



АО «НИПИнефтегаз»



УТВЕРЖДАЮ:

Глава филиала «ПетроКазakhstan  
Венчурс Инк.»

 Ю Цзяньцзюнь

2023 г.

**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
СЕВЕРО-ВОСТОЧНЫЙ ДОЩАН**

по состоянию на 01.01.2023 г.

Договор № 2112097-V

Генеральный директор,  
канд. экон. наук



 И.О. Герштанский

Заместитель генерального директора  
по разработке месторождений нефти и газа

 Л.В. Пуписова

Директор департамента  
разработки месторождений нефти и газа













 О.Ф. Асташкова










Ответственный исполнитель,  
ГИП Алматинского отделения департамента  
разработки месторождений нефти и газа

 А.Х. Аббасова

Ақтау, 2023

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта: Руководитель Алматинского отделения департамента разработки месторождений нефти и газа		М.С. Юсупова (Введение, Общие сведения, главы 3, 4, 8, 9)
Ответственный исполнитель: Главный инженер проектов Алматинского отделения департамента разработки месторождений нефти и газа		А.Х. Аббасова (Введение, главы 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)
Заместитель генерального директора по производству и добыче		С.Н. Избасаров (глава 6)
Заместитель генерального директора по геологии		В.Э. Шефер (глава 2)
Заместитель генерального директора по бурению		Г. А. Белоножкин (глава 7)
Директор департамента геологии нефти и газа		О.М. Курбанова (глава 2)
Директор научно-исследовательского лабораторного центра		С.В. Лозовая (раздел 2.3)
Директор департамента охраны недр и окружающей среды		Л.У. Ешбаева (глава 10)
Директор департамента контрактов и юридического сопровождения		М.А. Шагьрбаева (главы 3, 4, 5, 12)
Директор департамента добычи нефти и газа		Н.К. Шыныбаев (глава 6)

Руководитель направления промышленной геофизики Актауского отделения департамента геологии нефти и газа		Т.И. Андрейко (глава 9, разделы 2.1, 2.2, 2.4)
Руководитель направления 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 (разделы 2.1, 2.2, 2.4)
Руководитель направления повышения нефтеотдачи пласта, интенсификации добычи нефти, борьбы с осложнениями и системы ППД департамента добычи		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. Пичикьян (главы 5, 12, разделы 3.5, 4.2)
Главный специалист Актауского отделения департамента охраны недр и окружающей среды		З.Ж. Мурталиев (глава 10)
Ведущий специалист направления сбора, подготовки, транспорта и химизации технологических процессов и технологического моделирования Актауского отделения департамента добычи нефти и газа		Д.В. Бабаев (разделы 3.5, 6.3, 6.4.)

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



О.В. Кармаза  
(глава 9, раздел 2.3)

Ведущий научный сотрудник  
направления промысловой геофизики  
Актауского отделения  
департамента геологии нефти и газа



М.Д. Таргинова  
(разделы 2.1, 2.2)

Ведущий специалист  
отдела оценки инвестиций  
департамента контрактов и юридического  
сопровождения



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

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



С.Г. Амангалиева  
(разделы 6.2, 6.5)

Главный инженер проектов  
Алматинского отделения  
департамента разработки месторождений  
нефти и газа



А.Д. Дуйсенказиева  
(разделы 3, 4, 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  
направления промысловой геофизики  
Актауского отделения  
департамента геологии нефти и газа



М.А. Апакаева (Оңбосын)  
(глава 9)

Научный сотрудник  
Алматинского отделения  
департамента разработки месторождений  
нефти и газа



Р.О. Аширбекова  
(глава 9, разделы 3.1, 3.2,  
граф. приложения)

Научный сотрудник  
направления промысловой геофизики  
Актауского отделения  
департамента геологии нефти и газа



Ш.Е. Молдабекова  
(раздел 2.4)

Старший специалист  
Актауского отделения  
департамента бурения



А.Ю. Кулиева  
(раздел 7.1, 7.2, 7.2.3)

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



Б.Р. Джаков  
(глава 9, раздел 6.1)

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



Д.Д. Данабаев  
(раздел 6.1)

