	35	43	0	0	16	13	2	9,6	23,2	153,7
2026	2	2	0	0	0	1	37	47	0	0	17	15	3	5,9	18,5	92,7
2027	0	0	0	1	0	1	37	47	0	0	17	17	4	4,8	17,2	64,8
2028	3	3	0	3	2	0	40	54	0	0	25	22	4	5,9	17,7	61,5
2029	1	1	0	0	0	0	41	56	0	0	26	26	4	4,5	13,3	59,6
2030	1	1	0	1	0	0	42	58	2	0	26	25	4	4,4	13,0	58,7
2031	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	26	26	4	4,2	12,8	56,7
2032	0	0	0	1	1	0	42	58	4	0	24	24	4	4,0	12,4	54,7
2033	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	24	24	4	4,0	13,1	52,6
2034	0	0	0	0	0	0	42	58	1	0	23	23	4	3,8	12,8	50,8
2035	0	0	0	0	0	0	42	58	1	0	22	22	4	3,8	13,0	49,2
2036	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	22	22	4	3,8	13,2	47,5
2037	0	0	0	0	0	0	42	58	1	0	21	21	4	3,6	12,9	45,9
2038	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	21	21	4	3,6	13,1	44,5
2039	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	21	21	4	3,4	12,8	43,0
2040	0	0	0	0	0	0	42	58	1	0	20	20	4	3,1	12,4	41,6
2041	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	20	20	4	3,0	12,7	40,3
2042	0	0	0	0	0	0	42	58	1	0	19	19	4	2,8	12,4	38,9
2043	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	19	19	4	2,7	12,8	38,0
2044	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	19	19	4	2,5	12,3	36,3
2045	0	0	0	0	0	0	42	58	2	0	17	17	4	2,3	12,0	35,0
2046	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	17	17	4	2,3	13,1	33,8
2047	0	0	0	0	0	0	42	58	1	0	16	16	4	2,1	12,7	32,7
2048	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	16	16	4	2,1	13,2	31,7
2049	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	16	16	4	1,9	12,8	30,6
2050	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	16	16	4	1,7	12,5	29,6
2051	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	16	16	4	1,6	12,4	29,3
2052	0	0	0	0	0	0	42	58	4	4	12	12	4	1,4	11,6	28,4
2053	0	0	0	0	0	0	42	58	1	0	11	11	4	1,4	12,2	27,4
2054	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	11	11	4	1,3	11,9	26,5
2055	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	11	11	4	1,2	11,5	25,7
2056	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	11	11	4	1,2	11,2	24,8
2057	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	11	11	4	1,1	11,1	24,6
2058	0	0	0	0	0	0	42	58	1	0	10	10	4	1,1	11,8	23,7
2059	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	10	10	4	1,0	11,4	22,9
2060	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	10	10	4	0,9	11,1	22,2
2061	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	10	10	4	0,8	10,8	21,4
2062	0	0	0	0	0	0	42	58	1	0	9	9	4	0,7	11,6	20,6
2063	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	9	9	4	0,6	11,3	19,9
2064	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	9	9	4	0,5	10,9	19,3
2065	0	0	0	0	0	0	42	58	1	0	8	8	4	0,4	11,9	18,5
2066	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	8	8	4	0,3	11,6	17,9
2067	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	8	8	4	0,2	11,2	17,3
2068	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	8	8	4	0,2	10,9	16,7
2069	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	8	8	4	0,1	10,5	16,2
2070	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	8	8	4	0,0	10,2	15,6
2071	0	0	0	0	0	0	42	58	0	0	8	8	4	0,0	9,9	15,2



Таблица 4.2.2 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. 1 вариант

Год	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлечаемых запасов, %	Коэф. нефте-отд., %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность нефти, %	Закачка воды, тыс.м ³		Добыча растворенного газа, млн.м ³		Добыча газа ГШ, млн.м ³		Добыча газа, млн.м ³		
		началь-ных	текущих				всего	мех.			годовая	накопленная	годовая	накопленная	годовая	накопленная	годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17	18	19	20	21
2023	6,0	0,6	0,9	310,9	31,6	12,4	12,0	10,4	442,9	206,4	50,3	11,9	11,9	0,610	50,01	0,598	26,05	1,209	76,1
2024	49,0	5,0	7,3	360,0	36,6	14,3	100,6	94,5	543,4	300,9	51,2	99,0	110,8	5,006	55,02	3,575	29,63	8,582	84,6
2025	39,7	4,0	6,4	399,6	40,7	15,9	95,5	87,5	639,0	388,4	58,5	90,9	201,7	4,050	59,07	2,694	32,32	6,745	91,4
2026	28,7	2,9	4,9	428,4	43,6	17,0	90,8	87,5	729,7	475,9	68,3	82,2	283,9	2,935	62,00	1,866	34,19	4,800	96,2
2027	24,0	2,4	4,3	452,4	46,0	18,0	86,2	86,2	815,9	562,1	72,2	76,6	360,5	2,446	64,45	1,483	35,67	3,929	100,1
2028	33,3	3,4	6,3	485,6	49,4	19,3	99,1	90,6	915,0	652,7	66,4	72,7	433,3	3,557	68,00	1,313	36,99	4,870	105,0
2029	33,6	3,4	6,8	519,2	52,8	20,7	99,3	92,5	1014,4	745,2	66,2	70,5	503,8	3,609	71,61	1,198	38,18	4,807	109,8
2030	33,9	3,4	7,3	553,1	56,3	22,0	101,0	98,8	1115,3	844,0	66,5	69,4	573,2	3,651	75,26	1,062	39,24	4,713	114,5
2031	32,3	3,3	7,5	585,4	59,6	23,3	98,3	98,3	1213,6	942,3	67,1	67,1	640,3	3,489	78,75	0,866	40,11	4,355	118,9
2032	30,4	3,1	7,7	615,9	62,7	24,5	95,6	95,6	1309,2	1037,9	68,2	64,7	705,0	3,291	82,04	0,548	40,66	3,839	122,7
2033	28,4	2,9	7,7	644,3	65,5	25,6	93,1	93,1	1402,3	1131,0	69,5	62,2	767,2	3,081	85,12	0,433	41,09	3,513	126,2
2034	26,9	2,7	8,0	671,2	68,3	26,7	90,6	90,6	1492,9	1221,7	70,3	60,1	827,3	2,924	88,05	0,310	41,40	3,234	129,5
2035	25,9	2,6	8,3	697,1	70,9	27,7	88,2	88,2	1581,2	1309,9	70,7	58,2	885,5	2,809	90,86	0,237	41,64	3,046	132,5
2036	24,6	2,5	8,6	721,7	73,4	28,7	85,9	85,9	1667,0	1395,8	71,4	56,2	941,6	2,672	93,53	0,222	41,86	2,894	135,4
2037	23,4	2,4	8,9	745,0	75,8	29,6	83,6	83,6	1750,6	1479,4	72,1	54,3	996,0	2,541	96,07	0,079	41,94	2,620	138,0
2038	22,3	2,3	9,4	767,4	78,1	30,5	81,4	81,4	1832,1	1560,8	72,6	52,6	1048,6	2,429	98,50	0,075	42,01	2,504	140,5
2039	21,0	2,1	9,7	788,3	80,2	31,4	79,3	79,3	1911,3	1640,0	73,6	50,9	1099,4	2,278	100,78	0,035	42,05	2,313	142,8
2040	19,4	2,0	10,0	807,7	82,2	32,1	77,2	77,2	1988,5	1717,2	74,8	49,2	1148,7	2,103	102,88	0,000	42,05	2,103	144,9
2041	18,0	1,8	10,3	825,8	84,0	32,8	75,1	75,1	2063,6	1792,3	76,0	47,6	1196,3	1,948	104,83	0,000	42,05	1,948	146,9
2042	16,5	1,7	10,5	842,3	85,7	33,5	73,2	73,2	2136,8	1865,5	77,4	46,0	1242,3	1,714	106,54	0,000	42,05	1,714	148,6
2043	15,3	1,6	10,9	857,6	87,2	34,1	71,7	71,7	2208,5	1937,3	78,6	44,9	1287,3	1,451	107,99	0,000	42,05	1,451	150,0
2044	14,0	1,4	11,2	871,6	88,7	34,7	69,3	69,3	2277,9	2006,6	79,8	43,0	1330,2	1,322	109,32	0,000	42,05	1,322	151,4
2045	12,7	1,3	11,4	884,3	90,0	35,2	67,5	67,5	2345,4	2074,1	81,3	41,4	1371,6	1,195	110,51	0,000	42,05	1,195	152,6
2046	11,5	1,2	11,7	895,8	91,1	35,6	65,8	65,8	2411,2	2139,9	82,4	40,0	1411,7	1,086	111,60	0,000	42,05	1,086	153,6
2047	10,6	1,1	12,2	906,4	92,2	36,1	64,1	64,1	2475,2	2204,0	83,4	38,7	1450,4	0,995	112,59	0,000	42,05	0,995	154,6
2048	9,7	1,0	12,7	916,2	93,2	36,4	62,4	62,4	2537,6	2266,3	84,4	37,4	1487,8	0,906	113,50	0,000	42,05	0,906	155,5
2049	8,8	0,9	13,2	925,0	94,1	36,8	60,8	60,8	2598,4	2327,1	85,5	36,2	1524,0	0,818	114,32	0,000	42,05	0,818	156,4
2050	8,1	0,8	14,0	933,1	94,9	37,1	59,2	59,2	2657,6	2386,3	86,3	35,0	1559,0	0,752	115,07	0,000	42,05	0,752	157,1
2051	7,6	0,8	15,3	940,7	95,7	37,4	58,5	58,5	2716,1	2444,9	86,9	34,6	1593,6	0,700	115,77	0,000	42,05	0,700	157,8
2052	5,0	0,5	11,8	945,7	96,2	37,6	41,0	41,0	2757,2	2485,9	87,9	33,5	1627,1	0,398	116,17	0,000	42,05	0,398	158,2
2053	4,5	0,5	12,1	950,2	96,7	37,8	39,8	39,8	2797,0	2525,7	88,7	32,4	1659,5	0,328	116,49	0,000	42,05	0,328	158,5
2054	4,3	0,4	13,1	954,5	97,1	38,0	38,6	38,6	2835,6	2564,3	88,9	31,4	1690,9	0,312	116,81	0,000	42,05	0,312	158,9
2055	4,0	0,4	14,1	958,															

Таблица 4.2.3 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. I объект. Характеристика основного фонда скважин. 1вариант

Год	Ввод скважин из бурения за период			Ввод из нб фонда	Перевод добывающих скважин из II объекта разработки	Перс-вод сква-жин в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагнет. скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут		Приемис-тость 1 водонагн. сква-жины, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.						добыв.	водонагн.	всего	в т.ч. механизир.		нефти	жид-кости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0	0	0	10	0	2	27	25	0	0	10	9	2	9,8	19,7	132,0
2024	2	2	0	1	0	0	29	30	0	0	13	11	2	14,3	32,0	167,4
2025	3	3	0	0	0	0	32	36	0	0	16	13	2	9,6	23,2	153,7
2026	2	2	0	0	0	1	34	39	0	0	17	15	3	5,9	18,5	92,7
2027	0	0	0	1	0	1	34	39	0	0	17	17	4	4,8	17,2	64,8
2028	0	0	0	0	0	0	34	39	0	0	17	17	4	4,5	16,3	61,5
2029	1	1	0	0	0	0	35	41	0	0	18	18	4	4,3	15,5	59,6
2030	0	0	0	1	0	0	35	41	1	0	18	18	4	3,9	14,8	58,7
2031	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	18	18	4	3,7	14,3	56,7
2032	0	0	0	1	0	0	35	41	2	0	17	17	4	3,6	14,7	54,7
2033	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	17	17	4	3,30	14,3	52,6
2034	0	0	0	0	0	0	35	41	1	0	16	16	4	3,26	14,7	50,8
2035	0	0	0	0	1	0	35	41	0	0	16	16	4	3,1	14,3	49,2
2036	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	16	16	4	2,9	13,8	47,5
2037	0	0	0	0	0	0	35	41	1	0	15	15	4	2,9	14,3	45,9
2038	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	15	15	4	2,8	13,9	44,5
2039	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	15	15	4	2,6	13,5	43,0
2040	0	0	0	0	1	0	35	41	1	0	15	15	4	2,5	13,1	41,6
2041	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	15	15	4	2,37	12,7	40,3
2042	0	0	0	0	0	0	35	41	1	0	14	14	4	2,36	13,2	38,9
2043	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	14	14	4	2,2	12,9	38,0
2044	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	14	14	4	2,1	12,4	36,3
2045	0	0	0	0	0	0	35	41	2	0	12	12	4	2,2	14,0	35,0
2046	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	12	12	4	2,0	13,6	33,8
2047	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	12	12	4	1,9	13,2	32,7
2048	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	12	12	4	1,8	12,8	31,7
2049	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	12	12	4	1,6	12,4	30,6
2050	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	12	12	4	1,52	12,0	29,6
2051	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	12	12	4	1,47	11,9	29,3
2052	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	12	12	4	1,40	11,6	28,4
2053	0	0	0	0	0	0	35	41	1	0	11	11	4	1,39	12,2	27,4
2054	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	11	11	4	1,3	11,9	26,5
2055	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	11	11	4	1,2	11,5	25,7
2056	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	11	11	4	1,16	11,2	24,8
2057	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	11	11	4	1,11	11,1	24,6
2058	0	0	0	0	0	0	35	41	1	0	10	10	4	1,09	11,8	23,7
2059	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	10	10	4	1,0	11,4	22,9
2060	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	10	10	4	0,9	11,1	22,2
2061	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	10	10	4	0,76	10,8	21,4
2062	0	0	0	0	0	0	35	41	1	0	9	9	4	0,70	11,6	20,6
2063	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	9	9	4	0,6	11,3	19,9
2064	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	9	9	4	0,5	10,9	19,3
2065	0	0	0	0	0	0	35	41	1	0	8	8	4	0,4	11,9	18,5
2066	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	8	8	4	0,3	11,6	17,9
2067	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	8	8	4	0,21	11,2	17,3
2068	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	8	8	4	0,17	10,9	16,7
2069	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	8	8	4	0,08	10,5	16,2
2070	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	8	8	4	0,04	10,2	15,6
2071	0	0	0	0	0	0	35	41	0	0	8	8	4	0,04	9,9	15,2



Таблица 4.2.4 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. I объект. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 1 вариант

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефте-отд., %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность нефти, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбор. закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³		Добыча газа ГШ, млн.м ³		Добыча газа, млн.м ³	
		началь-ных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная	годовая	накоп-ленная	годовая	накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2023	6,0	0,8	1,2	300,4	38,6	16,4	12,0	10,4	430,5	199,3	50,3	11,9	11,9	80,0	0,610	48,783	0,598	20,264	1,209	69,049
2024	49,0	6,3	10,3	349,4	44,9	19,1	100,6	94,5	531,1	293,9	51,2	99,0	110,8	80,0	5,006	53,790	3,575	23,840	8,582	77,631
2025	39,7	5,1	9,3	389,1	50,0	21,2	95,5	87,5	626,6	381,4	58,5	90,9	201,7	80,0	4,050	57,840	2,694	26,534	6,745	84,376
2026	28,7	3,7	7,4	417,8	53,7	22,8	90,8	87,5	717,4	468,9	68,3	82,2	283,9	80,0	2,935	60,775	1,866	28,400	4,800	89,176
2027	24,0	3,1	6,7	441,8	56,8	24,1	86,2	86,2	803,6	555,1	72,2	76,6	360,5	80,0	2,446	63,221	1,483	29,883	3,929	93,106
2028	22,7	2,9	6,7	464,5	59,7	25,4	81,9	81,9	885,5	637,0	72,3	72,7	433,3	80,0	2,316	65,536	1,313	31,197	3,629	96,735
2029	21,8	2,8	7,0	486,3	62,5	26,6	79,4	72,6	964,9	709,6	72,5	70,5	503,8	80,0	2,227	67,763	1,198	32,394	3,425	100,160
2030	20,9	2,7	7,1	507,1	65,2	27,7	78,7	78,7	1043,6	788,3	73,5	69,4	573,2	80,0	2,129	69,892	1,062	33,456	3,190	103,350
2031	19,7	2,5	7,3	526,8	67,7	28,8	76,3	76,3	1119,9	864,6	74,2	67,1	640,3	80,0	2,012	71,904	0,866	34,322	2,878	106,228
2032	18,2	2,3	7,2	545,0	70,1	29,8	74,0	74,0	1193,9	938,6	75,4	64,7	705,0	80,0	1,858	73,763	0,548	34,870	2,406	108,634
2033	16,6	2,1	7,1	561,6	72,2	30,7	71,8	71,8	1265,6	1010,3	76,9	62,2	767,2	80,0	1,691	75,454	0,433	35,302	2,124	110,758
2034	15,4	2,0	7,1	577,1	74,2	31,5	69,6	69,6	1335,3	1080,0	77,8	60,1	827,3	80,0	1,576	77,030	0,310	35,613	1,887	112,645
2035	14,7	1,9	7,3	591,8	76,1	32,3	67,5	67,5	1402,8	1147,5	78,2	58,2	885,5	80,0	1,501	78,531	0,237	35,850	1,738	114,383
2036	13,8	1,8	7,4	605,5	77,8	33,1	65,5	65,5	1468,3	1213,0	79,0	56,2	941,6	80,0	1,404	79,936	0,222	36,071	1,626	116,009
2037	13,0	1,7	7,5	618,5	79,5	33,8	63,5	63,5	1531,9	1276,6	79,6	54,3	996,0	80,0	1,323	81,259	0,079	36,150	1,403	117,412
2038	12,3	1,6	7,7	630,8	81,1	34,5	61,6	61,6	1593,5	1338,2	80,0	52,6	1048,6	80,0	1,260	82,519	0,075	36,226	1,335	118,747
2039	11,7	1,5	7,9	642,5	82,6	35,1	59,8	59,8	1653,3	1398,0	80,5	50,9	1099,4	80,0	1,191	83,711	0,035	36,261	1,227	119,974
2040	11,1	1,4	8,2	653,5	84,0	35,7	58,0	58,0	1711,3	1456,0	80,9	49,2	1148,7	80,0	1,125	84,836	0,000	36,261	1,125	121,098
2041	10,5	1,3	8,4	664,1	85,4	36,3	56,3	56,3	1767,6	1512,3	81,3	47,6	1196,3	80,0	1,068	85,904	0,000	36,261	1,068	122,166
2042	9,8	1,3	8,6	673,8	86,6	36,8	54,6	54,6	1822,2	1566,9	82,1	46,0	1242,3	80,0	0,922	86,825	0,000	36,261	0,922	123,088
2043	9,2	1,2	8,9	683,1	87,8	37,3	53,4	53,4	1875,6	1620,3	82,7	44,9	1287,3	80,0	0,738	87,563	0,000	36,261	0,738	123,826
2044	8,5	1,1	9,0	691,6	88,9	37,8	51,3	51,3	1926,9	1671,6	83,4	43,0	1330,2	80,0	0,680	88,244	0,000	36,261	0,680	124,506
2045	7,7	1,0	8,9	699,3	89,9	38,2	49,8	49,8	1976,6	1721,3	84,5	41,4	1371,6	80,0	0,617	88,861	0,000	36,261	0,617	125,124
2046	7,2	0,9	9,1	706,4	90,8	38,6	48,3	48,3	2024,9	1769,6	85,2	40,0	1411,7	80,0	0,572	89,433	0,000	36,261	0,572	125,696
2047	6,7	0,9	9,4	713,2	91,7	38,9	46,8	46,8	2071,7	1816,4	85,6	38,7	1450,4	80,0	0,537	89,970	0,000	36,261	0,537	126,233
2048	6,2	0,8	9,6	719,4	92,5	39,3	45,4	45,4	2117,1	1861,8	86,3	37,4	1487,8	80,0	0,499	90,469	0,000	36,261	0,499	126,732
2049	5,7	0,7	9,7	725,1	93,2	39,6	44,0	44,0	2161,1	1905,8	87,0	36,2	1524,0	80,0	0,456	90,925	0,000	36,261	0,456	127,188
2050	5,4	0,7	10,2	730,5	93,9	39,9	42,7	42,7	2203,9	1948,6	87,4	35,0	1559,0	80,0	0,430	91,355	0,000	36,261	0,430	127,617
2051	5,2	0,7	11,0	735,7	94,6	40,2	42,3	42,3	2246,2	1990,9	87,6	34,6	1593,6	80,0	0,418	91,772	0,000	36,261	0,418	128,035
2052	5,0	0,6	11,8	740,7	95,2	40,5	41,0	41,0	2287,2	2031,9	87,9	33,5	1627,1	80,0	0,398	92,170	0,000	36,261	0,398	128,433

Таблица 4.2.5 - Месторождение Юго-Восточный Дощан. II объект. Характеристика основного фонда скважин. 1вариант

Год	Ввод скважин из бурения за период			Ввод из нб фонда	Ввод из консервации	Перевод скважин в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на к.п.		Фонд водонагнет. скважин на конец периода	Sреднегодовой дебит на 1 скв., т/сут	Приемистость 1 водонагн. скважины, м ³ /сут	
	всего	добыв.	нагнет.						добыв.	водонагн.	всего	в т.ч. механизир.		нефти		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0	0	0	0	0	0	3	8	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	3	8	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	3	8	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	3	8	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	3	8	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	3	3	0	3	2	0	6	15	0	0	8	5	0	6,1	9,8	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	6	15	0	0	8	8	0	5,0	8,4	0,0
2030	1	1	0	0	0	0	7	17	1	0	8	7	0	5,3	9,1	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	8	8	0	5,3	9,3	0,0
2032	0	0	0	0	1	0	7	17	2	0	7	7	0	5,2	9,1	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	7	7	0	5,7	10,3	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	7	7	0	5,6	10,1	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	7	17	1	0	6	6	0	5,4	10,0	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	6	6	0	6,1	11,5	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	6	6	0	5,9	11,3	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	6	6	0	5,6	11,1	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	6	6	0	5,2	11,0	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	7	17	1	0	5	5	0	4,7	10,8	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	5	5	0	5,1	12,8	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	5	5	0	4,6	12,6	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	5	5	0	4,1	12,4	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	5	5	0	3,7	12,2	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	5	5	0	3,3	12,0	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	5	5	0	3,0	11,8	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	7	17	1	0	4	4	0	2,6	11,7	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	4	4	0	2,9	14,4	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	4	4	0	2,6	14,1	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	4	4	0	2,3	13,9	1,0
2051	0	0	0	0	0	0	7	17	0	0	4	4	0	2,0	13,7	2,0



Таблица 4.2.6 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. II объект. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 1 вариант

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефте-отд.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность нефти, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³		Добыча газа ГШ, млн.м ³		Добыча газа, млн.м ³				
		началь-ных	текущих							всего	мех.		годовая	накоп-ленная	годовая	накоп-ленная	годовая	накоп-ленная			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
2023	0,0	0,0	0,0	10,6	5,2	1,5	0,0	0,0	12,4	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,227	0,0	5,789	0,0	7,017	
2024	0,0	0,0	0,0	10,6	5,2	1,5	0,0	0,0	12,4	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,227	0,0	5,789	0,0	7,017	
2025	0,0	0,0	0,0	10,6	5,2	1,5	0,0	0,0	12,4	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,227	0,0	5,789	0,0	7,017	
2026	0,0	0,0	0,0	10,6	5,2	1,5	0,0	0,0	12,4	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,227	0,0	5,789	0,0	7,017	
2027	0,0	0,0	0,0	10,6	5,2	1,5	0,0	0,0	12,4	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,227	0,0	5,789	0,0	7,017	
2028	10,6	5,2	5,5	21,2	10,3	3,1	17,2	8,7	29,6	15,7	38,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,241	2,469	0,0	5,789	1,241	8,258
2029	11,8	5,8	6,4	33,0	16,1	4,8	19,9	19,9	49,5	35,6	40,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,382	3,850	0,0	5,789	1,382	9,640
2030	13,0	6,3	7,6	46,0	22,4	6,7	22,3	20,2	71,8	55,8	41,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,522	5,373	0,0	5,789	1,522	11,162
2031	12,6	6,2	7,9	58,6	28,6	8,6	22,0	22,0	93,7	77,7	42,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,477	6,849	0,0	5,789	1,477	12,639
2032	12,2	6,0	8,4	70,8	34,5	10,4	21,6	21,6	115,4	99,4	43,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,432	8,282	0,0	5,789	1,432	14,071
2033	11,9	5,8	8,8	82,7	40,3	12,1	21,3	21,3	136,7	120,7	44,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,389	9,671	0,0	5,789	1,389	15,461
2034	11,5	5,6	9,4	94,2	45,9	13,8	21,0	21,0	157,7	141,7	45,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,348	11,019	0,0	5,789	1,348	16,808
2035	11,2	5,4	10,1	105,3	51,4	15,4	20,7	20,7	178,3	162,4	46,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,307	12,326	0,0	5,789	1,307	18,116
2036	10,8	5,3	10,9	116,2	56,7	17,0	20,4	20,4	198,7	182,7	46,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1,268	13,594	0,0	5,789	1,268	19,384
2037	10,4	5,1	11,7	126,6	61,7	18,5	20,1	20,1	218,8	202,8	48,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,217	14,811	0,0	5,789	1,217	20,601
2038	10,0	4,9	12,7	136,6	66,6	20,0	19,8	19,8	238,5	222,5	49,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,169	15,980	0,0	5,789	1,169	21,770
2039	9,3	4,5	13,6	145,8	71,1	21,4	19,5	19,5	258,0	242,0	52,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,087	17,067	0,0	5,789	1,087	22,856
2040	8,4	4,1	14,1	154,2	75,2	22,6	19,2	19,2	277,2	261,2	56,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,978	18,045	0,0	5,789	0,978	23,835
2041	7,5	3,7	14,8	161,7	78,9	23,7	18,9	18,9	296,0	280,1	60,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,880	18,925	0,0	5,789	0,880	24,715
2042	6,8	3,3	15,6	168,5	82,2	24,7	18,6	18,6	314,6	298,7	63,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,792	19,717	0,0	5,789	0,792	25,507
2043	6,1	3,0	16,7	174,6	85,2	25,6	18,3	18,3	333,0	317,0	66,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,713	20,430	0,0	5,789	0,713	26,220
2044	5,5	2,7	18,0	180,0	87,8	26,4	18,0	18,0	351,0	335,0	69,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,642	21,072	0,0	5,789	0,642	26,862
2045	4,9	2,4	19,8	185,0	90,2	27,1	17,8	17,8	368,8	352,8	72,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,578	21,650	0,0	5,789	0,578	27,440
2046	4,4	2,1	21,9	189,4	92,4	27,7	17,5	17,5	386,3	370,3	74,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,514	22,164	0,0	5,789	0,514	27,954
2047	3,9	1,9	25,0	193,3	94,3	28,3	17,2	17,2	403,6	387,6	77,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,458	22,621	0,0	5,789	0,458	28,411
2048	3,5	1,7	29,6	196,7	96,0	28,8	17,0	17,0	420,5	404,6	79,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,407	23,028	0,0	5,789	0,407	28,818
2049	3,1	1,5	37,5	199,8	97,5	29,3	16,7	16,7	437,3	421,3	81,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,362	23,391	0,0	5,789	0,362	29,181
2050	2,8	1,3	53,4	202,6	98,8	29,7	16,5	16,5	453,8	437,8	83,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,323	23,713	0,0	5,789	0,323	29,503
2051	2,4	1,2	100,0	205,0	100,0	30,0	16,2	16,2	470,0	454,0	85,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,282	23,995	0,0	5,789	0,282	29,785



4.3 Экономические показатели вариантов разработки

4.3.1 Основные подходы и допущения

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности двух вариантов разработки в рамках «Дополнения к Проекту разработки месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.01.2023 г.».

В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения необходимые для реализации данного проекта. Определена сумма как эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Такой расчет необходим для определения доходов государства Республики Казахстан, Заказчика проекта и является корректным.

В соответствии с маркетингом КФ ПетроКазахстан Венчерз Инк. в 2023 г. 100 % нефти будет реализовано на внутренний рынок (за вычетом потерь и использования на собственные нужды);

в 2024 г. – 30 % нефти будет реализовано на внешний рынок, 70 % нефти – на внутренний рынок (за вычетом потерь и использования на собственные нужды).

с 2025 г. – 40 % нефти будет реализовано на внешний рынок, 60 % нефти – на внутренний рынок (за вычетом потерь и использования на собственные нужды).

100 % газа будет использовано на собственные нужды.

Цена реализации нефти на внешний рынок, принятая в проекте, определена в соответствии с существующей тенденцией изменения цен нефти на мировом рынке и фактическими ценами реализации продукции данным предприятием за предшествующие периоды и рынками сбыта продукции.

Проектируемая цена продажи нефти на внешний рынок составит 314,7 тыс.тенге/тонну, при условии нулевой ставки по НДС. Тариф на транспортировку нефти на внешний рынок принят в размере 50,0 тыс.тенге/тонну.

Проектируемая цена продажи нефти на внутренний рынок составит 116,1 тыс.тенге/тонну, с учетом НДС. Тариф на транспортировку нефти на внутренний рынок принят в размере 3,2 тыс.тенге/тонну.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах.

Расчет произведен как в текущих (с учетом инфляции), так и в расчетных (с учетом дефляции) ценах.

Сравнение вариантов происходило по результатам расчетов показателей в ценах с



учетом инфляции, кроме основных технико-экономических показателей: Чистого дисконтированного денежного потока наличности (NPV) и внутренней нормы прибыли (IRR).

В расчетах учтено, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет реинвестиции чистой прибыли и использования амортизационных отчислений. Из-за округлений полученных результатов, суммы могут немного отличаться по величине.

4.3.2 Капитальные вложения

Капитальные вложения включают в себя затраты на ввод в эксплуатацию скважин, затраты на обустройство скважин, необходимых для эффективной работы нефтегазоконденсатного добывающего производства, а также систему сбора, транспортировки и подготовки углеводородов.

Объемы капитальных вложений включают:

- стоимость бурения добывающих скважин;
- стоимость перевода скважин;
- стоимость выбытия скважин;
- стоимость обустройства скважин;
- стоимость строительства выкидных линий;
- стоимость печей подогрева нефти;
- стоимость сепаратора;
- стоимость насоса нефтяного;
- стоимость строительства нефтепровода;
- стоимость строительства водопровода;
- стоимость мобильной блочной кустовой насосной станции;
- стоимость строительства нагнетательных линий;
- стоимость строительства газового коллектора;
- стоимость строительства автомобильных дорог;
- стоимость строительства линий электропередач.

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа, данные по климатическим характеристикам района строительства, данные по удельным объемам строительства.

Расчеты капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства по вариантам в текущих ценах 2023 года и с учетом роста цен по годам



разработки приведены в таблице 4.3.2.1, и табличном приложении 4.3.2.1.

4.3.3 Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными эксплуатационными показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа.

В таблице 4.3.3.1, и табличном приложении 4.3.3.1 приведен расчет дохода от продаж выпускаемой продукции.

Расходы понесенные предприятием, (операционные затраты) разделяются на расходы, относимые на себестоимость продукции и расходы периода.

Расходы, относимые на себестоимость продукции, включают в себя расходы, связанные непосредственно с добычей и подготовкой углеводородов. В расходы периода включены общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями (услуги безопасности (внешние); услуги пожарной системы; медицинские услуги; услуги лаборатории; услуги химической лаборатории; услуги ОТиТБ; инженерные услуги; управление проектом и инженерные услуги; расходы по инспектированию; прочие услуги)
- ремонт скважин (услуги КРС; каротажные ремонтные работы; КРС-материалы и принадлежности);
- затраты, зависящие от фонда скважин (услуги ГДИС; каротажные работы);
- расходы на ППД;
- арендные затраты;
- экологические расходы;
- затраты на страхование;
- затраты на НИОКР;
- прочие затраты (прочие услуги);
- налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции.

Результаты расчетов расходов, относимых на себестоимость продукции, приведены в таблице 4.3.3.2, и табличном приложении 4.3.3.2.

Расходы периода включают:



- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- расходы на персонал (сотовая связь; командировочные; проездные);
- амортизация нематериальных активов и исторических затрат
- услуги, выполненные сторонними организациями (юридические услуги; аудит; банковские расходы; комиссия банка; консалтинговые услуги)
- затраты на страхование;
- социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры;
- прочие затраты (прочие услуги);
- расходы по реализации (расходы на транспорт нефти, экспортная таможенная пошлина; рентный налог);
- налоги и другие обязательные платежи в бюджет общепроизводственного характера, за исключением тех налогов и платежей, что платятся из прибыли.

Результаты расчетов затрат, входящих в расходы периода приведены в таблице 4.3.3.3, и табличном приложении 4.3.3.3.

Расчет балансовой прибыли и налогооблагаемого дохода, приведен в таблице 4.3.3.4, и табличном приложении 4.3.3.4.

Расчет экономических показателей приведен на основании следующих исходных данных:

- обслуживающий персонал рассчитан по Нормативам численности;
- среднемесячная заработка плата одного работника промышленно-производственного персонала принята в размере – 7,8 млн.тенге в год, административно-управленческого персонала – 12,9 млн.тенге в год;
- капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела «Капитальные вложения» настоящей записи;
- амортизационные отчисления, для целей налогообложения, определены по группам и подгруппам основных средств, в соответствии с Налоговым кодексом РК;
- амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу учета, за исключением амортизации нематериальных активов и исторических затрат, то есть в зависимости от извлекаемых запасов углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК № 20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему.

Эксплуатационные затраты учитываются только для объектов непосредственно



занятых на добыче углеводородов. Затраты по другим объектам учитываются через услуги (грузоперевозки, снабжение, строительство, бурение, геофизические исследования и т.д.).

4.3.4 Налоги и отчисления

Расчет налогов и отчислений производился в соответствии с системой налогообложения в Республике Казахстан, Кодексом Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» далее Налоговый Кодекс и Контрактом на недропользование.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

1. Налог на добавленную стоимость, при реализации продукции на внутреннем рынке – 12 %, в соответствии с действующим налоговым кодексом РК. Налог на добавленную стоимость при приобретении основных фондов, материалов и услуг облагаются по ставке 12 %, в соответствии с Законом о налогах РК;
2. Корпоративный подоходный налог с юридических лиц по ставке 20 % от налогооблагаемой прибыли;
3. Налог на имущество – 1,5 % от остаточной стоимости основных фондов;
4. Социальный налог – 9,5-11 % от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);
5. Социальные отчисления – 3,5-5 % от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);
6. Отчисления в фонд обязательного медицинского страхования – 3 % от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);
7. Обучение казахстанских специалистов – 1 % от затрат на добычу по итогам предыдущего года;
8. НИОКР – 1 % от затрат на добычу по итогам предыдущего года;
9. Развитие социальной сферы и инфраструктуры – 1 % от инвестиций по итогам предыдущего года;
10. Налог на сверхприбыль – объектом обложения налогом на сверхприбыль является часть чистого дохода недропользователя, определенного для целей исчисления налога на сверхприбыль в соответствии со статьей 755 Налогового Кодекса по каждому отдельному контракту на недропользование за налоговый период, превышающая сумму, равную 25 процентам от суммы вычетов недропользователя для целей исчисления налога на сверхприбыль, определенных в соответствии со статьей 758 Налогового Кодекса.



Ставки налога на сверхприбыль

№	Шкала распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль, процент от суммы вычетов	Процент для расчета предельной суммы распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль	Ставка (в %)
1	меньшее или равное 25%	25	Не устан.
2	от 25% до 30% включительно	5	10
3	от 30% до 40% включительно	10	20
4	от 40% до 50% включительно	10	30
5	от 50% до 60% включительно	10	40
6	от 60% до 70% включительно	10	50
7	свыше 70%	в соответствии с подпунктом 2) пункта 2 статьи 761 настоящего Кодекса	60

11. Ставки налога на добычу полезных ископаемых на сырую нефть, включая газовый конденсат, устанавливаются в фиксированном выражении по следующей шкале:

Ставки НДПИ

№	Объем годовой добычи	Ставка в %
1	до 250 000 тонн включительно	5
2	до 500 000 тонн включительно	7
3	до 1 000 000 тонн включительно	8
4	до 2 000 000 тонн включительно	9
5	до 3 000 000 тонн включительно	10
6	до 4 000 000 тонн включительно	11
7	до 5 000 000 тонн включительно	12
8	до 7 000 000 тонн включительно	13
9	до 10 000 000 тонн включительно	15
10	Свыше 10 000 000 тонн	18

В случае реализации сырой нефти и газового конденсата на внутреннем рынке к установленным ставкам применяется понижающий коэффициент 0,5.

При использовании добытого природного газа на собственные производственные нужды – как произведение фактического объема природного газа, использованного недропользователем на собственные производственные нужды, и производственной себестоимости добычи единицы продукции увеличенной на 20 %.

12. Экспортная таможенная пошлина – размер ставок вывозных таможенных пошлин в отношении сырой нефти и товаров, выработанных из нефти. Базой для исчисления экспортной таможенной пошлины на сырую нефть является стоимость экспортируемой сырой нефти, исчисленная исходя из фактически реализуемого на экспорт объема сырой нефти и мировой цены, рассчитанной в порядке, установленном приказом №81 от 17 февраля



2016 г. Министерства Национальной Экономики Республики Казахстан. При экспорте сырой нефти и товаров, выработанных из нефти экспортная таможенная пошлина исчисляется по следующим ставкам:

Ставки экспортной таможенной пошлины в зависимости от мировой цены на нефть

Мировая цена	Долларов США за тонну
До 25 долларов США за баррель	0
С 25 до 30 долларов США за баррель	10
С 30 до 35 долларов США за баррель	20
С 35 до 40 долларов США за баррель	35
С 40 до 45 долларов США за баррель	40
С 45 до 50 долларов США за баррель	45
С 50 до 55 долларов США за баррель	50
С 55 до 60 долларов США за баррель	55
С 60 до 65 долларов США за баррель	60
С 65 до 70 долларов США за баррель	65
С 70 до 75 долларов США за баррель	70
С 75 до 80 долларов США за баррель	75
С 80 до 85 долларов США за баррель	80
С 85 до 90 долларов США за баррель	85
С 90 до 95 долларов США за баррель	90
С 100 до 105 долларов США за баррель	95
С 100 до 105 долларов США за баррель	100
С 105 до 115 долларов США за баррель	115
С 115 до 125 долларов США за баррель	130
С 125 до 135 долларов США за баррель	145
С 135 до 145 долларов США за баррель	160
С 145 до 155 долларов США за баррель	176
С 155 до 165 долларов США за баррель	191
С 165 до 175 долларов США за баррель	206
С 175 до 185 долларов США за баррель	221
От 185 долларов США за баррель и выше	236

13. Рентный налог – налог на экспорт – исчисляется от объема реализации и мировых цен. Налоговой базой для исчисления рентного налога на экспорт по сырой нефти является стоимость экспортируемой сырой нефти, исчисленная исходя из фактически реализуемого на экспорт объема сырой нефти и мировой цены, рассчитанной в порядке, установленном пунктом 3 статьи 741 НК Республики Казахстан. При экспорте сырой нефти рентный налог на экспорт исчисляется по следующим ставкам:



Ставки рентного налога в зависимости от мировой цены на нефть

Мировая цена	Ставка, %
До 20 долларов США за баррель включительно	0
До 30 долларов США за баррель включительно	0
До 40 долларов США за баррель включительно	0
До 50 долларов США за баррель включительно	7
До 60 долларов США за баррель включительно	11
До 70 долларов США за баррель включительно	14
До 80 долларов США за баррель включительно	16
До 90 долларов США за баррель включительно	17
До 100 долларов США за баррель включительно	19
До 110 долларов США за баррель включительно	21
До 120 долларов США за баррель включительно	22
До 130 долларов США за баррель включительно	23
До 140 долларов США за баррель включительно	25
До 150 долларов США за баррель включительно	26
До 160 долларов США за баррель включительно	27
До 170 долларов США за баррель включительно	29
До 180 долларов США за баррель включительно	30
До 190 долларов США за баррель включительно	32
До 200 долларов США за баррель и выше	32

В таблице 4.3.4.1, и табличном приложении П.4.3.4.1 приведен расчет дохода государству.

4.3.5 Показатели эффективности реализации проекта

Эффективность проекта оценивалась системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, соответствующих требованиям органов Республики Казахстан и принятой мировой практики.

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистая прибыль (прибыль валовая за минусом налоговых отчислений, выплачиваемых из прибыли);
- денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами полученными и произведенными в рамках действия Контракта на недропользование;
- дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - (NPV) при норме дисконта равной 10 %;
- срок окупаемости капитальных вложений (продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости);



- внутренняя норма доходности или внутренняя норма прибыли (IRR или ВНП) – внутренней нормой доходности называется такое положительное число, что при норме дисконта = ВНП, чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль, при всех больших значениях нормы дисконта - NPV отрицателен, при всех меньших значениях NPV положителен. Если не выполнено, хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНП не существует;

- максимальный финансовый риск (МФР) – Показатель риска, рассчитываемый на основе максимально отрицательного денежного потока;

- удельные показатели по затратам.

Также, в систему оценочных показателей включены:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа.

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 2023 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы, при вычислении значений интегральных показателей (IRR, NPV) исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменения в структуре цен. При выборе дифференцированной ставки процента (дисконтной) в процессе дисконтирования потока инвестиционного проекта учитывались следующие факторы:

- средний уровень ссудного процента (реальной депозитной ставки);
- темп инфляции (или премии за инфляцию);
- премии за риск;
- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 10 %.

Расчет чистой прибыли приведен в таблице 4.3.5.1, и табличном приложении П.4.3.5.1.

Расчет потоков денежной наличности приведен в таблице 4.3.5.2, и табличном приложении 4.3.5.2.