Нормоконтролер



М.С. Юсупова

## СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
РЕФЕРАТ.....	8
СПИСОК РИСУНКОВ.....	9
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	10
СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ.....	12
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ.....	13
ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	16
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	18
2.1 Характеристика геологического строения месторождения.....	18
2.2 Физические параметры продуктивных пластов и характеристики их неоднородности....	28
2.2.1 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности.....	28
2.2.2 Характеристика коллекторов по данным ГИС.....	29
2.2.3 Характеристика продуктивных отложений по керну.....	32
2.3 Физико-химические свойства нефти, газа, воды.....	34
2.3.1 Свойства пластовой нефти.....	34
2.3.2 Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях.....	36
2.3.3 Компонентный состав нефтяного газа.....	38
2.3.4 Физические свойства и химический состав пластовых вод.....	38
2.4 Физико-гидродинамическая характеристика.....	41
2.5 Запасы нефти и газа.....	44
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ.....	46
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов.....	46
3.1.1 Краткий анализ результатов опробования, испытания скважин и интенсификации притоков.....	47
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения.....	49
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки.....	49
3.2.2 Характеристика отборов нефти, жидкости и газа.....	50
3.2.3 Текущее энергетическое состояние залежей.....	51
3.3 Обоснование принятых расчетов геолого-физических моделей пластов.....	53
3.3.1 Обоснование расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки.....	53
3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки.....	53
3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки.....	57
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки.....	57
3.4.2 Обоснование расчётных вариантов разработки и их исходные характеристики.....	59
3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....	60
3.4.4 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин.....	60
3.5 Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей.....	61
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	67
4.1 Технологические показатели вариантов разработки.....	67
4.2 Технико-экономические показатели вариантов разработки.....	70
4.2.1 Основные подходы и допущения.....	70
4.2.2 Капитальные вложения.....	71
4.2.3 Эксплуатационные затраты.....	71
4.2.4 Налоги и отчисления.....	78
4.2.5 Показатели эффективности реализации проекта.....	86
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ.....	94



5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта .....	94
5.2 Учет возможности и предложений казахстанских производителей работ, услуг, товаров	98
<b>6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА .....</b>	<b>99</b>
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин ..	99
6.1.1 Технологические условия эксплуатации скважин .....	99
6.1.2 Основные положения проектных решений и технологические показатели эксплуатации .....	100
6.1.3 Расчет и обоснование минимальных давлений фонтанирования .....	100
6.1.4 Обоснование режимов эксплуатации и оборудования скважин .....	102
6.1.5. Обоснование и выбор режимов эксплуатации механизированных скважин .....	103
6.1.6 Обоснование выбора оборудования и режимов нагнетания .....	104
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов .....	106
6.3 Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин .....	109
6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа .....	111
6.5 Рекомендации к качеству используемого агента .....	112
<b>7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН .....</b>	<b>115</b>
7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ .....	115
7.1.1 Рекомендации к конструкциям скважин .....	115
7.1.2 Требования к производству буровых работ .....	116
7.1.3 Требования к технологии и качеству цементирования скважин .....	116
7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин .....	118
7.2.1. Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии .....	118
7.2.2 Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости .....	119
7.2.3 Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин .....	120
<b>8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ.</b>	<b>122</b>
<b>9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....</b>	<b>126</b>
9.1 Обязательный комплекс промысловых исследований .....	128
9.2 Гидродинамические методы контроля за процессом разработки .....	129
9.3 Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа .....	132
9.4 Объем и качество промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой .....	134
<b>10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....</b>	<b>142</b>
10.1 Общие сведения о месторождении .....	143
10.2 Краткая характеристика климатических условий района .....	144
10.3 Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу .....	146
10.3.1 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий .....	148
10.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов .....	151
10.5 Природоохранные мероприятия по сохранению недр .....	154
10.6 Мероприятия по уменьшению вредного воздействия отходов на окружающую среду ..	157
10.7 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия .....	159
10.8 Радиационная безопасность .....	162
10.9 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов .....	164
10.10 Мероприятия по охране растительного и животного мира .....	167
10.11 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций .....	171
10.12 Заключение .....	173
<b>11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....</b>	<b>174</b>
<b>12 РАСЧЁТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ .....</b>	<b>175</b>
<b>ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ .....</b>	<b>179</b>



## РЕФЕРАТ

Работа содержит: 211 страниц, в т.ч. 49 таблиц, 13 рисунков, 20 табличных приложений, а также в папку I вложено 6 графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, БАЛАНСОВЫЕ И ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ И РАСТВОРЁННОГО ГАЗА, ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ, ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ, ЗАКАЧКА ВОДЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ПРОЕКТНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ, ДОРАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ЛИКВИДАЦИОННЫЕ РАБОТЫ.

Объект исследования – нефтяное месторождение Северо-Восточный Дошан.

Целью настоящего Проекта разработки месторождения Северо-Восточный Дошан является выбор эффективной системы разработки с обоснованием рекомендуемого варианта разработки месторождения на основе «Подсчета запасов нефти, газа...» [3], выполненного по состоянию на 02.01.2022 г. и утвержденного Протоколом ГКЗ РК № -У от 08.08.2022 г. (далее ПЗ\_2022).