Таблица 4.3.2.1 - Расчет капитальных вложений. Вариант 1

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы млн.тенге	Стоимость всего млн.тенге	Распределение капитальных вложений																			
						1 2023	2 2024	3 2025	4 2026	5 2027	6 2028	7 2029	8 2030	9 2031	10 2032	11 2033	12 2034	13 2035	14 2036	15 2037	16 2038	17 2039	18 2040	19 2041	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
I	<u>Строительство скважин (подземное строительство)</u>																								
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	скв.	12	345,0	4 140	0	690	1 035	690	0	1 035	345	345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из наблюдательного фонда	скв.	17	46,0	782	460	46	0	0	46	138	0	46	0	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин из консервации	скв.	3	46,0	138	0	0	0	0	0	92	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод скважин для ППД	скв.	4	10,4	41	21	0	0	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	22	0,9	19	0	0	0	0	0	0	0	2	0	3	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0
6	Ликвидация скважины ЮВД-59	скв.	1	7,5	7,5	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Бурение водозаборной скважины	скв.	1	36,5	37	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				5 164	517	744	1 035	700	56	1 265	345	393	0	95	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				6 618	517	796	1 185	858	74	1 774	518	631	0	175	0	2	2	0	2	0	0	3	0	0
II	<u>Надземное строительство</u>																								
	<u>Обустройство промысла</u>																								
1	Обустройство скважины	скв.	12	12,3	148	0	25	37	25	0	37	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии, Ø108*6 мм	км	14,7	20,0	294	101	30	30	20	10	61	10	20	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Печи подогрева нефти	ед.	2	31,2	62	31	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Сепаратор (50 м3)	ед.	1	13,6	14	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Насос нефтяной	ед.	1	25,3	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Нефтепровод, Ø159 мм	км	22,6	77,6	1 757	527	1 230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Водопровод, Ø159 мм	км	0,1	61,0	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Мобильная блочная кустовая насосная станция	ед.	1	112,9	113	0	0	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Нагнетательные линии, Ø89 мм	км	2	23,9	48	24	0	0	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Газовый коллектор (от СП1 до СП-2)	км	2,7	69,7	185	185	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Автомобильная дорога	км	6	15,5	93	0	15	23	15	0	23	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Линии электропередач (ЛЭП)	км	6	49,7	298	0	50	75	50	0	75	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				3 044	914	1 381	165	235	22	196	55	65	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				3 378	914	1 478	189	288	29	274	83	105	0	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				8 208	1 431	2 125	1 200	935	78	1 461	400	458	0	106	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0
	Всего со строительством скважин с учетом инфляции				9 996	1 431	2 273	1 374	1 146	103	2 049	600	735	0	194	0	2	2	0	2	0	0	3	0	0
	Коэффициент инфляции					1,000	1,070	1,145	1,225	1,311	1,403	1,501	1,606	1,718	1,838	1,967	2,105	2,252	2,410	2,579	2,759	2,952	3,159	3,380	



продолжение таблицы 4.3.2.1

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Распределение капитальных вложений																							
				20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
				2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065
1	2	3	4	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
I	Строительство скважин (подземное строительство)																										
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	скв.	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из наблюдательного фонда	скв.	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин из консервации	скв.	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод скважин для ППД	скв.	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	22	1	0	0	2	0	1	0	0	0	0	3	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1
6	Ликвидация скважины ЮВД-59	скв.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Бурение водозаборной скважины	скв.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого строительство скважин			1	0	0	2	0	1	0	0	0	0	3	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	
	Итого строительство скважин с учетом инфляции			3	0	0	8	0	4	0	0	0	0	24	7	0	0	0	0	9	0	0	0	12	0	0	15
II	Надземное строительство																										
	Обустройство промысла																										
1	Обустройство скважины	скв.	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии, Ø108*6 мм	км	14,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Печи подогрева нефти	ед.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Сепаратор (50 м3)	ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Насос нефтяной	ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Нефтепровод, Ø159 мм	км	22,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Водопровод, Ø159 мм	км	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Мобильная блочная кустовая насосная станция	ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Нагнетательные линии, Ø89 мм	км	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Газовый коллектор (от СП1 до СП-2)	км	2,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Автомобильная дорога	км	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Линии электропередач (ЛЭП)	км	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин без учета инфляции			1	0	0	2	0	1	0	0	0	0	3	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1
	Всего со строительством скважин с учетом инфляции			3	0	0	8	0	4	0	0	0	0	24	7	0	0	0	0	9	0	0	0	12	0	0	15
	Коэффициент инфляции			3,617	3,870	4,141	4,430	4,741	5,072	5,427	5,807	6,214	6,649	7,114	7,612	8,145	8,715	9,325	9,978	10,677	11,424	12,224	13,079	13,995	14,974	16,023	17,144



Таблица 4.3.3.1 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Годы	Расчет дохода от продажи нефти						Общий доход предприятия (без НДС) млн.тенге	
	Объем добычи нефти тыс.тонн	Объем продажи			Цена реализации			
		всего тыс.тонн	на внешний рынок тыс.тонн	на внутренний рынок тыс.тонн	на внешний рынок тыс.тенге/тонну	на внутренний рынок (с НДС) тыс.тенге/тонну		
1	2	3	4	5	6	7	8	
2023	6,0	5,9	0,0	5,9	314,7	116,1	606,6	
2024	49,0	48,0	14,4	33,6	336,7	124,2	8 575,7	
2025	39,7	38,8	15,5	23,3	360,3	132,9	8 362,0	
2026	28,7	28,1	11,3	16,9	385,5	142,2	6 482,4	
2027	24,0	23,5	9,4	14,1	412,5	152,2	5 781,3	
2028	33,3	32,6	13,0	19,5	441,3	162,8	8 592,9	
2029	33,6	32,9	13,2	19,7	472,2	174,2	9 287,0	
2030	33,9	33,1	13,3	19,9	505,3	186,4	10 006,5	
2031	32,3	31,6	12,7	19,0	540,7	199,5	10 223,4	
2032	30,4	29,8	11,9	17,9	578,5	213,5	10 299,9	
2033	28,4	27,8	11,1	16,7	619,0	228,4	10 295,9	
2034	26,9	26,4	10,6	15,8	662,3	244,4	10 441,7	
2035	25,9	25,3	10,1	15,2	708,7	261,5	10 725,5	
2036	24,6	24,1	9,6	14,4	758,3	279,8	10 906,8	
2037	23,4	22,9	9,1	13,7	811,4	299,4	11 087,7	
2038	22,3	21,8	8,7	13,1	868,2	320,3	11 337,3	
2039	21,0	20,5	8,2	12,3	929,0	342,8	11 386,6	
2040	19,4	19,0	7,6	11,4	994,0	366,8	11 288,6	
2041	18,0	17,6	7,1	10,6	1 063,6	392,4	11 211,9	
2042	16,5	16,2	6,5	9,7	1 138,0	419,9	11 005,6	
2043	15,3	15,0	6,0	9,0	1 217,7	449,3	10 915,8	
2044	14,0	13,7	5,5	8,2	1 302,9	480,7	10 667,7	
2045	12,7	12,4	5,0	7,4	1 394,1	514,4	10 323,1	
2046	11,5	11,3	4,5	6,8	1 491,7	550,4	10 077,5	
2047	10,6	10,4	4,2	6,2	1 596,1	588,9	9 924,9	
2048	9,7	9,5	3,8	5,7	1 707,9	630,2	9 711,6	
2049	8,8	8,6	3,4	5,2	1 827,4	674,3	9 409,5	
2050	8,1	8,0	3,2	4,8	1 955,3	721,5	9 305,9	
2051	7,6	7,5	3,0	4,5	2 092,2	772,0	9 349,0	
2052	5,0	4,9	1,9	2,9	2 238,7	826,0	6 522,0	
2053	4,5	4,4	1,8	2,7	2 395,4	883,8	6 324,2	
2054	4,3	4,2	1,7	2,5	2 563,0	945,7	6 447,5	
2055	4,0	3,9	1,6	2,4	2 742,4	1 011,9	6 462,4	
2056	3,8	3,7	1,5	2,2	2 934,4	1 082,7	6 459,9	
2057	3,6	3,5	1,4	2,1	3 139,8	1 158,5	6 653,1	
2058	3,2	3,2	1,3	1,9	3 359,6	1 239,6	6 338,5	
2059	3,0	2,9	1,2	1,7	3 594,8	1 326,4	6 214,4	
2060	2,7	2,6	1,0	1,6	3 846,4	1 419,2	5 987,8	
2061	2,2	2,2	0,9	1,3	4 115,7	1 518,6	5 415,0	
2062	1,9	1,8	0,7	1,1	4 403,8	1 624,9	4 794,4	
2063	1,7	1,6	0,7	1,0	4 712,0	1 738,6	4 578,7	
2064	1,4	1,4	0,6	0,9	5 041,9	1 860,3	4 273,9	
2065	1,0	1,0	0,4	0,6	5 394,8	1 990,6	3 156,0	
Итого приб. период 2023- 2065	678,0	663,7	258,3	405,4			357 218,3	
Итого расчет. период 2023- 2065	678,0	663,7	258,3	405,4			357 218,3	



Таблица 4.3.3.2 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Годы	Расходы относимые на себестоимость продукции												Налоги и платежки				Производственная себестоимость одной тонны нефти
	ФОТ ППП	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Ремонт скважин	Затраты, зависимые от фонда скважин	Расходы на ПД	Арендные затраты	Экологические расходы	Страхование	Затраты на НИСКР	Прочие затраты	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	Итого налоги и платежки, включаемые в себестоимость продукции		
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	тыс.тг/тонну		
2023	31,1	198,4	63,4	49,8	18,8	31,0	6,5	3,9	10,8	0,0	14,2	15,9	1,7	467,3	484,8	912,7	140,6
2024	77,6	1 790,3	67,9	66,6	25,1	276,3	6,5	34,2	11,6	4,1	15,2	299,5	4,3	498,4	802,2	3 177,6	61,0
2025	93,2	1 489,2	72,6	85,5	32,3	271,4	6,5	29,6	12,4	23,3	16,2	307,0	5,2	492,1	804,3	2 936,5	69,9
2026	103,5	1 101,2	77,7	101,7	38,4	262,9	6,5	22,9	13,3	20,7	17,3	238,1	5,7	487,0	730,8	2 496,9	82,3
2027	108,7	913,2	83,1	114,2	43,1	262,0	6,5	20,5	14,2	17,1	18,6	212,4	6,0	472,0	690,4	2 291,6	90,8
2028	150,1	1 343,5	88,9	168,8	63,7	266,2	6,5	30,4	15,2	15,5	19,9	315,2	8,3	489,0	812,5	2 981,2	86,6
2029	155,3	1 379,1	95,2	186,8	70,5	275,9	6,5	32,9	16,3	21,1	21,3	340,5	8,6	477,9	827,0	3 087,8	89,1
2030	155,3	1 417,4	101,8	199,9	75,4	290,9	6,5	35,4	17,4	21,9	22,7	366,7	8,6	468,2	843,6	3 188,3	91,7
2031	155,3	1 345,1	109,0	213,9	80,7	300,8	6,5	36,2	18,6	22,7	24,3	374,6	8,6	447,0	830,1	3 143,3	95,1
2032	144,9	1 261,8	116,6	213,6	80,6	310,2	6,5	36,5	19,9	22,4	26,0	377,2	8,0	429,7	815,0	3 054,1	98,8
2033	144,9	1 172,4	124,7	228,6	86,2	319,4	6,5	36,4	21,3	21,6	27,9	377,0	8,0	410,8	795,8	2 985,9	103,7
2034	139,8	1 105,1	133,5	235,8	89,0	330,0	6,5	37,0	22,8	21,1	29,8	382,2	7,7	393,2	783,2	2 933,5	107,8
2035	134,6	1 056,9	142,8	243,0	91,7	341,8	6,5	38,0	24,4	20,7	31,9	392,5	7,5	376,7	776,7	2 908,9	111,6
2036	134,6	1 002,1	152,8	260,0	98,1	353,3	6,5	38,6	26,1	20,5	34,1	399,1	7,5	360,8	767,4	2 894,1	116,8
2037	129,4	945,4	163,5	267,5	100,9	365,5	6,5	39,2	28,0	20,4	36,5	405,7	7,2	345,8	758,7	2 861,5	122,1
2038	129,4	901,7	175,0	286,2	108,0	378,6	6,5	40,1	29,9	20,2	39,1	414,8	7,2	331,6	753,6	2 868,2	128,1
2039	129,4	842,9	187,2	306,3	115,5	384,8	6,5	40,3	32,0	20,2	41,8	416,5	7,2	318,1	741,8	2 848,8	135,8
2040	124,2	777,6	190,3	311,3	117,4	391,2	6,2	40,0	32,5	20,1	42,5	412,9	6,9	305,5	725,3	2 778,6	143,1
2041	124,2	719,7	193,4	316,4	119,4	397,6	5,9	39,7	33,1	19,6	43,2	410,1	6,9	293,9	710,8	2 723,1	151,1
2042	119,0	658,3	196,6	321,7	121,3	404,2	5,6	39,0	33,6	19,2	43,9	402,5	6,6	283,1	692,2	2 654,6	160,6
2043	119,0	608,6	199,9	327,0	123,3	410,8	5,3	38,6	34,2	18,7	44,6	399,1	6,6	273,2	678,9	2 609,1	170,3
2044	119,0	554,2	203,2	332,4	125,4	417,6	5,1	37,8	34,7	18,4	45,4	390,0	6,6	264,1	660,7	2 553,8	182,5
2045	108,7	499,9	206,5	337,9	127,4	424,5	4,8	36,5	35,3	18,0	46,1	377,4	6,0	255,9	639,4	2 485,1	196,3
2046	108,7	454,8	209,9	343,4	129,6	431,5	4,6	35,7	35,9	17,6	46,9	368,5	6,0	248,4	622,9	2 441,4	211,4
2047	103,5	417,8	213,4	349,1	131,7	438,6	4,3	35,1	36,5	17,3	47,7	362,9	5,7	241,7	610,3	2 405,3	226,3
2048	103,5	381,2	216,9	354,9	133,9	445,9	4,1	34,4	37,1	17,1	48,4	355,1	5,7	235,4	596,2	2 373,6	244,2
2049	103,5	344,4	220,5	360,7	136,1	453,2	3,9	33,3	37,7	16,9	49,2	344,1	5,7	229,7	579,5	2 338,9	265,7
2050	103,5	317,8	224,1	366,7	138,3	460,7	3,7	32,9	38,3	16,7	50,1	340,3	5,7	224,5	570,5	2 323,4	285,6
2051	103,5	298,0	227,8	372,7	140,6	468,3	3,5	33,1	39,0	16,6	50,9	341,8	5,7	219,7	567,3	2 321,3	303,9
2052	82,8	193,2	231,6	378,9	142,9	476,0	3,4	23,1	39,6	16,7	51,7	238,6	4,6	215,6	458,8	2 098,6	421,4
2053	77,6	174,9	235,4	385,1	145,3	483,9	3,2	22,4	40,3	15,6	52,6	231,3	4,3	212,8	448,4	2 084,7	461,9
2054	77,6	166,6	239,3	391,5	147,7	491,9	3,0	22,8	40,9	15,6	53,4	235,8	4,3	210,2	450,3	2 100,6	488,5
2055	77,6	155,9	243,2	397,9	150,1	500,0	2,9	22,9	41,6	15,7	54,3	236,3	4,3	207,7	448,4	2 110,6	524,0
2056	77,6	145,6	247,3	404,5	152,6	508,2	2,7	22,9	42,3	15,8	55,2	236,3	4,3	205,4	445,9	2 120,6	563,5
2057	77,6	140,0	251,3	411,2	155,1	516,6	2,6	23,6	43,0	15,9	56,1	243,3	4,3	203,2	450,8	2 143,9	591,9
2058	72,5	124,6	255,5	418,0	157,7	525,1	2,5	22,4	43,7	16,1	57,1						

Таблица 4.3.3.3 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Годы	Расходы периода										Расходы по реализации			Налоги и отчисления			Итого налоги и платежи, включаемые в расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования	Итого расходы периода
	ФОТ АУП и персонала по сбыту	Расходы на персонал	Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	Услуги, выполненные сторонними организациями	Затраты на страхование	Социально-экономическое развитие региона и развития его инфраструктуры	Прочие расходы	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП и персонала по сбыту	Прочие налоги и отчисления в Бюджет	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
2023	25,9	1,7	5,3	159,7	1,39	0,0	0,6	16,8	0,0	0,0	1,4	0,9	2,3	0,0	4,0	217,6				
2024	64,7	4,6	5,3	170,9	3,71	18,5	0,6	874,4	596,2	0,0	3,6	7,0	10,6	4,1	32,6	1 786,1				
2025	64,7	4,9	5,3	182,9	3,97	46,6	0,7	966,7	714,6	0,0	3,6	8,0	11,6	23,3	26,4	2 051,5				
2026	64,7	5,3	5,3	195,7	4,24	35,6	0,7	749,4	595,4	303,7	3,6	7,9	11,4	20,7	19,1	2 011,2				
2027	64,7	5,6	5,3	209,4	4,54	29,5	0,8	668,4	561,0	270,8	3,6	7,3	10,9	17,1	15,9	1 863,9				
2028	103,5	9,7	5,3	224,1	7,77	17,4	0,8	993,4	779,2	402,6	5,7	10,2	15,9	15,5	22,1	2 597,2				
2029	103,5	10,3	5,3	239,7	8,32	42,3	0,9	1 073,6	877,9	683,7	5,7	12,2	17,9	21,1	22,3	3 107,0				
2030	103,5	11,1	5,3	256,5	8,90	29,1	0,9	1 156,8	975,5	736,7	5,7	13,2	18,9	21,9	22,5	3 347,5				
2031	103,5	11,8	5,3	274,5	9,52	31,1	1,0	1 181,9	1 024,6	752,6	5,7	13,6	19,3	22,7	21,5	3 459,4				
2032	103,5	12,7	5,3	293,7	10,19	23,5	1,1	1 190,8	1 046,9	965,1	5,7	14,6	20,4	22,4	20,2	3 715,6				
2033	103,5	13,5	0,0	314,2	10,90	24,6	1,1	1 190,3	1 054,9	964,7	5,7	14,7	20,5	21,6	18,9	3 738,8				
2034	103,5	14,5	0,0	336,2	11,67	22,1	1,2	1 207,1	1 145,4	1 118,1	5,7	15,9	21,6	21,1	17,9	4 020,6				
2035	103,5	15,5	0,0	359,8	12,48	21,7	1,3	1 240,0	1 099,6	1 148,5	5,7	16,0	21,8	20,7	17,2	4 062,0				
2036	103,5	16,6	0,0	385,0	13,36	21,5	1,4	1 260,9	1 045,0	1 240,9	5,7	16,4	22,1	20,5	16,3	4 147,1				
2037	103,5	17,8	0,0	391,3	14,29	21,4	1,5	1 281,8	992,9	1 261,5	5,7	16,4	22,1	20,4	15,5	4 144,0				
2038	103,5	19,0	0,0	397,8	15,29	21,2	1,6	1 310,7	948,8	1 441,7	5,7	17,1	22,8	20,2	14,8	4 317,3				
2039	103,5	20,3	0,0	404,3	16,36	21,3	1,7	1 316,4	890,6	1 600,3	5,7	17,5	23,3	20,2	13,9	4 432,2				
2040	103,5	20,7	0,0	411,0	16,63	21,2	1,8	1 305,1	825,1	1 586,6	5,7	17,2	22,9	20,1	12,9	4 347,6				
2041	103,5	21,0	0,0	417,8	16,91	20,6	1,9	1 296,2	765,9	1 650,8	5,7	17,2	22,9	19,6	12,0	4 349,3				
2042	103,5	21,4	0,0	424,7	17,19	20,2	2,1	1 272,3	702,6	1 694,1	5,7	17,1	22,8	19,2	11,0	4 311,1				
2043	103,5	21,7	0,0	431,7	17,47	19,7	2,2	1 261,9	651,3	1 826,4	5,7	17,4	23,1	18,7	10,2	4 388,0				
2044	103,5	22,1	0,0	438,8	17,76	19,3	2,4	1 233,3	594,9	1 856,3	5,7	17,2	22,9	18,4	9,3	4 338,9				
2045	90,6	22,4	0,0	446,1	18,05	19,0	2,5	1 193,4	538,0	1 865,4	5,0	16,8	21,8	18,0	8,4	4 243,7				
2046	90,6	22,8	0,0	453,4	18,35	18,5	2,7	1 165,0	490,8	1 955,9	5,0	16,9	21,9	17,6	7,7	4 265,3				
2047	86,3	23,2	0,0	460,9	18,65	18,2	2,9	1 147,4	451,8	1 992,7	4,8	16,8	21,6	17,3	7,1	4 247,9				
2048	86,3	23,6	0,0	468,5	18,96	18,0	3,1	1 122,7	413,2	2 079,9	4,8	17,0	21,7	17,1	0,0	4 273,0				
2049	86,3	23,9	0,0	476,2	19,27	17,8	3,3	1 087,8	374,1	2 015,2	4,8	16,4	21,2	16,9	0,0	4 142,0				
2050	86,3	24,3	0,0	484,1	19,59	17,6	3,6	1 075,8	345,8	1 993,0	4,8	16,2	21,0	16,7	0,0	4 087,8				
2051	86,3	24,7	0,0	492,1	19,91	17,5	3,8	1 080,8	324,7	2 002,3	4,8	16,2	21,0	16,6	0,0	4 089,7				
2052	69,0	25,1	0,0	500,2	20,24	17,5	4,1	754,0	211,7	1 396,8	3,8	12,0	15,8	16,7	0,0	3 031,1				
2053	64,7	25,6	0,0	508,4	20,58	16,6	4,4	731,1	191,8	1 354,4	3,6	11,7	15,3	15,6	0,0	2 948,5				
2054	64,7	26,0	0,0	516,8	20,92	16,3	4,7	745,4	182,8	1 380,8	3,6	11,8	15,4	15,6	0,0	2 989,5				
2055	64,7	26,4	0,0	525,4	21,26	16,4	5,0	747,1	171,2	1 384,0	3,6	11,9	15,4	15,7	0,0	2 992,7				
2056	64,7	26,9	0,0	534,0	21,61	16,5	5,3	746,8	159,9	1 383,5	3,6	11,9	15,4	15,8	0,0	2 990,6				
2057	64,7	27,3	0,0	542,8	21,97	16,6	5,7	769,1	154,0	1 424,9	3,6	12,1	15,7	15,9	0,0	3 058,8				
2058	60,4	27,7	0,0	551,8	22,33	16,8	6,1	732,8	137,1	1 357,5	3,3	11,7	15,0	16,1	0,0	2 943,7				

Таблица 4.3.3.4 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на одну тонну нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
1	2	3	4	5	6	7
2023	1 130,4	174,1	-523,8	4 600,4	5 527,1	-4 920,5
2024	4 963,8	95,3	3 611,9	4 221,0	7 389,2	1 186,4
2025	4 987,9	118,8	3 374,1	4 458,0	7 951,4	410,5
2026	4 508,1	148,6	1 974,3	4 561,2	7 962,9	-1 480,4
2027	4 155,5	164,7	1 625,8	4 549,0	7 786,1	-2 004,8
2028	5 578,4	162,1	3 014,6	4 735,5	8 965,1	-372,2
2029	6 194,7	178,8	3 092,2	4 767,5	9 577,9	-290,9
2030	6 535,8	188,0	3 470,7	4 824,2	9 937,4	69,1
2031	6 602,6	199,7	3 620,7	4 092,1	9 344,4	879,0
2032	6 769,6	219,1	3 530,3	4 203,4	9 705,9	594,0
2033	6 724,7	233,5	3 571,3	3 556,2	9 108,5	1 187,5
2034	6 954,1	255,5	3 487,6	3 119,9	8 968,9	1 472,8
2035	6 970,9	267,4	3 754,6	2 717,3	8 631,4	2 094,2
2036	7 041,3	284,2	3 865,5	2 370,1	8 409,3	2 497,5
2037	7 005,5	299,0	4 082,2	2 066,7	8 126,8	2 960,9
2038	7 185,5	321,0	4 151,8	1 802,2	8 086,0	3 251,3
2039	7 281,0	347,0	4 105,5	1 571,5	8 009,7	3 376,9
2040	7 126,2	367,1	4 162,4	1 370,4	7 719,1	3 569,6
2041	7 072,4	392,5	4 139,6	1 195,0	7 547,7	3 664,2
2042	6 965,7	421,4	4 039,9	1 042,1	7 349,5	3 656,1
2043	6 997,0	456,6	3 918,7	908,7	7 297,2	3 618,6
2044	6 892,7	492,5	3 775,0	792,4	7 130,9	3 536,7
2045	6 728,8	531,6	3 594,3	691,0	6 919,9	3 403,2
2046	6 706,8	580,8	3 370,7	602,6	6 854,5	3 223,0
2047	6 653,3	626,0	3 271,6	525,4	6 760,9	3 164,0
2048	6 646,5	683,8	3 065,1	458,2	6 723,5	2 988,2
2049	6 481,0	736,3	2 928,6	399,5	6 536,1	2 873,4
2050	6 411,1	788,1	2 894,8	348,4	6 441,8	2 864,1
2051	6 411,0	839,3	2 938,0	303,8	6 416,9	2 932,1
2052	5 129,8	1 030,1	1 392,3	264,9	5 201,5	1 320,5
2053	5 033,2	1 115,3	1 291,0	231,0	5 089,3	1 234,9
2054	5 090,1	1 183,7	1 357,4	201,5	5 125,0	1 322,5
2055	5 103,2	1 266,9	1 359,2	175,7	5 123,0	1 339,5
2056	5 111,2	1 358,3	1 348,7	153,2	5 118,8	1 341,0
2057	5 202,7	1 436,4	1 450,4	133,6	5 196,2	1 456,8
2058	5 075,9	1 573,9	1 262,7	116,5	5 067,7	1 270,8
2059	5 040,4	1 705,7	1 174,0	101,6	5 027,8	1 186,6
2060	4 965,8	1 866,1	1 022,1	88,6	4 951,7	1 036,1
2061	4 754,0	2 113,8	661,0	77,2	4 744,5	670,5
2062	4 517,4	2 427,4	277,1	67,4	4 513,0	281,4
2063	3 297,2	1 985,1	1 281,5	58,7	3 292,0	1 286,7
2064	3 285,3	2 267,3	988,7	51,2	3 280,7	993,2
2065	3 146,9	3 146,9	9,2	44,7	3 153,1	3,0
Итого приб. период 2023-2065	246 435,1	356,0	110 783,2	72 619,7	292 070,2	65 148,1
Итого расчет. период 2023-2065	246 435,1	356,0	110 783,2	72 619,7	292 070,2	65 148,1



Таблица 4.3.4.1 - Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Годы	НДПИ	Налог на имущество		Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Подоходный налог с физических лиц	Социальные отчисления, социальный налог и отчисления в ФОМС	Прочие налоги	Всего
		млн.тенге	млн.тенге								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
2023	15,9	467,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	3,2	0,9	489,2	
2024	299,5	498,4	596,2	0,0	0,0	0,0	5,2	7,9	7,0	1 414,2	
2025	307,0	492,1	714,6	0,0	0,0	0,0	5,8	8,7	8,0	1 536,2	
2026	238,1	487,0	595,4	303,7	0,0	0,0	6,2	9,3	7,9	1 647,5	
2027	212,4	472,0	561,0	270,8	0,0	0,0	6,3	9,6	7,3	1 539,5	
2028	315,2	489,0	779,2	402,6	0,0	0,0	9,3	14,1	10,2	2 019,6	
2029	340,5	477,9	877,9	683,7	0,0	0,0	9,5	14,3	12,2	2 416,0	
2030	366,7	468,2	975,5	736,7	0,0	0,0	9,5	14,3	13,2	2 584,1	
2031	374,6	447,0	1 024,6	752,6	0,0	0,0	9,5	14,3	13,6	2 636,2	
2032	377,2	429,7	1 046,9	965,1	0,0	0,0	9,1	13,8	14,6	2 856,4	
2033	377,0	410,8	1 054,9	964,7	0,0	0,0	9,1	13,8	14,7	2 845,0	
2034	382,2	393,2	1 145,4	1 118,1	0,0	0,0	8,9	13,5	15,9	3 077,3	
2035	392,5	376,7	1 099,6	1 148,5	0,0	0,0	8,8	13,2	16,0	3 055,3	
2036	399,1	360,8	1 045,0	1 240,9	44,4	0,0	8,8	13,2	16,4	3 128,6	
2037	405,7	345,8	992,9	1 261,5	592,2	290,8	8,6	12,9	16,4	3 926,7	
2038	414,8	331,6	948,8	1 441,7	650,3	333,8	8,6	12,9	17,1	4 159,5	
2039	416,5	318,1	890,6	1 600,3	675,4	353,4	8,6	12,9	17,5	4 293,3	
2040	412,9	305,5	825,1	1 586,6	713,9	394,6	8,4	12,6	17,2	4 276,8	
2041	410,1	293,9	765,9	1 650,8	732,8	414,0	8,4	12,6	17,2	4 305,7	
2042	402,5	283,1	702,6	1 694,1	731,2	416,4	8,2	12,3	17,1	4 267,5	
2043	399,1	273,2	651,3	1 826,4	723,7	408,3	8,2	12,3	17,4	4 320,0	
2044	390,0	264,1	594,9	1 856,3	707,3	397,1	8,2	12,3	17,2	4 247,4	
2045	377,4	255,9	538,0	1 865,4	680,6	378,6	7,3	11,0	16,8	4 131,2	
2046	368,5	248,4	490,8	1 955,9	644,6	346,2	7,3	11,0	16,9	4 089,7	
2047	362,9	241,7	451,8	1 992,7	632,8	337,3	7,0	10,5	16,8	4 053,5	
2048	355,1	235,4	413,2	2 079,9	597,6	305,2	7,0	10,5	17,0	4 020,8	
2049	344,1	229,7	374,1	2 015,2	574,7	290,2	7,0	10,5	16,4	3 861,9	
2050	340,3	224,5	345,8	1 993,0	572,8	291,1	7,0	10,5	16,2	3 801,2	
2051	341,8	219,7	324,7	2 002,3	586,4	303,6	7,0	10,5	16,2	3 812,2	
2052	238,6	215,6	211,7	1 396,8	264,1	0,0	5,6	8,4	12,0	2 352,8	
2053	231,3	212,8	191,8	1 354,4	247,0	0,0	5,2	7,9	11,7	2 262,2	
2054	235,8	210,2	182,8	1 380,8	264,5	0,0	5,2	7,9	11,8	2 299,1	
2055	236,3	207,7	171,2	1 384,0	267,9	0,0	5,2	7,9	11,9	2 292,2	
2056	236,3	205,4	159,9	1 383,5	268,2	0,0	5,2	7,9	11,9	2 278,2	
2057	243,3	203,2	154,0	1 424,9	291,4	0,0	5,2	7,9	12,1	2 341,9	
2058	231,8	201,2	137,1	1 357,5	254,2	0,0	4,9	7,4	11,7	2 205,7	
2059	227,3	199,3	125,6	1 330,9	237,3	0,0	4,9	7,4	11,5	2 144,2	
2060	219,1	197,6	113,1	1 282,4	207,2	0,0	4,9	7,4	11,2	2 042,9	
2061	198,2	196,1	95,6	1 159,7	134,1	0,0	4,9	7,4	10,4	1 806,3	
2062	175,5	195,0	79,1	1 026,8	56,3	0,0	4,5	6,8	9,5	1 553,6	
2063	63,4	193,9	0,0	0,0	257,3	121,2	4,5	6,8	5,1	652,2	
2064	59,2	192,9	0,0	0,0	198,6	0,0	4,5	6,8	5,0	467,1	
2065	43,9	192,3	0,0	0,0	0,6	0,0	4,2	6,3	4,5	251,8	
Итого приб. период 2023-2065	12 779,3	13 164,2	22 448,4	49 891,5	12 809,6	5 381,8	293,9	442,9	551,3	117 762,8	
Итого расчет. период 2023-2065	12 779,3	13 164,2	22 448,4	49 891,5	12 809,6	5 381,8	293,9	442,9	551,3	117 762,8	



Таблица 4.3.5.1 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2023	-4 920,5	0,0	0,0	-523,8	0,0	-523,8
2024	1 186,4	0,0	0,0	3 611,9	0,0	3 611,9
2025	410,5	0,0	0,0	3 374,1	0,0	3 374,1
2026	-1 480,4	0,0	0,0	1 974,3	0,0	1 974,3
2027	-2 004,8	0,0	0,0	1 625,8	0,0	1 625,8
2028	-372,2	0,0	0,0	3 014,6	0,0	3 014,6
2029	-290,9	0,0	0,0	3 092,2	0,0	3 092,2
2030	69,1	0,0	0,0	3 470,7	0,0	3 470,7
2031	879,0	0,0	0,0	3 620,7	0,0	3 620,7
2032	594,0	0,0	0,0	3 530,3	0,0	3 530,3
2033	1 187,5	0,0	0,0	3 571,3	0,0	3 571,3
2034	1 472,8	0,0	0,0	3 487,6	0,0	3 487,6
2035	2 094,2	0,0	0,0	3 754,6	0,0	3 754,6
2036	2 497,5	221,9	44,4	3 821,1	0,0	3 821,1
2037	2 960,9	2 960,9	592,2	3 490,0	290,8	3 199,2
2038	3 251,3	3 251,3	650,3	3 501,5	333,8	3 167,7
2039	3 376,9	3 376,9	675,4	3 430,2	353,4	3 076,7
2040	3 569,6	3 569,6	713,9	3 448,5	394,6	3 054,0
2041	3 664,2	3 664,2	732,8	3 406,7	414,0	2 992,8
2042	3 656,1	3 656,1	731,2	3 308,7	416,4	2 892,3
2043	3 618,6	3 618,6	723,7	3 195,0	408,3	2 786,7
2044	3 536,7	3 536,7	707,3	3 067,6	397,1	2 670,5
2045	3 403,2	3 403,2	680,6	2 913,7	378,6	2 535,1
2046	3 223,0	3 223,0	644,6	2 726,1	346,2	2 379,9
2047	3 164,0	3 164,0	632,8	2 638,8	337,3	2 301,5
2048	2 988,2	2 988,2	597,6	2 467,5	305,2	2 162,3
2049	2 873,4	2 873,4	574,7	2 353,9	290,2	2 063,7
2050	2 864,1	2 864,1	572,8	2 322,0	291,1	2 030,9
2051	2 932,1	2 932,1	586,4	2 351,6	303,6	2 048,0
2052	1 320,5	1 320,5	264,1	1 128,2	0,0	1 128,2
2053	1 234,9	1 234,9	247,0	1 044,0	0,0	1 044,0
2054	1 322,5	1 322,5	264,5	1 092,9	0,0	1 092,9
2055	1 339,5	1 339,5	267,9	1 091,3	0,0	1 091,3
2056	1 341,0	1 341,0	268,2	1 080,5	0,0	1 080,5
2057	1 456,8	1 456,8	291,4	1 159,0	0,0	1 159,0
2058	1 270,8	1 270,8	254,2	1 008,5	0,0	1 008,5
2059	1 186,6	1 186,6	237,3	936,7	0,0	936,7
2060	1 036,1	1 036,1	207,2	814,8	0,0	814,8
2061	670,5	670,5	134,1	526,9	0,0	526,9
2062	281,4	281,4	56,3	220,8	0,0	220,8
2063	1 286,7	1 286,7	257,3	1 024,2	121,2	903,0
2064	993,2	993,2	198,6	790,0	0,0	790,0
2065	3,0	3,0	0,6	8,6	0,0	8,6
Итого приб. период 2023-2065	65 148,1	64 047,9	12 809,6	97 973,7	5 381,8	92 591,9
Итого расчет. период 2023-2065	65 148,1	64 047,9	12 809,6	97 973,7	5 381,8	92 591,9



Таблица 4.3.5.2 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 1

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	В.Н.П. (IRR), без учета инфляции	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (дисконт 10%), без учета инфляции	Срок окупаемости (дисконт 10%), без учета инфляции
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	%	млн.тенге	лет
2023	-523,8	-1 751,2	-9 806,3	0,0	-6 143,1	
2024	3 611,9	3 134,1	-6 672,2	0,0	-5 091,5	
2025	3 374,1	3 494,4	-3 177,8	0,0	-4 111,4	
2026	1 974,3	1 934,9	-1 242,9	0,0	-3 626,7	
2027	1 625,8	2 441,4	1 198,5	0,0	-3 067,4	
2028	3 014,6	2 314,6	3 513,1	0,5	-2 762,6	
2029	3 092,2	3 876,1	7 389,2	3,8	-2 134,5	
2030	3 470,7	4 158,0	11 547,2	6,0	-1 580,3	
2031	3 620,7	4 971,1	16 518,3	7,8	-968,1	
2032	3 530,3	4 603,3	21 121,6	9,0	-483,6	
2033	3 571,3	4 743,7	25 865,3	9,9	-52,7	
2034	3 487,6	4 590,9	30 456,2	10,6	314,3	
2035	3 754,6	4 809,6	35 265,8	11,1	632,4	
2036	3 821,1	4 823,2	40 089,0	11,5	902,7	
2037	3 199,2	4 142,4	44 231,3	11,8	1 133,6	
2038	3 167,7	4 069,4	48 300,8	12,0	1 332,0	
2039	3 076,7	3 919,6	52 220,4	12,2	1 497,3	
2040	3 054,0	3 828,8	56 049,2	12,3	1 633,2	
2041	2 992,8	3 712,5	59 761,7	12,5	1 745,2	
2042	2 892,3	3 547,5	63 309,2	12,5	1 835,3	
2043	2 786,7	3 395,2	66 704,4	12,6	1 908,9	
2044	2 670,5	3 224,7	69 929,1	12,7	1 967,2	
2045	2 535,1	3 027,4	72 956,5	12,7	2 013,0	
2046	2 379,9	2 834,7	75 791,2	12,7	2 049,0	
2047	2 301,5	2 715,0	78 506,2	12,8	2 077,6	
2048	2 162,3	2 543,5	81 049,7	12,8	2 100,1	
2049	2 063,7	2 408,1	83 457,7	12,8	2 116,7	
2050	2 030,9	2 348,6	85 806,4	12,8	2 129,6	
2051	2 048,0	2 345,9	88 152,3	12,8	2 139,8	
2052	1 128,2	1 297,1	89 449,4	12,8	2 140,1	
2053	1 044,0	1 212,4	90 661,8	12,8	2 140,0	
2054	1 092,9	1 259,5	91 921,3	12,8	2 139,7	
2055	1 091,3	1 247,2	93 168,6	12,8	2 139,0	
2056	1 080,5	1 226,0	94 394,6	12,8	2 137,9	
2057	1 159,0	1 299,1	95 693,7	12,8	2 136,8	
2058	1 008,5	1 124,0	96 817,7	12,8	2 135,2	
2059	936,7	1 050,8	97 868,5	12,8	2 133,5	
2060	814,8	917,5	98 786,0	12,8	2 131,6	
2061	526,9	613,6	99 399,6	12,8	2 129,4	
2062	220,8	280,6	99 680,2	12,8	2 126,8	
2063	903,0	967,0	100 647,1	12,8	2 123,8	
2064	790,0	845,8	101 492,9	12,8	2 120,9	
2065	8,6	32,4	101 525,3	12,8	2 118,0	
Итого приб. период 2023-2065	92 591,9	109 580,4	101 525,3	12,8	2 118,0	11
Итого расчет. период 2023-2065	92 591,9	109 580,4	101 525,3	12,8	2 118,0	11

4.4 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Расчет коэффициентов извлечения нефти (КИН) производился по формуле:

$K_{ИН} = K_1 * K_2 * K_3$, где, K_1 – коэффициент охвата процессом вытеснения (коэффициент сетки скважин), показывающий долю дренируемого объема нефтяных пластов при данной системе размещения скважин, K_2 – коэффициент вытеснения нефти, K_3 – коэффициент заводнения, показывающий долю извлечения подвижных запасов нефти, зависит от зональной и послойной неоднородности пласта, различия физических свойств нефти и вытесняющего агента.

Значения расчетных коэффициентов извлечения нефти для различных вариантов разработки по объектам и в целом по месторождению приведены в таблице 4.4.1

Таблица 4.4.1 – Сопоставление параметров по вариантам разработки

Коэффициенты, д.ед.	КИН утвержденный в ГКЗ, д.ед.	Коэффициенты по вариантам	
		1	2
I объект			
Квыт		0,511	0,511
Кохв.в		0,904	0,924
Кохв.з		0,920	0,900
КИН	0,425	0,425	0,425
II объект			
Квыт		0,577	0,577
Кохв.в		0,675	0,693
Кохв.з		0,770	0,750
КИН	0,300	0,300	0,300

Как видно из таблицы 4.4.1, во 1 и 2 вариантах по всем объектам разработки достигается утвержденный КИН [17]. Рекомендуемым вариантом по технологическим и экономическим показателям является 1 вариант разработки.



5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки представлены в таблице 5.1.1.

Расчетный период по вариантам составил:

1 вариант – 43 года (2023-2065 гг.);

2 вариант – 36 лет (2023-2058 гг.).

Сравнение вариантов производится по рентабельному (прибыльному) периоду. Рентабельный (прибыльный) период разработки принимается период получения положительных значений текущего годового потока денежной наличности.

Экономические расчеты показали, что при принятых, для расчетов, нормативов эксплуатационных затрат, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, (при расчетах в ценах с учетом инфляции) и допущениях, рентабельный (прибыльный) период составил:

1 вариант – 43 года (2023-2065 гг.);

2 вариант – 25 лет (2023-2047 гг.).

Суммарный объем добычи нефти, за прибыльный период составляет:

1 вариант – 678,0 тыс.тонн;

2 вариант – 650,8 тыс.тонн.

Суммарный объем добычи нефти в первом варианте на 4,0 % больше, чем во втором варианте.

Суммарный объем добычи газа за прибыльный период составляет:

1 вариант – 86,1 млн.м³;

2 вариант – 87,7 млн.м³.

Суммарный объем добычи газа в первом варианте на 1,8 % меньше, чем во втором варианте.

Суммарная выручка от реализации продукции по вариантам, за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 357 218,3 млн.тенге;

2 вариант – 233 883,5 млн.тенге.

Суммарная выручка в первом варианте на 34,5 % больше, чем во втором варианте.

Объем необходимых инвестиций без учета НДС за прибыльный период с учетом



инфляции по вариантам составляет:

1 вариант – 9 996,1 млн.тенге;

2 вариант – 18 115,8 млн.тенге.

Объем инвестиций в первом варианте на 81,2 % меньше, чем во втором варианте.

Суммарные эксплуатационные затраты за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляют:

1 вариант – 246 435,1 млн.тенге;

2 вариант – 166 789,9 млн.тенге.

Эксплуатационные затраты в первом варианте на 32,3 % больше, чем во втором варианте.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) по рассматриваемому проекту в среднем за прибыльный период, в ценах без учета инфляции, по вариантам составляет:

1 вариант – 12,8 %;

2 вариант – 12,5 %.

Значение ВНП по вариантам больше 10 %, что говорит об их рентабельности.

Накопленная чистая прибыль по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 92 591,9 млн.тенге;

2 вариант – 64 293,9 млн.тенге.

Накопленная чистая прибыль в первом варианте на 30,6 % больше, чем во втором варианте.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость), по вариантам за прибыльный период, при ставке дисконта 10 %, в ценах без учета инфляции составляет:

1 вариант – 2 118,0 млн.тенге;

2 вариант – 1 805,3 млн.тенге.

Наибольшее значение накопленного дисконтированного потока наличности, при ставке дисконта 10 %, приходится по первому варианту. Чистая приведенная стоимость в первом варианте на 14,8 % больше, чем во втором варианте.

Суммарные выплаты Государству, по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляют:

1 вариант – 117 762,8 млн.тенге;

2 вариант – 66 039,8 млн.тенге.

Суммарные выплаты Государству в первом варианте на 43,9 % больше, чем во втором



варианте.

Коэффициент извлечения нефти, за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 39,1 %;

2 вариант – 38,0 %.

- На основе полученных результатов экономического расчета можно сделать следующие выводы:

– наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности приходится по первому варианту. Чистая приведенная стоимость в первом варианте на 14,8 % больше, чем во втором варианте;

– наибольшая накопленная чистая прибыль, приходится по первому варианту.

Накопленная чистая прибыль в первом варианте на 30,6 % больше, чем во втором варианте.

– наибольшие суммарные выплаты Государству, в виде налогов, приходятся по первому варианту. Суммарные выплаты Государству в первом варианте на 43,9 % больше, чем во втором варианте.

Таким образом, первый вариант разработки, с экономической точки зрения, является наиболее эффективным.



Таблица 5.1.1 - Интегральные экономические показатели проекта

№	Наименование показателей	Расчетный период с учетом инфляции		Прибыльный период с учетом инфляции	
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
1	Проектный период, годы	2023-2065	2023-2058	2023-2065	2023-2047
2	Суммарная добыча нефти, тыс.тонн	678,0	678,0	678,0	650,8
3	Суммарная добыча газа, млн.м ³	86,1	89,8	86,1	87,7
4	Суммарная продажа нефти, тыс.тонн	663,7	663,7	663,7	637,0
5	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	357 218,3	268 206,1	357 218,3	233 883,5
6	Эксплуатационные затраты, млн.тенге, в том числе:	246 435,1	213 351,1	246 435,1	166 789,9
6.1	НДПИ, млн.тенге	12 779,3	9 808,7	12 779,3	8 548,1
6.2	Налог на имущество, млн.тенге	13 164,2	12 722,8	13 164,2	10 050,8
6.3	Затраты на транспорт нефти, млн.тенге	41 127,0	30 829,1	41 127,0	26 861,2
6.4	Экспортная таможенная пошлина, млн.тенге	22 448,4	21 322,3	22 448,4	20 164,7
6.5	Рентный налог, млн.тенге	49 891,5	30 849,8	49 891,5	23 499,0
7	Средние общие затраты на одну тонну продукции, тыс.тенге/тонну	378,2	341,5	378,2	284,1
8	Капитальные вложения, млн.тенге	9 996,1	18 168,5	9 996,1	18 115,8
9	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	65 148,1	-134,1	65 148,1	14 539,0
10	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	12 809,6	2 799,6	12 809,6	2 799,6
11	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	5 381,8	0,0	5 381,8	0,0
12	Накопленная чистая прибыль, млн.тенге	92 591,9	52 055,4	92 591,9	64 293,9
13	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10 % (в ценах без учета инфляции), млн.тенге	2 118,0	1 681,8	2 118,0	1 805,3
14	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	12,8	12,4	12,8	12,5
15	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	11	10	11	10
16	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	117 762,8	78 807,9	117 762,8	66 039,8
17	КИН, %	39,1	39,1	39,1	38,0



5.2 Учет возможности и предложений казахстанских производителей работ, услуг, товаров

Рекомендуется обязательно использовать оборудование, материалы и готовую продукцию, произведенные в Республике Казахстан, если они отвечают требованиям конкурса и законодательства Республики Казахстан о техническом регулировании.

Обязательно привлекать казахстанских производителей работ, услуг при проведении операций по недропользованию, включая использование воздушного, железнодорожного, водного и других видов транспорта, если эти услуги соответствуют стандартам, ценовым и качественным характеристикам однородных работ и услуг, оказываемых нерезидентами Республики Казахстан.

При привлечении подрядных организаций предусматривать в условиях конкурса положения в части казахстанского содержания в товарах, работах, услугах, а также в отношении персонала, занятого на подрядных работах.