В проекте разработки приведены сведения о геологическом строении залежи углеводородов, геолого-физические характеристики продуктивного горизонта PZ, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа месторождения Северо-Восточный Дошан.

По результатам отчета по подсчету запасов продуктивный разрез месторождения представлен одним PZ горизонтом, вскрыт двумя скважинами. В данном проекте проанализировано текущее (01.01.2023 г.) состояние данных испытания и опробования скважин, приведены результаты ГДИС. Проведены технологические и технико-экономические расчеты по предложенным вариантам разработки. На основании их анализа выбран к реализации наиболее эффективный вариант.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой, охране недр и окружающей среды, доразведке, расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования.

Область применения – нефтепромысел месторождения Северо-Восточный Дошан.

Контрактная территория компаний КФ «ПетроКазахстан Венчерс Инк.» и АО «ПККР».





## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1 - Обзорная карта района работ.....	17
Рисунок 2.1 – Геологический разрез по линии Арысқум-Улытау.....	19
Рисунок 2.1 - Тектоническая схема Арысқумского прогиба.....	23
Рисунок 2.3 - Структурная карта по ОГ Pz.....	24
Рисунок 2.4 – Временные разрезы.....	25
Рисунок 2.3.1 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Изменение вязкости пластовой нефти при снижении пластового давления.....	36
Рисунок 2.4.1 – Зависимость проницаемости от пористости для отложений Pz продуктивного горизонта (Ф-Г) м. Кенлык и Северо-Восточный Дошан(PZ).....	41
Рисунок 2.4.2 – Соотношение S <sub>во</sub> от K <sub>пр</sub> по скв.37 м. Кенлык и скв. СВД-69 (а); соотношение S <sub>во</sub> от K <sub>п</sub> скв. СВД-69 и скв.37 м. Кенлык.....	42
Рисунок 2.4.3 – Скважина СВД-69. Кривые относительной фазовой проницаемости для нефти и воды.....	43
Рисунок 3.1 – Индикаторная диаграмма по скважине СВД-69 (интервал перфорации 2112-2135 м).....	46
Рисунок 3.2.1 - Динамика пластового давления.....	52
Рисунок 6.1.3.1 - Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье.....	102
Рисунок 6.1.6.1 – График зависимости давления нагнетания воды на устье и забойного давления от приёмистости скважины для НКТ с наружным диаметром НКТ 73 мм.....	104

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Таблица стратиграфических отбивок.....	22
Таблица 2.2.1 - Статистические показатели неоднородности продуктивных горизонтов по залежам .....	28
Таблица 2.2.2 – Характеристика толщин пластов-коллекторов .....	29
Таблица 2.2.3 - Среднее значение пористости и проницаемости пород-коллекторов .....	32
Таблица 2.2.4 – Характеристика отбора керна из отложений горизонта Pz.....	32
Таблица 2.2.5 - Среднее значение пористости и проницаемости пород-коллекторов палеозойского продуктивного горизонта .....	33
Таблица 2.3.1 - Месторождение С-В Дошан. Физико-химические свойства пластовой нефти по состоянию на 01.01.2023 г. ....	35
Таблица 2.3.2 - Месторождение С-В Дошан. Компонентный состав нефти по состоянию на 01.01.2023 г.....	35
Таблица 2.3.3 - Месторождение С-В Дошан. Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию на 01.01.2023 г. ....	37
Таблица 2.3.4 - Месторождение С-В Дошан. Компонентный состав нефтяного газа по состоянию на 01.01.2023 г.....	38
Таблица 2.3.5 –Показатели физико-химического состава пластовых вод месторождения Северо-Восточный Дошан .....	40
Таблица 2.4.1 - Комплекс специального лабораторного исследования керна .....	41
Таблица 2.4.2– Результаты экспериментов вытеснения нефти водой.....	43
Таблица 2.5 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по состоянию на 02.01.2022 г. ....	45
Таблица 3.1 – Северо-Восточный Дошан. Результаты гидродинамических исследований скважин .....	47
Таблица 3.2.1 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2023 г.....	49
Таблица 3.2.2 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Показатели добычи из скважин за время испытания в разведочный период на 01.01.2023 г.....	50
Таблица 3.3.3- Пластовые давления приведенные на отметку ВНК за период 2018-01.01.2023 гг.....	51
Таблица 3.3.1 – Входные данные к расчету дебита новых скважин .....	54
Таблица 3.4.1 – Северо-Восточный Дошан. Исходные геолого-физические характеристики объекта по состоянию на 01.01.2023 г.....	58
Таблица 3.4.2 – График ввода скважин из бурения и существующего фонда. 2 рекомендуемый вариант .....	59
Таблица 3.4.2 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки PZ .....	60
Таблица 3.5.1 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат .....	64
Таблица 3.5.2 - Нормативы расчета затрат по месторождению, связанные с налогообложением и ценой продукции .....	65
Таблица 3.5.3 - Расчет коэффициентов инфляции/дефляции.....	66
Таблица 4.1.1 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Горизонт PZ. Характеристика основного фонда скважин. 2вариант .....	68
Таблица 4.1.2 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Горизонт PZ. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 2 вариант .....	69
Таблица 4.2.2.1 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет капитальных вложений. Вариант 2.....	72