Приобретение товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию, производить в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с обязательным использованием реестра товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию и их производителей, и/или с использованием иных систем электронного закупа, расположенных в казахстанском сегменте сети Интернет, работа которых синхронизирована с работой реестра товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию, и их производителей, в порядке, утвержденном Правительством Республики Казахстан.

Расчет казахстанского содержания в закупках необходимо производить недропользователем/подрядчиком самостоятельно в соответствии с Единой методикой расчета организациями казахстанского содержания при закупке товаров, работ и услуг, утверждаемой Правительством Республики Казахстан, действующей на период осуществления таких закупок.



6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ 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 в рамках Проект разработки месторождения Юго-Восточный Дошан 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, рекомендованных настоящим проектом.

6.1.1 Текущее состояние, существующие технические и технологические условия эксплуатации скважин

На 01.01.2023 г. на месторождении Юго-Восточный Дошан общий пробуренный фонд составил 34 скважины, из которых 16 (ЮВД-16, 24, 30, 33, 38, 39, 46, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58) скважин в наблюдательном фонде, 13 скважин в консервации, 1 (ЮВД-59) скважина в ожидании освоения, 4 (ЮВД-10, 43, 44, 45) скважины в ликвидированном фонде. В консервации из-за отсутствия обустройства 9 (ЮВД-17, 25, 31, 35, 40, 42, 49, 20, 32) ед., скважина ЮВД-47 в консервации по причине получения притока газа при освоении и 3 (ЮВД-13, 19, 15) скважины в консервации по геологическим причинам.

С 8 декабря 2018 г. и на дату составления настоящего Проекта (на 01.01.2023 г.) все добывающие скважины находились в наблюдательном фонде по причине завершения срока ПЭ. Следовательно, для проведения анализа существующих технических и технологических условий эксплуатации скважин были использованы промысловые данные по состоянию на 01.12.2018 г.

Фонтанные скважины

По состоянию на 01.07.2018 г. фонтанные скважины ЮВД-50 и 57 фонтанировали со средним дебитом жидкости $38 \text{ м}^3/\text{сут}$, с обводнённостью 1 %, при устьевом и затрубном давлении 0,8 и 2,8 МПа, соответственно.

Внутрискважинное оборудование включает в себя однорядный подъёмник диаметром 73 мм.

Скважины, эксплуатируемые СШНУ

На дату составления проекта, скважины, эксплуатируемые СШНУ, работали со



средним дебитом жидкости 9,3 м³/сут (диапазон изменения от 3 (скважина 15) до 14 м³/сут (скважина 33)) и нефти 7 т/сут (диапазон изменения от 2 (скважина 15) до 10 т/сут (скважина 33)) при средней обводненности 7,6 % (диапазон изменения от 3 до 13 %). Установка СШНУ эксплуатировались на режимах с длиной хода полированного штока от 1,8 до 2 м и числом качаний головки балансира от 4 до 5 кач/мин.

Скважины, эксплуатирующиеся СШНУ, оборудованы насосами следующих типоразмеров: вставными 25-175-RHAM-14 (внутренний диаметр насоса 44 мм), 25-150 RHBМ (внутренний диаметр насоса 38,1 мм) и трубной 25-225 THM (внутренний диаметр насоса 57,2 мм). Насосы спущены на насосно-компрессорных трубах диаметрами 73 мм. Глубину спуска насосов на месторождении устанавливают в зависимости от уровня жидкости в скважинах, с учетом осложняющих факторов. В скважине ЮВД-30 насос спущен в интервал перфорации на 86,4 м. В скважинах ЮВД-15 и 33 насосы спущены выше интервалов перфорации в среднем на 34,2 м и установлены на глубинах от 1358 (ЮВД-33) до 1837,72 м (ЮВД-15). Плунжер насоса во всех скважинах, спущен на трехступенчатой колонне штанг диаметрами 19×22×25 мм. Низ колонны НКТ дополнительно оборудован воронкой либо заглушкой.

Скважины, эксплуатируемые УЭЦН

На дату составления проекта, скважины, эксплуатируемые УЭЦН, работали со средним дебитом жидкости 47,8 м³/сут (диапазон изменения от 28 (скважина 51) до 79 м³/сут (ЮВД-38)) и нефти 21 т/сут (диапазон изменения от 3 (ЮВД-56) до 62 т/сут (ЮВД-38)) при средней обводненности 50 % (диапазон изменения от 4 (ЮВД-38) до 94 % (ЮВД-56)). Насосная установка работала с частотой вращения электродвигателя от 45 до 54 Гц.

Устьевое оборудование скважин состоит из фонтанной арматуры на рабочее давление 21 МПа, устьевой станции управления и трансформатора.

Подземное оборудование состоит из колонны НКТ диаметром 73 мм, на которых спущен погружной электроцентробежный насос, газосепаратор, гидрозащита, погружной электродвигатель. Номинальная подача используемых электроцентробежных насосов – от 30 до 900 м³/сут, с напором от 1200 до 1500 м.

6.1.2 Проектные технологические условия разработки месторождения

Согласно рекомендуемому 1 варианту разработки, на I объекте в ближайшие 10 лет (в период с 2023 г. по 2033 г.) планируется бурение 8 добывающих скважин, перевод 2 добывающих скважин из II объекта разработки и перевод 4 добывающей скважин в ППД. Добывающий фонд достигнет своего максимума в 2029 г. и составит 26 ед., максимальное



количество нагнетательных скважин – 4 ед. в 2027 г. Среднегодовой дебит по жидкости на 1 скважину колеблется в диапазоне от 14,3 до 32 т/сут. Среднегодовой дебит по нефти будет иметь тенденцию снижения с 2024 г. от 14,3 до 3,3 т/сут. Приемистость нагнетательных скважин будет снижаться от 132,9 до 52,6 м³/сут.

II объект согласно рекомендуемому варианту вступит в разработку в 2028 г. В ближайшие 10 лет (с 2028 г. по 2038 г.) предусмотрено бурение 4 добывающих скважин. При этом фонд добывающих скважин составит 8 ед. Согласно прогнозным показателям среднегодовой дебит на 1 скважину по жидкости колеблется от 8,4 до 11,5 т/сут и в 2034 г. составит 11,1 т/сут. Среднегодовой дебит на 1 скважину по нефти колеблется в диапазоне от 6,1 т/сут до 5,0 т/сут.

6.1.3 Расчет и обоснование минимальных давлений фонтанирования

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 механизированный способ, необходимо оценить предельные (минимальные) давления фонтанирования скважин (при условии Рзаб<Рнас – для скважин I объекта и при условии Рзаб>Рнас – для скважин II объекта) и предельную обводненность (при которой скважины прекращают фонтанировать), обосновать выбор фонтанного подъемника (компоновку лифта) и согласовать работу системы пласт-скважина (Qн, Ру, Рзаб, Кпрод), а также обосновать выбор соответствующего наземного и подземного оборудования. Для расчета и обоснования предельных давлений фонтанирования, при условии поддержания забойных давлений несколько ниже (или на уровне) давления насыщения, использован графо-аналитический метод, основанный на определении объема свободного газа и расхода газа при работе газожидкостного подъемника. Для условий фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости ($\Gamma_{\text{эфф}}$), был больше или, по крайней мере, был равен удельному расходу газа при работе подъемника на оптимальном режиме $R_{\text{опт}}$ ($\Gamma_{\text{эфф}} \geq R_{\text{опт}}$).

На рисунке 6.1.1 и 6.1.2 приведен график зависимости минимальных забойных давлений фонтанирования от устьевых давлений в подъемнике (НКТ) диаметром 73 мм, для I и II объекта с обводненностью продукции 0, 20, 40 и 60 %. Выбор лифта диаметром 73 мм проведен с учетом соответствия фактической производительности скважин и возможности проведения различных технологических операций.



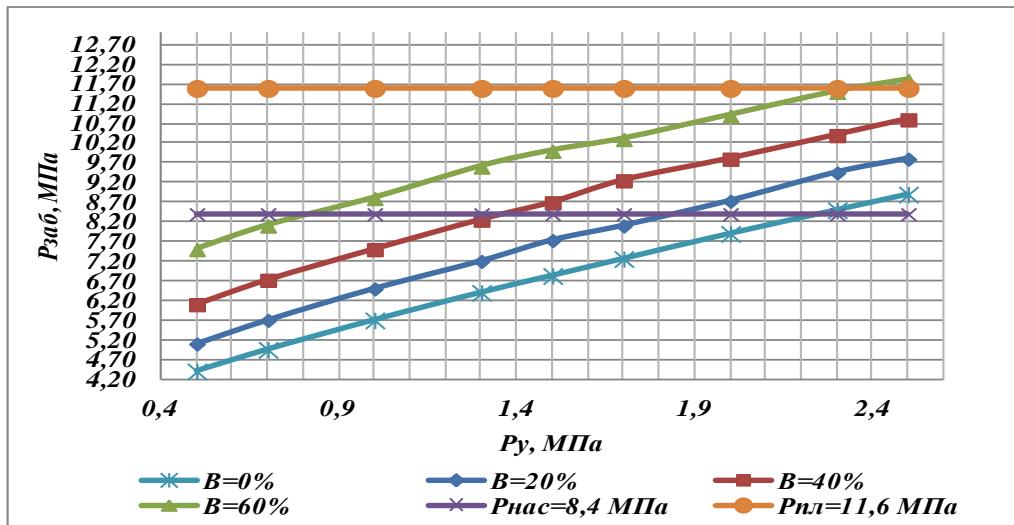


Рисунок 6.1.1 - Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье по I объекту

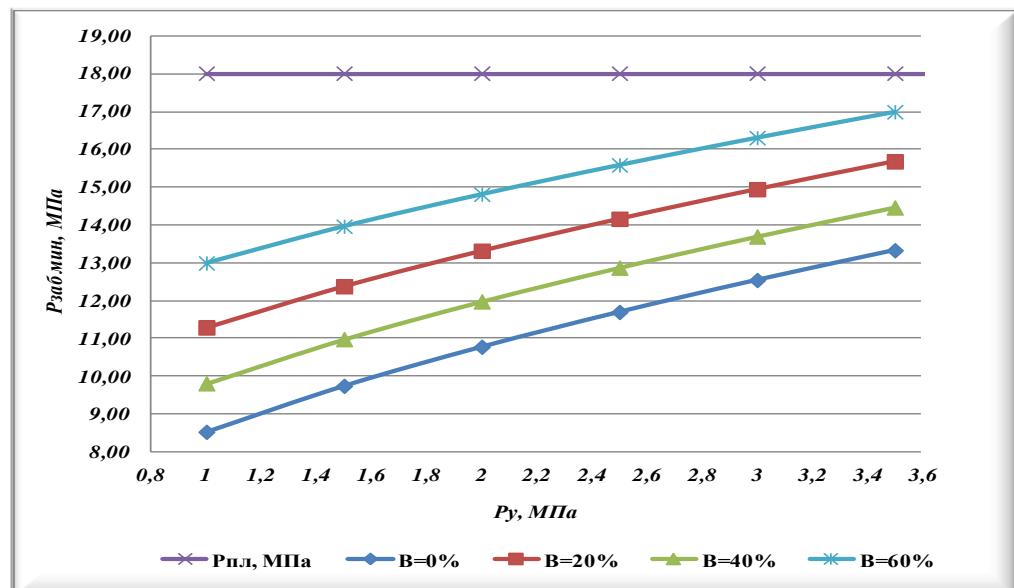


Рисунок 6.1.2 - Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье по II объекту

Как видно из графика, приведенного на рисунке 6.1.1, для 1-го объекта, фонтанирование скважин работающих с нулевой обводненностью продукции, минимальному давлению фонтанирования (при условии $P_{заб} < P_{нас}$) от 4,4 до 8,4 МПа соответствуют давления на устье от 0,5 до 2,2 МПа. С увеличением обводнённости до 60 % значение предельного давления фонтанирования при устьевом давлении 0,5 МПа возрастает до 7,5 МПа, в связи с чем, снижается депрессия и дебит скважин, при этом уменьшается возможность обеспечения проектных показателей добычи нефти. Из чего следует, что на механизированный способ добычи, следует переводить скважины, фонтанирование которых становится нерациональным при увеличении обводнённости (снижение депрессии и дебита).



Согласно ст. 126 «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» эксплуатация скважин при забойном давлении ниже давления насыщения допускается после специальных режимных исследований скважин, проведенных в период пробной эксплуатации. Скважины, эксплуатирующиеся с забойным давлением ниже давления насыщения, обоснованы, т.к. в период пробной эксплуатации, проведены специальные исследования МУО (метод установившихся отборов). Во время исследования скважины эксплуатировались на трех режимах с забойным давлением ниже давления насыщения, с замерами дебитов нефти и газа, что соответствует «Единым правилам по рациональному и комплексному...» [11]. По исследованиям видно, что скважины при эксплуатации на разных режимах (со штуцерами от 4 до 10 мм) обеспечивают дебит нефти от 16,01 до 50,82 м³/сут, дебит газа от 1710 до 21397 м³/сут.

Как видно из графика, приведенного на рисунке 6.1.2, для скважин 2-го объекта, фонтанирование скважин работающих с нулевой обводненностью продукции обеспечено при минимальном давлении фонтанирования (при условии Рзаб>Рнас) от 8,5 до 13,3 МПа, соответствуют давления на устье от 1 до 3,5 МПа. С увеличением обводнённости до 60 % значение предельного давления фонтанирования при устьевом давлении 0,5 МПа возрастает до 12,98 МПа, в связи с чем, снижается депрессия и дебит скважин, при этом уменьшается возможность обеспечения проектных показателей добычи нефти. Из чего следует, что на механизированный способ добычи, следует переводить скважины, фонтанирование которых становится нерациональным при увеличении обводнённости (снижение депрессии и дебита).

6.1.4 Обоснование режимов фонтанирования и оборудования фонтанных скважин

Определение оптимального режима работы фонтанных скважин и необходимого оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчётов движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. Для обоснования выбора оборудования и режима работы скважин при фонтанной эксплуатации, расчёты основываются на минимуме среднего градиента давления по колонне НКТ, то есть перепад давления должен быть минимальным, что равносильно максимальному отбору из скважины в соответствии с её продуктивностью.

Расчет режимов работы фонтанных скважин проведен для подъемников с внутренним диаметром 62 мм, применяемых на месторождении в настоящее время.

На рисунке 6.1.3 приведены графики согласования работы пласта и подъемника для скважин I и II объекта при безводной продукции для устьевых давлений от 2,5 до 1,5 МПа.



На графике 6.1.3 и 6.1.4 характеристические кривые пересекаются с индикаторной линией (кривая притока) в точках, определяющих забойное давление и дебит при допустимых значениях устьевого давления (режим работы скважины). Индикаторная линия рассчитана исходя из среднего значения коэффициента продуктивности 18,6 и $1,5 \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{МПа}$.

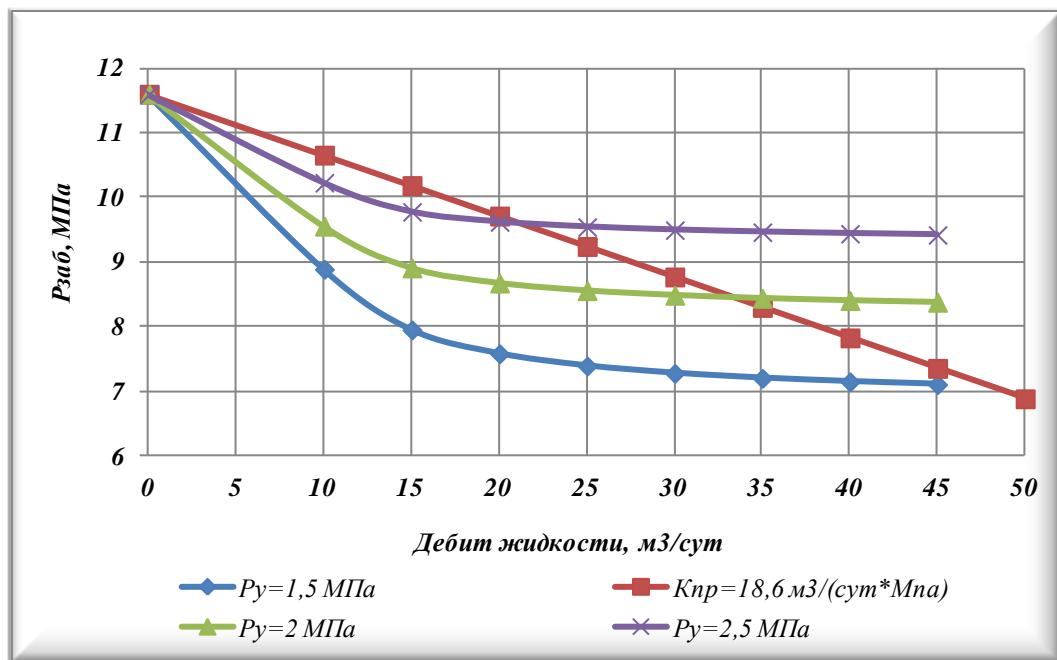


Рисунок 6.1.3 - Согласование работы пласта и подъемника (НКТ) диаметром 73 мм (I объект)

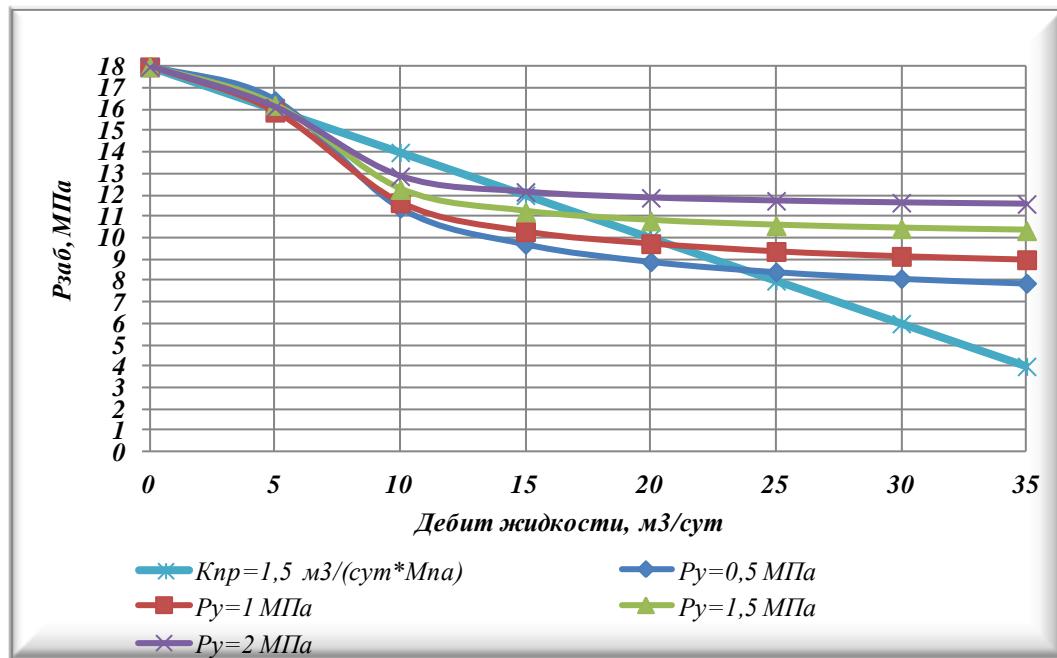


Рисунок 6.1.4 - Согласование работы пласта и подъемника (НКТ) диаметром 73 мм (II объект)

Как видно из графика на рисунке 6.1.3, для скважин I объекта согласование работы



пласта и подъемника (режим с максимальным дебитом) при забойном давлении от 9,6 до 7,3 МПа, дебит при этом изменяется от 45 до 20 м³/сут, при давлениях на устье от 1,5 до 2,5 МПа. Ориентировочный проектный дебит жидкости (\approx 24 м³/сут) будет обеспечиваться при устьевом 2,5 МПа и забойным давлении 9,6 МПа, соответственно. Пластовое давление Рпл=11,6 МПа.

Как видно из графика на рисунке 6.1.4, для скважин II объекта согласование работы пласта и подъемника (режим с максимальным дебитом) при забойном давлении от 16,2 до 8,9 МПа, дебит при этом изменяется от 5 до 25 м³/сут, при давлениях на устье от 0,5 до 2 МПа. Ориентировочный проектный дебит жидкости (\approx 6 м³/сут) будет обеспечиваться при устьевом 2 МПа и забойным давлении 15,3 МПа, соответственно. Пластовое давление Рпл=18 МПа.

Режим работы скважин устанавливается по заданному дебиту или по заданной депрессии (до допустимого значения) изменением устьевых давлений (установкой штуцера), но не ниже давления в системе сбора.

Как видно из графиков, применяемые на месторождении трубы диаметром 73 мм рациональны для обеспечения проектных дебитов. Для осуществления проекта, предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,5 мм из стандартизованных сталей марки Д (ГОСТ 633-80) с пределом текучести не менее 380 МПа и J-55 (стандарт 5А АНИ с наименьшим пределом текучести $\sigma_t = 379$ МПа), которая спускается до интервала перфорации.

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование фонтанных нефтяных скважин выбирается исходя из условий проекта разработки и эксплуатации месторождения. Существующие фонтанные арматуры марки: «Корвет-65×21» на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI) фирмы «Казнефтегазмаш», JMP 3000 PSI (21 МПа) и JMP 5000 PSI (35 МПа), соответствует условиям эксплуатации фонтанных скважин и обеспечивают 1,5 кратный запас прочности по максимальному давлению. Диаметр проходного отверстия ствола ёлки и боковых отводов – 65 мм. Управление запорными устройствами (задвижками) ручным способом расположены на боковых отводах. Боковые выкиды арматуры оборудуются регулируемыми штуцерами (или регулируемыми дросселями).

6.1.5 Обоснование режимов и оборудования механизированных скважин

При прекращении фонтанирования и снижения дебита до нерентабельных значений или отсутствия фонтанного притока, учитывая успешное применение на месторождении



механизированного способа при помощи СШНУ и УЭЦН, можно сделать вывод, что дальнейшая разработка месторождения Юго-Восточного Дощана будет основана на механизированном способе добычи с использованием СШНУ и УЭЦН, зарекомендовавшем себя как оптимальный и надежные способы для условий месторождения.

Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ)

Для обеспечения проектных дебитов в диапазоне от 5 до 50 м³/сут, учитывая условия и характеристику месторождения, и опыт применения установок СШНУ, при прекращении фонтанирования скважин, рекомендуется оборудовать их насосам 25-225-ТНМ-11-4-2-3 по ГОСТ 26-16-06-86 или соответствующие им по стандарту API-11AX. Насос спускать на НКТ с наружным диаметром 73 мм, с толщиной стенки 5,5 мм, плунжеры насосов на двухступенчатой штанговой колонне диаметром 19×25 мм и на одноступенчатой штанговой колонне диаметром 22 мм. Применяемое на месторождении наземное и внутристкважинное оборудование, соответствуют условиям эксплуатации, и позволяет при необходимости устанавливать минимальные и максимальные режимы откачки, и рекомендуется к дальнейшему применению.

Установки электроцентробежные насосные УЭЦН

При выборе УЭЦН необходимо подобрать такие типоразмеры насоса, электродвигателя с гидрозащитой, кабеля, трансформатора, диаметра НКТ, а также глубину спуска насоса, сочетание которых обеспечивает освоение скважины и необходимую норму отбора (номинальный дебит) жидкости в установленном режиме работы системы «скважина-установка» при наименьших затратах.

На устье скважин устанавливается станция управления с частотным регулятором скорости вращения электродвигателя погружных насосных установок и трансформатор для преобразования напряжения.

Для большего соответствия характеристик насоса фактическим скважинным условиям целесообразно в сочетании с установкой погружного электронасоса использовать контроллеры, позволяющие регулировать работу насоса с поверхности.

Внутристкважинное оборудование состоит из электрического кабеля, центробежного насоса, газосепаратора, уплотнительной секции (гидрозащиты), электродвигателя и колонны НКТ. Помимо этого в компоновке подземного оборудования необходимо использовать два клапана, которые устанавливаются выше насоса: нижний – обратный клапан для предупреждения заклинивания насоса за счет оседания мехпримесей при остановке насоса, верхний - циркуляционный клапан для предупреждения разлива добываемой жидкости при подъеме насоса из скважины. Для предотвращения образования парафиноотложений



рекомендуется оборудовать скважины с УЭЦН скребком.

Применяемое на месторождении устьевое оборудование, электроцентробежные насосы QYB101/79/1500, QYB101/79/1200, 80ЭЦН5-59-1200, 30ГЗ-1500, ВНН5-59-1200, ВНН5-900-1500, соответствуют условиям эксплуатации, и по добывным возможностям обеспечивают проектные дебиты, и рекомендуются к дальнейшему применению.

6.1.6 Обоснование выбора оборудования и режимов нагнетания

По проектным показателям рекомендуемого варианта в течение 2023-2032 гг. среднегодовая приемистость по воде изменяется от 167,4 до 54,7 м³/сут.

На рисунках 6.1.5 приведён график зависимости давления нагнетания воды на устье и забойного давления от приёмистости скважины для НКТ с наружным диаметром 73 мм. Для проведения расчетов коэффициент приемистости нагнетательных скважин был взят показатель коэффициента продуктивности добывающих скважин.

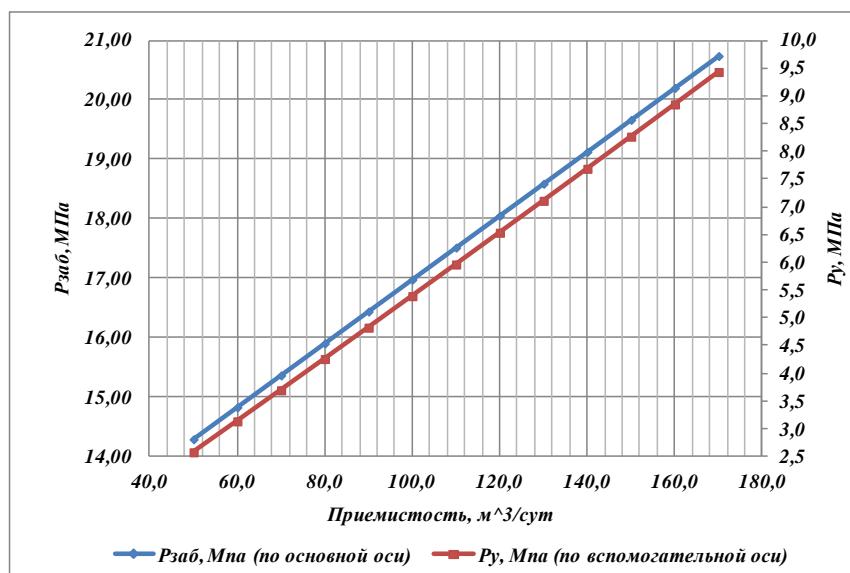


Рисунок 6.1.5 – График зависимости давления нагнетания воды на устье и забойного давления от приемистости скважины для НКТ с наружным диаметром НКТ 73 мм

Как видно из графика 6.1.5, колонна НКТ диаметром 73 мм обеспечивает проектный расход нагнетаемого агента (вода) при давлениях на забое от 14,3 до 20,7 МПа и давлением нагнетания на устье от 2,6 до 9,5 МПа. Максимальная приемистость 167 м³/сут (2024 г.) при забойном давлении 20,5 МПа и давлении нагнетания на устье 9,3 МПа. Рассчитанное забойное давление нагнетания не превышает давление разрыва пласта, равное 21 МПа. Выбранная для нагнетания колонна диаметром 73 мм, характеризуется незначительными гидравлическими потерями, в среднем 0,0124 МПа/м и является рациональной для



намечаемых условий.

Устьевое оборудование нагнетательных скважин выбирается исходя из физико-химических свойств нагнетаемого агента и максимальных ожидаемых давлений нагнетания.

Наземное оборудование нагнетательных скважин включает в себя нагнетательную арматуру с регулятором расхода жидкости. Нагнетательная арматура предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин и контроля режима закачки. Типоразмер арматуры определяется глубиной залегания пласта, расчетным давлением и объемом закачки.

Фонтанная арматура АФК-65x210 по ГОСТ 13846-84 (или с соответствующей характеристикой по классификации АНИ) на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI) соответствует условиям эксплуатации нагнетательных скважин на месторождении. Диаметр проходного отверстия ствола ёлки и боковых отводов – 65 мм. Управление запорными устройствами (задвижками) осуществляется ручным способом и расположено на боковых отводах. Ствол нагнетательной ёлки должен быть оборудован запорным устройством ручного управления. На боковом отводе нагнетательной ёлки устанавливается обратный клапан, препятствующий потоку жидкости из скважины в случае временного прекращения подачи или аварии трубопровода.



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

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования на месторождении Юго-Восточный Дощан возможны такие виды осложнений, связанные с физико-химическими свойствами добываемой нефти, как:

- образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО);
- загрязнение призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин;
- водопроявления;
- гидратообразование.

Возникновение осложнений приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

В разработке I объект (горизонт М-II). Фонд скважин на 01.10.2022 год 34 ед., 16 наблюдательных; 13 в консервации, из них 9 скважин по причине из-за отсутствия обустройства в консервации, одна скважина при освоении получения притока, 3 по геологическим причинам; ликвидированных 4 скважины по геологическим причинам. Месторождение на данный момент закрыто и на 01.01.2023 г. эти данные действительны.

АСПО

Нефть продуктивных горизонтов Западного крыла по содержаниям групповых углеводородов относится к малосернистым (0,10–0,22 масс. %), малосмолистым (0,57–2,20 масс. %), высокопарафинистым (9,8–17,5 масс. %). Содержание асфальтенов от 0,05 до 0,22 масс. %, механические примеси составляют от 0,008 до 0,02 масс. %.

Нефть продуктивных горизонтов Восточного крыла по содержаниям групповых углеводородов относится к малосернистым (0,10–0,15 масс. %), малосмолистым (1,08–2,50 масс. %), высокопарафинистым (12,20–15,50 %). Содержания асфальтенов от 0,09 до 0,22 масс. %, механические примеси составляют от 0,01 до 2,2 масс. %.

В связи с изложенным возможны осложнения, связанные с парафинизацией скважинного оборудования, выпадением АСПО в пласте и оборудовании.

Интенсивность образования АСПО зависит от содержания в нефти парафина, асфальтенов и смол, их свойств, термобарических условий, технологических факторов и т.д. Изменение термобарических условий потока пластового флюида в процессе эксплуатации добывающих скважин, а также снижение температуры при его движении по стволу скважины и по выкидным линиям за счет выделения и расширения газа могут привести к выпадению парафина в виде твердой фазы, образованию отложений на стенках



трубопроводов и уменьшению рабочего сечения. Асфальтены, находящиеся в дисперсном состоянии, могут также являться центрами кристаллизации, способствующими выпадению парафина из нефти при ее охлаждении.

Удаление парафинов обычно принято производить путем скребкования или промывкой растворителями. На месторождении в 2015 г. проведено 136 очисток скважин от парафина, в 2016 г. – 216 очисток, в 2017 г. – 307 очисток. В дальнейшем очистки не проводились.

Наиболее востребованным случаем является борьба с АСПО, а предупреждение их образования. Предупреждение образования парафинов достигается нанесением защитных покрытий на поверхности труб и другого оборудования из гидрофильных материалов, введением ингибиторов АСПО.

Для этой цели разработана масса ингибиторов АСПО, дозировка которых в поток на забое скважины позволяет избегать накопления смол и парафинов на стенках НКТ и наземных трубопроводов.

Ингибитор АСПО, обладая поверхностно-активными свойствами, влияет на начало кристаллизации, стабилизирует кристаллическую фазу и предупреждает осаждение органических веществ на поверхности, имеющей центры кристаллизации. В процессе добычи нефти под действием ингибитора происходит не только формирование мелкодисперсной суспензии АСПО, но и ингибирование внутренней поверхности оборудования. Применение химических реагентов предусматривает непрерывную подачу ингибитора дозировочными насосами. Выбор наиболее эффективного и экономически выгодного ингибитора парафиноотложений и технологии их закачки проводится на основе проведения лабораторных исследований.

Для депарафинизации нефтепромыслового оборудования обычно применяются тепловые методы удаления парафиноотложений – обработки горячей нефтью (ОГН) и обработки горячей водой (ОГВ).

С целью удаления АСПО на месторождении применялись обработки горячей нефтью (ОГН). По представленным данным, в 2015 г. были проведены 4 ОГН на 3 скважинах; в 2016 г. проведены 9 ОГН на 4 скважинах; в 2017 г. проведены 38 ОГН на 9 скважинах; в 2018 г. было проведено 98 ОГН на 12 скважинах.

Для определения эффективности проводимых обработок рассчитан межочистной период работы скважин (МОП):

$$\text{где: } MOP = \frac{T}{N},$$

Т – расчетный период времени, отработанного скважинами;



N – суммарное количество обработок за расчётный период времени.

В таблице 6.2.1 представлен межочистной период.

Таблица 6.2.1 – Количество проведенных ОГН на скважинах

Дата	Количество ОГН, шт	МОП, сут
2015	4	15
2016	9	34
2017	38	9
2018	98	4

МОП ОГН в период 2015-2018 гг. был в пределах 4-34 сут. В последующие годы ОГН не проводились.

Обработка горячей водой (ОГВ) на месторождении применялась 5 раз на 3 скважинах в 2018 г. В таблице 6.2.2 дан поскважинный расчет МОП.

Таблица 6.2.2 – Количество проведенных ОГВ на скважинах в 2018 г.

№ скважины	Количество ОГВ, шт	Рабочие сутки скважины в год	МОП, сут
15	2	183	92
50	2	302	151
51	1	337	337
Итого	5	822	Среднее: 193

В 2018 г. МОП ОГВ был равен в среднем 193 сут.

Рекомендуется продолжать проведение ОГН, тщательно контролируя производство работ и уделяя внимание совершенствованию технологии для увеличения длительности МРП.

Водопроявления

Одной из важнейших проблем в процессе разработки нефтегазовых месторождений является увеличение притока воды к забоям добывающих скважин. Это приводит к уменьшению конечной нефтеотдачи, к большим затратам на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти. Вследствие экономической нецелесообразности дальнейшей эксплуатации такие скважины активно пополняют бездействующий фонд.

Изоляционные работы рекомендуется проводить при достижении обводнённости продукции скважин 60 % и более. Для этого необходимо разработать комплекс мероприятий, направленных на исследование причин и источников обводненности добываемой продукции – провести специальные исследования по определению профиля и характера притока обводняющихся скважин. По результатам исследований разработать мероприятия по снижению водопроявления.



Для ограничения водопритоков методом изоляции обычно рекомендуется применять вязкоупругие составы, цементные пробки или изолирующие пакеры, используя передовые технологии и материалы

Интенсификация

Наиболее востребованными операциями по повышению нефтеотдачи являются работы по перфорации (ПР) и гидроразрыву пласта (ГРП).

Перфорация производится с целью более полной выработки всей нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта.

Дострел может производиться при эксплуатации мощных пластов, в которых первоначально перфорацией вскрывают не всю нефтенасыщенную часть.

Необходимость в реперфорации (перестреле) пласта может возникнуть в случаях при освоении скважины после бурения, переводе добывающей скважины под нагнетание воды, после проведения РИР, при переводе скважины с одного объекта эксплуатации на другой.

Согласно мировому опыту по применению ГРП успешно применяется на всех типах геологических пород, кроме очень мягких и слабосцементированных. Повышение добычи нефти в результате гидроразрыва варьируется в широких пределах и в среднем составляет 200-300 %. Гораздо большего увеличения можно добиться, если добыча ограничивается малопроницаемыми блоками вокруг ствола скважины. Гидроразрыв пласта позволяет сделать выгодной добычу из многих скважин и месторождений, которая иначе не могла бы быть экономически оправданной.

При возникновении необходимости в интенсификации притока нефти и увеличении продуктивности скважин, учитывая отложения, к которым приурочены промышленные залежи месторождения Юго-Восточный Дошан, в литологическом строении представленные чередованием песчаников, алевролитов и глин, рекомендуются кислотные обработки на основе плавиковой, соляной кислот и поверхностно-активных веществ.

С 2012 по 2021 гг. на месторождении Юго-Восточный Дошан по кислотным обработкам призабойной зоны (ОПЗ) было 2 марта 2018 года было проделано на скважине ЮВД-53, МКС-2 типом кислоты.

Соляная кислота практически взаимодействует только с карбонатными компонентами, не вступая в реакцию с основной массой породы терригенного коллектора. Для растворения части силикатного материала, цементирующего и скелетного веществ пород пласта, поглощенного в процессе бурения или при ремонтных работах на скважине (глинистого материала или цемента), а так же материалов, загрязняющих поверхность забоя в форме глинистой или цементной корки, в состав кислотной композиции вводится



плавиковая кислота. Для снижения сопротивления при проникновении раствора в пласт, замедления реакции и лучшего извлечения продуктов реакции за счет снижения межфазного натяжения вводятся поверхностно-активные вещества.

Обработка смесью соляной и плавиковой кислот целесообразна как для удаления карбонатной составляющей цементирующих веществ, так и для растворения глинистого материала и силикатных компонентов.

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.

При применении любого из методов интенсификации добычи нефти необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков.



6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, по скважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю.

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении Юго-Восточный Дошан эксплуатация нефтяных скважин приостановлена, весь пробуренный фонд составляет 34 ед.

На дату составления настоящего проекта система сбора и подготовки отсутствует. На этапе пробной эксплуатации нефть со скважин вывозился индивидуальным автотранспортом на ЦПН месторождения Арыскум для окончательного доведения нефти до товарного качества.

На этапе пробной эксплуатации была следующая технология: газожидкостная смесь со скважины поступала на блок замера для учета дебита нефти и газа. После проведения замеров газожидкостная смесь подогревалась на устьевом подогревателе, далее подогретый поток поступал в нефтегазовый сепаратор, где предусмотрена была первая ступень сепарации. Выделившаяся жидкость направлялась в накопительную емкость, оттуда подавалась на налив в автоцистерны для вывоза. Накопительная емкость установлена на высоте обеспечивающей налив жидкости в автоцистерны самотеком.

Газ, выделившийся в процессе сепарации, направлялся частично в качестве топлива на устьевой подогреватель, а оставшийся газ сжигался на факельной установке.

Обустройство системы подготовки нефти не планируется с учетом близкого расположения крупного ЦПН на месторождении Арыскум. В настоящее время идет строительство замерных установок СП-1 и СП-2 на месторождении Юго-Восточный Дошан и прокладка от замерной установки СП-1 трубопровода протяженностью 19977,73 м для транспортировки газожидкостной смеси до СП-6 месторождения Арыскум.

Для разработки месторождения Юго-Восточный Дошан в рамках данного документа рассматриваются несколько вариантов разработки, различающихся методом воздействия на пласт.

При проектировании системы сбора продукции скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Юго-Восточный Дошан для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный



трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;

- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

С учетом вышеизложенных рекомендаций технология внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции для всех вариантов разработки месторождения следующая: газонефтяная смесь от устьев скважин по индивидуальным выкидным линиям под буферным давлением поступает на замерную установку (ЗУ), где на тестовом сепараторе осуществляется поскважинный замер добываемой продукции, далее общий поток флюида через печь подогрева направляется по трубопроводу на СП-6 Арыскум, далее на ЦППН месторождения Арыскум для дальнейшей подготовки до товарного качества.

На рисунке 6.3.1 представлена принципиальная схема системы сбора и транспортировки добываемой продукции.



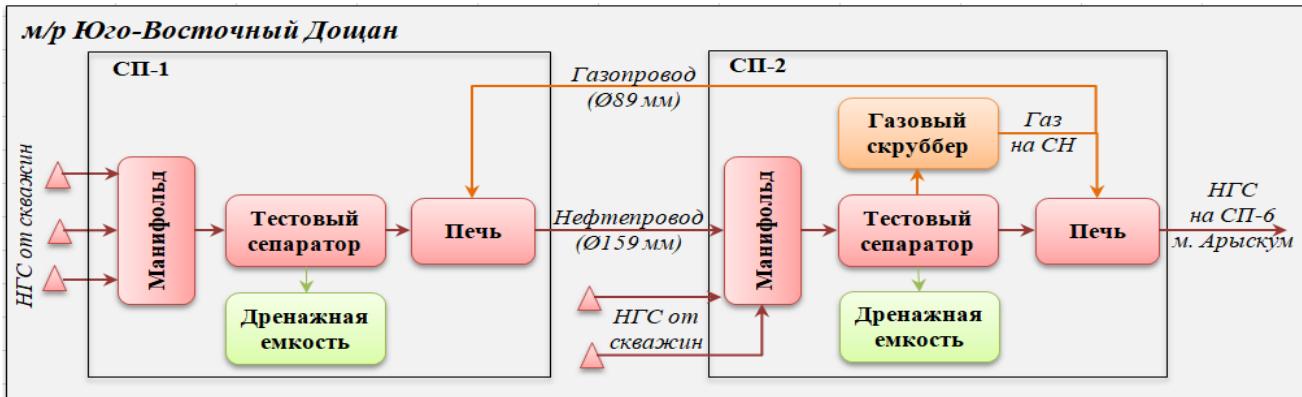


Рисунок 6.3.1 - Принципиальная схема системы сбора и транспортировки

Для реализации любого из рассматриваемых вариантов разработки необходимо обустройство устья добывающих и нагнетательных скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

Во всех вариантах для закачки воды в пласт необходимо предусмотреть строительство площадки подготовки воды для закачки, нагнетательной линий. Закачка воды будет производиться с помощью мобильной блочно-кустовой насосной станцией ($15 \text{ м}^3/\text{час}$). Вода будет поступать от водозаборной скважины.

В любом варианте в объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутримысовых дорог, энергоснабжения.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке и (или) утилизации газа

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями, приказами Правительства РК.

В соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК 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. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года.

Для выполнения обязательств Недропользователем разработана «Программа развития переработки попутного газа месторождения Дошан и Юго-Восточный Дошан на период 2012-2013 гг. в период пробной эксплуатации», которая была рассмотрена и утверждена Рабочей группой (Протокол № 3 РГ МЭ РК от 24.08.2012г.).

В соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК программы развития переработки попутного газа должны обновляться каждые три года.

В связи с этим в 2014 году была разработана «Программа развития переработки попутного газа при пробной эксплуатации на месторождения Юго-Восточный Дошан на период 2014-2015 гг.» и утверждена Рабочей группой (Протокол №6.1 РГ МЭ РК от 04.07.2014 г.).

На основании утвержденного «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан» (одобрен письмом КГН №27-5-2778.) была разработана и утверждена «Программа развития переработки попутного газа при пробной эксплуатации на месторождения Юго-Восточный Дошан на период 2016-2017 гг.» (Протокол №3.2 РГ МЭ РК от 03.03. 2016 г.).

В рамках «Программы развития переработки попутного газа при пробной эксплуатации на месторождения Юго-Восточный Дошан на период 2016-2017 гг.» был согласован объем неизбежного сжигания газа при пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан на 2017 г. (Протокол №2 от 28.10. 2016 г.). Объем технологически неизбежного сжигания газа на 2017 г. (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ63VCQ00000277 от 22.11.2016 г.) составляет 23,5 млн.м³.

В соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК в 2017 году была разработана «Программа развития переработки попутного газа при пробной эксплуатации на месторождения Юго-Восточный Дошан на 2018 г.» и утверждена Рабочей



группой (Протокол №5 от 15.12.2017 г.). Объем технологически неизбежного сжигания газа на 2018 г. (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ01VCQ00000326 от 26.12.2017 г.) составляет 17,09649112 млн.м³.

На данный момент на месторождении Юго-Восточный Дощан эксплуатация нефтяных скважин приостановлена.

Все мероприятия по переработке (утилизации) добываемого газа (распределение газа на собственные нужды, объемы сжигания газа) месторождения Юго-Восточный Дощан будут представлены в рамках «Программы развития переработки сырого газа» после утверждения технологических показателей разработки настоящего проекта разработки.

В «Программе....» будет представлен детальный расчет объемов технологически неизбежного сжигания сырого газа. Расчеты объемов неизбежного сжигаемого газа выполняются в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» утвержденной приказом Министра Энергетики РК №164 от 05 мая 2018 г.



6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

При разработке месторождения Юго-Восточный Дошан требуется применение системы поддержания пластового давления (ППД) путём закачки различных рабочих агентов с целью компенсации отборов жидкости закачкой. Выбор рабочего агента производится с учётом физико-химических свойств добываемой жидкости и нефти, горно-геологических условий и коллекторских свойств залежей разработки.

Для системы ППД на скважинах 53 и 56 предварительно установлены мобильные установки для закачки воды.

Подготовка попутно-добываемой воды осуществлять в цехе подготовки нефти. Она должна очищаться до соответствия требованиям СТ РК по содержанию нефти и количества взвешенных твердых частиц в воде.