Таблица 4.2.3.1 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 2. ....	74
Таблица 4.2.3.4 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 2. ....	76
Таблица 4.2.3.7 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2 ...	79
Таблица 4.2.3.10 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Эксплуатационные затраты, балансовая прибыль и налогооблагаемый доход, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2. ....	81
Таблица 4.2.4.1 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2 .....	88
Таблица 4.2.5.1 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 2. ....	90
Таблица 4.2.5.4 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет потоков денежной наличности, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2. ....	92
Таблица 5.1.1 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Интегральные экономические показатели проекта .....	97
Таблица 6.5.1 - Требования к закачиваемой воде .....	112
Таблица 6.5.2 - Нормы содержания механических примесей и нефти в воде .....	113
Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция скважин .....	115
Таблица 7.1.3 - Рекомендации по цементированию обсадных колонн .....	116
Таблица 8.1 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению (PZ). Вариант 2 .....	123
Таблица 9.1.1 – Виды и объемы исследовательских работ по контролю за разработкой и периодичность .....	127
Таблица 9.4.1 – Объем геофизических исследований, выполненный в скважине СВД-69 .....	135
Таблица 9.4.2 – Сведения о техническом состоянии скважин по данным ГИС-к.....	135
Таблица 9.4.3 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Результаты интерпретации ГИС по контролю .....	137
Таблица 9.4.4 - Виды и периодичность геофизических исследований скважин по контролю за разработкой .....	140
Таблица 12.1 – Стоимость ликвидационных работ КФ «ПетроКазахстан Венчерс Инк» .....	176
Таблица 12.2 – Определение базового норматива отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования .....	176
Таблица 12.3 – Расчет отчислений по исполнению обязательств ликвидации последствий недропользования .....	177

## СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Таблица П. 4.1 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Горизонт PZ. Характеристика основного фонда скважин. 1 вариант .....	180
Таблица П. 4.2 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Горизонт PZ. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 1 вариант .....	181
Таблица П. 4.1 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Горизонт PZ. Характеристика основного фонда скважин. 3 вариант .....	182
Таблица П. 4.2 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Горизонт PZ. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 3 вариант .....	183
Таблица П.4.2.2.2 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет капитальных вложений. Вариант 1 .....	184
Таблица П.4.2.2.3 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет капитальных вложений. Вариант 3 .....	186
Таблица П.4.2.3.2 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1 .....	188
Таблица П.4.2.3.3 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 3 .....	190
Таблица П.4.2.3.5 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1 .....	192
Таблица П.4.2.3.6 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 3 .....	194
Таблица П.4.2.3.8 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1.	196
Таблица П.4.2.3.9 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3 .	198
Таблица П.4.2.3.11 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Эксплуатационные затраты, балансовая прибыль и налогооблагаемый доход, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1 .....	200
Таблица П.4.2.3.12 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Эксплуатационные затраты, балансовая прибыль и налогооблагаемый доход, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3 .....	202
Таблица П.4.2.4.2 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1. ....	204
Таблица П.4.2.4.3 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3 .....	206
Таблица П.4.2.5.2 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 1	208
Таблица П.4.2.5.3 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 3	209
Таблица П.4.2.5.5 - Расчет потоков денежной наличности, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1 .....	210
Таблица П.4.2.5.6 - Расчет потоков денежной наличности, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3 .....	211

## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	Номер прил.	Номер листа прил.	Масштаб прил.	Гриф секретности
1	2	3	4	5	6
1.	Месторождение Северо-Восточный Дощан. Геолого-литологический профиль по линии I-I.	1	1	гор.1:10000 верт.1:1000	Не секретно
2.	Месторождение Северо-Восточный Дощан. Схема ВНК продуктивного горизонта PZ.	2	1	верт.1:500	-«»-
3.	Месторождение Северо-Восточный Дощан. Продуктивный горизонт PZ. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	3	1	1:10000	-«»-
4.	Месторождение Северо-Восточный Дощан. Схема расположения пробуренных и проектных скважин по состоянию на 01.01.2023 г. Вариант 1.	4	1	1:10000	-«»-
5.	Месторождение Северо-Восточный Дощан. Схема расположения пробуренных и проектных скважин по состоянию на 01.01.2023 г. Вариант 2.	5	1	1:10000	-«»-
6.	Месторождение Северо-Восточный Дощан. Схема расположения пробуренных и проектных скважин по состоянию на 01.07.2022 г. Вариант 3.	6	1	1:10000	-«»-

**ВСЕГО: 6 графических приложения на 6 листах, из них 6 - Н/С.**



## ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Северо-Восточный Дошан расположено в зоне развития главного Каратауского разлома в Арысском прогибе Южно-Тургайской впадины.

Недропользователи месторождения Северо-Восточный Дошан – «ПетроКазахстан Венчерс Инкорпорейтед», «Сентас Текникал Сервисез, Л.Л.С», «Ориент Петролеум (Сентрал Эйжа), Лтд.», имеется Контракт №240 от 18.09.1998 г. на право разведки углеводородного сырья (Лицензия МГ №951-Д от 08.12.1997 г). Площадь геологического отвода за вычетом возвращенных участков составляет 896 км<sup>2</sup>.

Согласно Дополнению № 17 к Контракту № 240 от 18.09.1998 г. на право разведки углеводородного сырья, Недропользователь получил разрешение Компетентного органа на закрепление участка добычи на месторождении «Северо-Восточный Дошан» и подготовительного периода продолжительностью 3 года (письмо исх.№ ЗТ-2022-02430558 от 19 октября 2022 года, Протокол « 22/9 МЭ РК от 14 октября 2022 года).

В 2011 году был выполнен «Проект оценочных работ месторождения Юго-Восточный Дошан и Северо-Западного участка месторождения Дошан на период 2012-2013 гг.», согласно которому севернее структуры Юго-Восточный Дошан была пробурена скважина 41 [1]. В разрезе скважины были выделены перспективные на углеводороды пласты-коллекторы в палеозойских отложениях. Пласты были подтверждены опробованием.

В 2020 г. в районе скважины 41 была пробурена скважина 69, согласно утвержденному «Проекту оценочных работ месторождения Южный Дошан на Контрактной территории №240 на период 2019-2021 гг.» [2]. В её разрезе также выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы по данным интерпретации ГИС. Скважина СВД-69 была испытана и отработана на 3-х режимах, полученные результаты подтвердили нефтеносность PZ северного участка района.

Пробуренные скважины 41 и 69 на Северо-Восточном участке вскрыли выступ палеозойских отложений.

Наличие геологических отличий в строении, структурно-стратиграфической приуроченности отложений залежи Северо-Восточного участка, ее удаленности от центральной части соседнего месторождения Юго-Восточный Дошан, сопоставимом с удаленностью месторождений на Контрактной территории друг от друга, залежь открытого участка была рассмотрена как самостоятельное месторождение Северо-Восточный Дошан.

В 2022 г. впервые были подсчитаны запасы единственного продуктивного палеозойского горизонта данного месторождения в отчете «Подсчет запасов нефти и

растворенного газа месторождения Северо-Восточный Дошан по состоянию на 02.01.2022 г.» [3] и утверждены ГКЗ РК Протоколом №2451-22-У от 02.09.2022 г.

На 01.01.2023 г. на месторождении Северо-Восточный Дошан за период разведки проведены работы по опробованию и испытанию, отбору и изучению пластовых и поверхностных проб нефти, керна, проведены гидродинамические исследования в 2-х скважинах СВД-41 и СВД-69: свойства пластовой воды охарактеризованы 4 пробами (скв. СВД-69), свойства пластовой нефти представлены результатами исследований 2 глубинных проб (скв. СВД-41 и СВД-69); свойства дегазированной нефти представлены результатами исследований 2 проб (скв. СВД-41 и СВД-69), компонентный состав нефтяного газа изучен по 3 пробам; отобрано 3 м керна (вынос составляет 23,5 % от проходки) из скважины СВД-69. Фильтрационно-емкостные свойства пород определены по 4 образцам. По керну выполнены стандартные и специальные исследования; по скважинам проведены замеры пластовых давлений и температуры; в скважине СВД-69 было проведено комплексное исследование (МУО+КВД).

Фактический геолого-промысловый материал предоставлен КФ «ПетроКазахстан Венчерс Инк.» (КФ «ПКВИ»), авторы проекта выражают искреннюю благодарность сотрудникам КФ «ПКВИ» за сотрудничество при выполнении работы.

Таким образом, настоящий Проект разработки составлен на начальные утвержденные запасы ПЗ-2022 в связи завершением периода разведки, закреплением участка добычи и подготовительного периода и последующего закрепления периода промышленной добычи после получения Контракта на промышленную разработку.