Подготовка закачиваемых вод должна быть направлена на следующее:

- удаление механических примесей и нефтепродуктов до нормируемых показателей;
- подавление роста сульфатосстабилизирующих бактерий;
- снижение коррозионной агрессивности.

Требования к качеству рабочего агента определяются технологическими параметрами процесса закачки и коллекторскими свойствами пласта.

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды.

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать установленным требованиям на основании СТ РК 1662-2007, приведённым в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 - Требования к закачиваемой воде

Стабильность	- стабильна
Совместимость с пластовыми водами	- снижение приемистости не более 20 %
Количество мехпримесей	- по коллекторским свойствам
Содержание нефти	- по коллекторским свойствам
Размер взвешенных частиц	- 90 % менее 2 мкм
Содержание кислорода	- менее 0,5 мг/л
Содержание сульфатосстабилизирующих бактерий (СВБ)	- отсутствие
Содержание сероводорода	- отсутствие

Карбонатная стабильность является одним основных критериев оценки пригодности воды для заводнения нефтяных пластов, поскольку в процессах образования нерастворимых солей карбонаты занимают первое место. Их образование будет происходить как в объеме



воды с образованием дополнительного количества механических примесей, так и на поверхностях породы, водоводов и оборудования.

Сульфатная стабильность рассчитывается при наличии достаточного количества сульфатов в воде.

Совместимость закачиваемой воды с пластовой водой и породой заключается в том, что при взаимодействии с пластовой водой и породой коллектора продуктивного пласта не образуется нерастворимых соединений. СТ РК 1662-2007 предусматривает снижение приемистости не более 20 % с начала закачки с учетом последующего восстановления приемистости до ее первоначальной величины.

Недопустимо производить закачку несовместимой воды, поэтому рекомендуется провести лабораторные исследования на совместимость закачиваемой воды с пластовой водой.

Содержание механических примесей и нефти является определяющей нормой качества воды. Данные требования к качеству закачиваемых вод формулируются исходя из коллекторских свойств породы. По содержанию механических примесей и нефти в соответствии с СТ РК 1662-2007 определены следующие нормы (таблица 6.5.2).

Таблица 6.5.2 - Нормы содержания механических примесей и нефти в воде

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		Мехпримесей	Нефти
До 0,1	-	до 3	до 5
Свыше 0,1	-	до 5	до 10
До 0,35	от 6,5 до 2	до 15	до 15
Свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
До 0,6	от 35 до 3,6	до 40	до 40
Свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

Для пластов месторождения в ПР Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.07.2018 г. (таб. 2.2.7) приняты значения проницаемости, приведенные в таблице 6.5.3.

Таблица 6.5.3 – Значения проницаемости продуктивных пластов Юго-Восточный Дошан

Объект	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²
М-II	282,2
Ю-IV-1-1	64,4

В связи с этим требования к содержанию мехпримесей и нефти в закачиваемой воде для предполагаемого для заводнения 1 объекта даны в таблице 6.5.4.



Таблица 6.5.4 – Нормы содержания механических примесей и нефти в воде Юго-Восточный Дошан

Объект	Зап. крыло	
	Мехпримеси, мг/л	Нефть, мг/л
М-II	5	10
Ю-IV-1-1	3	5

Размер взвешенных частиц. Стандартом предусмотрено в закачиваемой воде не более 90 % частиц размером менее 2 мкм.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0,5 мг/л. Такой предел установлен исходя из минимальных коррозионных повреждений промыслового оборудования.

Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий и сероводорода в воде не допускается. Бактерии данного вида продуцируют сероводород. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования.

Обеспечение качества воды необходимо осуществлять доступными техническими средствами с оптимальными эксплуатационными затратами.

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», п.338, требуется контролировать уровень содержания нефти и мехпримесей в закачиваемой воде по мере необходимости. В данном проекте назначается ежесуточный мониторинг, чтобы определиться с технологией водоподготовки и далее, после обустройства установки очистки отладить её работу. В случае положительного результата периодичность можно изменить.

Также рекомендуется 1 раз в месяц выполнять химические анализы по определению компонентного состава закачиваемой воды и раз в квартал на нагнетательных скважинах необходимо осуществлять контрольные замеры забойного давления.



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 Рекомендации к конструкциям скважин

С учетом горно-геологических условий бурения, на основании опыта пробуренных скважин и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан [1, 2], для разработки продуктивных отложений рекомендуется следующая конструкция скважин:

- Направление 426 мм устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой, забутовывается.
- Кондуктор 323,9 мм спускается для перекрытия неустойчивых палеогеновых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- Промежуточная колонна 244,5 мм спускается для перекрытия водоносных горизонтов, и предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- Эксплуатационная колонна 168,3 мм спускается для разобщения, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин для бурения на продуктивные горизонты приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долото	колонна		
Направление	508,0	426,0	10	забутовывается
Кондуктор	393,7	323,9	50	0
Промежуточная колонна	295,3	244,5	500	0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1500	0

Примечание - 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.

В процессе бурения вертикальных скважин необходимо осуществлять периодический контроль за траекторией скважины, отклонение от вертикали не должно превышать 3-5 град. [2]. Для обеспечения вертикальности скважины рекомендуется использовать оптимальные



режимы бурения, применять соответствующие горно-геологическим условиям компоновки бурильной колонны, с включением дополнительных центрирующих элементов и специальных технических средств.

Окончательные решения по конструкции проектных скважин, параметрам режимов бурения, типам и количестве элементов КНБК, 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 Рекомендации к производству буровых работ

Выбор буровой установки производится в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин. Бурение скважин рекомендуется производить с мобильной буровой установки 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 % [1].

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 Рекомендации 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 7.1.2.



Таблица 7.1.2 - Рекомендации по цементированию обсадных колонн

Наименование показателей	Кондуктор 323,9 мм × 50 м	Промежуточная колонна 244,5 мм × 500 м		Эксплуатационная колонна 168,3 мм × 1500 м	
		I порция	II порция	I порция	II порция
Высота подъема цемента	до устья	до устья	на 100 м выше башмака	до устья	на 100 м выше кровли продуктивных горизонтов
Тип цемента	ПЦТ I-G-CC или класс G(HSR)				
Плотность цементного раствора, г/см ³	1,85-1,88	1,55	1,90	1,55	1,90
Добавки	ускоритель схватывания, пеногаситель	облегчающая добавка, ускоритель схватывания, пеногаситель	понизитель водоотдачи, пеногаситель	облегчающая добавка, понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель	понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель
Буферная жидкость	техническая вода	техническая вода, ПАВ		техническая вода, ПАВ, буферный материал	

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий:

- обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибиционные 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, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- использовать технологию цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференциированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента и предотвращения возможных поглощений;
- использовать две цементировочных 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

Программа по буровым растворам, для вскрытия продуктивных пластов, разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин на месторождении Юго-Восточный Дошан.

При разработке программы по буровым растворам для вскрытия продуктивных пластов, необходимо учесть все проблемы связанные с геологическими условиями проводки скважин:

- нефтегазоводопроявления;
- поглощения бурового раствора;
- сужения ствола скважины;
- прихватоопасность;
- кавернообразования.

Так как продуктивные юрские отложения вскрываются совместно с нижнемеловыми отложениями, в разрезе которых содержится до 60 % глин и аргиллитов, склонных к набуханию, сами продуктивные пласты также содержат глины и аргиллиты, поэтому при использовании не ингибионных систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующими глинами разреза. Это приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, и как следствие, к необоснованному увеличению расхода химреагентов для обработки бурового раствора и, самое главное, к кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, что в итоге может приводить к снижению продуктивности скважин и к увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивного пласта и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибионных KCl (либо другими реагентами ингибиторами глин и аргиллитов разреза) полимерных систем буровых растворов минимально допустимой плотности. При использовании в качестве ингибитора глин KCl обязательно измерять показатель «содержание KCl в фильтрате бурового раствора», характеризующий эффект ингибиония, а величина его для данного разреза должна быть не менее 5%. Применяемые



типы буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость и не допускать набухания глин;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры и т.д.);
- для наибольшего сохранения коллекторских характеристик и недопущения кольматации пласта, в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные агенты.

В случае возникновения поглощений в продуктивных пластах, в качестве временно закупоривающего агента использовать кислоторастворимые карбонатные наполнители различной конфигурации и размера частиц.

Для снижения риска прихватов колонн в процессе бурения в буровой раствор необходимо вводить смазывающие противоприхватные добавки.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку полимерного раствора той же плотности в количестве 3-5 м³. При необходимости прокачивать вязкую пачку раствора повторно.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей (параметров) бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: выбросита, песко- и илоотделители, центрифуги использовать при необходимости.

7.2.2 Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов при вторичном вскрытии, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его



высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

7.2.3 Рекомендации к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

Работы по вторичному вскрытию пластов и освоению скважины проводить в соответствии с Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности.

Работы по вторичному вскрытию пластов и освоению скважины начинать при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечении следующих условий:

- 1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- 2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;
- 3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида.

Перед перфорацией колонны на устье установить перфорационную задвижку, проверенную до установки на прочность и герметичность в открытом и закрытом состоянии опрессовкой на пробное давление фонтанной арматуры.

Перед перфорацией выполнить мероприятия по предотвращению не контролируемых газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытого фонтанирования (ОФ), составить акт готовности скважины к перфорации и получить письменное разрешение руководителя работ, представителя заказчика и аварийно-спасательной службы (АСС) на проведение перфорации.

Интервалы перфорации устанавливает геологическая служба заказчика, исходя из фактического разреза скважины и данных ГИС.

При выборе интервалов перфорации рекомендуется учитывать максимально возможное и технически обоснованное расстояние от крайних перфорационных отверстий до уровней ГНК и ВНК, с целью недопущения преждевременного прорыва воды и прорыва газа.

Перфорацию и освоение скважины и связанные с ними работы проводить по плану организации работ (далее ПОР), составленному подрядчиком и согласованному с



недропользователем с указанием технологии, оборудования и ответственного руководителя работ. До перфорации выполнить мероприятия по предотвращению неконтролируемых газонефтеводопроявлений (далее ГНВП) и открытого фонтанирования (далее ОФ), составить акт готовности скважины совместно с представителем аварийно-спасательной службы (далее АСС). Дальнейшие работы производить по письменному разрешению руководителя организации.

Перфорировать скважину допускается спуском перфораторов на кабеле и спуском перфораторов на насосно-компрессорных трубах (НКТ).

Перфорировать спуском перфораторов на кабеле допускается после заполнения скважины перфорационной жидкостью соответствующей плотности, обеспечивающей безопасное проведение прострелоочно-взрывных работ (ПВР). Во время перфорации наблюдать за уровнем жидкости на устье скважины. При его снижении скважину доливать. Освоение скважины проводить после спуска внутрискважинного оборудования, обвязки устья по утвержденной схеме и опрессовки наземного оборудования. Фонтанную арматуру до установки на устье скважины опрессовать на пробное давление, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

Перфорировать скважину спуском перфораторов на НКТ допускается после оборудования устья скважины фонтанной арматурой (ФА), обвязки её с наземным оборудованием и коммуникациями и снижения уровня жидкости в скважине для создания необходимой депрессии на пласт.

Наименование перфоратора, тип заряда и плотность перфорации выбирает геологическая служба заказчика с учётом литологических и ёмкостно-фильтрационных свойств пласта.

Оборудование устья, трубопроводы, установка сепарации и замера продукции скважины должны обеспечивать возможность безопасного отключения скважины в аварийной ситуации.

Проверить готовность скважины к освоению и составить акт с участием представителей подрядчика, заказчика и АСС.

Работы по освоению начинать только при соблюдении технологических условий и обеспеченности техническими средствами и материалами, предусмотренными в индивидуальном плане работ на освоение скважины.

Освоение и исследование скважины производить в присутствии ответственного лица.

В процессе освоения скважины проводить комплекс термобарических и гидродинамических исследований и отбор проб пластового флюида.



При получении слабого притока углеводородов рекомендуется проводить работы по интенсификации притока. Интенсификацию притока проводить повторной (или дополнительной) перфорацией или обработкой призабойной зоны, технологию и параметры которой выбирает геологическая и технологическая службы недропользователя в зависимости от геолого-физических свойств пласта.

Комплекс работ по освоению скважины должен обеспечить максимальную очистку призабойной зоны пласта от промывочной жидкости.

Скважину считать освоенной, если в результате проведённых работ определена продуктивность пласта и получен приток флюида, характерный для данного объекта.

Выбор способа эксплуатации, подбор, установку скважинного оборудования, а также дальнейшие работы осуществляют недропользователь в соответствии с базовыми проектными документами на разведку и добычу углеводородов.

На проведенные работы по перфорации, освоению и испытанию скважины составлять суточные рапорта по форме, установленной в организации. Результаты проведённых работ оформлять в виде актов.



8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Проекты плановых показателей по объемам бурения, добыче нефти и газа для каждого объекта разработки и месторождения в целом по рекомендуемому 1 варианту приведены в таблицах 8.1-8.3.



Таблица 8.1 - Месторождение Юго-Восточный Доцан. Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ в целом по месторождению. Вариант 1

№№ п.п.	Показатели	Годы																					
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	Добыча нефти всего, тыс.т	6,0	49,0	39,7	28,7	24,0	33,3	33,6	33,9	32,3	30,4	28,4	26,9	25,9	24,6	23,4	22,3	21,0	19,4	18,0	16,5	15,3	14,0
2	в том числе из перешедших скважин, тыс.т	6,0	43,9	33,1	26,2	24,0	25,6	28,5	32,0	32,3	30,4	28,4	26,9	25,9	24,6	23,4	22,3	21,0	19,4	18,0	16,5	15,3	14,0
3	из новых скважин, тыс.т	0,0	5,1	6,6	2,6	0,0	7,7	5,1	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом, тыс.т	5,4	43,9	33,1	26,2	24,0	25,6	28,5	32,0	32,3	30,4	28,4	26,9	25,9	23,4	22,2	22,3	21,0	19,4	18,0	16,5	15,3	14,0
5	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	10	3	3	2	1	8	1	2	0	2	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
6	в том числе из эксплуатационного бурения, шт.	0	2	3	2	0	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из другого объекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
8	переводом с других категорий (нб фонда), освоения шт.	10	1	0	0	1	5	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	14,0	12,0	7,0	0,0	14,0	27,9	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0,0	183	183	183	0	183	183	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	1500	1500	1500	0	0	2372	1500	2372	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	33	38	43	47	47	54	56	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
13	в том числе добывающих скважин, тыс.м	33	38	43	47	47	54	56	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
14	вспомогательных и специальных скважин, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новой перешедшей скважины, дни	328,5	328,5	328,5	329,4	328,5	328,5	328,5	329,4	328,5	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	13,8	11,9	4,6	0,0	36,7	9,2	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	из перешедших скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	6,0	43,9	33,1	26,2	24,0	25,6	28,5	32,0	32,3	30,4	28,4	26,9	25,9	24,6	23,4	22,3	21,0	19,4	18,0	16,5	15,3
18	Расчетная добыча нефти из перешедших скважин, тыс.т	0,0	6,0	57,7	45,0	30,8	24,0	62,3	37,7	38,6	32,3	30,4	28,4	26,9	25,9	24,6	23,4	22,3	21,0	19,4	18,0	16,5	15,3
19	Ожидаемая добыча нефти из перешедших скважин года, тыс.т	6,0	43,9	33,1	26,2	24,0	25,6	28,5	32,0	32,3	30,4	28,4	26,9	25,9	24,6	23,4	22,3	21,0	19,4	18,0	16,5	15,3	14,0
20	Изменение добычи нефти из перешедших скважин, тыс.т	6,0	37,9	-24,6	-18,8	-6,8	1,7	-33,8	-5,7	-6,3	-1,9	-2,0	-1,5	-1,1	-1,3	-1,2	-1,0	-1,4	-1,5	-1,4	-1,5	-1,2	-1,3
21	Процент изменения добычи нефти из перешедших скважин, %	0,0	634,6	-42,7	-41,8	-22,2	6,9	-54,2	-15,1	-16,2	-5,8	-6,6	-5,2	-4,0	-5,0	-5,0	-4,4	-6,1	-7,3	-7,2	-8,3	-7,3	-8,7
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0	15	13	5	0	41	10	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	2	0	4	0	1	1	0	1	0	0	2	0	1	0	0
24	Выбытие под закачку, шт.	2	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Выбытие в наблюд.фонд, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин ,шт.	10	13	16	17	17	25	26	26	26	24	24	23	22	22	21	21	21	20	20	19	19	19
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	12	14	15	15	23	23	23	22	22	21	20	20	19	19	19	18	18	17	17	17	17
28	Ввод (перевод) скважин на механизированную добычу, шт.	0	1	2	3	2	0	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
29	Фонд механизированных скважин, шт.	9	11	13	15	17	22	26	25	26	24	23	22	21	21	20	20	20	20	20	19	19	19
30	Ввод скважин под нагнетание, шт.	2	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин, шт.	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
33	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
34	Фонд пробуренных резервных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35	Средний дебит по жидкости действующей скважины, т/сут	19,7	32,0	23,2	18,5	17,2	17,7	13,3	13,0	12,8	12,4	13,1	12,8	13,0	13								

продолжение таблицы 8.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
44	Добыча жидкости всего, тыс.т	12,0	100,6	95,5	90,8	86,2	99,1	99,3	101,0	98,3	95,6	93,1	90,6	88,2	85,9	83,6	81,4	79,3	77,2	75,1	73,2	71,7	69,3
45	в том числе из перешедших скважин, тыс.т	12,0	94,5	87,5	87,5	86,2	90,6	92,5	98,8	98,3	95,6	93,1	90,6	88,2	85,9	83,6	81,4	79,3	77,2	75,1	73,2	71,7	69,3
46	из новых скважин, тыс.т	0,0	6,0	8,0	3,3	0,0	8,5	6,8	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	механизированным способом, тыс.т	10,4	94,5	87,5	87,5	86,2	90,6	92,5	98,8	98,3	95,6	93,1	90,6	88,2	85,9	83,6	81,4	79,3	77,2	75,1	73,2	71,7	69,3
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	443,1	543,7	639,2	730,0	816,2	915,3	1014,6	1115,6	1213,8	1309,5	1402,6	1493,2	1581,4	1667,3	1750,9	1832,3	1911,6	1988,7	2063,9	2137,0	2208,8	2278,1
49	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	311,0	360,0	399,7	428,4	452,4	485,7	519,3	553,1	585,4	615,9	644,3	671,3	697,1	721,7	745,1	767,4	788,3	807,8	825,8	842,3	857,6	871,6
50	Коэффициент нефтеизвлечения, %	12,37	14,32	15,90	17,04	17,99	19,32	20,66	22,00	23,29	24,50	25,63	26,70	27,73	28,71	29,64	30,52	31,36	32,13	32,85	33,50	34,11	34,67
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	31,6	36,6	40,7	43,6	46,0	49,4	52,8	56,3	59,6	62,7	65,5	68,3	70,9	73,4	75,8	78,1	80,2	82,2	84,0	85,7	87,2	88,7
52	Темп отбора от утвержденных извлекаемых запасов, %	0,6	5,0	4,0	2,9	2,4	3,4	3,4	3,4	3,3	3,1	2,9	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,4
53	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,9	7,3	6,4	4,9	4,3	6,3	6,8	7,3	7,5	7,7	7,7	8,0	8,3	8,6	8,9	9,4	9,7	10,0	10,3	10,5	10,9	11,2
54	Закачка воды, тыс.м ³	11,9	99,0	90,9	82,2	76,6	72,7	70,5	69,4	67,1	64,7	62,2	60,1	58,2	56,2	54,3	52,6	50,9	49,2	47,6	46,0	44,9	43,0
55	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	11,9	110,8	201,7	283,9	360,5	433,3	503,8	573,2	640,3	705,0	767,2	827,3	885,5	941,6	996,0	1048,6	1099,4	1148,7	1196,3	1242,3	1287,3	1330,2
55	Компенсация отбора текущая, %	73	73	71	67	66	55	53	51	51	50	50	49	49	49	48	48	48	47	47	47	47	46
56	Компенсация с начала разработки, %	2	17	26	32	37	40	42	44	45	46	47	48	49	49	50	50	50	51	51	51	51	52
57	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,6	5,0	4,1	2,9	2,4	3,6	3,6	3,7	3,5	3,3	3,1	2,9	2,8	2,7	2,5	2,4	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3
58	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м ³	50,0	55,0	59,1	62,0	64,4	68,0	71,6	75,3	78,8	82,0	85,1	88,0	90,9	93,5	96,1	98,5	100,8	102,9	104,8	106,5	108,0	109,3
59	Добыча газа из ГШ, млн.м ³	0,6	3,6	2,7	1,9	1,5	1,3	1,2	1,1	0,9	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Добыча газа из ГШ с начала разработки, млн.м ³	26,1	29,6	32,3	34,2	35,7	37,0	38,2	39,2	40,1	40,7	41,1	41,4	41,6	41,9	41,9	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
61	Добыча газа, млн.м ³	1,2	8,6	6,7	4,8	3,9	4,9	4,8	4,7	4,4	3,8	3,5	3,2	3,0	2,9	2,6	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3
62	Добыча газа с начала разработки, млн.м ³	76,1	84,6	91,4	96,2	100,1	105,0	109,8	114,5	118,9	122,7	126,2	129,5	132,5	135,4	138,0	140,5	142,8	144,9	146,9	148,6	150,0	151,4



продолжение таблицы 8.1



продолжение таблицы 8.1

1	2	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065
45	Добыча жидкости всего, тыс.т	67,5	65,8	64,1	62,4	60,8	59,2	58,5	41,0	39,8	38,6	37,4	36,3	36,0	34,9	33,8	32,8	31,8	30,9	30,0	29,1	28,2
46	в том числе из перешедших скважин, тыс.т	67,5	65,8	64,1	62,4	60,8	59,2	58,5	41,0	39,8	38,6	37,4	36,3	36,0	34,9	33,8	32,8	31,8	30,9	30,0	29,1	28,2
47	из новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	механизированным способом, тыс.т	67,5	65,8	64,1	62,4	60,8	59,2	58,5	41,0	39,8	38,6	37,4	36,3	36,0	34,9	33,8	32,8	31,8	30,9	30,0	29,1	28,2
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	2345,7	2411,4	2475,5	2537,9	2598,6	2657,9	2716,4	2757,4	2797,2	2835,8	2873,3	2909,6	2945,5	2980,4	3014,2	3047,1	3078,9	3109,8	3139,7	3168,8	3197,0
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	884,3	895,8	906,5	916,2	925,0	933,1	940,8	945,7	950,3	954,6	958,6	962,3	966,0	969,2	972,1	974,8	977,1	978,9	980,6	982,0	983,0
51	Коэффициент нефтеизвлечения, %	35,17	35,63	36,06	36,44	36,79	37,12	37,42	37,62	37,80	37,97	38,13	38,28	38,42	38,55	38,67	38,78	38,86	38,94	39,00	39,06	39,10
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	90,0	91,1	92,2	93,2	94,1	94,9	95,7	96,2	96,7	97,1	97,5	97,9	98,3	98,6	98,9	99,2	99,4	99,6	99,8	99,9	100,0
53	Темп отбора от утвержденных извлекаемых запасов, %	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
54	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	11,4	11,7	12,2	12,7	13,2	14,0	15,3	11,8	12,1	13,1	14,2	15,4	17,5	18,9	21,4	24,5	27,4	31,3	40,7	59,8	102,6
55	Закачка воды, тыс.м ³	41,4	40,0	38,7	37,4	36,2	35,0	34,6	33,5	32,4	31,4	30,4	29,4	29,0	28,0	27,1	26,2	25,3	24,4	23,6	22,8	21,9
56	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	1371,6	1411,7	1450,4	1487,8	1524,0	1559,0	1593,6	1627,1	1659,5	1690,9	1721,2	1750,6	1779,7	1807,7	1834,8	1861,1	1886,3	1910,7	1934,3	1957,1	1979,0
57	Компенсация отбора текущая, %	46	45	45	45	44	44	44	61	60	60	60	60	60	60	60	59	59	59	58	58	58
58	Компенсация с начала разработки, %	52	52	52	52	52	52	53	53	53	54	54	54	55	55	55	55	55	56	56	56	56
59	Добыча растворенного газа, млн.м ³	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
60	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м ³	110,5	111,6	112,6	113,5	114,3	115,1	115,8	116,2	116,5	116,8	117,1	117,4	117,6	117,9	118,1	118,3	118,4	118,6	118,7	118,8	118,9
61	Добыча газа из ГШ, млн.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Добыча газа из ГШ с начала разработки, млн.м ³	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
63	Добыча газа, млн.м ³	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
64	Добыча газа с начала разработки, млн.м ³	152,6	153,6	154,6	155,5	156,4	157,1	157,8	158,2	158,5	158,9	159,1	159,4	159,7	159,9	160,1	160,3	160,5	160,6	160,7	160,8	160,9



Таблица 8.2 - Месторождение Юго-Восточный Дошан. I объект. Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ. Вариант 1

№№ п.п.	Показатели	Годы																					
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	Добыча нефти всего, тыс.т	6,0	49,0	39,7	28,7	24,0	22,7	21,8	20,9	19,7	18,2	16,6	15,4	14,7	13,8	13,0	12,3	11,7	11,1	10,5	9,8	9,2	8,5
2	в том числе из перешедших скважин, тыс.т	6,0	43,9	33,1	26,2	24,0	22,7	16,7	20,9	19,7	18,2	16,6	15,4	14,7	13,8	13,0	12,3	11,7	11,1	10,5	9,8	9,2	8,5
3	из новых скважин, тыс.т	0,0	5,1	6,6	2,6	0,0	0,0	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом, тыс.т	5,4	43,9	33,1	26,2	24,0	22,7	16,7	20,9	19,7	18,2	16,6	15,4	14,7	13,8	11,8	12,3	11,7	11,1	10,5	9,8	9,2	8,5
5	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	10	3	3	2	1	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
6	в том числе из эксплуатационного бурения, шт.	0	2	3	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из другого объекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,0	0	0	1	0	0	0	0
8	переводом с других категорий (нб фонда), освоения, шт.	10	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	14	12	7	0	0	28	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183	183	183	0	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	1500	1500	1500	0	0	1500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	25	30	36	39	39	39	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
13	в том числе добывающих скважин, тыс.м	25	30	36	39	39	39	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
14	вспомогательных и специальных скважин, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новой перешедшей скважины, дни	328,5	328,5	328,5	329,4	328,5	328,5	328,5	329,4	328,5	328,5	328,5	329,4	328,5	328,5	329,4	328,5	328,5	328,5	328,5	328,5	328,5	328,5
16	Добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	13,8	11,9	4,6	0,0	0,0	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	из перешедших скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	6,0	43,9	33,1	26,2	24,0	22,7	16,7	20,9	19,7	18,2	16,6	15,4	14,7	13,8	13,0	12,3	11,7	11,1	10,5	9,8	9,2
18	Расчетная добыча нефти из перешедших скважин, тыс.т	0,0	6,0	57,7	45,0	30,8	24,0	22,7	25,9	20,9	19,7	18,2	16,6	15,4	14,7	13,8	13,0	12,3	11,7	11,1	10,5	9,8	9,2
19	Ожидаемая добыча нефти из перешедших скважин года, тыс.т	6,0	43,9	33,1	26,2	24,0	22,7	16,7	20,9	19,7	18,2	16,6	15,4	14,7	13,8	13,0	12,3	11,7	11,1	10,5	9,8	9,2	8,5
20	Изменение добычи нефти из перешедших скважин, тыс.т	6,0	37,9	-24,6	-18,8	-6,8	-1,3	-6,0	-5,1	-1,1	-1,5	-1,6	-1,1	-0,7	-0,9	-0,8	-0,6	-0,7	-0,6	-0,7	-0,7	-0,5	-0,7
21	Процент изменения добычи нефти из перешедших скважин, %		634,6	-42,6	-41,8	-22,2	-5,3	-26,3	-19,6	-5,5	-7,7	-9,0	-6,8	-4,7	-6,5	-5,5	-4,8	-5,4	-5,2	-5,0	-7,0	-5,4	-7,8
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0	15	13	5	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0
24	Выбытие под закачку, шт.	2	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Выбытие в наблюд.фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин, шт.	10	13	16	17	17	17	18	18	18	17	17	16	16	16	15	15	15	15	15	14	14	14
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	12	14	15	15	15	16	16	16	15	15	14	14	14	14	14	14	14	14	13	13	13
28	Ввод (перевод) скважин на механизированную добычу, шт.	0	1	2	3	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
29	Фонд механизированных скважин, шт.	9	11	13	15	17	17	18	18	18	17	17	16	16	16	15	15	15	15	15	14	14	14
30	Ввод скважин под нагнетание, шт.	2	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин, шт.	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
33	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
34	Фонд пробуренных резервных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средний дебит по жидкости действующей скважины, т/сут	19,7	32,0	23,2	18,5	17,2	16,3	15,5	14,8	14,3	14,7	14,3	14,7	14,3	13,8	14,3							

продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
44	Добыча жидкости всего, тыс.т	12,0	100,6	95,5	90,8	86,2	81,9	79,4	78,7	76,3	74,0	71,8	69,6	67,5	65,5	63,5	61,6	59,8	58,0	56,3	54,6	53,4	51,3
45	в том числе из перешедших скважин, тыс.т	12,0	94,5	87,5	87,5	86,2	81,9	72,6	78,7	76,3	74,0	71,8	69,6	67,5	65,5	63,5	61,6	59,8	58,0	56,3	54,6	53,4	51,3
46	из новых скважин, тыс.т	0,0	6,0	8,0	3,3	0,0	0,0	6,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	механизированным способом, тыс.т	10,4	94,5	87,5	87,5	86,2	81,9	72,6	78,7	76,3	74,0	71,8	69,6	67,5	65,5	63,5	61,6	59,8	58,0	56,3	54,6	53,4	51,3
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	431,0	531,6	627,1	717,9	804,1	886,0	965,4	1044,1	1120,4	1194,4	1266,2	1335,8	1403,3	1468,8	1532,4	1594,0	1653,8	1711,8	1768,1	1822,7	1876,1	1927,4
49	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	301	350	389	418	442	465	487	507	527	545	562	577	592	606	619	631	643	654	664	674	683	692
50	Коэффициент нефтеизвлечения, %	16,42	19,10	21,27	22,84	24,14	25,38	26,57	27,71	28,79	29,78	30,69	31,53	32,33	33,09	33,79	34,47	35,11	35,71	36,28	36,82	37,32	37,79
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	38,6	44,9	50,0	53,7	56,8	59,7	62,5	65,2	67,8	70,1	72,2	74,2	76,1	77,9	79,5	81,1	82,6	84,0	85,4	86,6	87,8	88,9
52	Темп отбора от утвержденных извлекаемых запасов, %	0,8	6,3	5,1	3,7	3,1	2,9	2,8	2,7	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1
53	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1,2	10,3	9,3	7,4	6,7	6,8	7,0	7,2	7,3	7,3	7,1	7,1	7,3	7,4	7,5	7,8	7,9	8,2	8,5	8,6	8,9	9,0
54	Закачка воды, тыс.м ³	12	99	91	82	77	73	70	69	67	65	62	60	58	56	54	53	51	49	48	46	45	43
55	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	11,9	110,8	201,7	283,9	360,5	433,3	503,8	573,2	640,3	705,0	767,2	827,3	885,5	941,6	996,0	1048,6	1099,4	1148,7	1196,3	1242,3	1287,3	1330,2
55	Компенсация отбора текущая, %	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
56	Компенсация с начала разработки, %	3	21	32	40	45	49	52	55	57	59	61	62	63	64	65	66	66	67	68	68	69	69
57	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,6	5,0	4,1	2,9	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	0,9	0,7	0,7
58	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м ³	48,8	53,8	57,8	60,8	63,2	65,5	67,8	69,9	71,9	73,8	75,5	77,0	78,5	79,9	81,3	82,5	83,7	84,8	85,9	86,8	87,6	88,2
59	Добыча газа из ГШ, млн.м ³	0,6	3,6	2,7	1,9	1,5	1,3	1,2	1,1	0,9	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Добыча газа из ГШ с начала разработки, млн.м ³	20,3	23,8	26,5	28,4	29,9	31,2	32,4	33,5	34,3	34,9	35,3	35,6	35,8	36,1	36,2	36,2	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3
61	Добыча газа, млн.м ³	1,2	8,6	6,7	4,8	3,9	3,6	3,4	3,2	2,9	2,4	2,1	1,9	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,9	0,7	0,7
62	Добыча газа с начала разработки, млн.м ³	69,0	77,6	84,4	89,2	93,1	96,7	100,2	103,3	106,2	108,6	110,8	112,6	114,4	116,0	117,4	118,7	120,0	121,1	122,2	123,1	123,8	124,5



продолжение таблицы 8.2



продолжение таблицы 8.2

1	2	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065
45	Добыча жидкости всего, тыс.т	49,8	48,3	46,8	45,4	44,0	42,7	42,3	41,0	39,8	38,6	37,4	36,3	36,0	34,9	33,8	32,8	31,8	30,9	30,0	29,1	28,2
46	в том числе из перешедших скважин, тыс.т	49,8	48,3	46,8	45,4	44,0	42,7	42,3	41,0	39,8	38,6	37,4	36,3	36,0	34,9	33,8	32,8	31,8	30,9	30,0	29,1	28,2
47	из новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	механизированным способом, тыс.т	49,8	48,3	46,8	45,4	44,0	42,7	42,3	41,0	39,8	38,6	37,4	36,3	36,0	34,9	33,8	32,8	31,8	30,9	30,0	29,1	28,2
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1977,1	2025,4	2072,2	2117,6	2161,7	2204,4	2246,7	2287,7	2327,5	2366,1	2403,5	2439,9	2475,8	2510,7	2544,5	2577,3	2609,2	2640,0	2670,0	2699,1	2727,2
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	700	707	713	720	725	731	736	741	746	750	754	758	761	764	767	770	772	774	776	777	778
51	Коэффициент нефтеизвлечения, %	38,21	38,60	38,97	39,31	39,62	39,91	40,20	40,47	40,72	40,95	41,17	41,38	41,57	41,75	41,91	42,06	42,18	42,28	42,37	42,45	42,51
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	89,9	90,8	91,7	92,5	93,2	93,9	94,6	95,2	95,8	96,4	96,9	97,4	97,8	98,3	98,6	99,0	99,3	99,5	99,7	99,9	100,0
53	Темп отбора от утвержденных извлекаемых запасов, %	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1
54	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	9,0	9,1	9,4	9,7	9,8	10,2	11,1	11,9	12,2	13,2	14,3	15,6	17,8	19,2	21,8	25,1	28,4	32,8	43,5	67,2	141,7
55	Закачка воды, тыс.м ³	41	40	39	37	36	35	35	34	32	31	30	29	29	28	27	26	25	24	24	23	22
56	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	1371,6	1411,7	1450,4	1487,8	1524,0	1559,0	1593,6	1627,1	1659,5	1690,9	1721,2	1750,6	1779,7	1807,7	1834,8	1861,1	1886,3	1910,7	1934,3	1957,1	1979,0
57	Компенсация отбора текущая, %	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
58	Компенсация с начала разработки, %	69	70	70	70	70	71	71	71	71	71	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	73
59	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
60	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м ³	88,9	89,4	90,0	90,5	90,9	91,4	91,8	92,2	92,5	92,8	93,1	93,4	93,6	93,9	94,1	94,3	94,4	94,6	94,7	94,8	94,9
61	Добыча газа из ГШ, млн.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Добыча газа из ГШ с начала разработки, млн.м ³	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3
63	Добыча газа, млн.м ³	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
64	Добыча газа с начала разработки, млн.м ³	125,1	125,7	126,2	126,7	127,2	127,6	128,0	128,4	128,8	129,1	129,4	129,6	129,9	130,1	130,3	130,5	130,7	130,8	131,0	131,1	131,1



Таблица 8.3 - Месторождение Юго-Восточный Дошан. II объект. Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ. Вариант 1

№№ п.п.	Показатели	Годы																					
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,60	11,80	13,00	12,61	12,23	11,86	11,51	11,16	10,83	10,40	9,98	9,28	8,35	7,52	6,77	6,09	5,48
2	в том числе из перешедших скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	11,8	11,2	12,6	12,2	11,9	11,5	11,2	10,8	10,4	10,0	9,3	8,4	7,5	6,8	6,1	5,5
3	из новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,7	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	11,8	11,2	12,6	12,2	11,9	11,5	11,2	9,6	10,4	10,0	9,3	8,4	7,5	6,8	6,1	5,5
5	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	8	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из другого объекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других категорий (нб фонда), освоения, шт.	0	0	0	0	0	5	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14	0	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	183	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	2372	0	2372	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	8	8	8	8	8	15	15	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
13	в том числе добывающих скважин, тыс.м	8	8	8	8	8	15	15	17	17	17	17	17	17	17	14,4	17	17	17	17	17	17	17
14	вспомогательных и специальных скважин, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новой перешедшей скважины, дни	328,5	328,5	328,5	329,4	328,5	328,5	328,5	329,4	328,5	328,5	328,5	329,4	328,5	282,5	328,5	329,4	328,5	328,5	328,5	328,5	328,5	328,5
16	Добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,8	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	из перешедших скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	11,8	11,2	12,6	12,2	11,9	11,5	9,9	10,8	10,4	10,0	9,3	8,4	7,5	6,8	6,1
18	Расчетная добыча нефти из перешедших скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	39,7	11,8	14,5	12,6	12,2	11,9	11,5	9,9	10,8	10,4	10,0	9,3	8,4	7,5	6,8	6,1
19	Ожидаемая добыча нефти из перешедших скважин года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	11,8	11,2	12,6	12,2	11,9	11,5	11,2	9,6	10,4	10,0	9,3	8,4	7,5	6,8	6,1	5,5
20	Изменение добычи нефти из перешедших скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	-27,9	-0,6	-1,9	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,7	-0,9	-0,8	-0,7	-0,6	
21	Процент изменения добычи нефти из перешедших скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-70,3	-5,3	-12,8	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-2,6	-4,0	-4,0	-7,0	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0	0	0	0	0	41	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
23	Выбытие добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	
24	Выбытие под закачку, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
25	Выбытие в наблюд.фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26	Фонд добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	8	8	8	8	7	7	7	6	6	6	6	6	5	5	5	5	
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	7	7	7	7	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
28	Ввод (перевод) скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
29	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	0	5	8	7	8	7	7	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
30	Ввод скважин под нагнетание, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
32	Фонд нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
33	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
34	Фонд пробуренных резервных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35	Средний дебит по жидкости действующей скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,8	8,4	9,1	9,3	9,1	10,3	10,1	10,0	11,5	11,3	11,1	11,0	10,8	12,8	12,6	12,4	12,2
36	перешедших скважин, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	8,4	9,4	9,3	9,1	10,3	10,1	10,0	11,5	11,							

продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
44	Добыча жидкости всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,2	19,9	22,3	22,0	21,6	21,3	21,0	20,7	20,4	20,1	19,8	19,5	19,2	18,9	18,6	18,3	18,0
45	в том числе из перешедших скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,7	19,9	20,2	22,0	21,6	21,3	21,0	20,7	20,4	20,1	19,8	19,5	19,2	18,9	18,6	18,3	18,0
46	из новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,5	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	механизированным способом, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,7	19,9	20,2	22,0	21,6	21,3	21,0	20,7	20,4	20,1	19,8	19,5	19,2	18,9	18,6	18,3	18,0
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	12,0	12	12	12	12	29	49	71	93	115	136	157	178	198	218	238	258	277	296	314	333	351
49	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	10	10	10	10	10	21	33	46	58	71	82	94	105	116	126	136	146	154	161	168	174	180
50	Коэффициент нефтеизвлечения, %	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	3,1	4,8	6,7	8,5	10,3	12,1	13,8	15,4	17,0	18,5	20,0	21,3	22,5	23,6	24,6	25,5	26,3
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	10,2	16,0	22,3	28,5	34,4	40,2	45,8	51,3	56,6	61,6	66,5	71,0	75,1	78,8	82,1	85,0	87,7
52	Темп отбора от утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	5,8	6,3	6,2	6,0	5,8	5,6	5,4	5,3	5,1	4,9	4,5	4,1	3,7	3,3	3,0	2,7
53	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,4	6,4	7,5	7,9	8,3	8,8	9,4	10,1	10,8	11,7	12,7	13,5	14,1	14,7	15,5	16,6	17,9
54	Закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
55	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
55	Компенсация отбора текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Компенсация с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
57	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	1,2	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
58	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м ³	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	4,6	6,0	7,5	9,0	10,4	11,8	13,1	14,5	15,7	16,9	18,1	19,2	20,2	21,1	21,8	22,6	23,2
59	Добыча газа из ГШ, млн.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Добыча газа из ГШ с начала разработки, млн.м ³	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
61	Добыча газа, млн.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
62	Добыча газа с начала разработки, млн.м ³	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	8,3	9,6	11,2	12,6	14,1	15,5	16,8	18,1	19,4	20,6	21,8	22,9	23,8	24,7	25,5	26,2



продолжение таблицы 8.3

№№ п.п.	Показатели	Годы					
		2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	25	26	27	28	29	30
1	Добыча нефти всего, тыс.т	4,93	4,39	3,91	3,48	3,09	2,75
2	в том числе из перешедших скважин, тыс.т	4,9	4,4	3,9	3,5	3,1	2,8
3	из новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом, тыс.т	4,9	4,4	3,9	3,5	3,1	2,8
5	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0
6	в том числе из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0
7	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других категорий (нб фонда), освоения, шт.	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	17	17	17	17	17	17
13	в том числе добывающих скважин, тыс.м	17	17	17	17	17	17
14	вспомогательных и специальных скважин, тыс.м	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новой перешедшей скважины, дни	328,5	328,5	328,5	328,5	328,5	328,5
16	Добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	из перешедших скважин предыдущего года, тыс.т	5,5	4,9	4,4	3,9	3,5	3,1
18	Расчетная добыча нефти из перешедших скважин, тыс.т	5,5	4,9	4,4	3,9	3,5	3,1
19	Ожидаемая добыча нефти из перешедших скважин года, тыс.т	4,9	4,4	3,9	3,5	3,1	2,8
20	Изменение добычи нефти из перешедших скважин, тыс.т	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3
21	Процент изменения добычи нефти из перешедших скважин, %	-10,0	-11,0	-11,0	-11,0	-11,0	-12,6
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин всего, шт.	0	0	1	0	0	0
24	Выбытие под закачку, шт.	0	0	0	0	0	0
25	Выбытие в наблюд.фонд, шт.	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин, шт.	5	5	4	4	4	4
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	5	5	4	4	4	4
28	Ввод (перевод) скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0
29	Фонд механизированных скважин, шт.	5	5	4	4	4	4
30	Ввод скважин под нагнетание, шт.	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
33	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0
34	Фонд пробуренных резервных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
35	Средний дебит по жидкости действующей скважины, т/сут	12,0	11,8	11,7	14,4	14,1	13,9
36	перешедших скважин, т/сут	12,0	11,8	11,7	14,4	14,1	13,7
37	новых скважин, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Средний дебит по нефти действующей скважины, т/сут	3,3	3,0	2,6	2,9	2,6	2,3
39	перешедших скважин, т/сут	3,3	3,0	2,6	2,9	2,6	2,0
40	Газовый фактор, м ³ /т	117,1	117,1	117,1	117,1	117,1	117,1
41	Средняя приемистость скважин по воде, м ³ /сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	Средняя обводненность продукции действующих скважин, %	72,3	74,9	77,3	79,5	81,5	83,3
43	перешедших скважин, %	72,3	74,9	77,3	79,5	81,5	85,2
44	новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0



продолжение таблицы 8.3

1	2	25	26	27	28	29	30	31
45	Добыча жидкости всего, тыс.т	17,8	17,5	17,2	17,0	16,7	16,5	16,2
46	в том числе из перешедших скважин, тыс.т	17,8	17,5	17,2	17,0	16,7	16,5	16,2
47	из новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	механизированным способом, тыс.т	17,8	17,5	17,2	17,0	16,7	16,5	16,2
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	368	386	403	420	437	453	470
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	185	189	193	197	200	202	205
51	Коэффициент нефтеизвлечения, %	27,0	27,7	28,3	28,8	29,2	29,6	30,0
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	90,1	92,3	94,2	95,9	97,4	98,7	99,9
53	Темп отбора от утвержденных извлекаемых запасов, %	2,4	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2
54	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	19,6	21,7	24,6	29,1	36,5	51,1	91,3
55	Закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
57	Компенсация отбора текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
58	Компенсация с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
59	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3
60	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м ³	23,8	24,3	24,8	25,2	25,5	25,8	26,1
61	Добыча газа из ГШ, млн.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Добыча газа из ГШ с начала разработки, млн.м ³	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
63	Добыча газа, млн.м ³	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3
64	Добыча газа с начала разработки, млн.м ³	27,4	28,0	28,4	28,8	29,2	29,5	29,8



9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Контроль за разработкой осуществляется в целях оценки эффективности применятой системы разработки, получения информации, необходимой для выработки мероприятий по ее совершенствованию, совершенствованию процесса выработки запасов.