Отчет выполнен по договору №2112096-V от 24.12.2021 г. между КФ «ПетроКазахстан Венчерс Инк.» и АО «НИПИнефтегаз» в соответствии с техническим заданием и методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и газовых месторождений и др. нормативных документов РК [4, 5, 6].

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение Северо-Восточный Дошан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан, на территории блоков ХХІХ-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 Арыкумского прогиба.

Площадь геологического отвода за вычетом возвращенных участков составляет 896 км<sup>2</sup> (рис. 1). В географическом отношении район работ представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 80 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 – 12 °С (до -40 °С), летом + 27 °С (до + 45 °С).

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 района работ находится нефтепровод Кумколь-Каракоин, связанный с ниткой нефтепровода Павлодар-Шымкент.

Обустройство системы подготовки нефти не планируется с учетом близкого расположения крупного ЦППН на месторождении Арыкум АО «ПККР».

Источники энергоснабжения на месторождении отсутствуют. Энергоснабжение будет обеспечиваться автономными электростанциями на дизельном топливе.





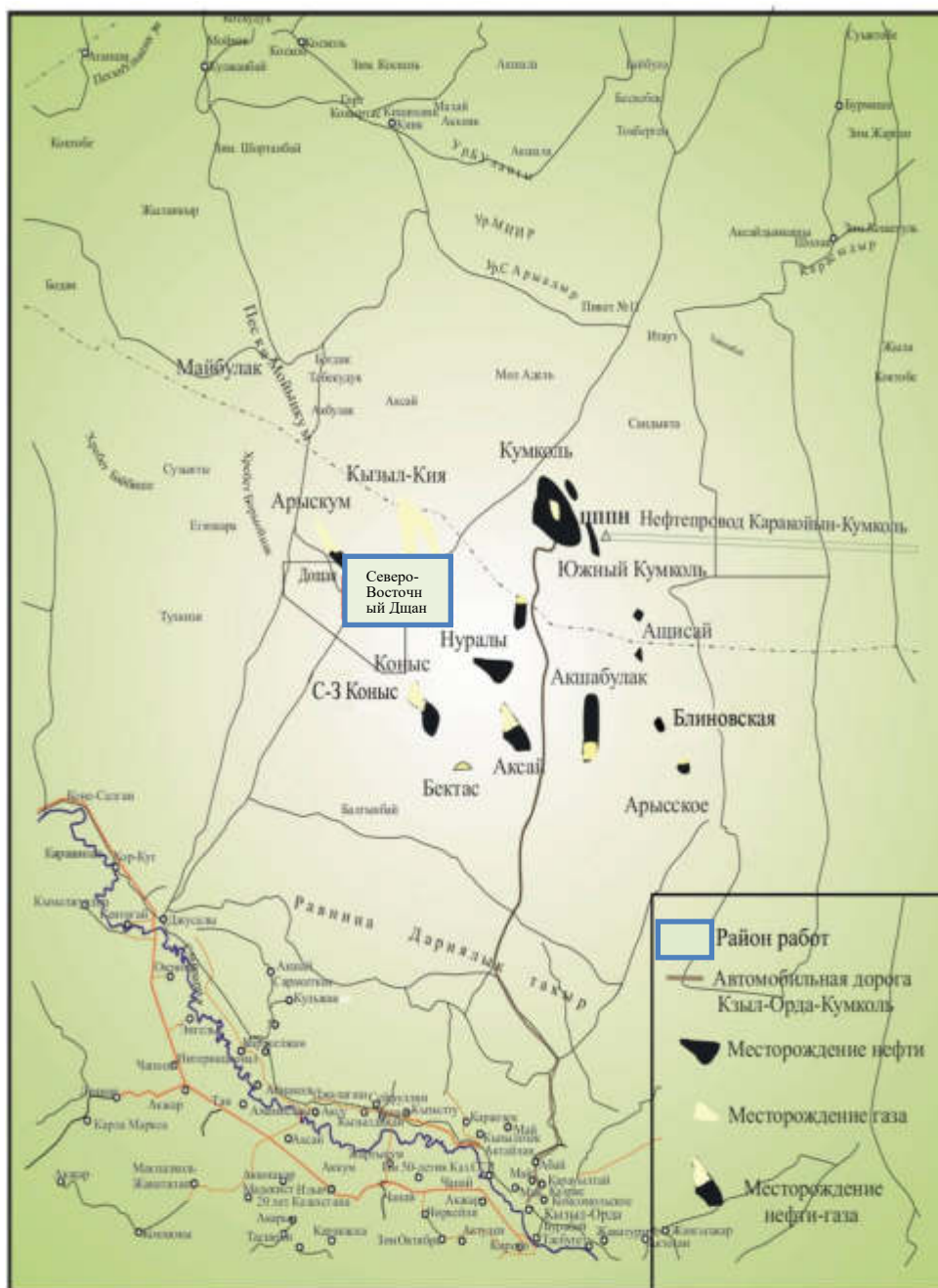


Рисунок 1 - Обзорная карта района работ

## 2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Характеристика геологического строения месторождения

Бурением скважин, а также по данным сейсморазведки установлено, что в разрезе месторождения участвуют отложения неоген-четвертичной, палеогеновой, меловой, юрской и палеозойской систем.