Мероприятия по контролю за разработкой позволяют получать информацию для планирования работ по регулированию процесса разработки и проектирования технологий по его совершенствованию.

Виды и периодичность исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения Юго-Восточный Дошан определены на основании «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [11], «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» [1], «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» [3], а также опыта разработки месторождений подобного типа.

Система контроля процессов разработки залежей нефти и газа должна обеспечить получение информации о распределении давлений по площади каждого объекта разработки, о распределении дебитов нефти и газа и расхода воды по разрезу скважины, о продуктивности или приемистости скважин и др. Важнейшим источником указанной информации являются промысловые исследования. Сущность их сводится к определению гидродинамических характеристик пластов и скважин по данным наблюдений взаимосвязей между дебитами и давлениями при условно установленных и неустановившихся процессах фильтрации.

Для контроля за разработкой, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении используются промыслово-геофизические исследования скважин; применяются гидродинамические, геофизические и лабораторные методы, которые характеризуются своими возможностями и ограничениями и, комплексное использование которых, позволяет получать достаточно достоверную информацию, необходимую для управления процессами разработки.

Программа исследовательских работ по проекту предусматривает:

- Промысловые исследования.
- Гидродинамические исследования по контролю за процессом разработки.



- Геофизические методы исследования по контролю за разработкой.
- Контроль изменения свойств нефти, газа и воды в процессе разработки.
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.
- Выполнение мероприятий по контролю за состоянием и эксплуатацией скважин, скважинного оборудования.

9.1 Обязательный комплекс промысловых исследований

Обязательный комплекс промысловых исследований включает в себя: определение забойных и пластовых давлений, дебитов нефти, жидкости добывающих скважин и приёмистости нагнетательных скважин, обводнённости и газового фактора по добывающим скважинам.

Определение пластового давления

Определение пластового давления должно осуществляться пластоиспытателем многократного действия и скважинным манометром во время строительства скважины в виде разовых исследований по всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласти (в том числе и в контурной области). После этого, пластовое давление необходимо контролировать систематически во всех действующих добывающих и нагнетательных скважинах не реже одного в квартал.

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных и с автономной регистрацией). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня с помощью эхометрирования и последующего пересчета по методике, проверенной прямыми измерениями на данном конкретном объекте.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим и нагнетательным скважинам новым и после выхода из ремонта и систематически – в действующих скважинах не реже одного раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, также замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующего пересчета.



Для обоснования минимального забойного давления необходимо провести исследовательские работы по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах месторождения, работающих с забойным давлением выше текущего давления насыщения. До получения результатов данных исследований, забойное давление следует поддерживать не ниже текущего давления насыщения.

В нагнетательных скважинах, оборудованных насосно-компрессорными трубами, забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье НКТ при закачке через кольцевое затрубное пространство, или по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Измерение статических и динамических устьевых давлений

Измерение динамических устьевых давлений необходимо проводить ежедневно (или не реже одного раза в неделю) по всему фонду скважин. Измерение статических устьевых давлений по действующему добывающему фонду скважин необходимо проводить при каждой остановке скважины, но не реже одного раза в квартал.

Определение дебита жидкости по добывающим скважинам и приемистости по нагнетательным скважинам

В целях контроля разработки разовые измерения дебитов (приемистости) должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

Далее в процессе эксплуатации замеры дебитов (приемистости) должны проводиться по всем скважинам ежедневно.

Определение обводнённости продукции добывающих скважин

Обводнённость должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и ежедневно в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции.

Определение газового фактора

Газовый фактор определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам новым и после ремонта. Далее в процессе эксплуатации газовый фактор на скважинах определяется один раз в месяц.

Определение температуры

Пластовая температура определяется разовыми исследованиями во всех новых скважинах и систематически не реже одного раза в год.

Температура добываемой нефти и закачиваемой воды должна замеряться на устье скважин ежедневно.



9.2 Гидродинамические методы контроля за процессом разработки

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.

При гидродинамических исследованиях скважин получают ценную информацию о свойствах пород, строении пласта внутри и вне контура нефтеносности, состоянии призабойной зоны скважин.

Результаты гидродинамических исследований позволяют получить данные о фильтрационных характеристиках пласта, как в пределах исследуемой скважины, так и на значительном удалении от нее, установить наличие и положение непроницаемых границ и зон резкого изменения фильтрационных свойств пласта, мест перетока жидкостей из одного пласта в другой и др.

В промысловой практике применяются три основных метода гидродинамических исследований:

- метод установившихся отборов (МУО);
- метод восстановления давления путем регистрации кривой восстановления давления (КВД) в добывающих и регистрации кривой падения давления (КПД) в нагнетательных скважинах; либо же отслеживается восстановление уровня (КВУ);
- метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание).

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, КПД (или КВУ), а также МУО *выполняются по каждой новой скважине после ввода её в эксплуатацию* и в последующем по мере необходимости (до и после ГТМ).

Исследования методом установившихся отборов

Гидродинамические исследования методом установившихся отборов (МУО) проводятся с целью контроля продуктивности добывающих скважин, изучения влияния режима работы скважины на её производительность и оценки фильтрационных параметров разрабатываемой залежи.

Метод установившихся отборов позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины (коэффициент приемистости для нагнетательной), а также оценить значение комплексного параметра – гидропроводность пласта.

При исследовании этим методом непосредственно измеряется дебит добывающей скважины (или приемистость нагнетательной скважины) и соответствующее значение



забойного давления последовательно на нескольких (но не менее чем на 3-х) достаточно близких к установившимся, режимах эксплуатации скважины. Во время замера дебита на каждом режиме определять газовый фактор и отбирать поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводнённость.

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

С целью определения влияния снижения забойных давлений ниже давления насыщения на коэффициент продуктивности скважин и значений средних по объектам рациональных забойных давлений в добывающих скважинах, первые исследования МУО на новых скважинах должны проводиться при забойном давлении выше давления насыщения нефти газом.

Исследование скважин методом восстановления давления

Основными целями, стоящими перед этими исследованиями, являются определение пластового давления, фильтрационных параметров пластов, текущей продуктивной характеристики, оценка эффективности заканчивания и степени ухудшения продуктивности скважин (скин-эффект).

Исследования методом КВД предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки стablyно работающей скважины в режиме отбора. Кривые восстановления давления (КВД) должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных или дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

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.

Метод исследования взаимодействия скважин

Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) используется для определения осредненных значений параметров гидропроводности и пьезопроводности



пластов на участках между выбранными парами исследуемых скважин в условиях неустановившейся фильтрации жидкости. При этом решается также качественная задача: установить наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин. Этот вид исследования относится к единичным замерам, которые выполняются по мере необходимости.

Для получения более достоверной информации о состоянии объектов, гидродинамические методы следует выполнять в комплексе с другими методами исследований.

Рекомендуемые виды исследовательских работ по контролю за разработкой и периодичность их по проведению приведены в таблице 9.2.1.

Таблица 9.2.1 – Виды и объемы исследовательских работ по контролю за разработкой и периодичность

№ п/п	Виды исследований	Периодичность
1	Замер дебитов, приемистости, буферного, затрубного давления, температуры добываемой нефти и закачиваемой воды:	Ежедневно;
2	Определение обводнённости продукции:	Ежедневно;
3	Определение газового фактора:	При $P_{пл} > P_{нас}$, $P_{заб} > P_{нас}$ – 1 раз в год При $P_{заб} < P_{нас}$ – 1 раз в квартал При $P_{пл} < P_{нас}$ – 1 раз в месяц
4	Замеры пластового давления:	Один раз в квартал - на первых трех стадиях разработки по опорным сетям скважин; Один раз в полугодие - на завершающей стадии разработки по опорным сетям скважин.
5	Замеры забойного давления (замер динамического уровня):	Не реже одного раза в квартал в действующих добывающих и нагнетательных скважинах.
6	Исследование методом КВД: по новым по переходящим	Выполняются по каждой скважине после ввода ее в эксплуатацию и в последующем - по мере необходимости.
7	Исследование МУО (не менее, чем на 3-х режимах):	Выполняются по каждой скважине после ввода ее в эксплуатацию и в последующем - по мере необходимости.
8	Отбор глубинных проб нефти на физико-химический анализ	По мере необходимости.
9	Исследования профиля притока, определение источников и интервалов обводнения пластов вскрытых перфорацией	По мере необходимости.
10	Исследование профиля поглощения, величины приемистости	По мере необходимости.
11	Обследование технического состояния эксплуатационных скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.).
13	Отбор и химический анализ поверхностных проб нефти	По мере необходимости.
14	Отбор и химический анализ проб попутной воды	В действующих скважинах по мере необходимости.
16	Гидропрослушивание	Разовые исследования по мере необходимости.



9.3 Геофизические методы контроля за процессом разработки

Контроль за разработкой месторождения, согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр...» [11], должен осуществляться по двум направлениям: исследования в открытом стволе и исследования в обсаженной скважине (ГИС-к).

Промыслово-геофизические исследования в *открытом и обсаженном* стволах скважин решают задачи по уточнению геологического строения месторождения, фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов, контроль за выработкой пластов, контроль технического состояния скважин.

Продуктивные горизонты месторождения приурочены к отложениям неокома (K_1ps_1a,r горизонт М-II), верхней юры (J_3ak , горизонты Ю-0-1 и Ю-0-2-Б), средней юры (J_2kr , горизонты Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3), нерасчлененным нижне-средне юрским ($J_{1-2}ds$, горизонт Ю-IV-2-1) и нижней юры (J_1sz , горизонты Ю-VI-1 и Ю-VI-2) – и на глубине 800-3300 м.

Геофизические исследования в открытом стволе

ГИС в открытом стволе проведен во всех пробуренных скважинах компанией «CNLC», геофизические исследования скважины проводились современной каротажной системой «ECLIPS-5700»; подробно представлены в отчете по подсчету запасов 2018 г. [9] и подразделе 2.2.2.

Комплекс ГИС в интервале продуктивной толщи включал следующие методы: ПС, ДС, ГК, SGR, ННК (W), ВИКИЗ, ГГКП+ФЭФ, АК, термометрию (ТМ).

По замерам инклинометрии стволы скважин вертикальные.

Качество материалов промыслово-геофизических исследований в скважинах удовлетворительное и соответствуют требованиям «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» и технических рекомендаций скважинным приборам [15]. Материалы ГИС использовались в работе [9], полученные параметры по ГИС использовались в качестве подсчетных.

Геофизические исследования по контролю в обсаженной скважине

Ниже приведены геофизические исследования по контролю за разработкой (ГИС-к), проведенные с 2015 г. по I полугодие 2018 г.; были выполнены компанией «КазтехноГИС» в 5 скважинах месторождения.

Геофизические исследования нефтегазовых залежей в отложениях М-II в скважинах ЮВД-30, ЮВД-38, ЮВД-39, ЮВД-42 проводились с целью определения профиля притока и



состава поступающего флюида (табл. 9.3.1); в скважине ЮВД-46 проводились исследования по определению возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны.

По данным замеров профилей притока по скважинам ЮВД-30, ЮВД-38, ЮВД-39, ЮВД-42 определены коэффициенты охвата разработкой эффективных толщин (Кохв.1); и охвата перфорированной толщины работой (Кохв.2).

Характеристики по проведенным исследованиям ГИС-к и результаты интерпретации приводятся в табличных приложениях 9.1 рассчитанные коэффициенты Кохв.1 и Кохв.2 изменяются в диапазонах 0,6-1,0 и 0,41-0,55 (табл. 9.3.1), соответственно.

По скважине ЮВД-46 – наблюдательной, не перфорированной (искусственный забой на глубине 1250,0 м) исследования по определению возможных заколонных перетоков показали – по данным термометрии (21.01.2015 г.) в динамическом и статическом режимах в интервале 1210,6-1212,0 м отмечается наличие разгерметизации колонны, не исключена возможность разгерметизации муфтовых соединений на глубинах 856,7, 867,8, 879,2, 890,3 м и до муфты на глубине 1073,4 м. Уровень жидкости в скважине – на глубине 96,0 м. Ниже глубины 1214,0 м забой герметичен.



Таблица 9.3.1 - Результаты интерпретации ГИС по контролю за разработкой в добывающих скважинах за период 2016-01.07.2023 гг.

№ скв.	Блок	Характеристика по ГИС в открытом стволе							Интервалы перфорации, м	Н перф	Нэф	Результаты ГИС-к								Компания				
		Интервалы коллектора, м		Нобщ	Кп	Кнг	Хар. насыщ	Наруш.экс.колонны, заколон.циркуляции, аномалии ГК		Интервалы притока, м		Нраб	Кохв.1 hраб/нэф	Кохв.2hраб/нперф	Диф. вел.притока	Состав флюида								
		кровля	подош	м	д.ед.	д.ед.		кровля	подош	м	м	Дата исследования	кровля	подош	м	д.ед.	д.ед.	%						
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19.00	21	22	23				
30	неколлектор							1274,3	1278,3	4,0	0,0	13.04.2016	не работает							КазТехноГИС				
	M-II	1377,6	1378,5	0,9	0,17	0,63	нефть	1377,0	1380,0	3,0	0,9		1377,3	1378,6	1,3	1,4	0,43	53,0	Сильно газированная нефть					
	M-II	1378,5	1380	1,5	0,18	0,61	нефть						1378,8	1379,3	0,5	0,3	0,17	17,0	Газированная нефть					
	M-II	1383,5	1384,9	1,4	0,20	0,68	нефть						1379,6	1380,3	0,7	0,5	0,23	19,0	Слабо газированная нефть					
	Итого	M-II	1377,6	1384,9	3,8			1274,3	1386,0	10,0	3,8		1383,0	1384,2	1,2	0,9	0,40	10,0	Нефть с водой	КазТехноГИС				
	Итого	M-II	1377,6	1384,9	3,8								1384,5	1385,2	0,7	0,5	0,23	1,0	Вода с нефтью					
	Итого	M-II	1377,6	1384,9	3,8								1377,3	1385,2	4,4	1,0	0,44	100,0	нв					
38	неколлектор							1369,0	1373,5	4,5	0,0	20.05.2016	1369,0	1370,0	1,0	0,0	0,22	11,0	Газированная нефть	КазТехноГИС				
	M-II	1370,0	1373,2	3,2	0,2	0,7	нефть						1370,4	1371,4	1,0	0,3	0,22	26,0	Газированная нефть					
	M-II	1376,9	1378,6	1,7	0,2	0,6	нефть	1377,0	1383,0	6,0	1,7		1371,8	1372,2	0,4	0,1	0,09	10,0	Газированная нефть					
	M-II	1378,6	1381,7	3,1	0,1	0,7	нефть						1372,8	1373,5	0,7	0,2	0,16	32,0	Газированная нефть					
	M-II	1381,7	1382,9	1,2	0,1	0,7	нефть						1379,2	1379,8	0,6	0,4	0,10	4,0	Газированная нефть					
	Итого	M-II	1370,0	1382,9	9,2			1369,0	1383,0	10,5	9,2		1380,1	1381,5	1,4	0,5	0,23	9,0	Газированная нефть					
	Итого	M-II	1370,0	1382,9	9,2								1382,7	1383,4	0,7	0,6	0,12	8,0	Нефть					
39	неколлектор							1371,0	1374,5	3,5	0,0	20.05.2016	1371,7	1372,4	0,7		0,20	1,0	Сильно газированная нефть	КазТехноГИС				
	M-II	1372,6	1374,6	2,0	0,2	0,6	нефть						1373,3	1374,5	1,2	0,6	0,34	83,0	Газированная нефть					
	M-II	1380,0	1382,4	2,4	0,1	0,6	нефть	1379,5	1385,0	5,5	2,4		1380,7	1381,2	0,5	0,2	0,09	2,0	Слабо газированная нефть					
	Итого	M-II	1372,6	1382,4	4,4			1371,0	1374,5	3,5	0,0		1381,7	1382,2	0,5	0,2	0,09	2,0	Слабо газированная нефть					
	Итого	M-II	1372,6	1382,4	4,4								1384,0	1384,8	0,8		0,15	4,0	Слабо газированная нефть					
	Итого	M-II	1372,6	1382,4	4,4								1385,0	1385,8				8,0	Нефть					
	Итого	M-II	1371,7	1385,8	3,7	0,8							1371,7	1385,8	3,7	0,8	0,41	100,0	н					
42	неколлектор							1369,0	1372,0	3,0	0,0	13.05.2017	1369,0	1370,0	1,0		0,33	5,0	Газированная нефть	КазТехноГИС				
	M-II	1370,7	1372,1	1,4	0,2	0,6	нефть						1370,5	1370,9	0,4	0,3	0,13	2,0	Газированная нефть					
	M-II	1374,2	1375,4	1,2	0,1	0,7	нефть	1374,0	1380,0	6,0	1,2		1371,1	1372,0	0,9	0,6	0,30	40,0	Слабо газированная нефть					
	M-II	1379,9	1380,9	1,0	0,1	0,7	нефть						1374,5	1375,4	0,9	0,8	0,15	45,0	Вода с нефтью					
	M-II	1381,3	1382	0,7	0,13	0,65	нефть	1381	1383	2	0,7		1379,8	1380,7	0,9	0,9	0,15	5,0	Вода					
	M-II	1382	1382,7	0,7	0,13	0,54	нефть						1381,5	1382,3	0,8	0,6	0,40	3	Вода					
	Итого	M-II	1370,7	1382,7	5,0			1369,0	1383,0	11,0	5,0		1369,0	1382,3	4,9	1,0	0,45	100,0	нв					



Качество цементирования колонн в пробуренных скважинах (после завершения строительства) отражено в таблице 9.3.2 и на рис. 9.3.1, из которых видно, что качество цементирования преимущественно хорошее или частичное.

Таблица 9.3.2 - Качество цементного камня по данным АКЦ, выполненного в скважинах

№ скв	Дата исследований	Контакт цементного камня с колонной							
		Отсутствует		Плохой		Частичный		Хороший	
		м	%	м	%	м	%	м	%
13	13.07.2008 г.	-	-	708,9	32,9	546,2	25,4	897,9	41,7
17	01.10.2008 г.	-	-	176,3	6,9	751,2	29,3	1633,5	63,8
20	14.08.2011 г.	35,2	10,8	47,3	1,7	1051,4	37,6	1395,1	49,9
24	19.12.2012 г.	27,23	2,1	-	-	149,4	11,9	1081,3	86
30	01.09.2012 г.	-	-	21,4	1,5	458,8	32,5	933,6	66
32	08.09.2012 г.	16,3	0,77	-	-	253,5	11,9	1860,2	87,3
38	15.08.2014 г.	-	-	234,3	16,1	249,0	17,1	972,7	66,8
39	24.09.2014 г.			3,0	0,21	21,9	1,5	1436,1	98,3
40	11.10.2014 г.	-	-	180,3	9,8	228,5	12,4	1436,2	77,8
41	25.11.2014 г.	27,3	1,3	45,8	2,1	1359,1	62,9	728,8	33,7
42	09.11.2014 г.	-	-	-	-	1049,5	65,0	564,5	35,0
44	14.12.2014 г.	4,0	0,25	103,3	6,45	326	20,35	1168,7	73,0
45	12.02.2015 г.	4,1	0,24	244,7	14,0	868,3	49,8	625,9	35,9
47	03.12.2015 г.	-	-	3088,5	91,1	184	5,4	117,5	3,5
49	29.07.2017 г.	29,8	1,6	47,1	2,6	191,8	10,5	1556,8	85,3
50	23.12.2016 г.	-	-	303	20,1	138,8	9,2	1065,2	70,7
51	19.11.2016 г.	-	-	-	-	91,4	6,3	1361,6	93,7
52	19.06.2017 г.	-	-	23,7	1,7	50,5	3,7	1298,8	94,6
53	10.12.2017 г.	-	-	-	-	20,2	1,4	1383,8	98,6
54	28.01.2018 г.	-	-	72,7	5,2	332,5	22,8	1017,8	72
55	25.02.2018 г.	-	-	370	26,2	36,9	2,6	1007,1	71,2
56	08.08.2017 г.	-	-	3,3	0,3	3,1	0,3	1134,4	99,4
57	12.06.2018 г.	-	-	100,2	7,0	118,6	8,2	1219,2	84,8
58	10.07.2018 г.	-	-	519,6	37,5	274,9	19,8	592,5	42,7
59	08.11.2018 г.	-	-	954,1	88	107,4	9,9	22,5	2,1

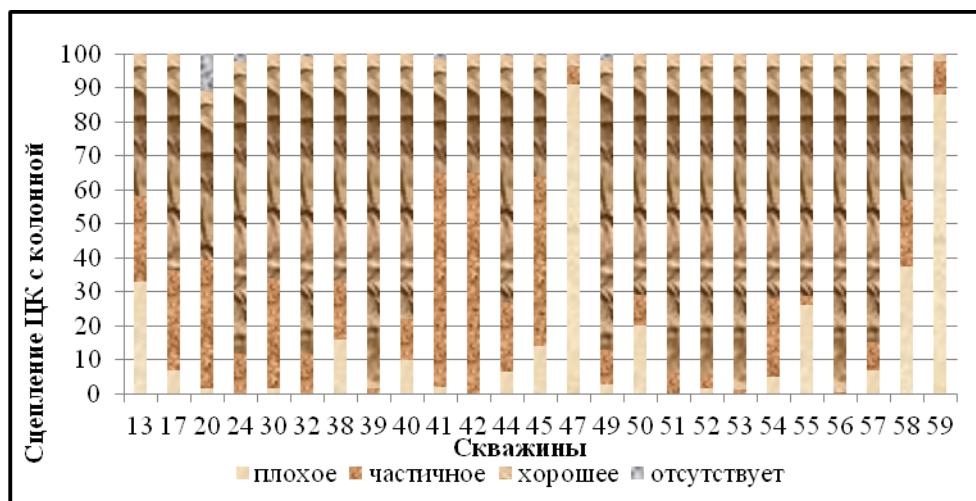


Рисунок 9.3.1 - Результаты АКЦ по скважинам



Выводы

Фонд скважин на месторождении по состоянию на 01.01.2023 г. составляет 34 скважины.

После ПР_2019 [5] пробурено 2 скважины – ЮВД-58, ЮВД-59.

Приведенные данные по выполненному комплексу геофизических исследований скважин *в открытом стволе* в подразделе 2.2.2 из предыдущего отчета по подсчету запасов [1], свидетельствуют, что комплекс исследований на месторождении выполняется в полном объеме, в соответствии с требованиями технической инструкции [15].

В *обсаженном стволе* скважин за рассматриваемый период 01.07.2018 по 01.01.2023 гг. исследования методами ГИС-к не проводились; рассмотрены ранее выполненные с 2015 г. по I полугодие 2018 г., фактическое выполнение которых представлено в таблице 9.3.3.

Анализа имеющихся промыслового-геофизических материалов показывает на незначительное изучение охвата залежей разработкой; количество замеров профилей притока/приемистости не позволяет проанализировать комплексный охват разработкой залежей месторождения.

Таблица 9.3.3 – Фактическое выполнение работ по ГИС-к

п/п	Виды исследований ПР_2019 г.	Периодичность	Фактическое выполнения
1	2	3	4
	Исследования профиля притока, определение источников и интервалов обводнения пластов, вскрытых перфорацией	По мере необходимости	ЮВД-30, ЮВД-38, ЮВД-39, ЮВД-42 – (табл. 9.3.1)
	Исследование профиля поглощения, величины приемистости	По мере необходимости	Нет
	Обследование технического состояния эксплуатационных скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)	ЮВД-46 (наблюдательная) исследования по определению возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности э/к
	Контроль положения ГНК, ВНК и оценка изменения нефтегазонасыщенности	Не реже 1-2 раза в год по мере необходимости	Не проводились

Рекомендации

Приведенные данные по выполненному комплексу геофизических исследований скважин *в открытом стволе* в подразделе 2.2.2 из предыдущего отчета по подсчету запасов [1], свидетельствуют, что проводимые *геофизические исследования в открытом стволе* позволяют в продуктивной части открытого ствола выделить пластины-коллекторы и определить фильтрационно-ёмкостные параметры.



Геофизические исследования в открытом стволе являются разовыми и выполняются после окончания бурения и завершения строительства скважины.

В проектных скважинах месторождения Юго-Восточный Дощан предлагается проводить ранее используемый комплекс промыслового-геофизических исследований, включающий методы: ПС, КВ, ГК, SGR, НК (W), ВИКИЗ, АК, ГГК/РЕФ.

Для контроля проводки скважины и ориентации его в пространстве по мере углубления скважины необходимо выполнять инклинометрию.

С целью определения естественной температуры залежи и геотермического градиента (геотермической ступени) и необходимо выполнить в 1-2 неработающих или длительно простоявших скважинах запись термометрии.

Рабочие файлы записи кривых ГИС должны содержать помимо сведений по конструкции скважины, промывочной жидкости, приборах, результаты периодической и полевой калибровок приборов, записи перекрытий с предыдущими замерами длиной не менее 50 м и контрольные замеры длиной также 50 м в интервале наибольшей дифференциации показаний.

Геофизический исследования по контролю за разработкой (ГИС-к) **в обсаженных скважинах** осуществляют:

- технический контроль состояния скважин и работы подземного оборудования;
- контроль за выработкой пластов (выделения работающих толщин, оценки профиля и состава притока, определения текущего характера насыщения пластов и положения флюидальных контактов).

Виды исследований определяются согласно «Инструкции по комплексному исследованию нефтяных и нефтегазовых пластов и скважин» [14], периодичность и виды исследований регламентируется в «Единых правилах по рациональному и комплексному использованию недр...» [11].

Контроль за техническим состоянием (ТС) скважин первоначально начинается с оценки качества цементажа обсадной колонны; проводится непосредственно после окончания строительства скважины. Проведение акустической цементометрии (АКЦ) с модификациями приборов, позволяющих регистрировать фазокорреляционные диаграммы (ФКД).

Дополняют АКЦ исследованиями одной из модификаций прибора скважинного гамма – дефектометра. В дальнейшем, в течение всего периода нахождения скважины в эксплуатации, при выводе из консервации или при ремонтных работах проводятся исследования по определению ТС ЭК (герметичность тела и муфтовых соединений обсадных



колонн, состояние цементного камня, наличие заколонных перетоков флюида) методами ЛМ, ГГДТ, ЭМДС, МИД-КС.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалов затрубной циркуляции, проводятся повторные исследования качества цементного камня и толщины стенки ЭК в остановленной скважине с устья до забоя.

Для оценки герметичности обсадных колонн, цементного моста стандартный комплекс ГИС (термометрия (ТМ), барометрия (БМ), влагометрия (ВЛ), резистивиметрия (РИ), плотностеметрия (ПЛ), локация муфт (ЛМ) и гамма-каротаж (ГК)) выполняется *по всему стволу*: обязательный один фоновый замер в статическом режиме и не менее одного замера в работающей скважине.

Выработка пластов

Исследования по оценке эксплуатационных и динамических характеристик пластов в действующих скважинах включают определение работающих толщин, их охвата выработкой, состава поступающего флюида.

Разовые замеры должны проводиться при введении новых скважин в эксплуатацию, после *расконсервации скважин*, а также в скважинах до и после проведения различных геолого-технических мероприятий.

Комплекс применяемых методов ГИС для решения этих задач такой же, как при исследовании технического состояния скважины.

Исследования в статическом режиме проводятся на спуске с башмака НКТ до забоя скважины с повтором 50 м при подъеме. В динамическом режиме необходимо проводить исследования на спуске и подъеме в интервалах 50 м выше интервала перфорации до забоя или 20 м выше башмака НКТ до забоя. Контроль за состоянием профилей притока/приемистости рекомендуется проводить систематически в добывающих/нагнетательных скважинах в случае, если замечены существенные изменения в технологических показателях работы скважины.

В интервале *продуктивных горизонтов* исследований замеры должны быть выполнены в работающей скважине на спуске и подъеме для подтверждения и уточнения работающих интервалов (термоанемометрия (ТА), расходометрия механическая (РМ), влагометрия (ВЛ), резистивиметрия (РИ), нейтронный каротаж (НК), акустическая и/или электромагнитная шумометрия (ШИ-ШС)).

В случае роста количества обводненных пластов, а также в соответствии с задачей доразвеки – необходимости уточнения отметок ГВК, ВНК залежей, помимо проведения поинтервального опробования в новых скважинах актуальны задачи выделения



водопроявляющих интервалов, обводненных пластов, определения причин их обводнения; оценки степени выработки – коэффициента текущей нефтенасыщенности (Кнг_тек).

Определение *текущего насыщения пластов* (текущее положение контактов) необходимо знать при переходе на другой объект разработки и/или при проведении дополнительной перфорации. Проводится в заявленном интервале в статическом режиме импульсными радиоактивными методами (ИНГК, ИННК, УКК/СО). При этом, исследования необходимо проводить в скважинах, где продуктивные пласти изучаемого объекта не вскрыты перфорацией. Достоверность определения текущей нефтегазонасыщенности, ГВК и ВНК против перфорированных пластов-коллекторов снижается из-за искажающего влияния приствольной зоны пласта на показания зондов ИНК.

В таблице 9.3.4 приведены виды и периодичность геофизических исследований по контролю за разработкой.

Комплекс ГИС-к согласуется с Недропользователем.

Проводить промыслово-геофизические исследования скважин (в открытом и закрытом стволе) в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

Таблица 9.3.4 - Программа исследовательских работ (ГИС-к с 01.01.2023 г.)

Цель исследований	Категории и виды скважин	Периодичность	Примечание
1	2	3	4
Геофизические и литолого-физические исследования(открытый ствол)			
Комплекс ГИС в открытом стволе: ПС, КВ, ГК, SGR, НК (W), ВИКИЗ, АК, ГГК/REF.	Во всех категориях	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах	
Литолого-физические исследования		Исследование образцов стандартным и специальным комплексом лабораторных методов	С целью уточнения петрофизических связей, гидродинамических характеристик, граничных значений нефте- и газонасыщенных коллекторов и нефтегазонасыщенности.
Геофизические исследования по ГИС-к (обсаженный ствол)			
Техническое состояние скважины (ТС)			
Контроль качества цементажа (сцепление скважин колонной и породой) АКЦ	Во всех категорий скважин	Разовые исследования во всех новых пробуренных. Далее при любых изменениях в работе скважины, не связанных с изменением технологического режима.	Начальное состояние качества цементирования ЭК Текущее состояние качества цементирования ЭК
Негерметичность ЦК, создающая условия для заколонных перетоков флюидов (в статике и динамике методами ТМ, ГК);		Временные замеры при исследованиях на герметичность э/к При необходимости	Текущее состояние качества цементирования ЭК



Продолжение таблицы 9.3.4

1	2	3	4
Негерметичность ЦК, создающая условия для заколонных перетоков флюидов (в статике и динамике методами ТМ, ГК);		Временные замеры при исследований на герметичность э/к При необходимости	Текущее состояние качества цементирования ЭК
Интервалы перфорации и выявление дефектов тела труб ЭК (ЛМ, СГДТ, скважин ЭМДСТ, МИД-КС);	Во всех категорий скважин	Разовые исследования во всех новых пробуренных скважинах; Систематические исследования один раз в год (охват - 100 % любой категории скважин).	
Обследование технического состояния нагнетательных скважин	Действующий фонд	Один раз в год (100 % охват фонда данной категории скважин)	
Контроль за выработкой пластов			
Определение работающих толщин, профиля притока и интервальных дебитов флюида (серия ТМ, БМ, РГД, СТД, РИ, ВЛ)	При вводе скважины из бурения. Действующий фонд (добычающие) -	Фоновые замеры в статике и на режимах закачки, Далее с добывающими скважинами периодичностью 1 год; при проведении ГТМ,	10 % охват фонда добывающих скважин)
Определение работающих толщин, профиля приемистости и интервальных дебитов (серия ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РГД)	Действующий фонд (нагнетательные скв.)	С началом обводнения скважин - не реже одного раза в полугодие (охват - 100 % наблюдательных скважин).	30% охват фонда нагнетательных скважин)
Текущая нефтенасыщенность (НК, ИНК(ИННК, ИНГК), СГК, УКК/СО)	При вводе скважины в эксплуатацию действующий фонд: контрольные скважины (наблюдательные); добывающие, нагнетательные скв.	Фоновые замеры в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока, На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения. С началом обводнения скважин - не реже одного раза в полугодие (охват - 100 % наблюдательных скважин).	Против перфорированных пластов - в комплексе с ГИС-к (по определению профиля притока и состава) в работающем режиме.
Изменение нефтенасыщенности периода времени контроль перемещением ВНК	Действующий фонд: контрольные скважины (наблюдательные) один раз в полугодие, Либо добывающие, нагнетательные скважины, ИНК против неперфорированных пластов изучаемого объекта эксплуатации	Фоновый замер в статике, при переводе на вышележащие неперфорированные горизонты. Текущее положение контактов при переходе на другой объект разработки и/или при проведении дополнительной перфорации	Выделения зон, обводненных от нагнетания - проводить в комплексе с исследованиями термометрии

Выработка пластов

Исследования по оценке эксплуатационных и динамических характеристик пластов в действующих скважинах включают определение работающих толщин, их охвата выработкой, состава поступающего флюида.



Разовые замеры должны проводиться при введении новых скважин в эксплуатацию, после расконсервации скважин, а также в скважинах до и после проведения различных геолого-технических мероприятий (смены оборудования, изменения режима эксплуатации, изоляции или приобщения пластов, воздействия на призабойную зону в целях интенсификации добычи т.п.).

Контроль за состоянием профилей притока/приемистости рекомендуется проводить систематически в добывающих/нагнетательных скважинах в случае, если замечены существенные изменения в технологических показателях работы скважины.

Комплекс применяемых методов ГИС для решения этих задач такой же, как при исследовании технического состояния скважины.

Исследования в статическом режиме проводятся на спуске с башмака НКТ до забоя скважины с повтором 50 м при подъеме. В динамическом режиме необходимо проводить исследования на спуске и подъеме в интервалах 50 м выше интервала перфорации до забоя или 20 м выше башмака НКТ до забоя.

Определение *текущего насыщения пластов* (текущее положение контактов) необходимо знать при переходе на другой объект разработки и/или при проведении дополнительной перфорации. Проводится в заявленном интервале в статическом режиме импульсными радиоактивными методами (ИНГК, ИННК, УКК/СО). При этом, исследования необходимо проводить в скважинах, где продуктивные пластины изучаемого объекта не вскрыты перфорацией. Достоверность определения текущей нефтегазонасыщенности, ГВК и ВНК против перфорированных пластов-коллекторов снижается из-за искажающего влияния приствольной зоны пласта на показания зондов ИНК.

Выводы

Виды геофизических исследований по контролю за разработкой в обсаженной скважине определяются согласно «Инструкции по комплексному исследованию нефтяных и нефтегазовых пластов и скважин» [14], периодичность регламентируется в «Единых правилах по рациональному и комплексному исследованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [11].

В таблице 9.3.5 приведены рекомендуемые комплексы геофизических исследований для решения задач по техническому состоянию скважин и подземного оборудования; выработки пластов; текущего состояния характера насыщения пластов и др.; а также их периодичность.

В зависимости от ситуации, возникшей в скважине в процессе ее работы, все типовые комплексы геофизических исследований скважин подлежат уточнению с представителями



геолого – технической службы сервисного геофизического предприятия.

ГИС в действующих скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

Комплекс геофизических методов, проводимый в скважинах месторождения, соответствует требованиям Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» и Технической инструкции [11, 14], регистрация геофизических параметров выполнялась компанией «CNLC». Геофизические исследования скважины проводились современной каротажной системой «ECLIPS-5700».

Качество материалов промыслового-геофизических исследований в скважинах удовлетворительное и соответствуют требованиям «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» и технических рекомендаций скважинным приборам [15].



Таблица 9.3.5 -Рекомендуемые комплексы геофизических исследований скважин месторождения

Вид исследований	Периодичность	Количество	Примечание
1	2	3	4
Геофизические и литолого-физические исследования			
Геофизические исследования в открытом стволе: ПС, КВ, ГК, НК, БК, ВИКИЗ, АК, ГГКП	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах		
Геофизические исследования в обсаженном стволе (ГИС-к)			
<i>Добывающие скважины</i>			
Определение технического состояния скважины:			
- Контроль качества цементажа (цепление с колонной и породой) АКЦ	Разовые исследования во всех новых пробуренных. Далее при любых изменениях в работе скважины, не связанных с изменением технологического режима.	во всех пробуренных скважинах	
- Негерметичность ЦК, создающая условия для заколонных перетоков флюидов (в статике и динамике методами ТМ, ШС, ГК);	Временные замеры при исследованиях на герметичность ЭК.	При необходимости	
- Выявление негерметичности колонны и уточнение границ фильтра (ТМ с закачкой контрастной по температуре жидкости, ТА, РИ, ВЛ, ГК, ЛМ, РМ);	Временные замеры при исследованиях на герметичность ЭК.	При необходимости	При проведении ГРП (проводить до и после воздействия на пласт)
- Интервалы перфорации и выявление дефектов тела труб ЭК (ЛМ, ГГДТ, ЭМДС, МИД-КС);	Разовые исследования во всех новых пробуренных скважинах; временные замеры при исследованиях на герметичность ЭК.	При необходимости	При проведении ГРП (проводить до и после воздействия на пласт); после повторной перфорации и при подозрении на негерметичность колонны
Обследование технического состояния нагнетательных скважин	Действующий фонд: один раз в год	100 % охват фонда данной категории	
Контроль за выработкой пластов:			
- определение работающих толщин, профиля притока и интервальных дебитов флюида (серия ТМ, МН, РМ, ТА, ВЛ, ПЛ)	Фоновые замеры в статике и на режимах отбора Фоновые замеры в статике и на режимах закачки (для нагнетательных). Действующий фонд: один раз в год	50 % охват фонда действующих добывающих скважин. Не менее 5 % охват фонда действующих нагнетательных скважин.	В нагнетательных - для контроля качества работы системы ППД; разовые исследования - до и после КРС или ГТМ



продолжение таблицы 9.3.5

1	2	3	4
- определение источника обводнения (серия ТМ, МН, РМ, ТА, ВЛ, РИ)	по необходимости, в случае появления в продукции воды		При КРС
- определение начального ГВК (ИНК, ВАК, НК, временные ТМ);	Фоновые замеры в статике и на режимах отбора. Далее с периодичностью 2 года		
-текущая насыщенность (НК, ИНК (ИННК, ИНГК), ВАК, УКК)	Фоновые замеры в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения		Текущее положение контактов при переходе на другой объект разработки и/или при проведении дополнительной перфорации.
- изменение газонасыщенности за период времени и контроль за перемещением ГВК	Фоновый замер в статике, при переводе на вышележащие неперфорированные горизонты		



9.4 Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа

Комплекс исследований по контролю за разработкой эксплуатационных объектов предусматривает проведение исследований глубинных и поверхностных проб нефти [11].

Поверхностные и глубинные пробы отбираются из продуктивной части разреза разведочных и эксплуатационных скважин для последующих лабораторных определений физико-химических свойств и состава пластовых флюидов. Отобранные образцы должны быть представительными, по которым можно охарактеризовать состав и свойства насыщающих пласт флюидов: нефти и газа.

По отобранным пробам должен выполняться полный комплекс исследований, в который входит определение следующих параметров: давления насыщения, вязкость и плотность пластовой нефти, газосодержание, объемный коэффициент нефти, усадка нефти, коэффициент сжимаемости нефти, составы выделившегося газа и дегазированной нефти при однократном разгазировании, компонентный состав пластового флюида, а также зависимости газосодержания, объемного коэффициента и плотности пластового флюида от давления.

В полный комплекс также входят исследования физико-химических свойств поверхностных проб нефти с определением таких параметров, как плотность, кинематическая вязкость, температуры начала кипения и застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, селикагелевых смол, серы, фракционный состав, содержание металлов и др.

Лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб нефти производятся по внутренним стандартам аналогичным ОСТу 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей». Все виды исследований пластовых флюидов и поверхностных проб нефти и газа проводить в испытательных лабораториях, аккредитованных по ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 г. «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

На месторождении Освещённость исследованиями проб нефти и газа по продуктивным горизонтам месторождения Ю-В Дошан представлена в таблице 9.4.1.



Таблица 9.4.1 - Месторождение Ю-В Дошан. Распределение исследований проб нефти и газа

Горизонт	Нефть		Газ	
	пластовая	дегазированная	нефтяной	свободный
М-0-2	1 (40)	1 (40)	1 (40)	-
М-II	1 (40)	2 (32, 40)	1 (40)	-
Ю-0-1	-	1 (32)	-	-
Ю-0-3	1 (49)	-	1 (49)	-
Ю-IV-1-1	-	1 (15)	-	3 (15, 49)
Ю-IV-1-2	1 (17)	-	1 (17)	-
Ю-IV-1-3	-	-	-	2 (47, 49)
вне горизонта	-	1 (40)	-	-
Всего:	4	6	4	5
Восточное крыло				
Горизонт	Нефть		Газ	
	пластовая	дегазированная	нефтяной	свободный
М-II	9 (16, 30, 31, 38, 39, 42, 51, 57)	19 (16, 24, 30, 31, 33, 38, 39, 42, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 57, 58)	9 (16, 30, 31, 38, 39, 42, 51, 57)	1 (31)
Ю-0-2-Б	1 (42)	1 (42)	1 (42)	-
Ю-IV-1-2	-	1 (25)	-	-
Ю-IV-2-1	2 (20)	2 (20)	1 (20)	-
вне горизонта	-	1 (44)	-	-
Всего:	12	24	11	1

Как видно из таблицы 9.4.1, наиболее освещён исследованиями проб нефти и растворённого газа продуктивный горизонт М-II в пределах Восточного крыла. Остальные горизонты представлены единичными исследованиями. Учитывая недостаточность проведённых исследований, с целью уточнения состава и физико-химических характеристик нефти и газа месторождения Юго-Восточный Дошан, а также в целях контроля за разработкой месторождения Ю-В Дошан, необходимо продолжить отбор и исследования проб нефти и газа равномерно по всем продуктивным горизонтам.



9.5 Контроль состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования

Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин на месторождении Юго-Восточный Дошан необходимо осуществлять как путем определения параметров их работы, так и при непосредственном их обследовании со спуском скважинных глубинных приборов. Результаты технического состояния скважин необходимо использовать при проведении внутрискважинных мероприятий и планово-предупредительных ремонтов.

При контроле за эксплуатацией добывающих скважин регулярный замер дебитов жидкости, нефти и газа, определять обводненность продукции, содержание механических примесей, фиксировать параметры устьевых, затрубных и межколонных давлений, положения динамического уровня, по результатам которых намечать геолого-технические мероприятия и корректируется режим эксплуатации скважин для обеспечения бесперебойной добычи.

Виды и периодичность исследований, в соответствии с целями и задачами необходимо проводить согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых»

- замеры пластового давления – один раз в квартал - на первых трех стадиях разработки;

один раз в полугодие - на завершающей стадии разработки;

- замеры забойного давления – не реже одного раза в квартал в действующих добывающих и нагнетательных скважинах;

- замеры дебитов: еженедельно;

-замеры промыслового газового фактора: в условиях, когда пластовое и забойное давления превышает давление насыщения, выполняются раз в год. При снижении забойного давления ниже давления насыщения замеры газового фактора производятся ежеквартально, при пластовом давлении на уровне и ниже давления насыщения замеры выполняются ежемесячно.

- определение обводненности продукции по пробам жидкости, отобранным на выкидных линиях – еженедельно.;

- режимные гидродинамические исследования – по мере необходимости;

- отбор и лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб продукции скважины.

При контроле за эксплуатацией нагнетательных скважин необходимо осуществлять постоянный контроль их приемистости, давления нагнетания и охвата пластов заводнением



по толщине.

Для контроля за эксплуатацией, а также учета добываемой продукции и выполняемых геолого-технических мероприятий недропользователю необходимо вести и хранить на протяжении всего периода операций по недропользованию следующую документацию по месторождению в электронном и бумажном формате:

1. ежесуточный и ежемесячный рапорт по учету (измерению) добытой нефти, газа и воды по месторождению;

2. технологические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин;

3. файл учета проводимых КРС и ПРС;

4. файл учета ГТМ;

5. файл учета проведения геофизических исследований и др.