#### Протерозой-палеозойская группа

Протерозойские отложения на месторождении Северо-Восточный Дошан ни одной скважиной не вскрыты. Протерозойские отложения вскрыты скважиной 2-П близрасположенного месторождения Караванчи, пробуренной на Аксайской горст-антиклинали, где он представлен гнейсами кварц-биотит-плагиоклазового состава (рис. 2.1).

Палеозойские отложения (PZ) вскрыты скважинами месторождения Северо-Восточный Дошан. Палеозойские отложения месторождения Северо-Восточный Дошан по данным ГТИ и исследованию керна представлены выветрелой метаморфизированной глинисто-терригенной (аргиллиты, песчаники) сильно трещиноватой породой тёмно-серого цвета, пиритизированной по трещинам и хлоритизированной. Для породы характерна низкая пористость.

На соседнем месторождении Кызылкия скважиной 4-Г на локальном выступе были вскрыты отложения нижнепалеозойского возраста, где они представлены глинистыми сланцами и конгломератами.

На месторождении Аксай в скважине 16 отложения палеозоя представлены метаморфизованными песчаниками с прослоями аргиллитов.

К верхней части палеозойских отложений приурочен продуктивный горизонт PZ.

Вскрытая толщина отложений в пределах участка варьирует от 91,4 м (скв. СВД-69) до 97,6 м (скв. СВД-41).

#### Мезозойская группа

Юрская система (J). Юрская система представлена на месторождении Северо-Восточный Дошан только верхним отделом.

#### Верхний отдел (J<sub>3</sub>)

*Кумкольская свита (J<sub>3</sub>kt)* представлена песчаниками с прослоями темно-серых глин и алевролитов. В средней части разреза преобладают глины и алевролиты, а в нижней и верхней частях количество песчаников увеличивается. Отложения свиты вскрыты толщиной от 83,4 до 87,1 м.