• Профилактический осмотр наземного оборудования желательно осуществлять не реже 1 раза в три дня оператором по добыче нефти. При осмотре наземного привода оператору необходимо:

• проверить наличие вибрации;

• проверить наличие необычных шумов и определить их источник;

• устраниТЬ при наличии утечки через сальниковое уплотнение и арматуру;

• проверить наличие масла в редукторе.

СШНУ

• Контроль работы СШНУ осуществляется с помощью динамографа, позволяющего определять все параметры работы установки.

• При обработке динамограмм, помимо точного выявления эксплуатационных факторов, определяются количественные и качественные показатели работы насосной установки (нагрузки и напряжения, возникающие в полированном штоке, длина хода плунжера и полированного штока, коэффициент подачи, коэффициент наполнения насоса, технические нарушения и т. п.).

• Каждому нарушению нормальной работы насоса соответствует своя характерная форма динамограммы, по внешнему виду которой можно определить эти нарушения, не поднимая насоса на поверхность.

• В комплексе с динамометрированием с помощью эхолотирования проводятся замеры динамического уровня, что позволяет сделать ориентировочный (не имея гидродинамических исследований МУО или КВД) анализ гидродинамического состояния разрабатываемых горизонтов.



В скважинах, оборудованных плунжерными насосами, изменение режима откачки достигается:

- 1) изменением длины хода полированного штока;
- 2) изменением числа качаний балансира;
- 3) одновременным изменением длины хода и числа качаний;

4) изменением глубины подвески насоса или использованием насоса большего диаметра, если при использовании трех предыдущих способов теоретическая производительность насоса превышает приток жидкости из пласта.

Контроль технического состояния наземного и подземного оборудования являются обязательными для выявления и своевременного устранения неисправностей.

За работой станков-качалок и всего устьевого оборудования необходимо наблюдать постоянно.

Обязательным условием надежной и бесперебойной работы станков-качалок является их точное уравновешивание, которое производится в соответствии с заводскими инструкциями.

Уравновешенность привода станка-качалки проверяется при пуске новой скважины, при изменении диаметра насоса, глубины подвески насоса, изменении диаметра штанг. При нормальной работе установок их уравновешивание проверяется не менее одного раза в месяц.

Смазка трущихся частей является основным условием долговременной и бесперебойной работы насосной установки. Поэтому операторы по добыче нефти должны постоянно следить, чтобы трущиеся части станков-качалок были хорошо смазаны. Подшипники нижних головок шатунов, опоры балансира и опоры траверсы, пальцы верхних головок шатунов и поворотной головки балансира, а также ходовые винты на салазках электродвигателя, тормозах и кривошипах смазываются консистентной смазкой (солидолом). В эти узлы не реже одного раза в месяц добавляется смазка, а один раз в шесть месяцев производится замена смазки.

Редуктор станка-качалки заливается индустриальным или автотракторным маслом (зубчатые колеса и подшипники валов работают в масляной ванне). Масло заливается через люк в крышке редуктора. Смена масла в редукторе производится один раз в шесть месяцев. Добавка масла в редуктор между его сменами производится по мере необходимости. Наличие масла в редукторе проверяется через контрольные клапаны или щупом. Уровень масла в редукторе должен находиться между нижним и верхним контрольными клапанами.

Наземное оборудование глубинно-насосных скважин необходимо систематически



осматривать и проверять в соответствии с установленным графиком проверки. Обнаруженные дефекты должны устраняться немедленно.

УЭЦН

По прибытии на скважину оператор по добыче производит внешний осмотр оборудования (герметичность фонтанной арматуры), установок стоек под кабель, проверяет общее состояние и режим работы установки (отмечает показания приборов: нагрузка и напряжение, производит замер дебита, динамического уровня, давления затрубного).

Отбор проб на содержание КВЧ в продукции осуществляется:

- при выводе на режим (жидкость глушения);
- через двое суток после вывода на режим;
- один раз в полугодие в процессе дальнейшей эксплуатации.

Результаты анализа проб записываются в эксплуатационный паспорт УЭЦН. Отбор проб на обводненность желательно проводить после вывода на режим, далее осуществлять периодический контроль с записью результатов анализа в эксплуатационный паспорт УЭЦН.

При длительных остановках УЭЦН (более 10 дней) запуск в работу производить с прослеживанием динамического уровня и прекратить контроль только после выхода скважины на установленный режим.

Зафиксированные данные о работе скважины за весь период её эксплуатации могут служить исходным материалом при установлении оптимального режима работы, а также позволяют правильно вести разработку всего месторождения в целом.



10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Сущность проблемы охраны окружающей среды состоит в обеспечении рационального использования природных ресурсов и безопасном ведении работ на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Планирование мероприятий по охране окружающей среды осуществляется инициатором хозяйственной деятельности. Мероприятия по охране недр и окружающей среды в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на объекты окружающей среды – атмосферу, поверхностную гидросферу, подземные воды, флору, фауну, должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе разработки месторождения.

В настоящей главе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Дополнения к Проекту разработки месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.01.2023 г.».

Детальный анализ всех аспектов воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду представлен отдельной книгой в «Отчете о возможных воздействиях к Дополнению к Проекту разработки месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.01.2023 г.», в которой подробно рассмотрены предварительные качественные и количественные характеристики воздействия на компоненты окружающей среды, а также определены потенциально возможные направления изменений в компонентах окружающей и социально-экономической среды и вызываемых ими последствий в жизни общества и окружающей среды [1-8].

10.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении месторождение Юго- Восточный Дошан находится в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан, на территории блоков: XXIX-37-А (частично), В (частично), С (частично), Е (частично), F (частично). Координаты геологического отвода: 46°16'09" СШ - 64°31'56" ВД; 46°20'00" СШ - 64°32'00" ВД; 46°20'00" СШ - 64°41'00" ВД; 46°17'16" СШ - 64°45'48" ВД; 46°17'05" СШ-64°48'13" ВД; 46°18'04" СШ - 64°51'03" ВД; 46°20'00" СШ - 64°48'35" ВД; 46°20'00" СШ - 64°59'05" ВД; 46°18'20" СШ - 64°59'53" ВД; 46°00'00" СШ- 65°00'00" ВД; 46°00'00" СШ- 64°52'15" ВД. Площадь геологического отвода за вычетом возвращенных участков составляет 896 км².



Координаты горного отвода (участок недр): 46°16'42,40" СШ - 64°46'51,57" ВД; 46°17'05" СШ - 64°48'13" ВД; 46°18'04" СШ - 64°51'03" ВД; 46°19'59,86" СШ - 64°48'38,43" ВД; 46°19'59,90" СШ - 64°51'10,47" ВД; 46°12'20,31" СШ - 64°59'55,52" ВД; 46°09'46,77" СШ - 64°58'31,52" ВД; 46°15'12,07" СШ - 64°52'27,67" ВД; 46°13'48,27" СШ - 64°48'46,06" ВД; Площадь горного отвода составляет 107,54 км². Глубина разработки – минус 3165,2 метра. Структура разведочной площади была выявлена поисково-детальными сейсмическими работами, проведенными в период 1986-1990 гг. (дополнительные сведения о географическом расположении и др. приведены в разделе 1 настоящего отчета).

10.2 Краткая характеристика климатических условий района

Климат района резко континентальный. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе. На территории района лето жаркое и продолжительное.

Температурный режим воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6 °С, а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42°С. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16 °С. Зимой температуры имеют отрицательные значения, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от -10,8 до -13,8°С, а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января - от 27 до 29°С. Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76 °С, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6°С. Период со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов наблюдается с 17-25 марта до 6-12 ноября, что составляет 226-239 дней в году.

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах. Относительная влажность < 30% и более 80% считается дискомфортной. Так, в изучаемом районе среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-34%, а зимой - 72-86% и составляет 153 дня с влажностью менее 30% и 60,3 дня с влажностью более 80%. Следовательно, 213,3 дней в году данный район дискомфортен для проживания человека.



Ветровой режим. Для изучаемого района, как и для всей области, характерны частые и сильные ветры северо-восточного и восточного направления. Наибольшую повторяемость за год имеют ветры северо-восточного направления. Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанциях Джусалы, Злиха, расположенных в центральной части Кызылординской области. Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек.

Атмосферные осадки. Засушливость - одна из отличительных черт климата района. Осадков выпадает очень мало, и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Осадки летнего периода не имеют существенного значения, как для увлажнения почвы, так и для развития культурных растений. Снежный покров незначителен и неустойчив; образуется он во второй - третьей декаде декабря. Средняя высота его 10-25 см. Устойчиво снег лежит 2,5 месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60 мм.

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм. Объясняется это тем, что район расположен почти в центре Евразии, малодоступен непосредственному воздействию влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником увлажнения. Количество осадков убывает с севера на юг и составляет на севере 137 мм, на юге - 130 мм.

Характер годового распределения месячных сумм осадков также неоднороден: летом 4-6 мм, зимой 15-17 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года. Зимой ливневые осадки наблюдаются значительно реже.

Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, главным образом, вследствие большой отражательной способности поверхности снега. Небольшое количество солнечной радиации, поступающей зимой на подстилающую поверхность, почти полностью отражается.

Дата образования и схода снежного покрова очень сильно зависит от широты, так на станции Саксаульская продолжительность залегания снежного покрова 92 дня, а на станциях Джусалы - 61 день, Злиха - 81 день. Снежный покров в исследуемом районе образуется в третьей декаде ноября, а сходит во второй декаде марта. В холодный период наблюдаются туманы, в среднем их бывает 18-27 дней в году.

10.3 Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу

В период разработки месторождения Юго- Восточный Дошан основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции.



Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом плановых, технологических и специальных мероприятий. Плановые мероприятия влияют на уменьшение воздействия выбросов предприятия на жилые территории. Проектируемое предприятие находится на значительном расстоянии от ближайших населенных пунктов.

Основные мероприятия по уменьшению выбросов носят организационно-технический характер. При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;



- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- антакоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;



- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;

10.3.1 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями (НМУ) на месторождении являются: пыльные бури; штормовой ветер; штиль; температурная инверсия; высокая относительная влажность (выше 70 %).

В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ;
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных



работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;

- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;



- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

10.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

На сегодняшний день вахтовый поселок обслуживающего персонала КФ «ПетроКазахстан Венчерс Инк.» расположен на территории месторождения Арыскум, недропользователем которого является АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Обслуживающий персонал от вахтового лагеря до объектов месторождения Юго-Восточный Дошан доставляется автобусом. Источниками воды для хоз-бытовых и технических нужд является вода с водозаборной скважины №2АК, расположенной на месторождении Арыскум. Со скважины до территории промысла вода доставляется автоцистернами. Источником воды для питьевых нужд является вода с водозаборной скважины №3КК, расположенной на месторождении Кызылкия получаемая на договорной основе. Со скважины №3КК до территории месторождения Юго-Восточный Дошан питьевая вода доставляется автоцистернами. Также на месторождение доставляется бутилированная вода питьевого качества для питьевых нужд персонала. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды. Для хранения хоз-бытовой, питьевой и технической воды на территории предусмотрены резервуары достаточной емкостью.

Район расположения месторождения Юго-Восточный Дошан характеризуется отсутствием поверхностных вод, в связи с этим водоохранных зон поверхностных водоёмов на территории месторождения нет.

Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальную емкость (септик), из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором. Сбросы сточных вод непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников.

Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйствственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения



загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные контейнеры для сбора ТБО и септики для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения Юго-Восточный Дошан рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антакоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;



- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйствственно-бытовых сточных вод.
- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть



инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

10.5 Природоохранные мероприятия по сохранению недр

На стадии разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрзия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифенообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- исключение обводнения месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие



технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проникаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра;
- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения



различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

10.6 Мероприятия по уменьшению вредного воздействия отходов на окружающую среду

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду. Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На основании Соглашения о техническом обслуживании и материально-техническом обеспечении №0410009 от 5 мая 2004 года, в соответствие подпунктом а) пункта 1 Соглашения АО «ПККР» предоставляет на постоянной основе в течение срока действия Соглашения, услуги своего персонала, связанных с ним вспомогательных работников и подрядчиков в области материально-технического обеспечения, технического и эксплуатационного обслуживания, в которые в том числе входят: услуги по внедрению техники безопасности, инженерным вопросам и охране окружающей среды.

Вопросы управления всеми отходами, образующихся на объектах КФ «ПетроКазахстан Венчерс Инк.» принимает на себя АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

На месторождении Юго-Восточный Дошан сроки временного накопления отходов производства и потребления составляют не более 6 месяцев.

Данная система управлением отходами производства и потребления позволяет



минимизировать воздействие отходов на компоненты окружающей среды, посредством системного подхода к их обращению. В целом на предприятии действует хорошо отлаженная система по организации сбора и удаления всех видов отходов. Эта система предусматривает планы сбора, хранения, транспортирования для утилизации и захоронения (ликвидации) отходов, согласно которым проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль за хранением, состоянием и транспортировкой всех отходов производства и потребления.

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- ✓ внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- ✓ реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- ✓ проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- ✓ организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- ✓ снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- ✓ исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- ✓ предотвращения смешивания различных видов отходов;
- ✓ постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- ✓ запрещение несанкционированного складирования отходов.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам,



поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;

- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.



10.7 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, действующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение *шумового воздействия* осуществляется следующими способами:

- ❖ снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- ❖ систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- ❖ применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- ❖ оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- ❖ изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- ❖ снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- ❖ слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;
- ❖ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- ❖ соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их



назначением;

- ❖ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ❖ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ❖ виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- ❖ применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- ❖ снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- ❖ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ❖ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований виробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30\%$.

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душевания, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актинометрами, а спектральную интенсивность излучения - инфракрасными



спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на месторождении позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышаться установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны не ожидается.

10.8 Радиационная безопасность

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Потенциальными источниками радиационного загрязнения на период разработки могут быть:

- технологическое оборудование;
- эксплуатационные скважины;

При добыче нефти на нефтедобывающих предприятиях в окружающую среду поступают природные радионуклиды. Радионуклиды осаждаются на территории организации и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь до уровней, при которых возможно загрязнение окружающей среды.

Первичными источниками радиоактивного загрязнения являются пластовые воды, поступающие в процессе их эксплуатации на поверхность. Пластовые воды сами по себе не представляют радиационной опасности из-за низких содержаний радионуклидов и исключения их из использования для бытовых нужд. Резкое изменение их физико-химического состояния при поступлении на поверхность создает предпосылки для перехода радионуклидов из растворенного состояния в твердую фазу. При этом загрязняются технологическое оборудование и грунт. Многократный контакт пластовых вод с технологическим оборудованием и грунтом приводит к накоплению осажденных радионуклидов на поверхности оборудования и грунтов и, соответственно, – возрастанию их удельной активности. Удельная активность загрязненных технологического оборудования и грунтов на несколько порядков превышает удельную активность пластовых вод. Поэтому вторичные источники представляют основную радиационную опасность.

Возможность превышения уровня вмешательства по радиационной опасности



технологического оборудования и грунтов обуславливает необходимость систематического наблюдения за изменением их радиационных характеристик.

Анализ проведенных исследований по оценке радиационной ситуации на контрактной территории позволяет сделать вывод, что в целом территория месторождения не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам, в процессе обследования радиационные аномалии не выявлены.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении и в дальнейшем будет проводиться радиационно-дозиметрическое обследование технологического оборудования и производственной территории.

10.9 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

К основным факторам негативного потенциального воздействия на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по несанкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс.

Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как



компоненты биосферы и носителя плодородия.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.
- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металломолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах,



своевременный вывоз отходов;

- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

С целью снижения негативного воздействия, должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия (строительство скважин, установка технологического оборудования).

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится по отдельным, специально разрабатываемым проектам. Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт. При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума. С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

10.10 Мероприятия по охране растительного и животного мира

Основными факторами воздействия на растительность при разработке месторождения будут являться:

1. Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

2. Дорожная деградация. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.



3. *Загрязнение растительности.* Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, утечки при отгрузке и транспортировки нефти, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- ❖ проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- ❖ озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- ❖ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ❖ использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- ❖ строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- ❖ выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- ❖ в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- ❖ контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- ❖ своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- ❖ проведение визуального осмотра производственного участка на предмет



обнаружения замазученных пятен.

- ❖ внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

При соблюдении предусмотренных восстановительных мероприятий, мер по защите растительности, воздействие на растительные ресурсы будет незначительным. Учитывая, что проведение проектируемых работ на площади будет происходить на территории уже в разной степени подверженной антропогенным воздействиям: пастищному, линейно-техническому; а также вследствие компенсационных возможностей местной флоры.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых и дорожных работах;
- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Воздействие на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пресекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;



- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.
- проведение мониторинга животного мира.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

10.11 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие



приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан.



Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих экологичных технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществляют надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации на месторождении.

10.12 Заключение

При реализации проектных решений на месторождении важнейшими экологическими аспектами являются: охрана атмосферного воздуха, водных ресурсов, недр, охрана почвенных и растительных ресурсов, охрана животного мира, охрана природной среды при хранении и утилизации отходов производства, радиационный контроль.

Рекомендуемые природоохранные мероприятия в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на компоненты окружающей среды формируют систему экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства и уменьшить воздействие на объекты окружающей среды в районе месторождения.

Тщательное выполнение природоохранных мероприятий позволит своевременно выявить, устраниить или свести к минимуму воздействие на окружающую среду и обеспечить экологическую безопасность месторождения и его объектов.

Таким образом, при соблюдении норм технической и экологической безопасности при реализации проектных решений не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения Юго-Восточный Дошан КФ «ПетроКазахстан Венчерс Инк.».



11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

По геологическому строению месторождение отнесено к категории сложного строения.

Несмотря на достаточно высокий показатель эффективности геолого-разведочных работ [9], более 30 % запасов месторождения оценены по категории С₂ и С₃.

Основными задачами доразведки являются дальнейшее уточнение геологического строения месторождения, доизучение строения пластовых резервуаров продуктивных горизонтов, мероприятия по доизучению залежей, оцененных по категории С₂ и С₃, с целью перевода в категорию С₁, изучение физических свойств коллекторов по данным лабораторных исследований керна и по материалам ГИС.

Один из участков доразведки расположен на Восточном крыле в блоке III между разломами Р-16 и Р-18 в продуктивном горизонте М-II, где по данным сейсморазведки ЗД были выделены два поднятия, оконтуренные замыкающей изогипсой -1150 м, разделенные разломом Р-17, находящиеся гипсометрически на одном уровне с нефтяной залежью М-II. Запасы этих нефтяных участков были подсчитаны по категории С₃, но участки не были освещены бурением. Для подтверждения запасов упомянутого участка в этом районе в работе [ПР-2019] была рекомендована скважина Р1. В этом районе недропользователем в декабре 2018 года была пробурена скважина ЮВД-59 глубиной 2240 м. В скважине ЮВД-59 проведен полный комплекс ГИС с глубины 1100 м и до забоя, по результатам интерпретации которого в разрезе выделены только водонасыщенные пластины-коллекторы, запасы залежи нефти оцененные по категории С₃ в районе скважины ЮВД-59 не подтверждены.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения, рекомендуются следующие мероприятия по доразведке залежей Западного и Восточного крыла:

- продолжить поисково-разведочные работы на обнаружения новых залежей в слабо- или неизученных блоках, куполовидных структурах для оконтуривания и расширения выявленных залежей нефти и газа, а также в пределах продуктивных площадей, где запасы оценены по категориям С₂ и С₃;
- выполнить целенаправленный отбор керна из малоизученных продуктивных пород-коллекторов, продолжить стандартные и специальные исследования с целью уточнения петрофизических связей, гидродинамических характеристик, граничных значений нефте- и газонасыщенных коллекторов и нефтегазонасыщенности и оценки качества коллектора;
- с целью перевода запасов из категории С₂ в категорию С₁ испытать с замером



дебитов скважины ЮВД-15 в интервале 1900,8-1910,6 м (-1680,2-1690,0 м) – продуктивный горизонт Ю-IV-1-2, и ЮВД-47 – в интервалах 3123,7-3180,5 м (-2899-2955,6 м), 3197,5-3204,5 м (-2972,8-2979,6 м) – продуктивный горизонт Ю-VI-1, и 3257,4-3290,3 м (-3030-3065,6 м) – продуктивный горизонт Ю-VI-2, а также провести в указанных интервалах комплекс исследовательских работ (отбор проб и флюидальный анализ, ГДИС и т.д.);

- продолжить гидродинамические исследования скважин;
- продолжить изучение глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов;
- провести исследования конденсата, т.к. в залежах, находящихся в продуктивных горизонтах Ю-IV-1-1 и Ю-IV-1-3 получены незначительные объемы конденсата, но в связи с отсутствием результатов исследований конденсата (потенциального содержания, плотности, давление конденсации) запасы конденсата не подсчитаны;
- уточнить параметры пластовых вод;
- при обнаружении новых залежей УВС или перспективных объектов на получение нефти или газа в результате бурения опережающее добывающих или оценочных скважин, а также эксплуатационных скважин предусмотреть их испытание с целью оценки и доизучения месторождения для дальнейшего подсчета запасов.



12 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд, были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на демонтаж наземного и подземного оборудования;
- рекультивация нарушенных земель;
- платежи за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла, рекультивацию земли, платежи за выбросы от демонтажных работ и размещение отходов.

12.1 Затраты на ликвидацию скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин с учетом платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин.

Количество скважин, подлежащих ликвидации – 41 ед.



Стоимость затрат по ликвидации одной скважины составит – 7 534,0 тыс.тенге

Затраты на ликвидацию скважин составят:

$$41 \text{ ед.} * 7 534,0 \text{ тенге} = 308 895,7 \text{ тыс.тенге}$$

В таблице 12.1.1 представлен расчет платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов.

Таблица 12.1.1 - Расчет платежей за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов

№ п/п	Наименование	Норматив, тенге/скв.	Всего, тыс.тенге
1	Норматив платежа за выбросы в атмосферу при демонтажных работах ликвидации скважин	70 416	2 887,0
2	Норматив платежа за размещение отходов ликвидируемых скважин	11 601	475,6
Всего платежи за демонтажные работы и размещение отходов			3 362,7

12.2 Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Расчет объема рекультивируемых земель рассчитан исходя из следующих факторов:

- на рекультивацию скважин принята территория 3*10 м;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель – 0,2 м.

Объем рекультивируемой земли для одной скважины составит:

$$3 \text{ м} * 10 \text{ м} * 0,2 \text{ м} = 6 \text{ м}^3$$

Общий объем рекультивируемой земли составит:

$$41 \text{ ед.} * 6 \text{ м}^3 = 246 \text{ м}^3$$

Согласно нормативу на производство земельных работ принята величина 12 560 тенге на рекультивацию одного м грунта.

12.3 Расчет затрат на демонтаж объектов наземного обустройства.

При расчете затрат ликвидации объектов нефтепромыслового обустройства был составлен перечень и определена стоимость демонтажа наземных объектов – таблица 12.3.1.



Таблица 12.3.1 Расчет затрат на ликвидацию скважин и демонтаж основных средств на месторождении Юго-Восточный Дошан

№	Направления затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость за ед-цу, тенге	Сметная стоимость, тыс. тенге
1	2	3	4	5	6
1	Ликвидация скважин				308 895,7
	Добывающие	шт.	37	7 534 041	278 759,5
	Нагнетательные	шт.	4	7 534 041	30 136,2
2	Наземное и подземное оборудование				154 999,0
	3" Выкидная линия со скважин	метр	14 700	2 880	42 336,0
	3" Нагнетательные линии к скважинам	метр	2 000	2 880	5 760,0
	6" коллектор	метр	22 635	4 040	91 445,4
	Газопровод 3"	метр	2 660	2 880	7 660,8
	Газовый скруббер	шт.	1	893 710	893,7
	Тестовый сепаратор	шт.	4	893 710	3 574,8
	Печь подогрева нефти	шт.	3	446 856	1 340,6
	Сепаратор 3-х фазовый 50 м ³	шт.	1	1 540 808	1 540,8
	Перекачивающий насос НБ32-50	шт.	1	446 856	446,9
	Итого				
3	Рекультивация нарушенных земель				3 089,8
	Рекультивация нарушенных земель	м ³	246	12 560	3 089,8
	Всего по сметному расчету				466 984,4

Общая стоимость ликвидации скважин и демонтажа основных средств составит 466 984,4 тыс.тенге

12.4 Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Согласно главе 13 Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, в рамках проекта разработки необходимо определить удельный норматив отчислений в тенге на одну тонну добытых углеводородов.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 12.4.1.

Таблица 12.4.1 - Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Наименование	Значение
Ликвидация скважин, тыс.тенге	308 895,7
Демонтаж наземного и подземного оборудования, тыс.тенге	154 999,0
Рекультивация земли, тыс.тенге	3 089,8
Платежи за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов, тыс.тенге	3 362,7
Итого сумма отчислений	470 347,1
Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд по состоянию на 01.01.2023 г., тыс.тенге	19 731,0
Остаток затрат в ликвидационный фонд , тыс. тенге	450 616,1
Суммарная добыча нефти, тыс.тонн	678,0
Расчетный норматив отчислений в ликвидационный фонд, тенге/тонна	664,58

В таблице 12.4.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам, по истечении тридцати шести месяцев со дня введения Кодекса Республики



Казахстан «О недрах и недропользовании» рекомендуемого варианта разработки месторождения Юго-Восточный Дощан.

Таблица 12.4.2 - Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам

Годы	Проектируемый уровень добычи углеводородов тыс.тонн	Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования тенге/тонну добычи	Планируемые отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования тыс.тенге
2023	6,0	664,58	3 972,9
2024	49,0	664,58	32 590,4
2025	39,7	664,58	26 367,2
2026	28,7	664,58	19 103,4
2027	24,0	664,58	15 922,7
2028	33,3	664,58	22 118,0
2029	33,6	664,58	22 340,6
2030	33,9	664,58	22 496,7
2031	32,3	664,58	21 480,6
2032	30,4	664,58	20 225,7
2033	28,4	664,58	18 895,2
2034	26,9	664,58	17 909,0
2035	25,9	664,58	17 192,4
2036	24,6	664,58	16 339,1
2037	23,4	664,58	15 523,6
2038	22,3	664,58	14 834,6
2039	21,0	664,58	13 924,4
2040	19,4	664,58	12 901,5
2041	18,0	664,58	11 975,5
2042	16,5	664,58	10 986,1
2043	15,3	664,58	10 183,6
2044	14,0	664,58	9 301,1
2045	12,7	664,58	8 411,8
2046	11,5	664,58	7 674,4
2047	10,6	664,58	7 063,8

Согласно п.9 ст.126 Кодекса «О недрах и недропользовании» сумма обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий деятельности недропользования подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки на основании рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов.



СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- [1] «Проект доразведки залежей нефти и газа на месторождении Дошан и площади Жамансу», ТОО «Мунайгазгеолсервис», 2007 г.
- [2] «Оперативный подсчет запасов нефти и газа», 2009 г.
- [3] «Проект пробной эксплуатации местор. Юго-Восточный Дошан», 2011 г.
- [4] «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан», 2011 г.
- [5] «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан», 2013 г.
- [6] «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.07.2015 г.», 2015 г.
- [7] «Отчет по оперативному подсчету запасов нефти и газа месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.12.2015 г.», ТОО НПЦ «ТУРАН ГЕО», 2015 г.
- [8] «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.04.2017 г.», ТОО «Смарт Инжиниринг», 2017 г.
- [9] «Подсчет запасов нефти, растворенного и свободного газа месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 02.01.2018 г.», ТОО НПЦ «ТУРАН ГЕО», 2018 г.
- [10] «Проект разработки месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.07.2018 г.», 2019 г.
- [11] Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденные совместным приказом МИР РК от 17.11.2015 г. № 1072 и МЭ РК от 30.11.2015 г. № 675.
- [12] Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями.).
- [13] «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (приказ МЭ РК № 329 от 24.08.2018 г.).
- [14] РД 39-4-699-82. Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений.
- [15] Результаты петрофизических исследований образцов керна по скважине 33 месторождения Юго-Восточный Дошан. Отчет ТОО «Мунайгазгеолсервис», 2013 г.
- [17] Стандартный и специальный комплекс исследований керна из скважин 42 и 44



местор. Юго-Восточный Дощан. Отчет ТОО «Везерфорд-КЭР», г. Актау, 2015 г.

[18] Стандартный и специальный комплекс исследований керна из скважины 51 месторождения Юго-Восточный Дощан. Отчет ТОО «Везерфорд-КЭР», г. Актау, 2017 г.

[19] Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. Москва, Недра, 1985 г.

[20] Проектирование разработки нефтяных месторождений. Лысенко В.Д. Москва, 1987. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями на 29.06.2018 г.).

[21] Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.

[22] Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года.

[23] «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

[24] Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.

[25] Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).

[26] Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).

[27] Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).



ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ



Таблица П. 3.1 - Месторождение Юго-Восточный Дощан. Результаты исследований скважин методом установившихся отборов (МУО) за 2008-2022 гг.

№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Дата проведения исследования	Диаметр штуцера, мм	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Депрессия, МПа	Дебит, м ³ /сут			Средняя продуктивность, (м ³ /сут)/МПа
								нефти	жидкости	воды	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
13	1726.0-1746.0	M-II	05.08.2008	10	16.97	3,63	13.33	-	4,3	4,3	0.32
			11.08.2009	12		3,35	13.62	-	4,2	4,2	
15	1872.0-1891.0	IO-IV-1-1	17.07.2008	4	17.82	17.57	0.25	2,02	2,9	0.88	9,3
				6		16.96	0.86	8,3	8,38	0.08	
			01.08.2008	8		15.78	2,04	18,75	19.30	0.55	
				10		14.54	3,28	24.20	33.09	8,89	
				12		11,8	6,02	33.50	33.50	-	
				4		12,6	0,3	17.70	17.70	-	
16	1385.0-1400.0	M-II	07.10.2008	6	12,9	12,3	0,6	39.10	39.10	-	57,06
				10		10,8	2,1	134.80	134.80	-	
				12		9,8	3,1	170.10	170.10	-	
			24.10.2008	14		8,4	4,5	189.30	189.30	-	
			15-19.09.2011	4		12,4	0,14	12,4	12,43	0,03	70,99
				6		11,9	0,61	39.45	39.50	0,05	
				8		11,1	1,4	83.20	83.22	0,02	
	1385.0-1400.0	M-II	04.12.2013	10	9,9	4,77	5,13	50.82	57.92	7,1	9,53
			05.12.2013	8		5,45	4,45	39.50	46.00	6,5	
			07.12.2013	6		6,38	3,52	22.00	24.50	2,5	
1385.0-1400.0	M-II	M-II	07.08.2014	8	10,55	8,43	2,12	62.24	62.24	-	26,93
			08.08.2014	9		7,92	2,63	72.82	74.14	1,32	
			09.08.2014	10		7,35	3,2	83.06	85.44	2,38	
			10.08.2014	6		9,02	1,53	35.14	35.92	0.78	
20	2057.0-2063.0	IO-IV-2-1	02.09.2011	6	19,5	9,4	10,1	27.80	27.80	-	2,68
			04.09.2011	4		16,4	3,1	8,1	8,1	-	
30	1383.0-1386.0	M-II	06.09.2012	8	12,56	6,8	5,76	43.34	43.34	-	7,38
			07.09.2012	10		5,3	7,26	52.51	52.51	-	
1377.0-1380.0	M-II	M-II	02.02.2013	5	10,31	7,66	2,65	16,01	16.25	0.24	7,38
			-	6		7,44	2,87	17.28	17.54	0.26	
		M-II	09.02.2013	8		5,99	4,32	23.05	23.40	0.35	5,89



продолжение таблицы П. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
31	1353.3-1357.5	M-II	31.03.2012	6	12,48	12,09	0,38	0,30	0,30	-	0,41
			01.04.2012	10		9,95	2,53	0,60	0,60	-	
			01.04.2012	14		7,72	4,75	0,92	0,92	-	
33	1393.0-1405.0	M-II	05.12.2013	8	11,59	4,92	6,67	40,00	40,10	0,10	5,51
			06.12.2013	6		6,12	5,47	32,00	32,10	0,10	
			07.12.2013	4		7,91	3,68	17,00	17,1	0,10	
38	1377.0-1383.0	M-II	13.08.2014	6	11,4	8,14	3,26	32,64	32,64	-	9,68
			13.08.2014	7		7,07	4,33	40,32	40,32	-	
			14.08.2014	8		5,61	5,79	49,44	49,44	-	
		M-II	15.08.2014	5		9,18	2,22	23,96	23,96	-	
			13.10.2014	6		11,01	1,03	51,52	51,79	0,27	47,07
39	1369.0-1373,5	M-II	14.10.2014	7	12,04	10,55	1,49	68,64	68,89	0,25	
			15.10.2014	8		10,06	1,98	87,68	88,06	0,38	
			17.04.2016	6	11,5	10,63	0,87	55,66	56,00	0,34	76,94
		M-II	19.04.2016	8		10,32	1,18	95,08	95,65	0,57	
			26.04.2016	10		10	1,5	126,93	127,70	0,77	
40	1371.0-1374,5	M-II	14.04.2015	8	10,14	9,16	0,98	74,74	74,82	0,08	71,66
			15.04.2015	9		9	1,14	82,17	82,53	0,36	
			16.04.2015	10		8,73	1,41	93,05	93,84	0,79	
42	1369.0-1372,0	M-II	24.07.2015	6	11,43	10,28	1,16	2,18	11,66	9,48	8,55
			26.07.2015	8		9,89	1,54	2,12	13,00	10,88	
			27.07.2015	10		8,64	2,79	4,45	19,92	15,47	
47	1825.0-1838,0	Ю-IV-1-1	05.08.2016	7	17,53	17,39	0,14	5,1	6,78	1,68	67,37
			05.08.2016	9		17,33	0,21	13,98	17,88	3,9	
	1799.0-1821,0	Ю-IV-1-1	10.08.2016	7	17,50	17,39	0,11	6,62	20,70	14,08	174,51
			11.08.2016	9		17,37	0,13	11,64	19,36	7,72	
			11.08.2016	11		17,34	0,16	17,78	29,14	11,36	
50	1365.5-1369,5	M-II	06.01.2017	7	8,95	7,87	1,08	11,96	12,1	0,14	11,18
			07.01.2017	5		8,08	0,87	8,91	8,96	0,05	
			19.04.2017	8		5,83	3,12	37,64	37,95	0,30	
51	1375.0-1378,0	M-II	24.11.2016	8	8,46	7,77	0,69	53,87	54,00	0,13	79,36
	1382.0-1385,0		30.11.2016	9		7,54	0,92	72,71	73,00	0,29	
			01.12.2016	10		7,37	1,1	88,28	88,71	0,43	



Таблица П. 3.2 - Результаты ГДИС методом КВД за 2008-2022 гг.

№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Дата завершения исследования, д.м.г.	Время записи, час	Глубина замера, м	Интерполированное пластовое давление, МПа	Депрессия, МПа	Коэффициент продуктивности, (м ³ /сут)/МПа	Коэффициент проницаемости по нефти, мД	Коэффициент гидропроводности, мД·мПа·с	Скин-фактор
13	1726,0-1746,0	М-II	20.08.2008	215,5	1736	16,97	13,62	-	-	-	2,76
15	1872,0-1891,0	Ю-IV-1-1	12.08.2008	250	1865	16,1	-	-	21,9	86,47	-3,43
16	1385,0-1400,0	М-II	03.12.2008	424		11,85	6,78	18,28	36,3	498,12	-0,363
			21.09.2011	40,4	1370	12,46	1,41	59	119	1440,8	3,31
			20.12.2013	295,7	1370	9,9	3,52	6,26	43,1	530,2	4,88
			13.08.2014	71,3	1372	10,55	1,63	21,47	62,6	612,4	2,76
20	2057,0-2063,0	Ю-IV-2-1	05.09.2011	13		19,37	11,42	2,44	0,316*	4,36	0,1
			10.09.2011	135,4	2040		3,07	6,35	0,135*	1,48	2,105
30	1383,0-1386,0	М-II	13.09.2012	113,5	1370	12,56	7,26	5,89	276*	1258,4	6,11
31	1368,0-1375,2	М-II	15.03.2012	207	1371,6	12,54	9,84	13,1	4,8	26,62	-5,09
	1353,3-1357,5	М-II	09.04.2012	181,9	1340	12,49	4,69	0,19	27,6	-	9,32
33	1393,0-1405,0	М-II	15.07.2013	72	1380	11,76	7,837	4,83	113	1917,5	1,97
			22.12.2013	341	1377	11,59	3,68	133	15,7	258,7	6,95
			17.08.2014	48	1376	11,4	2,22	9,68	11,7	164,6	-0,1
38	1377,0-1383,0	М-II	16.10.2014	96,3	1365	12,04	1,98	47,07	4510*	56718,4*	74,2*
39	1371-1374,5	М-II	14.07.2015	182		10,4		56	1010*		4,5
42	1369-1372	М-II	08.08.2015	181		11,2		4,5	1026*		74,3*
49	1828-1830, 1832-1835,5	М-II	05.09.2017	78	1816	17,4	25	467*	605*	13	48*
	1375-1378, 1382-1387										



Таблица П. 3.3 - Результаты ГДИС методом МУО+КВД за 2018-2022 гг.

№ скв.	Вид	Интервал перфорации, м	Эффективная толщина, м	Горизонт	Дата проведения исследований, д.м.г.	Диаметр штуцера, мм	Давление, МПа		Депрессия, МПа	Дебиты			Обводненность, %	Продуктивность, (м ³ /сут)/МПа	Удельная продуктивность.(м ³ /сут)/МПа/м	Коэффициенты			Вязкость нефти, мПа [*] с	Газовый фактор, м3/м3	Ски н		
							Пластовое	Забойное		жидкости, м ³ /сут	нефти, м ³ /сут	газа, м ³ /сут			нефти	газа	нефти	газа	проницаем ости. мД	гидропров од-ности, (мД·м)/мПа ·с	пьезопрово дности, м ² /сек		
4	3	5		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	27
ЮВД-54	МУО+КВД	1385- 1390	4,4	M-II	02.02.2018- 07.02.2018	8	9,5	8,0	1,5	58,0	57,5	1750	1,3	-	1175,3		267,1	354,0	2396,3	-	0,7	30,4	14,8
						9		7,8	1,8	66,6	66,4	1574	0,4	37,8	896,9	8,6	203,8					23,7	
						10		7,5	2,0	87,7	87,3	5389	0,3	42,9	2649,5	9,8	602,1					61,7	
ЮВД-57	МУО+КВД	1385- 1390,5	3,2	M-II	15.06.2018- 20.06.2018	6	9,0	8,0	1,0	33,5	33,5	3	0,1	33,6	-	10,5	-	217,8	450,2	-	1,5	-	-1,3
						8		7,2	1,8	54,4	54,3	4	0,0										
						10		6,3	2,7	81,3	81,1	9	0,2										



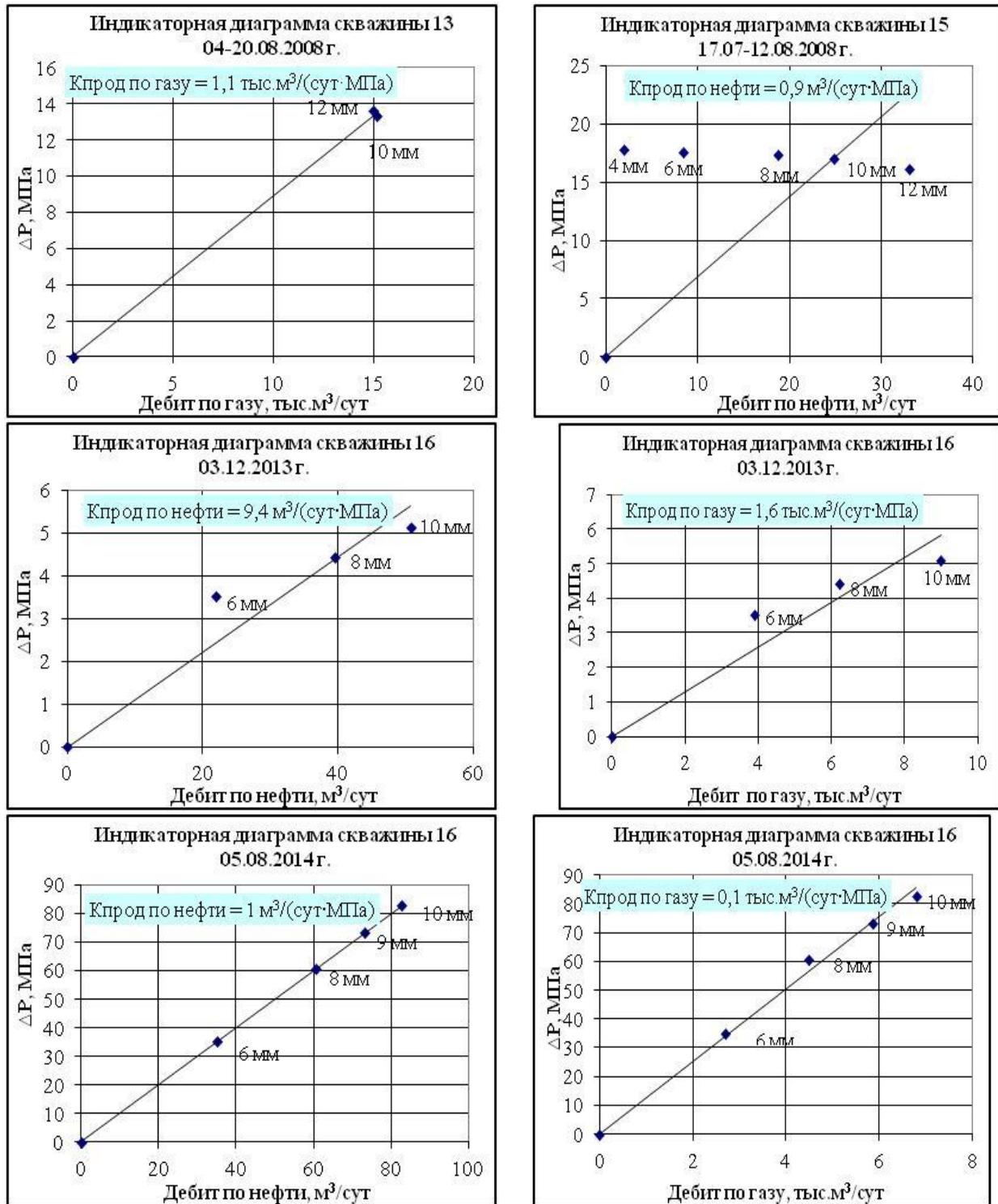


Рисунок П. 3.1.1 - Горизонт М-II. Индикаторная диаграмма по скважинам 13, 15, горизонт Ю-IV-1-1 и 16,



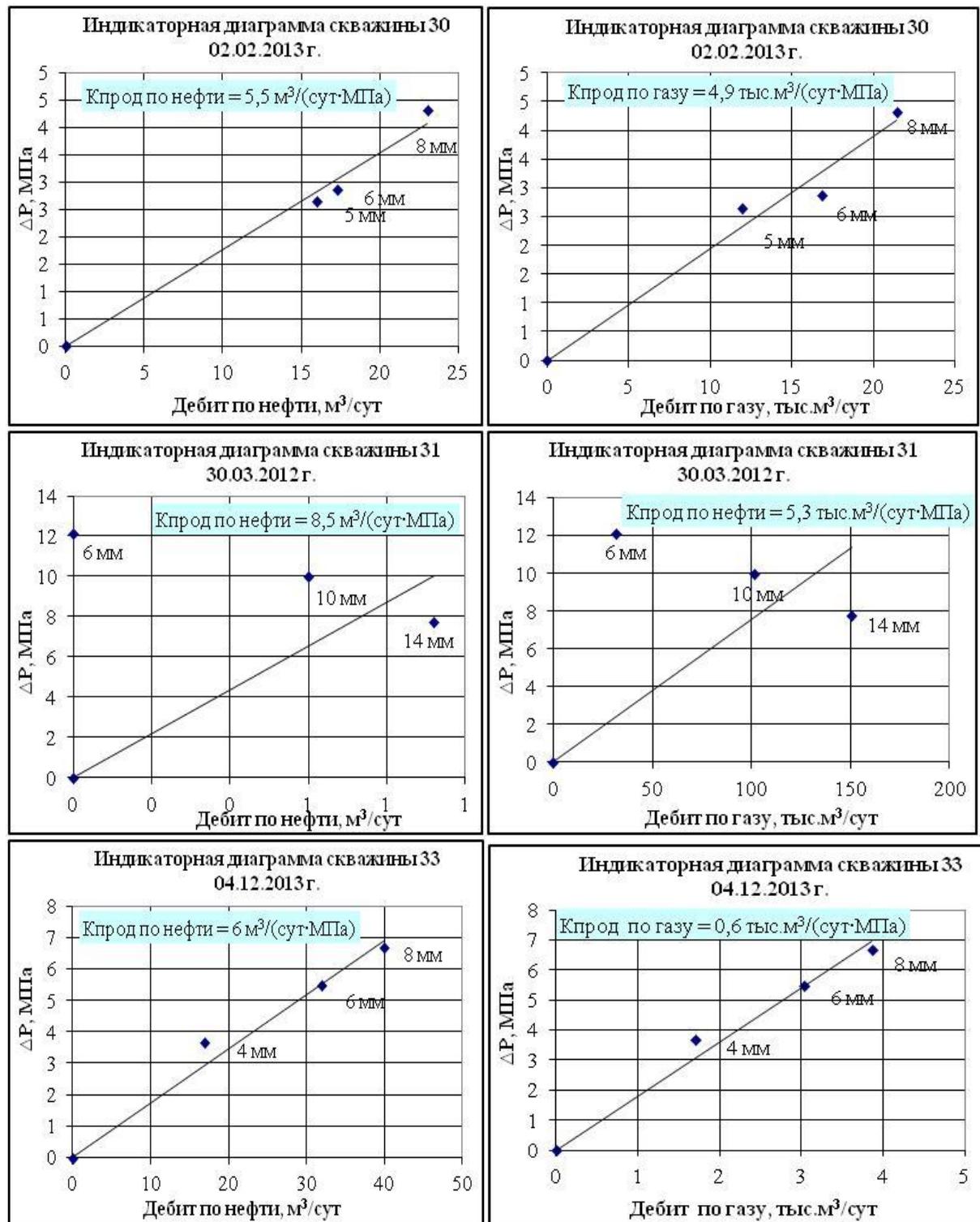


Рисунок П. 3.1.2 - Горизонт М-П. Индикаторная диаграмма по скважине 30, 31, 33

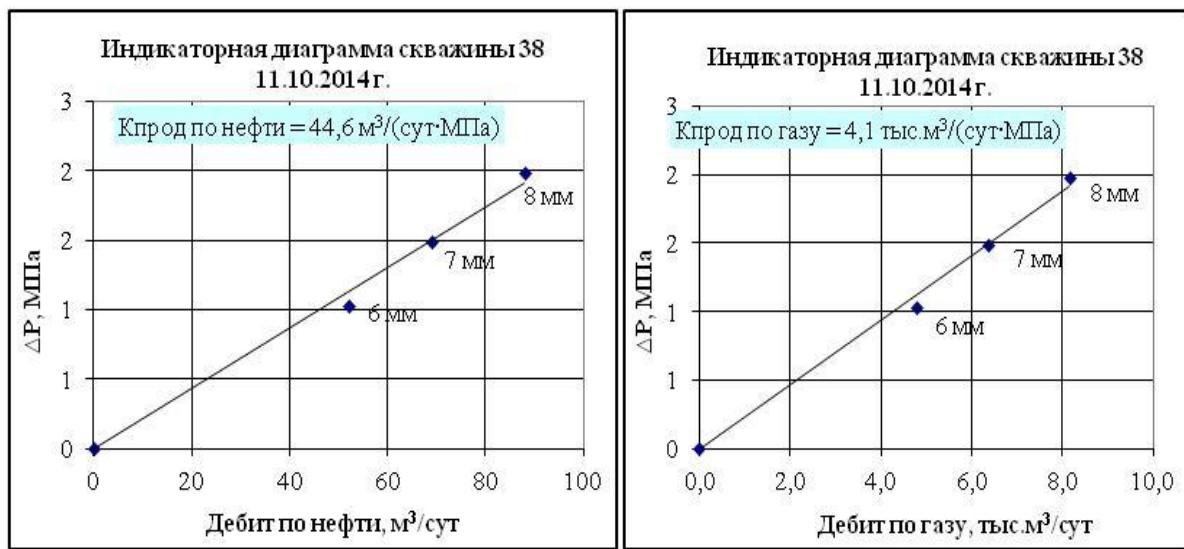


Рисунок П.3.1.3 - Горизонт М-П. Индикаторная диаграмма по скважине 38



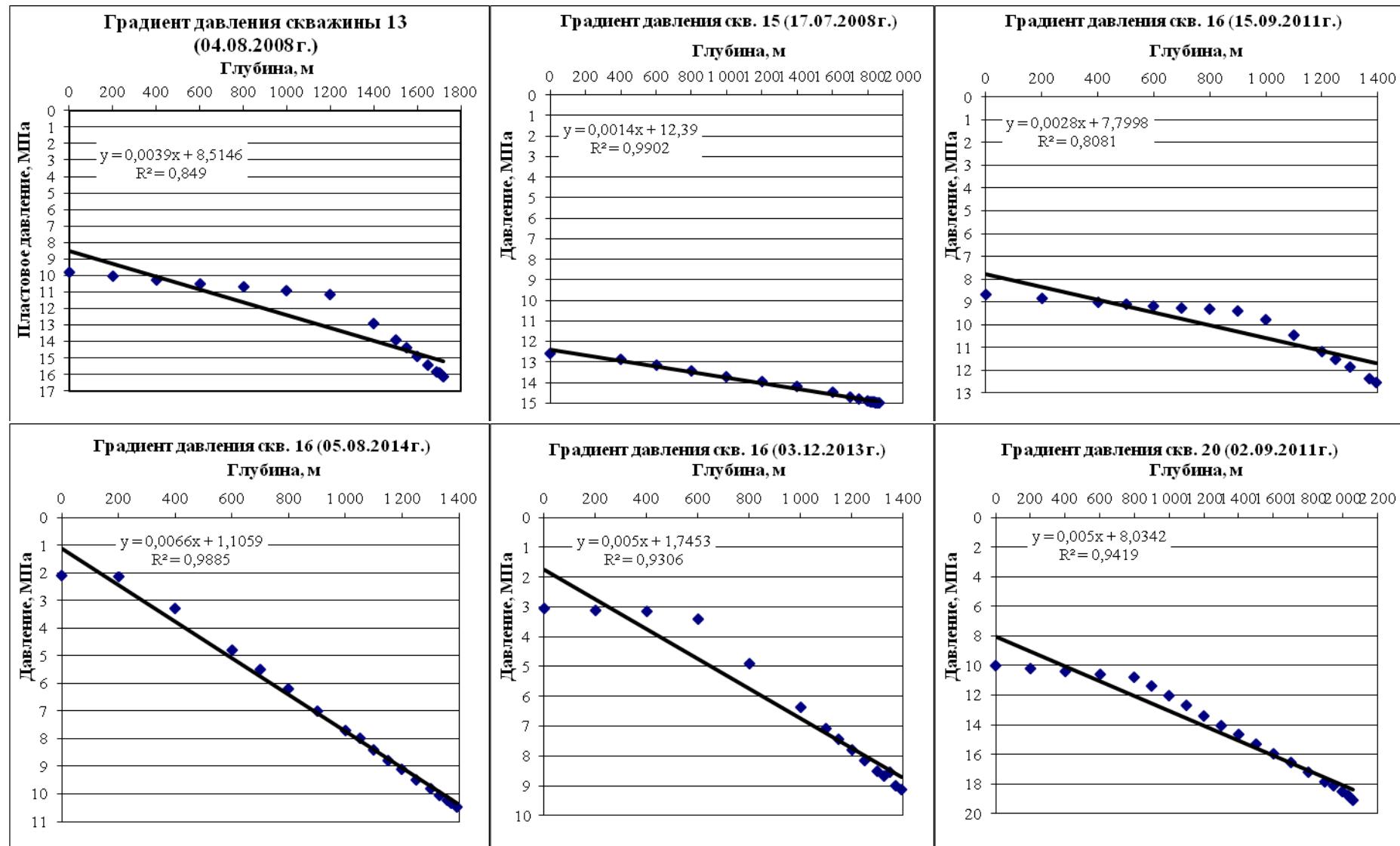


Рисунок П. 3.1.4 - График распределения давления по скважинам 13, 15, 16, 20



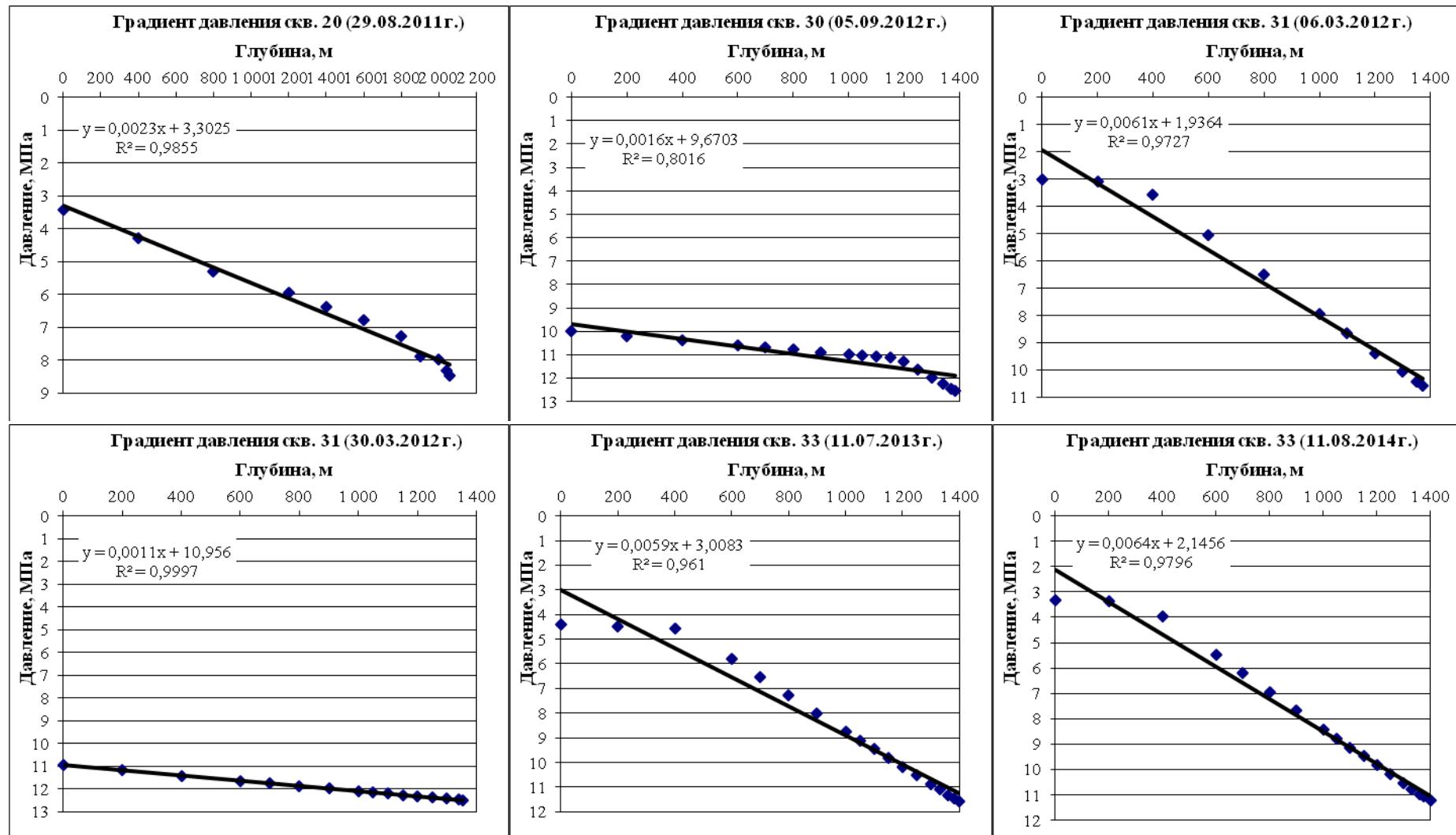
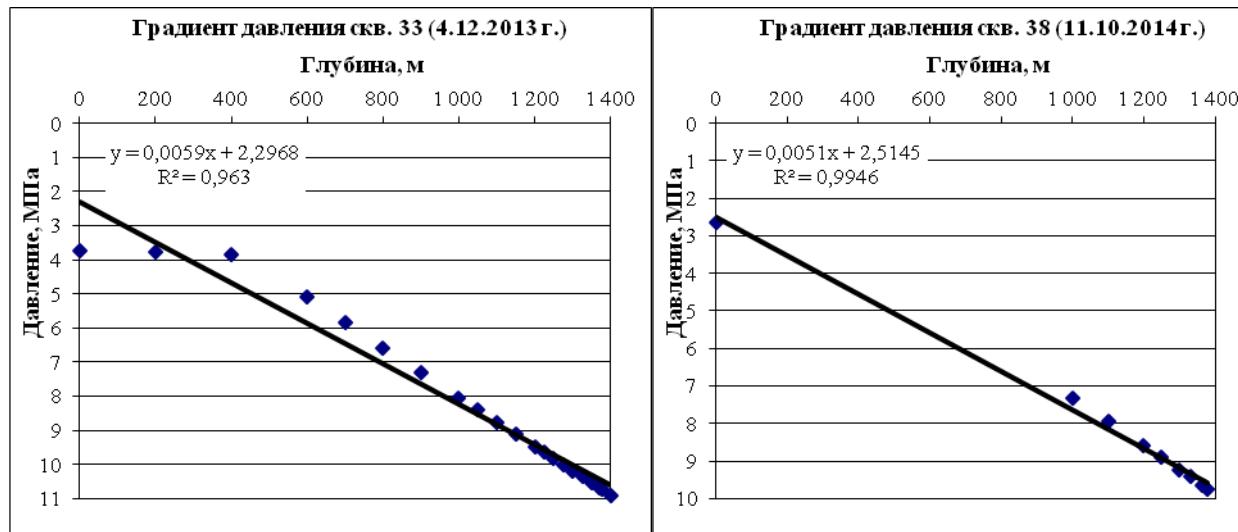


Рисунок П. 3.1.5 - График распределения давления по скважинам 20, 30, 31, 33





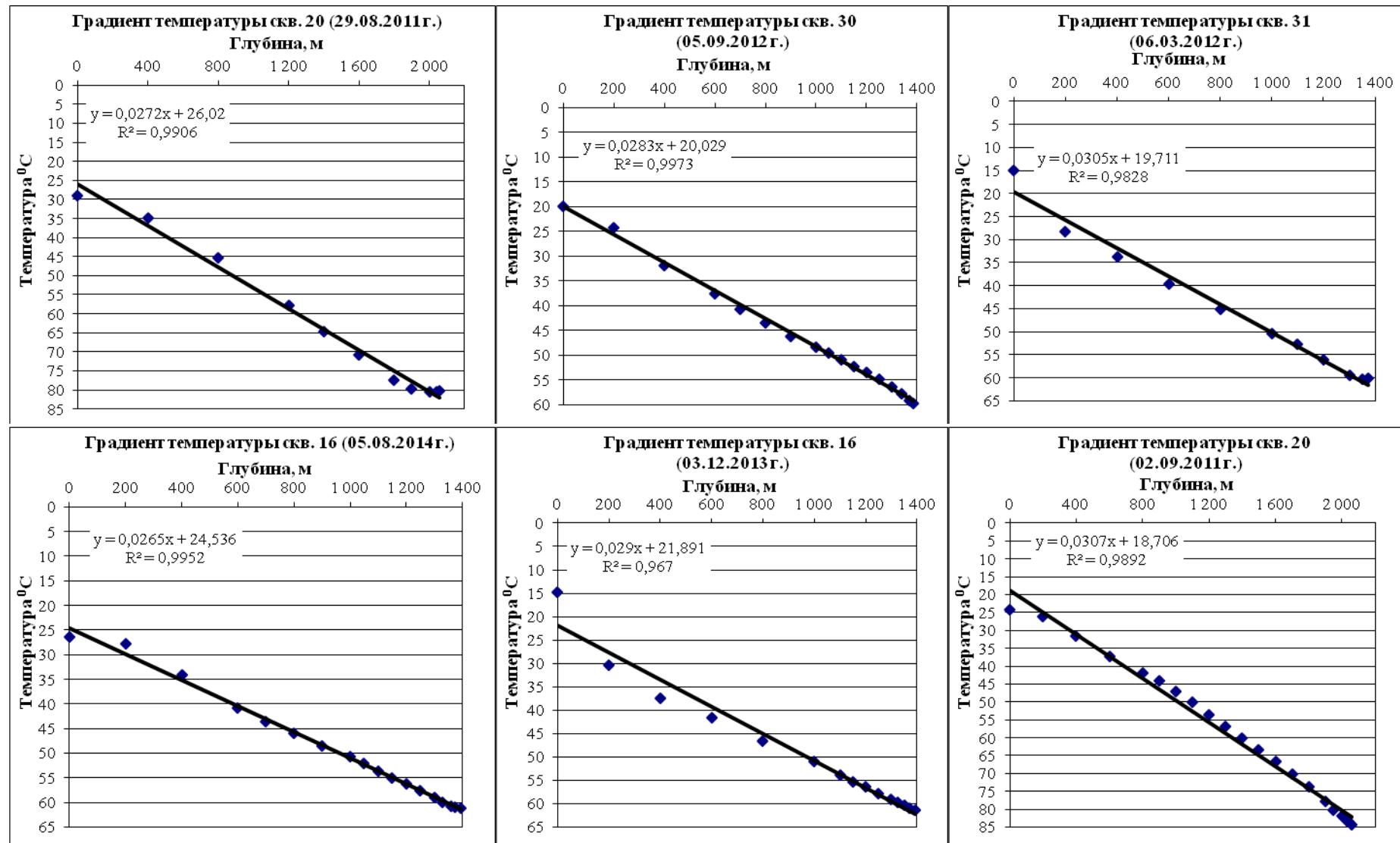


Рисунок П. 3.1.8 - График распределения температуры по скважинам 16, 20, 30, 31



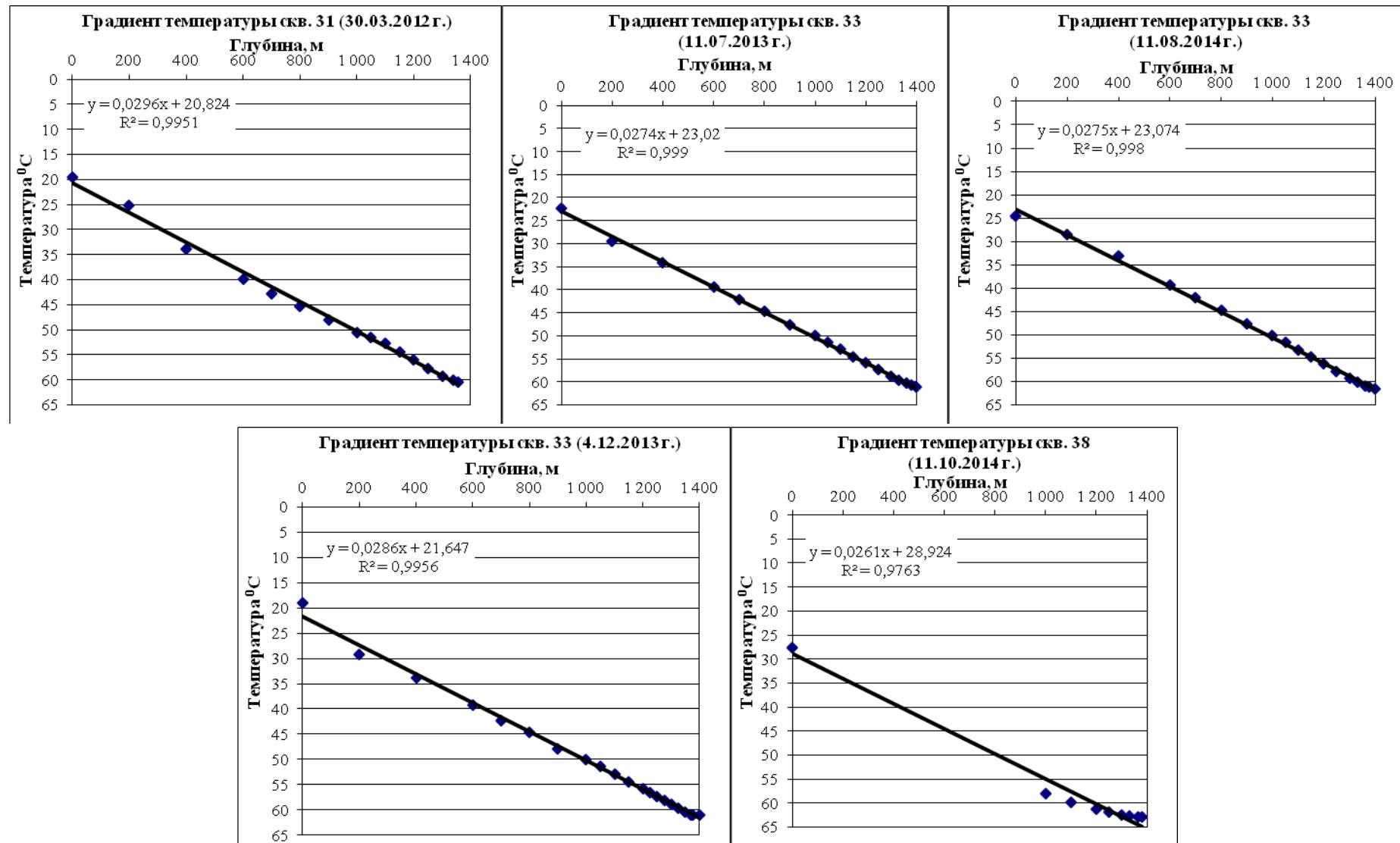


Рисунок П. 3.1.9 - График распределения температуры по скважинам 31, 33, 38



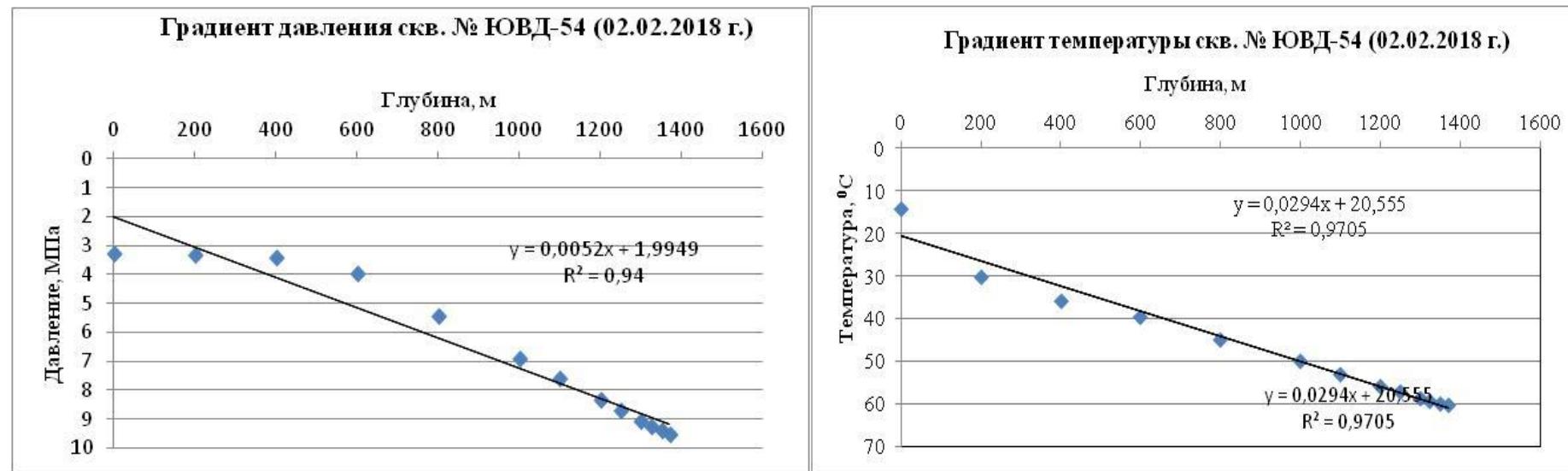


Рисунок П. 3.1.10 - График распределения температуры по скважине 54



Таблица П. 4.2.1 – Месторождение Юго-Восточный Дощан. Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 2вариант

Год	Ввод скважин из бурения за период			Ввод из нб фонда	Ввод из консервации	Перевод скважин в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатацией бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на к. п.		Фонд водонагн. скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут		
	всего	добыч.	нагнет.						Добыч.	Водонагн.	всего	в т.ч. механизир.		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0	0	0	10	0	2	30	33	0	0	10	9	2	9,8	19,7	0,0
2024	4	4	0	1	0	0	34	38	0	0	15	11	2	14,4	29,7	178,4
2025	4	4	0	0	0	0	38	45	0	0	19	15	2	9,9	21,3	168,0
2026	4	4	0	0	0	1	42	52	0	0	22	18	3	6,1	14,5	93,3
2027	4	4	0	1	0	1	46	60	0	0	26	22	4	4,4	10,7	66,0
2028	3	3	0	3	2	2	49	67	0	0	32	29	6	7,3	17,1	43,9
2029	5	5	0	0	0	0	54	77	0	0	37	32	6	4,4	10,3	43,9
2030	2	2	0	1	0	0	56	82	2	0	38	36	6	4,0	9,4	46,0
2031	1	1	0	0	0	0	57	84	0	0	39	38	6	3,7	9,1	43,2
2032	0	0	0	1	1	0	57	84	4	0	37	37	6	3,4	8,6	40,7
2033	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	37	37	6	3,3	8,6	38,4
2034	0	0	0	0	0	0	57	84	1	0	36	36	6	3,1	8,1	36,2
2035	0	0	0	0	0	0	57	84	1	0	35	35	6	2,8	8,0	33,9
2036	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	35	35	6	2,6	7,7	32,0
2037	0	0	0	0	0	0	57	84	1	0	34	34	6	2,3	7,1	30,3
2038	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	34	34	6	2,1	6,7	28,7
2039	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	34	34	6	1,8	6,0	27,2
2040	0	0	0	0	0	0	57	84	1	0	33	33	6	1,5	5,4	25,8
2041	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	33	33	6	1,3	4,9	24,5
2042	0	0	0	0	0	0	57	84	1	0	32	32	6	1,1	4,4	23,2
2043	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	32	32	6	0,9	4,0	22,0
2044	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	32	32	6	0,8	3,8	20,8
2045	0	0	0	0	0	0	57	84	2	0	30	30	6	0,8	3,6	19,7
2046	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	30	30	6	0,7	3,6	18,6
2047	0	0	0	0	0	0	57	84	1	0	29	29	6	0,6	3,4	17,5
2048	0	0	0	0	0	0	57	84	8	8	21	21	6	0,5	3,3	16,5
2049	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	21	21	6	0,7	4,3	15,7
2050	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	21	21	6	0,6	4,1	14,8



Продолжение таблицы П.4.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	21	21	6	0,5	3,9	14,0
2052	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	21	21	6	0,5	3,7	13,3
2053	0	0	0	0	0	0	57	84	1	0	20	20	6	0,5	3,7	12,6
2054	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	20	20	6	0,4	3,5	11,8
2055	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	20	20	6	0,3	3,3	11,0
2056	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	20	20	6	0,2	3,1	10,3
2057	0	0	0	0	0	0	57	84	0	0	20	20	6	0,1	3,0	9,7
2058	0	0	0	0	0	0	57	84	1	0	19	19	6	0,05	3,0	9,1



Таблица П.4.2.2 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. 2 вариант

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлечаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность нефти, %	Закачка воды, тыс.м ³	Добыча растворенного газа, млн.м ³	Добыча газа ГШ, млн.м ³		Добыча газа, млн.м ³					
		начальных	текущих									годовая	накопленная	годовая	накопленная				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17	18	19	20	21
2023	6,0	0,6	0,9	310,9	31,6	12,4	12,0	10,4	442,9	206,4	50,3	11,9	11,9	0,610	50,010	0,598	26,053	1,209	76,066
2024	52,1	5,3	7,8	363,0	36,9	14,4	107,3	96,6	550,2	303,0	51,4	105,5	117,4	5,319	55,329	3,799	29,852	9,118	85,184
2025	47,5	4,8	7,7	410,5	41,8	16,3	102,0	91,8	652,2	394,8	53,4	99,4	216,7	4,849	60,179	3,226	33,077	8,075	93,259
2026	36,6	3,7	6,4	447,1	45,5	17,8	86,7	78,0	738,9	472,8	57,8	82,7	299,5	3,736	63,915	2,376	35,453	6,112	99,371
2027	33,5	3,4	6,3	480,6	48,9	19,1	82,4	74,1	821,2	546,9	59,3	78,0	377,5	3,420	67,335	2,074	37,527	5,494	104,865
2028	40,7	4,1	8,1	521,3	53,0	20,7	95,4	86,9	916,7	633,8	57,4	77,9	455,4	4,314	71,649	1,743	39,270	6,057	110,922
2029	43,2	4,4	9,4	564,5	57,4	22,5	101,8	91,7	1018,5	725,5	57,6	77,8	533,2	4,646	76,295	1,510	40,780	6,156	117,078
2030	44,1	4,5	10,5	608,6	61,9	24,2	104,5	94,1	1123,0	819,6	57,8	81,6	614,8	4,786	81,081	1,283	42,063	6,069	123,147
2031	42,3	4,3	11,3	650,9	66,2	25,9	103,2	99,6	1226,2	919,1	59,0	76,7	691,5	4,617	85,698	0,984	43,047	5,601	128,748
2032	39,2	4,0	11,8	690,1	70,2	27,5	98,7	98,7	1325,0	1017,9	60,3	72,1	763,6	4,289	89,987	0,605	43,652	4,894	133,642
2033	36,5	3,7	12,5	726,6	73,9	28,9	93,8	93,8	1418,8	1111,7	61,1	68,2	831,8	3,996	93,983	0,483	44,135	4,480	138,121
2034	33,7	3,4	13,1	760,3	77,3	30,2	89,1	89,1	1507,9	1200,8	62,2	64,3	896,1	3,696	97,679	0,336	44,471	4,031	142,153
2035	30,1	3,1	13,5	790,4	80,4	31,4	84,7	84,7	1592,6	1285,5	64,4	60,1	956,2	3,312	100,990	0,229	44,700	3,540	145,693
2036	27,2	2,8	14,1	817,6	83,2	32,5	79,2	79,2	1671,8	1364,7	65,7	56,8	1013,0	2,991	103,982	0,208	44,907	3,199	148,892
2037	24,1	2,5	14,6	841,7	85,6	33,5	73,1	73,1	1744,9	1437,8	67,0	53,7	1066,7	2,645	106,627	0,072	44,980	2,717	151,609
2038	21,5	2,2	15,2	863,2	87,8	34,3	67,3	67,3	1812,2	1505,1	68,0	50,9	1117,6	2,105	108,732	0,314	45,294	2,419	154,028
2039	18,4	1,9	15,4	881,6	89,7	35,1	60,5	60,5	1872,6	1565,5	69,6	48,3	1166,0	1,768	110,499	0,262	45,556	2,030	156,058
2040	15,4	1,6	15,2	897,0	91,3	35,7	53,9	53,9	1926,5	1619,5	71,4	45,8	1211,8	1,443	111,942	0,000	45,556	1,443	157,501
2041	12,7	1,3	14,8	909,7	92,5	36,2	48,0	48,0	1974,5	1667,4	73,5	43,4	1255,1	1,152	113,094	0,000	45,556	1,152	158,653
2042	10,4	1,1	14,2	920,1	93,6	36,6	42,7	42,7	2017,2	1710,1	75,6	41,1	1296,2	0,909	114,003	0,000	45,556	0,909	159,562
2043	8,6	0,9	13,7	928,7	94,5	36,9	38,1	38,1	2055,3	1748,2	77,4	39,0	1335,2	0,717	114,720	0,000	45,556	0,717	160,279
2044	8,0	0,8	14,7	936,7	95,3	37,3	36,1	36,1	2091,3	1784,2	77,8	37,0	1372,1	0,665	115,386	0,000	45,556	0,665	160,944
2045	7,2	0,7	15,6	943,9	96,0	37,5	34,2	34,2	2125,5	1818,4	78,9	34,9	1407,0	0,598	115,983	0,000	45,556	0,598	161,542
2046	6,3	0,6	16,1	950,2	96,7	37,8	32,1	32,1	2157,6	1850,5	80,4	33,0	1440,0	0,518	116,501	0,000	45,556	0,518	162,060
2047	5,5	0,6	16,8	955,7	97,2	38,0	30,3	30,3	2187,9	1880,9	81,9	31,1	1471,1	0,451	116,952	0,000	45,556	0,451	162,511
2048	4,5	0,5	16,5	960,2	97,7	38,2	28,1	28,1	2216,0	1908,9	84,0	29,3	1500,4	0,360	117,312	0,000	45,556	0,360	162,870
2049	4,2	0,4	18,4	964,4	98,1	38,4	26,6	26,6	2242,6	1935,6	84,2	27,8	1528,1	0,336	117,647	0,000	45,556	0,336	163,206
2050	3,8	0,4	20,5	968,2	98,5	38,5	25,3	25,3	2268,0	1960,9	85,0	26,3	1554,4	0,304	117,951	0,000	45,556	0,304	163,509
2051	3,4	0,3	23,0	971,6	98,8	38,6	24,0	24,0	2292,0	1984,9	85,9	24,8	1579,3	0,272	118,222	0,000	45,556	0,272	163,781
2052	3,1	0,3	27,3	974,7	99,2	38,8	22,8	22,8	2314,8	2007,8	86,4	23,5	1602,8	0,248	118,470	0,000	45,556	0,248	164,029
2053	2,8	0,3	33,9	977,5	99,4	38,9	21,7	21,7	2336,6	2029,5	87,1	22,3	1625,0	0,203	118,673	0,000	45,556	0,203	164,232
2054	2,1	0,2	39,0	979,7	99,7	39,0	20,6	20,6	2357,2	2050,1	89,6	20,9	1645,9	0,155	118,828	0,000	45,556	0,155	164,387

Таблица П.4.2.3 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. I объект. Характеристика основного фонда скважин. 2вариант

Год	Ввод скважин из бурения за период			Ввод из нб фонда	Перевод добывающих скв. из II объекта разработки	Перевод скважин в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация, бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на к.п.		Фонд водонагнет. скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут		Приемистость 1 водонагн. скважины, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.						добываю-щих	Водонагн. ет.	всего	в т.ч. механизир.		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0	0	0	10	0	2	27	25	0	0	10	9	2	9,8	19,7	132,0
2024	4	4	0	1	0	0	31	30	0	0	15	11	2	14,4	29,7	178,4
2025	4	4	0	0	0	0	35	37	0	0	19	15	2	9,9	21,3	168,0
2026	4	4	0	0	0	1	39	45	0	0	22	18	3	6,1	14,5	93,3
2027	4	4	0	1	0	1	43	52	0	0	26	22	4	4,4	10,7	66,0
2028	0	0	0	0	0	2	43	52	0	0	24	24	6	4,2	11,0	43,9
2029	2	2	0	0	0	0	45	56	0	0	26	26	6	3,8	10,2	43,9
2030	1	1	0	1	0	0	46	58	1	0	27	27	6	3,2	8,8	46,0
2031	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	27	27	6	2,8	8,4	43,2
2032	0	0	0	1	0	0	46	58	2	0	26	26	6	2,6	8,3	40,7
2033	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	26	26	6	2,4	7,9	38,4
2034	0	0	0	0	0	0	46	58	1	0	25	25	6	2,3	7,8	36,2
2035	0	0	0	0	1	0	46	58	0	0	25	25	6	1,9	7,4	33,9
2036	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	25	25	6	1,7	7,0	32,0
2037	0	0	0	0	0	0	46	58	1	0	24	24	6	1,7	7,0	30,3
2038	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	24	24	6	1,6	6,6	28,7
2039	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	24	24	6	1,5	6,3	27,2
2040	0	0	0	0	1	0	46	58	1	0	24	24	6	1,4	6,0	25,8
2041	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	24	24	6	1,27	5,7	24,5
2042	0	0	0	0	0	0	46	58	1	0	23	23	6	1,22	5,6	23,2
2043	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	23	23	6	1,1	5,3	22,0
2044	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	23	23	6	1,1	5,1	20,8
2045	0	0	0	0	0	0	46	58	2	0	21	21	6	1,1	5,3	19,7
2046	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	21	21	6	1,0	5,0	18,6
2047	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	21	21	6	0,8	4,8	17,5
2048	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	21	21	6	0,7	4,5	16,5
2049	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	21	21	6	0,7	4,3	15,7
2050	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	21	21	6	0,61	4,1	14,8



Продолжение таблицы П.4.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	21	21	6	0,55	3,9	14,0
2052	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	21	21	6	0,50	3,7	13,3
2053	0	0	0	0	0	0	46	58	1	0	20	20	6	0,47	3,7	12,6
2054	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	20	20	6	0,4	3,5	11,8
2055	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	20	20	6	0,3	3,3	11,0
2056	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	20	20	6	0,15	3,1	10,3
2057	0	0	0	0	0	0	46	58	0	0	20	20	6	0,10	3,0	9,7
2058	0	0	0	0	0	0	46	58	1	0	19	19	6	0,05	3,0	9,1



Таблица П.4.2.4 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. I объект. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 2 вариант

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность нефти, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбор. закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³		Добыча газа ГШ, млн.м ³		Добыча газа, млн.м ³		
		началь-ных	текущих				всего	мех.			годовая	накопленная		годовая	накопленная	годовая	накопленная	годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2023	6,0	0,8	1,2	300,4	38,6	16,4	12,0	10,4	430,5	199,3	50,3	11,9	11,9	80,0	0,610	48,783	0,598	20,264	1,209	69,049
2024	52,1	6,7	10,9	352,5	45,3	19,2	107,3	96,6	537,8	295,9	51,4	105,5	117,4	80,0	5,319	54,102	3,799	24,063	9,118	78,167
2025	47,5	6,1	11,2	400,0	51,4	21,8	102	91,8	639,8	387,7	53,4	99,4	216,7	80,0	4,849	58,951	3,226	27,288	8,075	86,242
2026	36,6	4,7	9,7	436,6	56,1	23,8	86,7	78,0	726,5	465,7	57,8	82,7	299,5	80,0	3,736	62,688	2,376	29,664	6,112	92,354
2027	33,5	4,3	9,8	470,1	60,4	25,7	82,4	74,1	808,9	539,9	59,3	78,0	377,5	80,0	3,420	66,108	2,074	31,738	5,494	97,848
2028	30,1	3,9	9,8	500,2	64,3	27,3	78,2	78,2	887,1	618,1	61,5	77,9	455,4	85,0	3,073	69,181	1,743	33,481	4,816	102,664
2029	27,5	3,5	9,9	527,7	67,8	28,8	74,3	74,3	961,5	685,0	63,0	77,8	533,2	90,0	2,807	71,988	1,510	34,991	4,318	106,982
2030	25,2	3,2	10,1	552,9	71,1	30,2	70,6	70,6	1032,1	748,6	64,3	81,6	614,8	100,0	2,573	74,561	1,283	36,274	3,856	110,837
2031	22,4	2,9	9,9	575,3	73,9	31,4	67,1	67,1	1099,2	815,7	66,6	76,7	691,5	100,0	2,287	76,848	0,984	37,258	3,270	114,108
2032	20,1	2,6	9,9	595,4	76,5	32,5	63,7	63,7	1162,9	879,4	68,5	72,1	763,6	100,0	2,052	78,900	0,605	37,863	2,657	116,765
2033	18,5	2,4	10,1	613,9	78,9	33,5	60,5	60,5	1223,4	939,9	69,4	68,2	831,8	100,0	1,889	80,788	0,483	38,346	2,372	119,137
2034	16,7	2,1	10,2	630,6	81,0	34,4	57,5	57,5	1281,0	997,5	71,0	64,3	896,1	100,0	1,705	82,493	0,336	38,682	2,041	121,177
2035	14,2	1,8	9,6	644,8	82,9	35,2	54,6	54,6	1335,6	1052,1	74,0	60,1	956,2	100,0	1,450	83,943	0,229	38,911	1,678	122,856
2036	12,9	1,7	9,7	657,7	84,5	35,9	51,9	51,9	1387,5	1104,0	75,1	56,8	1013,0	100,0	1,317	85,260	0,208	39,118	1,525	124,381
2037	11,8	1,5	9,8	669,5	86,0	36,6	49,3	49,3	1436,8	1153,3	76,1	53,7	1066,7	100,0	1,205	86,465	0,072	39,191	1,277	125,657
2038	11,1	1,4	10,2	680,6	87,5	37,2	46,8	46,8	1483,7	1200,2	76,3	50,9	1117,6	100,0	0,887	87,351	0,314	39,505	1,201	126,858
2039	10,4	1,3	10,7	691,0	88,8	37,7	44,5	44,5	1528,2	1244,7	76,6	48,3	1166,0	100,0	0,831	88,182	0,262	39,767	1,093	127,951
2040	9,7	1,2	11,1	700,7	90,1	38,3	42,3	42,3	1570,5	1287,0	77,1	45,8	1211,8	100,0	0,775	88,957	0,000	39,767	0,775	128,726
2041	9	1,2	11,6	709,7	91,2	38,8	40,2	40,2	1610,6	1327,1	77,6	43,4	1255,1	100,0	0,719	89,677	0,000	39,767	0,719	129,445
2042	8,3	1,1	12,1	718,0	92,3	39,2	38,2	38,2	1648,8	1365,3	78,2	41,1	1296,2	100,0	0,663	90,340	0,000	39,767	0,663	130,109
2043	7,8	1,0	13,0	725,8	93,3	39,6	36,3	36,3	1685,0	1401,5	78,5	39,0	1335,2	100,0	0,623	90,963	0,000	39,767	0,623	130,732
2044	7,3	0,9	14,0	733,1	94,2	40,0	34,4	34,4	1719,5	1436,0	78,8	37,0	1372,1	100,0	0,583	91,546	0,000	39,767	0,583	131,315
2045	6,6	0,8	14,7	739,7	95,1	40,4	32,7	32,7	1752,2	1468,7	79,8	34,9	1407,0	100,0	0,527	92,074	0,000	39,767	0,527	131,842
2046	5,9	0,8	15,4	745,6	95,8	40,7	31,1	31,1	1783,3	1499,8	81,0	33,0	1440,0	100,0	0,471	92,545	0,000	39,767	0,471	132,314
2047	5,2	0,7	16,0	750,8	96,5	41,0	29,5	29,5	1812,8	1529,3	82,4	31,1	1471,1	100,0	0,415	92,960	0,000	39,767	0,415	132,729
2048	4,5	0,6	16,5	755,3	97,1	41,2	28,1	28,1	1840,9	1557,4	84,0	29,3	1500,4	100,0	0,360	93,320	0,000	39,767	0,360	133,089
2049	4,2	0,5	18,5	759,5	97,6	41,5	26,6	26,6	1867,5	1584,0	84,2	27,8	1528,1	100,0	0,336	93,656	0,000	39,767	0,336	133,424
2050	3,8	0,5	20,5	763,3	98,1	41,7	25,3	25,3	1892,8	1609,3	85,0	26,3	1554,4	100,0	0,304	93,959	0,000	39,767	0,304	133,728
2051	3,4	0,4	23,1	766,7	98,5	41,9	24,0	24,0	1916,9	1633,4	85,9	24,8	1579,3	100,0	0,272	94,231	0,000	39,767	0,272	134,000
2052	3,1	0,4	27,3	769,8	98,9	42,0	22,8	22,8	1939,7	1656,2	86,4	23,5	1602,8	100,0	0,248	94,479	0,000	39,767	0,248	134,247
2053	2,8	0,4</td																		

Таблица П.4.2.5 – Месторождение Юго-Восточный Дощан. II объект. Характеристика основного фонда скважин. 2вариант

Год	Ввод скважин из бурения за период			Ввод из нб фонда	Ввод из консервации	Перевод скважин в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагнет. скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут		Приемистость 1 водонагн. скважины, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.						Добыв.	Водонагн.	всего	в т.ч. механизир.		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0	0	0	0	0	0	3	8	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	3	8	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	3	8	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	3	8	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	3	8	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	3	3	0	3	2	0	6	15	0	0	8	5	0	6,1	9,8	0,0
2029	3	3	0	0	0	0	9	21	0	0	11	8	0	5,9	10,4	0,0
2030	1	1	0	0	0	0	10	24	1	0	11	10	0	5,7	10,1	0,0
2031	1	1	0	0	0	0	11	26	0	0	12	11	0	6,0	10,8	0,0
2032	0	0	0	0	1	0	11	26	2	0	11	11	0	5,9	9,9	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	11	26	0	0	11	11	0	5,5	10,2	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	11	26	0	0	11	11	0	5,2	9,7	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	11	26	1	0	10	10	0	5,4	9,2	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	11	26	0	0	10	10	0	4,8	9,2	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	11	26	0	0	10	10	0	4,2	8,0	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	11	26	0	0	10	10	0	3,5	6,9	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	11	26	0	0	10	10	0	2,7	5,4	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	11	26	1	0	9	9	0	2,1	3,9	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	11	26	0	0	9	9	0	1,4	2,9	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	11	26	0	0	9	9	0	0,8	1,7	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	11	26	0	0	9	9	0	0,3	0,7	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	11	26	0	0	9	9	0	0,3	0,6	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	11	26	0	0	9	9	0	0,2	0,6	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	11	26	0	0	9	9	0	0,2	0,4	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	11	26	1	0	8	8	0	0,1	0,3	0,0



Таблица П.4.2.6 – Месторождение Юго-Восточный Дошан. II объект. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 2 вариант

Год	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлечаемых запасов, %	Коэф. нефте-отд., %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность нефти, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбор. закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³		Добыча газа ГШ, млн.м ³		Добыча газа, млн.м ³	
		началь-ных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопленная		годовая	накопленная	годовая	накопленная	годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2023	0,0	0,0	0,0	10,6	5,2	1,5	0,0	0,0	12,4	7,0	0	0,0	0,0	0,0	0	1,227	0,000	5,789	0,000	7,02
2024	0,0	0,0	0,0	10,6	5,2	1,5	0,0	0,0	12,4	7,0	0	0,0	0,0	0,0	0	1,227	0,000	5,789	0,000	7,02
2025	0,0	0,0	0,0	10,6	5,2	1,5	0,0	0,0	12,4	7,0	0	0,0	0,0	0,0	0	1,227	0,000	5,789	0,000	7,02
2026	0,0	0,0	0,0	10,6	5,2	1,5	0,0	0,0	12,4	7,0	0	0,0	0,0	0,0	0	1,227	0,000	5,789	0,000	7,02
2027	0,0	0,0	0,0	10,6	5,2	1,5	0,0	0,0	12,4	7,0	0	0,0	0,0	0,0	0	1,227	0,000	5,789	0,000	7,02
2028	10,6	5,2	5,5	21,2	10,3	3,1	17,2	8,7	29,6	15,7	38,4	0,0	0,0	0,0	1,241	2,469	0,000	5,789	1,241	8,26
2029	15,7	7,7	8,5	36,9	18,0	5,4	27,5	24,8	57,1	40,5	42,9	0,0	0,0	0,0	1,838	4,307	0,000	5,789	1,838	10,10
2030	18,9	9,2	11,2	55,8	27,2	8,2	33,9	30,5	91,0	71,0	44,2	0,0	0,0	0,0	2,213	6,520	0,000	5,789	2,213	12,31
2031	19,9	9,7	13,3	75,7	36,9	11,1	36,1	32,5	127,1	103,5	44,9	0,0	0,0	0,0	2,330	8,850	0,000	5,789	2,330	14,64
2032	19,1	9,3	14,8	94,8	46,2	13,9	35,0	35,0	162,1	138,5	45,5	0,0	0,0	0,0	2,237	11,087	0,000	5,789	2,237	16,88
2033	18	8,8	16,3	112,8	55,0	16,5	33,3	33,3	195,3	171,8	45,9	0,0	0,0	0,0	2,108	13,195	0,000	5,789	2,108	18,98
2034	17	8,3	18,4	129,8	63,3	19,0	31,6	31,6	226,9	203,4	46,2	0,0	0,0	0,0	1,991	15,186	0,000	5,789	1,991	20,98
2035	15,9	7,8	21,1	145,7	71,1	21,3	30,0	30,0	257,0	233,4	47,0	0,0	0,0	0,0	1,862	17,047	0,000	5,789	1,862	22,84
2036	14,3	7,0	24,1	160,0	78,0	23,4	27,3	27,3	284,3	260,7	47,7	0,0	0,0	0,0	1,675	18,722	0,000	5,789	1,675	24,51
2037	12,3	6,0	27,3	172,3	84,0	25,2	23,8	23,8	308,1	284,5	48,3	0,0	0,0	0,0	1,440	20,162	0,000	5,789	1,440	25,95
2038	10,4	5,1	31,8	182,7	89,1	26,7	20,4	20,4	328,5	304,9	49,1	0,0	0,0	0,0	1,218	21,380	0,000	5,789	1,218	27,17
2039	8	3,9	35,8	190,7	93,0	27,9	15,9	15,9	344,4	320,9	49,8	0,0	0,0	0,0	0,937	22,317	0,000	5,789	0,937	28,11
2040	5,7	2,8	39,8	196,4	95,8	28,8	11,6	11,6	356,1	332,5	51,0	0,0	0,0	0,0	0,667	22,984	0,000	5,789	0,667	28,77
2041	3,7	1,8	42,9	200,1	97,6	29,3	7,8	7,8	363,9	340,3	52,6	0,0	0,0	0,0	0,433	23,418	0,000	5,789	0,433	29,21
2042	2,1	1,0	42,6	202,2	98,6	29,6	4,5	4,5	368,4	344,8	53,6	0,0	0,0	0,0	0,246	23,664	0,000	5,789	0,246	29,45
2043	0,8	0,4	28,2	203,0	99,0	29,7	1,8	1,8	370,2	346,6	55,8	0,0	0,0	0,0	0,094	23,757	0,000	5,789	0,094	29,55
2044	0,7	0,3	34,4	203,7	99,4	29,8	1,6	1,6	371,8	348,3	57,0	0,0	0,0	0,0	0,082	23,839	0,000	5,789	0,082	29,63
2045	0,6	0,3	45,0	204,3	99,6	29,9	1,5	1,5	373,3	349,7	59,1	0,0	0,0	0,0	0,070	23,910	0,000	5,789	0,070	29,70
2046	0,4	0,2	54,6	204,7	99,8	30,0	1,0	1,0	374,3	350,7	61,0	0,0	0,0	0,0	0,047	23,956	0,000	5,789	0,047	29,75
2047	0,3	0,1	90,3	205,0	100,0	30,0	0,8	0,8	375,1	351,5	62,5	0,0	0,0	0,0	0,035	23,992	0,000	5,789	0,035	29,78



Таблица П. 4.3.2.1 - Расчет капитальных вложений. Вариант 2

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы млн.тенге	Стоимость всего млн.тенге	Распределение капитальных вложений																			
						1 2023	2 2024	3 2025	4 2026	5 2027	6 2028	7 2029	8 2030	9 2031	10 2032	11 2033	12 2034	13 2035	14 2036	15 2037	16 2038	17 2039	18 2040	19 2041	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
I	<u>Строительство скважин (подземное строительство)</u>																								
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	скв.	27	345,0	9 315	0	1 380	1 380	1 380	1 380	1 035	1 725	690	345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Перевод скважин из наблюдательного фонда	скв.	17	46,0	782	460	46	0	0	46	138	0	46	0	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	Перевод скважин из консервации	скв.	3	46,0	138	0	0	0	0	0	92	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Перевод скважин для ППД	скв.	6	10,4	62	21	0	0	10	10	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	Выбытие скважин	скв.	24	0,9	20	0	0	0	0	0	0	0	2	0	3	0	1	1	0	1	0	0	1	0	
6	Ликвидация скважины ЮВД-59	скв.	1	7,5	7,5	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Бурение водозаборной скважины	скв.	1	36,5	37	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого строительство скважин				10 362	517	1 434	1 380	1 390	1 436	1 286	1 725	738	345	95	0	1	1	0	1	0	0	1	0	
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				13 638	517	1 534	1 580	1 703	1 883	1 803	2 589	1 185	593	175	0	2	2	0	2	0	0	3	0	
II	<u>Надземное строительство</u>																								
	<u>Обустройство промысла</u>																								
1	Обустройство скважины	скв.	27	12,3	333	0	49	49	49	49	37	62	25	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Выкидные линии, Ø108*6 мм	км	22,3	20,0	446	101	51	41	41	51	61	51	30	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	Печи подогрева нефти	ед.	2	31,2	62	31	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Сепаратор (50 м3)	ед.	1	13,6	14	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	Насос нефтяной	ед.	1	25,3	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	Нефтепровод, Ø159 мм	км	22,6	77,6	1 757	527	1 230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Водопровод, Ø159 мм	км	0,1	61,0	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	Мобильная блочная кустовая насосная станция	ед.	1	112,9	113	0	0	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	Нагнетательные линии, Ø89 мм	км	3	23,9	72	24	0	0	12	12	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	Газовый коллектор (от СП1 до СП-2)	км	2,7	69,7	185	185	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	Автомобильная дорога	км	14	15,5	209	0	31	31	31	31	23	39	15	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
12	Линии электропередач (ЛЭП)	км	14	49,7	671	0	99	99	99	99	75	124	50	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого надземное строительство				3 894	914	1 491	220	345	242	220	275	120	55	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				4 530	914	1 596	252	423	318	308	413	193	95	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				14 255	1 431	2 925	1 600	1 736	1 679	1 505	2 000	858	400	106	0	1	1	0	1	0	0	1	0	
	Всего со строительством скважин с учетом инфляции				18 168	1 431	3 130	1 832	2 126	2 201	2 111	3 002	1 378	687	194	0	2	2	0	2	0	0	3	0	
	Коэффициент инфляции					1,000	1,070	1,145	1,225	1,311	1,403	1,501	1,606	1,718	1,838	1,967	2,105	2,252	2,410	2,579	2,759	2,952	3,159	3,380	



продолжение таблицы П. 4.3.2.1

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Распределение капитальных вложений																
				20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
				2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
1	2	3	4	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
I	Строительство скважин (подземное строительство)																			
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	скв.	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из наблюдательного фонда	скв.	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод скважин из консервации	скв.	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод скважин для ППД	скв.	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин	скв.	24	1	0	0	2	0	1	7	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
6	Ликвидация скважины ЮВД-59	скв.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Бурение водозаборной скважины	скв.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				1	0	0	2	0	1	7	0	0	0	1	0	0	0	0	1
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				3	0	0	8	0	4	37	0	0	0	7	0	0	0	0	9
II	Надземное строительство																			
	Обустройство промысла																			
1	Обустройство скважины	скв.	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии, Ø108*6 мм	км	22,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Печи подогрева нефти	ед.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Сепаратор (50 м3)	ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Насос нефтяной	ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Нефтепровод, Ø159 мм	км	22,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Водопровод, Ø159 мм	км	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Мобильная блочная кустовая насосная станция	ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Нагнетательные линии, Ø89 мм	км	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Газовый коллектор (от СП1 до СП-2)	км	2,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Автомобильная дорога	км	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Линии электропередач (ЛЭП)	км	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				1	0	0	2	0	1	7	0	0	0	1	0	0	0	0	1
	Всего со строительством скважин с учетом инфляции				3	0	0	8	0	4	37	0	0	0	7	0	0	0	0	9
	Коэффициент инфляции				3,617	3,870	4,141	4,430	4,741	5,072	5,427	5,807	6,214	6,649	7,114	7,612	8,145	8,715	9,325	9,978
																			10,677	



Таблица П. 4.3.3.1 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Годы	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход пред-приятия (без НДС)	
		Объем продажи			Цена реализации			
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок (с НДС)		
1	2	3	4	5	6	7	8	
2023	6,0	5,9	0,0	5,9	314,7	116,1	606,6	
2024	52,1	51,0	15,3	35,7	336,7	124,2	9 110,9	
2025	47,5	46,5	18,6	27,9	360,3	132,9	10 011,2	
2026	36,6	35,8	14,3	21,5	385,5	142,2	8 253,9	
2027	33,5	32,8	13,1	19,7	412,5	152,2	8 083,6	
2028	40,7	39,8	15,9	23,9	441,3	162,8	10 508,4	
2029	43,2	42,3	16,9	25,4	472,2	174,2	11 934,7	
2030	44,1	43,2	17,3	25,9	505,3	186,4	13 036,2	
2031	42,3	41,4	16,6	24,8	540,7	199,5	13 379,4	
2032	39,2	38,4	15,3	23,0	578,5	213,5	13 266,8	
2033	36,5	35,7	14,3	21,4	619,0	228,4	13 217,7	
2034	33,7	33,0	13,2	19,8	662,3	244,4	13 058,0	
2035	30,1	29,5	11,8	17,7	708,7	261,5	12 479,5	
2036	27,2	26,6	10,6	16,0	758,3	279,8	12 066,5	
2037	24,1	23,6	9,4	14,2	811,4	299,4	11 439,7	
2038	21,5	21,0	8,4	12,6	868,2	320,3	10 919,9	
2039	18,4	18,0	7,2	10,8	929,0	342,8	9 999,6	
2040	15,4	15,1	6,0	9,0	994,0	366,8	8 955,1	
2041	12,7	12,4	5,0	7,5	1 063,6	392,4	7 902,0	
2042	10,4	10,2	4,1	6,1	1 138,0	419,9	6 923,9	
2043	8,6	8,4	3,4	5,1	1 217,7	449,3	6 126,3	
2044	8,0	7,8	3,1	4,7	1 302,9	480,7	6 097,8	
2045	7,2	7,0	2,8	4,2	1 394,1	514,4	5 872,2	
2046	6,3	6,2	2,5	3,7	1 491,7	550,4	5 497,8	
2047	5,5	5,4	2,2	3,2	1 596,1	588,9	5 135,7	
2048	4,5	4,4	1,8	2,6	1 707,9	630,2	4 496,1	
2049	4,2	4,1	1,6	2,5	1 827,4	674,3	4 490,1	
2050	3,8	3,7	1,5	2,2	1 955,3	721,5	4 346,8	
2051	3,4	3,3	1,3	2,0	2 092,2	772,0	4 161,5	
2052	3,1	3,0	1,2	1,8	2 238,7	826,0	4 059,9	
2053	2,8	2,7	1,1	1,6	2 395,4	883,8	3 923,7	
2054	2,1	2,1	0,8	1,3	2 563,0	945,7	3 201,3	
2055	1,5	1,5	0,6	0,9	2 742,4	1 011,9	2 406,6	
2056	0,9	0,9	0,4	0,5	2 934,4	1 082,7	1 545,0	
2057	0,6	0,6	0,2	0,4	3 139,8	1 158,5	1 102,1	
2058	0,3	0,3	0,1	0,2	3 359,6	1 239,6	589,6	
Итого приб. период 2023-2047	650,8	637,0	247,4	389,6			233 883,5	
Итого расчет. период 2023-2058	678,0	663,7	258,0	405,6			268 206,1	



Таблица П. 4.3.3.2 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Годы	ФОТ ППП	Расходы относимые на себестоимость продукции												Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость одной тонны нефти																							
		Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции			Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями			Ремонт скважин			Затраты, зависимые от фонда скважин			Расходы на ППД			Арендные затраты			Экологические расходы			Страхование			Затраты на НИОКР			Прочие затраты			НДПИ			Налоги и платежи			
		млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг		млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг							
2023	31,1	197,8	63,4	49,8	18,8	31,0	6,5	3,9	10,8	0,0	14,2	15,9	1,7	467,3	484,8	912,2	140,5																					
2024	88,0	1 951,7	67,9	75,5	28,5	294,5	6,5	36,3	11,6	4,1	15,2	318,2	4,9	511,2	834,3	3 414,1	61,7																					
2025	108,7	1 862,9	72,6	99,8	37,6	296,8	6,5	35,4	12,4	25,3	16,2	367,5	6,0	509,4	882,9	3 457,2	68,8																					
2026	129,4	1 506,5	77,7	127,1	47,9	264,4	6,5	29,2	13,3	25,0	17,3	303,1	7,2	513,4	823,7	3 068,1	79,4																					
2027	155,3	1 462,2	83,1	163,2	61,6	266,8	6,5	28,6	14,2	21,8	18,6	296,9	8,6	523,8	829,3	3 111,2	88,2																					
2028	196,7	1 875,3	88,9	221,2	83,4	285,1	6,5	37,2	15,2	22,2	19,9	385,5	10,9	533,5	930,0	3 781,6	89,6																					
2029	222,6	2 160,3	95,2	267,8	101,0	304,7	6,5	42,2	16,3	27,8	21,3	437,8	12,3	550,4	1 000,5	4 266,1	95,9																					
2030	227,7	2 284,4	101,8	293,2	110,6	341,9	6,5	46,1	17,4	31,8	22,7	478,0	12,6	538,7	1 029,3	4 513,6	99,9																					
2031	232,9	2 218,2	109,0	320,8	121,0	343,6	6,5	47,4	18,6	33,9	24,3	490,4	12,9	514,7	1 018,0	4 494,3	104,2																					
2032	222,6	2 043,2	116,6	328,0	123,7	346,1	6,5	47,0	19,9	33,8	26,0	486,0	12,3	484,4	982,8	4 296,2	108,2																					
2033	222,6	1 889,9	124,7	351,0	132,4	350,0	6,5	46,8	21,3	32,1	27,9	484,1	12,3	453,7	950,2	4 155,6	112,6																					
2034	217,4	1 731,1	133,5	366,8	138,4	353,1	6,5	46,2	22,8	31,1	29,8	478,2	12,0	425,4	915,6	3 992,3	117,5																					
2035	212,2	1 532,4	142,8	383,2	144,5	353,3	6,5	44,2	24,4	29,8	31,9	457,0	11,8	399,5	868,2	3 773,4	124,6																					
2036	212,2	1 376,7	152,8	410,0	154,7	357,0	6,5	42,7	26,1	28,1	34,1	441,8	11,8	376,5	830,1	3 631,0	132,6																					
2037	207,0	1 206,8	163,5	428,0	161,5	361,2	6,5	40,5	28,0	27,0	36,5	418,8	11,5	355,9	786,2	3 452,7	142,9																					
2038	207,0	1 081,6	175,0	458,0	172,8	366,7	6,5	38,7	29,9	25,7	39,1	399,8	11,5	337,8	749,0	3 349,9	153,9																					
2039	207,0	918,6	187,2	490,0	184,8	372,1	6,5	35,4	32,0	25,1	41,8	366,2	11,5	321,5	699,2	3 199,9	171,8																					
2040	201,9	753,9	190,3	498,1	187,9	378,2	6,2	31,7	32,5	24,1	42,5	327,8	11,2	307,8	646,8	2 994,1	194,4																					
2041	201,9	617,6	193,4	506,3	191,0	384,5	5,9	28,0	33,1	22,6	43,2	289,3	11,2	296,5	597,0	2 824,4	222,4																					
2042	196,7	502,9	196,6	514,7	194,1	390,8	5,6	24,5	33,6	21,4	43,9	253,5	10,9	287,3	551,7	2 676,6	257,4																					
2043	196,7	413,9	199,9	523,2	197,4	397,3	5,3	21,7	34,2	20,5	44,6	224,4	10,9	279,7	515,0	2 569,5	298,8																					
2044	196,7	384,4	203,2	531,8	200,6	403,8	5,1	21,6	34,7	19,8	45,4	223,3	10,9	273,5	507,7	2 554,8	319,3																					
2045	186,3	345,4	206,5	540,6	203,9	410,5	4,8	20,8	35,3	19,7	46,1	215,1	10,3	267,9	493,3	2 513,2	349,1																					
2046	186,3	301,5	209,9	549,5	207,3	417,3	4,6	19,5	35,9	19,4	46,9	201,4	10,3	262,7	474,4	2 472,4	392,5																					
2047	181,2	262,7	213,4	558,6	210,7	424,2	4,3	18,2	36,5	19,2	47,7	188,2	10,0	258,2	456,5	2 433,0	442,4																					
2048	139,8	214,8	216,9	567,8	214,2	431,2	4,1	15,9	37,1	19,0	48,4	164,8	7,7	254,9	427,4	2 336,5	519,2																					
2049	139,8	200,3	220,5	577,1	217,7	438,3	3,9	15,9	37,7	18,4	49,2	164,6	7,7	251,6	424,0	2 342,7	557,8																					
2050	139,8	181,0	224,1	586,7	221,3	445,5	3,7	15,4	38,3	18,5	50,1	159,4	7,7	248,6	415,7	2 340,0	615,8																					
2051	139,8	161,8	227,8	596,3	225,0	452,8	3,5	14,7	39,0	18,5	50,9	152,6	7,7	245,9	406,3	2 336,4	687,2																					
2052	139,8	147,4	231,6	606,2	228,7	460,3	3,4	14,4	39,6	18,6	51,7	148,9	7,7	243,5	400,1	2 341,6	755,4																					
2053	134,6	133,0	235,4	616,2	232,4	467,9	3,2	13,9	40,3	18,7	52,6	143,9	7,5	241,4	392,7	2 340,9	836,0																					
2054	134,6	101,2	239,3	626,4	236,3	475,6	3,0	11,3	40,9	18,8	53,4	117,5	7,5	239,4	364,4	2 305,2	1 079,7																					

Таблица П. 4.3.3.3 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Годы	Расходы периода												Итого расходы периода			
	ФОТ АУП и персонала по событию	Расходы на персонал	Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	Услуги, выполненные сторонними организациями	Затраты на страхование	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Прочие расходы	Затраты на транспорт нефти	Расходы по реализации	Налоги и отчисления	Прочие налоги и отчисления в Бюджет	Итого налоги и платежи, включаемые в расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования		
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	
2023	25,9	1,7	5,3	159,7	1,39	0,0	0,6	16,8	0,0	0,0	1,4	0,9	2,3	0,0	4,0	217,6
2024	64,7	4,6	5,3	170,9	3,71	18,5	0,6	929,0	633,4	0,0	3,6	7,3	10,9	4,1	32,6	1 878,3
2025	64,7	4,9	5,3	182,9	3,97	57,2	0,7	1 157,4	855,5	0,0	3,6	9,3	12,9	25,3	26,4	2 397,1
2026	64,7	5,3	5,3	195,7	4,24	44,8	0,7	954,2	758,1	386,7	3,6	9,7	13,3	25,0	19,1	2 477,0
2027	64,7	5,6	5,3	209,4	4,54	44,3	0,8	934,5	784,4	378,7	3,6	9,7	13,3	21,8	15,9	2 483,2
2028	103,5	9,7	5,3	224,1	7,77	45,3	0,8	1 214,9	952,9	492,3	5,7	12,2	18,0	22,2	22,1	3 118,8
2029	103,5	10,3	5,3	239,7	8,32	50,2	0,9	1 379,7	1 128,2	878,6	5,7	15,2	21,0	27,8	22,3	3 875,8
2030	103,5	11,1	5,3	256,5	8,90	63,3	0,9	1 507,1	1 270,8	959,7	5,7	16,8	22,5	31,8	22,5	4 263,9
2031	103,5	11,8	5,3	274,5	9,52	49,4	1,0	1 546,8	1 340,9	985,0	5,7	17,3	23,1	33,9	21,5	4 406,0
2032	103,5	12,7	5,3	293,7	10,19	42,3	1,1	1 533,7	1 348,5	1 243,1	5,7	18,4	24,1	33,8	20,2	4 672,1
2033	103,5	13,5	0,0	314,2	10,90	35,6	1,1	1 528,1	1 354,2	1 238,5	5,7	18,4	24,2	32,1	18,9	4 674,9
2034	103,5	14,5	0,0	336,2	11,67	32,5	1,2	1 509,6	1 432,4	1 398,3	5,7	19,4	25,1	31,1	17,9	4 914,0
2035	103,5	15,5	0,0	359,8	12,48	31,2	1,3	1 442,7	1 279,4	1 336,3	5,7	18,4	24,1	29,8	17,2	4 653,3
2036	103,5	16,6	0,0	385,0	13,36	29,4	1,4	1 395,0	1 156,1	1 372,9	5,7	17,9	23,7	28,1	16,3	4 541,3
2037	103,5	17,8	0,0	411,9	14,29	28,3	1,5	1 322,5	1 024,4	1 301,6	5,7	16,9	22,7	27,0	15,5	4 291,0
2038	103,5	19,0	0,0	440,7	15,29	27,0	1,6	1 262,4	913,9	1 388,6	5,7	16,7	22,4	25,7	14,8	4 235,0
2039	103,5	20,3	0,0	471,6	16,36	26,2	1,7	1 156,0	782,1	1 405,4	5,7	16,0	21,7	25,1	13,9	4 044,0
2040	103,5	20,7	0,0	479,4	16,63	25,2	1,8	1 035,3	654,6	1 258,6	5,7	14,4	20,1	24,1	12,9	3 652,8
2041	103,5	21,0	0,0	487,3	16,91	23,7	1,9	913,5	539,8	1 163,5	5,7	13,1	18,8	22,6	12,0	3 324,6
2042	103,5	21,4	0,0	495,3	17,19	22,4	2,1	800,5	442,1	1 065,8	5,7	11,9	17,6	21,4	11,0	3 020,2
2043	103,5	21,7	0,0	503,5	17,47	21,4	2,2	708,3	365,5	1 025,0	5,7	11,1	16,8	20,5	10,2	2 816,1
2044	103,5	22,1	0,0	511,8	17,76	20,6	2,4	705,0	340,0	1 061,1	5,7	11,2	16,9	19,8	9,3	2 830,2
2045	103,5	22,4	0,0	520,3	18,05	20,5	2,5	678,9	306,0	1 061,1	5,7	11,0	16,7	19,7	8,4	2 778,2
2046	103,5	22,8	0,0	528,8	18,35	20,3	2,7	635,6	267,8	1 067,1	5,7	10,7	16,4	19,4	7,7	2 710,5
2047	103,5	23,2	0,0	537,6	18,65	20,0	2,9	593,7	233,8	1 031,1	5,7	10,3	16,0	19,2	7,1	2 606,8
2048	103,5	23,6	0,0	546,4	18,96	19,8	3,1	519,8	191,3	962,9	5,7	9,6	15,3	19,0	0,0	2 423,7
2049	103,5	23,9	0,0	555,4	19,27	19,5	3,3	519,1	178,5	961,6	5,7	9,6	15,3	18,4	0,0	2 417,9
2050	103,5	24,3	0,0	564,6	19,59	19,2	3,6	502,5	161,5	930,9	5,7	9,3	15,1	18,5	0,0	2 363,3
2051	103,5	24,7	0,0	573,9	19,91	19,2	3,8	481,1	144,5	891,3	5,7	9,1	14,8	18,5	0,0	2 295,4
2052	103,5	25,1	0,0	583,4	20,24	19,3	4,1	469,4	131,8	869,5	5,7	8,9	14,7	18,6	0,0	2 259,5
2053	103,5	25,6	0,0	593,0	20,58	19,4	4,4	453,6	119,0	840,3	5,7	8,7	14,5	18,7	0,0	2 212,6
2054	103,5	26,0	0,0	602,8	20,92	19,5	4,7	370,1	90,7	685,6	5,7	7,7	13,5	18,8	0,0	1 956,1
2055	103,5	26,4	0,0	612,8	21,26	19,4	5,0	278,2	63,8	515,4	5,7	6,6	12,3	18,7	0,0	1 676,7
2056	103,5	26,9	0,0	622,9	21,61	19,3	5,3	178,6	38,3	330,9	5,7	5,4	11,1	18,7	0,0	1 377,1
2057	103,5	27,3	0,0	633,1	21,97	19,3	5,7	127,4	25,5	236,0	5,7	4,8	10,6	18,7	0,0	1 229,1
2058	103,5	27,7	0,0	643,6	22,33	19,4	6,1	68,2	12,8	126,3	5,7	4,1	9,9	18,8	0,0	1 058,6
Итого приб. период 2023- 2047	2 355,1	370,1	52,5	8 990,5	297,9	799,6	36,3	26 861,2	20 164,7	23 499,0	130,5	334,2	464,7	591,1	399,7	84 882,6
Итого расчет. период 2023- 2058	3 493,8	651,7	52,5	15 522,5	524,6	1 012,9	85,4	30 829,1	21 322,3	30 849,8	193,6	418,2	611,7	796,3	399,7	106 152,5



Таблица П. 4.3.3.4 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на одну тонну нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
	млн.тенге	тыс.тенге/тонну	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7
2023	1 129,8	174,1	-523,2	4 600,4	5 527,1	-4 920,5
2024	5 292,4	95,6	3 818,6	4 342,2	7 677,6	1 433,3
2025	5 854,2	116,5	4 157,0	4 621,0	8 607,1	1 404,1
2026	5 545,1	143,5	2 708,8	4 837,9	8 871,3	-617,4
2027	5 594,3	158,6	2 489,3	5 048,8	9 175,6	-1 092,0
2028	6 900,4	163,5	3 608,0	5 205,3	10 225,2	283,3
2029	8 141,9	183,0	3 792,8	5 481,9	11 458,3	476,4
2030	8 777,5	194,2	4 258,7	5 562,0	12 049,8	986,4
2031	8 900,3	206,3	4 479,0	5 610,0	12 286,9	1 092,5
2032	8 968,3	225,8	4 298,5	5 604,3	12 524,1	742,7
2033	8 830,5	239,2	4 387,2	4 764,5	11 705,0	1 512,7
2034	8 906,4	262,0	4 151,6	4 175,8	11 351,1	1 706,9
2035	8 426,7	278,1	4 052,8	3 637,7	10 532,1	1 947,4
2036	8 172,4	298,5	3 894,2	3 172,8	9 968,5	2 098,1
2037	7 743,7	320,5	3 696,0	2 766,6	9 303,5	2 136,3
2038	7 584,9	348,4	3 335,0	2 412,5	8 915,9	2 004,1
2039	7 243,8	388,9	2 755,8	2 103,8	8 428,9	1 570,7
2040	6 646,9	431,6	2 308,2	1 834,5	7 727,5	1 227,6
2041	6 148,9	484,2	1 753,1	1 599,7	7 131,1	770,9
2042	5 696,9	547,8	1 227,0	1 395,0	6 589,0	334,9
2043	5 385,6	626,2	740,7	1 216,4	6 188,2	-61,9
2044	5 385,0	673,1	712,8	1 060,8	6 061,3	36,5
2045	5 291,4	734,9	580,8	925,0	5 871,0	1,2
2046	5 183,0	822,7	314,9	806,6	5 688,1	-190,3
2047	5 039,8	916,3	95,9	703,4	5 480,5	-344,8
2048	4 760,3	1 057,8	-264,2	613,4	5 158,8	-662,8
2049	4 760,6	1 133,5	-270,6	534,9	5 095,2	-605,1
2050	4 703,4	1 237,7	-356,6	466,4	4 988,8	-642,0
2051	4 631,7	1 362,3	-470,2	406,7	4 876,7	-715,2
2052	4 601,2	1 484,3	-541,3	354,7	4 808,5	-748,6
2053	4 553,4	1 626,2	-629,7	309,3	4 729,7	-806,0
2054	4 261,3	1 995,9	-1 060,0	269,7	4 429,7	-1 228,5
2055	3 945,8	2 630,5	-1 539,2	235,2	4 109,9	-1 703,4
2056	3 610,0	4 011,1	-2 064,9	205,1	3 772,5	-2 227,5
2057	3 457,8	5 762,9	-2 355,6	178,8	3 608,3	-2 506,1
2058	3 275,8	10 919,3	-2 686,2	155,9	3 417,6	-2 827,9
Итого приб. период 2023-2047	166 789,9	249,7	67 093,6	83 488,8	219 344,5	14 539,0
Итого расчет. период 2023-2058	213 351,1	306,9	54 855,0	87 218,8	268 340,2	-134,1



Таблица П. 4.3.4.1 - Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Годы	НДПИ	Налог на имущество	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Подоходный налог с физических лиц	Социальные отчисления, социальный налог и отчисления в ФОМС	Прочие налоги	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2023	15,9	467,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	3,2	0,9	489,2
2024	318,2	511,2	633,4	0,0	0,0	0,0	5,6	8,5	7,3	1 484,3
2025	367,5	509,4	855,5	0,0	0,0	0,0	6,3	9,6	9,3	1 757,7
2026	303,1	513,4	758,1	386,7	0,0	0,0	7,1	10,8	9,7	1 988,8
2027	296,9	523,8	784,4	378,7	0,0	0,0	8,0	12,2	9,7	2 013,7
2028	385,5	533,5	952,9	492,3	0,0	0,0	11,0	16,6	12,2	2 404,2
2029	437,8	550,4	1 128,2	878,6	0,0	0,0	11,9	18,1	15,2	3 040,2
2030	478,0	538,7	1 270,8	959,7	0,0	0,0	12,1	18,4	16,8	3 294,4
2031	490,4	514,7	1 340,9	985,0	0,0	0,0	12,2	18,6	17,3	3 379,2
2032	486,0	484,4	1 348,5	1 243,1	0,0	0,0	11,9	18,1	18,4	3 610,3
2033	484,1	453,7	1 354,2	1 238,5	40,3	0,0	11,9	18,1	18,4	3 619,2
2034	478,2	425,4	1 432,4	1 398,3	341,4	0,0	11,7	17,8	19,4	4 124,5
2035	457,0	399,5	1 279,4	1 336,3	389,5	0,0	11,5	17,5	18,4	3 909,0
2036	441,8	376,5	1 156,1	1 372,9	419,6	0,0	11,5	17,5	17,9	3 813,9
2037	418,8	355,9	1 024,4	1 301,6	427,3	0,0	11,3	17,2	16,9	3 573,3
2038	399,8	337,8	913,9	1 388,6	400,8	0,0	11,3	17,2	16,7	3 486,1
2039	366,2	321,5	782,1	1 405,4	314,1	0,0	11,3	17,2	16,0	3 233,8
2040	327,8	307,8	654,6	1 258,6	245,5	0,0	11,1	16,9	14,4	2 836,7
2041	289,3	296,5	539,8	1 163,5	154,2	0,0	11,1	16,9	13,1	2 484,4
2042	253,5	287,3	442,1	1 065,8	67,0	0,0	11,0	16,6	11,9	2 155,1
2043	224,4	279,7	365,5	1 025,0	0,0	0,0	11,0	16,6	11,1	1 933,4
2044	223,3	273,5	340,0	1 061,1	0,0	0,0	11,0	16,6	11,2	1 936,7
2045	215,1	267,9	306,0	1 061,1	0,0	0,0	10,6	16,1	11,0	1 887,7
2046	201,4	262,7	267,8	1 067,1	0,0	0,0	10,6	16,1	10,7	1 836,3
2047	188,2	258,2	233,8	1 031,1	0,0	0,0	10,4	15,8	10,3	1 747,8
2048	164,8	254,9	191,3	962,9	0,0	0,0	8,9	13,5	9,6	1 605,8
2049	164,6	251,6	178,5	961,6	0,0	0,0	8,9	13,5	9,6	1 588,3
2050	159,4	248,6	161,5	930,9	0,0	0,0	8,9	13,5	9,3	1 532,2
2051	152,6	245,9	144,5	891,3	0,0	0,0	8,9	13,5	9,1	1 465,8
2052	148,9	243,5	131,8	869,5	0,0	0,0	8,9	13,5	8,9	1 425,0
2053	143,9	241,4	119,0	840,3	0,0	0,0	8,8	13,2	8,7	1 375,3
2054	117,5	239,4	90,7	685,6	0,0	0,0	8,8	13,2	7,7	1 162,9
2055	88,5	237,9	63,8	515,4	0,0	0,0	8,8	13,2	6,6	934,1
2056	57,1	236,8	38,3	330,9	0,0	0,0	8,8	13,2	5,4	690,4
2057	41,0	236,2	25,5	236,0	0,0	0,0	8,8	13,2	4,8	565,4
2058	22,3	235,9	12,8	126,3	0,0	0,0	8,6	12,9	4,1	422,8
Итого приб. период 2023-2047	8 548,1	10 050,8	20 164,7	23 499,0	2 799,6	0,0	255,3	388,0	334,2	66 039,8
Итого расчет. период 2023-2058	9 808,7	12 722,8	21 322,3	30 849,8	2 799,6	0,0	352,3	534,2	418,2	78 807,9



Таблица П. 4.3.5.1 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Года	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после перноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2023	-4 920,5	0,0	0,0	-523,2	0,0	-523,2
2024	1 433,3	0,0	0,0	3 818,6	0,0	3 818,6
2025	1 404,1	0,0	0,0	4 157,0	0,0	4 157,0
2026	-617,4	0,0	0,0	2 708,8	0,0	2 708,8
2027	-1 092,0	0,0	0,0	2 489,3	0,0	2 489,3
2028	283,3	0,0	0,0	3 608,0	0,0	3 608,0
2029	476,4	0,0	0,0	3 792,8	0,0	3 792,8
2030	986,4	0,0	0,0	4 258,7	0,0	4 258,7
2031	1 092,5	0,0	0,0	4 479,0	0,0	4 479,0
2032	742,7	0,0	0,0	4 298,5	0,0	4 298,5
2033	1 512,7	201,3	40,3	4 347,0	0,0	4 347,0
2034	1 706,9	1 706,9	341,4	3 810,2	0,0	3 810,2
2035	1 947,4	1 947,4	389,5	3 663,3	0,0	3 663,3
2036	2 098,1	2 098,1	419,6	3 474,6	0,0	3 474,6
2037	2 136,3	2 136,3	427,3	3 268,8	0,0	3 268,8
2038	2 004,1	2 004,1	400,8	2 934,2	0,0	2 934,2
2039	1 570,7	1 570,7	314,1	2 441,7	0,0	2 441,7
2040	1 227,6	1 227,6	245,5	2 062,7	0,0	2 062,7
2041	770,9	770,9	154,2	1 598,9	0,0	1 598,9
2042	334,9	334,9	67,0	1 160,0	0,0	1 160,0
2043	-61,9	0,0	0,0	740,7	0,0	740,7
2044	36,5	0,0	0,0	712,8	0,0	712,8
2045	1,2	0,0	0,0	580,8	0,0	580,8
2046	-190,3	0,0	0,0	314,9	0,0	314,9
2047	-344,8	0,0	0,0	95,9	0,0	95,9
2048	-662,8	0,0	0,0	-264,2	0,0	-264,2
2049	-605,1	0,0	0,0	-270,6	0,0	-270,6
2050	-642,0	0,0	0,0	-356,6	0,0	-356,6
2051	-715,2	0,0	0,0	-470,2	0,0	-470,2
2052	-748,6	0,0	0,0	-541,3	0,0	-541,3
2053	-806,0	0,0	0,0	-629,7	0,0	-629,7
2054	-1 228,5	0,0	0,0	-1 060,0	0,0	-1 060,0
2055	-1 703,4	0,0	0,0	-1 539,2	0,0	-1 539,2
2056	-2 227,5	0,0	0,0	-2 064,9	0,0	-2 064,9
2057	-2 506,1	0,0	0,0	-2 355,6	0,0	-2 355,6
2058	-2 827,9	0,0	0,0	-2 686,2	0,0	-2 686,2
Итого приб. период 2023-2047	14 539,0	13 998,1	2 799,6	64 293,9	0,0	64 293,9
Итого расчет. период 2023-2058	-134,1	13 998,1	2 799,6	52 055,4	0,0	52 055,4



Таблица П. 4.3.5.2 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 2

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	В.Н.П. (IRR), без учета инфляции	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (дисконт 10%), без учета инфляции	Срок окупаемости (дисконт 10%), без учета инфляции
1	2	3	4	5	6	7
2023	-523,2	-1 751,2	-9 806,3	0,0	-6 143,1	
2024	3 818,6	2 645,9	-7 160,3	0,0	-5 289,7	
2025	4 157,0	4 192,9	-2 967,4	0,0	-4 117,1	
2026	2 708,8	2 094,4	-873,0	0,0	-3 626,9	
2027	2 489,3	1 756,2	883,2	0,0	-3 341,0	
2028	3 608,0	3 377,3	4 260,5	0,3	-2 832,1	
2029	3 792,8	2 956,3	7 216,8	2,1	-2 519,9	
2030	4 258,7	5 170,6	12 387,4	5,1	-1 861,5	
2031	4 479,0	6 015,0	18 402,4	7,3	-1 168,5	
2032	4 298,5	6 152,9	24 555,3	9,0	-514,2	
2033	4 347,0	6 236,9	30 792,2	10,1	59,4	
2034	3 810,2	5 539,5	36 331,7	10,9	531,4	
2035	3 663,3	5 193,7	41 525,5	11,4	899,8	
2036	3 474,6	4 851,2	46 376,7	11,8	1 189,8	
2037	3 268,8	4 473,4	50 850,1	12,1	1 410,0	
2038	2 934,2	4 015,8	54 865,9	12,3	1 576,6	
2039	2 441,7	3 360,3	58 226,2	12,4	1 690,4	
2040	2 062,7	2 813,9	61 040,1	12,5	1 763,2	
2041	1 598,9	2 216,4	63 256,6	12,5	1 804,4	
2042	1 160,0	1 659,8	64 916,4	12,5	1 822,7	
2043	740,7	1 154,6	66 071,0	12,5	1 826,2	
2044	712,8	1 097,2	67 168,2	12,5	1 826,6	
2045	580,8	918,6	68 086,8	12,5	1 823,0	
2046	314,9	616,3	68 703,1	12,5	1 815,6	
2047	95,9	354,2	69 057,4	12,5	1 805,3	
2048	-264,2	-86,5	68 970,9	12,5	1 792,2	
2049	-270,6	-70,3	68 900,6	12,5	1 781,0	
2050	-356,6	-175,6	68 725,0	12,5	1 769,8	
2051	-470,2	-308,5	68 416,5	12,5	1 758,5	
2052	-541,3	-393,9	68 022,6	12,5	1 747,7	
2053	-629,7	-503,2	67 519,4	12,5	1 737,3	
2054	-1 060,0	-958,8	66 560,6	12,5	1 726,3	
2055	-1 539,2	-1 468,2	65 092,4	12,4	1 714,9	
2056	-2 064,9	-2 022,4	63 070,0	12,4	1 703,3	
2057	-2 355,6	-2 327,3	60 742,7	12,4	1 692,3	
2058	-2 686,2	-2 681,1	58 061,5	12,4	1 681,8	
Итого приб. период 2023-2047	64 293,9	77 112,4	69 057,4	12,5	1 805,3	10
Итого расчет. период 2023-2058	52 055,4	66 116,6	58 061,5	12,4	1 681,8	10



СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	Номер прил.	Номер листа прил.	Масштаб прил.	Гриф сек- ретности
1	2	3	4	5	6
1	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Структурная карта по кровле арыккумского горизонта М-II.	1	1	1:25000	Не секретн о
2	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Структурная карта по кровле карагансайской свиты J2kr .	2	1	1:25000	-«»-
3	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Структурная карта по кровле сазымбайской свиты J1sz.	3	1	1:25000	-«»-
4	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Временной разрез по линии I-I.	4	1	гор.1:25000 верт.1см:10мс	-«»-
5	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Временной разрез по линии II-II.	5	1	гор.1:25000 верт.1см:10мс	-«»
6	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Временной разрез по линии III-III.	6	1	гор.1:25000 верт.1см:10мс	-«»-
7	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Временной разрез по линии IV-IV.	7	1	гор.1:25000 верт.1см:10мс	-«»-
8	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Геологический разрез по линии I-I.	8	1	гор.1:25000 верт.1:2000	-«»-
9	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Геологический разрез по линии II-II.	9	1	гор.1:25000 верт.1:2000	-«»-
10	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Геологический разрез по линии III-III.	10	1	гор.1:25000 верт.1:2000	-«»-
11	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Геологический разрез по линии IV-IV.	11	1	гор.1:25000 верт.1:2000	-«»-
12	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Продуктивный горизонт М-0-2. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	12	1	1:25000	-«»-
13	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Продуктивный горизонт М-II. Структурная карта по кровле коллектора. Карты эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин.	13	1	1:25000	-«»-



1	2	3	4	5	6
14	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Продуктивный горизонт Ю-0-1. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	14	1	1:25000	-«»-
15	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Продуктивный горизонт Ю-0-2-Б. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	15	1	1:25000	-«»-
16	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Продуктивный горизонт Ю-IV-1-1. Структурная карта по кровле коллектора. Карты эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин.	16	1	1:25000	-«»-
17	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Продуктивный горизонт Ю-IV-1-2. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	17	1	1:25000	-«»-
18	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Продуктивный горизонт Ю-IV-1-3. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин.	18	1	1:25000	-«»-
19	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	19	1	1:25000	-«»-
20	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Продуктивный горизонт Ю-VI-1. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин.	20	1	1:25000	-«»-
21	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Продуктивный горизонт Ю-VI-2. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин.	21	1	1:25000	-«»-
22	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Карта накопленных отборов 1 объекта.	22	1	1:25000	-«»-
23	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Карта накопленных отборов 2 объекта.	23	1	1:25000	-«»-
24	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Карта проектных и пробуренных скважин. 1 объект. 1 вариант.	24	1	1:25000	-«»-
25	Месторождение Юго-Восточный Дошан. Карта проектных и пробуренных скважин. 2 объект. 1 вариант.	25	1	1:25000	-«»-



СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

1	2	3	4	5	6
26	Месторождение Юго-Восточный Дощан. Карта проектных и пробуренных скважин. 1 объект. 2 вариант.	26	1	1:25000	-«»-
27	Месторождение Юго-Восточный Дощан. Карта проектных и пробуренных скважин. 2 объект. 2 вариант.	27	1	1:25000	-«»-