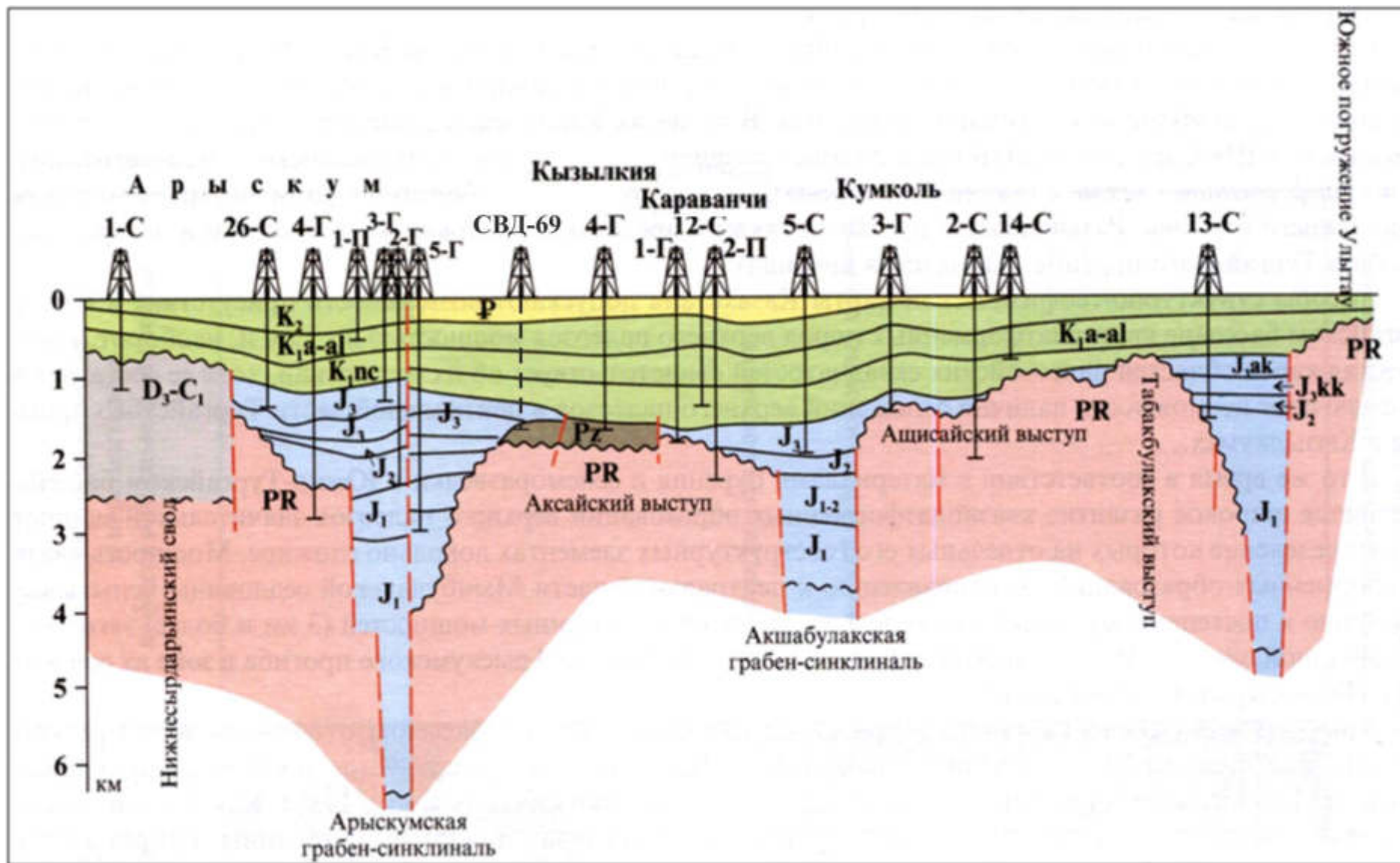


Рисунок 2.1 – Геологический разрез по линии Арыскум-Улытау

К песчаникам свиты регионально приурочены продуктивные горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III.

*Акшабулакская свита (J<sub>3ak</sub>)* залегает согласно на кумкольской. Разрез толщи сложен пестроцветными аргиллитоподобными глинами с прослоями песчаников и алевролитов.

Толщина свиты меняется от 233,7 до 238 м.

К песчаникам свиты регионально приурочен продуктивный горизонт Ю-0.

#### Меловая система (К)

Меловые отложения залегают на отложениях юры с угловым несогласием и представлены нижним и верхним отделами.

#### Нижний отдел (К<sub>1</sub>)

##### *Неокомский надъярус (К<sub>1nc</sub>)*

В разрезе нижнего неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

*Нижнедаульская подсвита (К<sub>1nc1</sub>)* расчленена на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

*Арыкумский горизонт (К<sub>1nc1</sub><sup>1ar</sup>)* является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа. На Кумкольском и других месторождениях горизонт делится на три пачки: нижнюю, среднюю и верхнюю. В пределах месторождения Северо-Восточный Дошан верхняя и средняя пачки выпадают (выклиниваются) из разреза.

Отложения арыкумского горизонта на месторождении представлены песчаниками, мелко-, среднезернистыми слабосцементированными с прослоями алевролитов и аргиллитов. Цемент глинистый, местами глинисто-карбонатный.

Толщина арыкумского горизонта изменяется от 17,2 до 21,6 м.

*Верхняя часть нижнедаульской подсвиты (К<sub>1nc1</sub><sup>2</sup>)* сложена коричневыми глинами с тонкими прослоями песчаников, алевролитов. Они являются региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыкумского горизонта, их толщина от 205 до 210 м. В верхней части имеются прослойки песчаников, к которым регионально приурочен продуктивный горизонт М-I.

*Верхнедаульская подсвита (К<sub>1nc2</sub>)* в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней – преимущественно глинами. Толщина – 123-327 м. К песчаникам верхнего неокома регионально приурочен продуктивный горизонт М-0.

Возраст даульской свиты в Арыкумском прогибе установлен на основании



обнаруженных единичных пресноводных остракод, типичных для отложений готерив-баррема, в связи с чем, устанавливается неокомским.

*Апт – альбский ярус. 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 прослоями гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Вскрытая толщина достигает 396 м. К песчаникам карачетауской свиты регионально приурочены продуктивные горизонты А-1 и А-2.

Возраст свиты по спорово-пыльцевому комплексу устанавливается апт-среднеальбским.

Нерасчлененный нижний и верхний отделы меловой системы ( $K_{1-2}$ ).

*Альб – сеноманский ярус. Кызылкиинская свита ( $K_{1-2}al_{3-s}$ )*

Отложения кызылкиинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестро-цветными глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты достигает 180 м.

Верхний отдел ( $K_2$ )

*Турон-сенонский ярус –  $K_{2t}-sn$*

На месторождении отложения турон-сенона не расчленены, однако в пределах Арыскупского прогиба они представлены тремя комплексами: *балапанской свитой туронского яруса ( $K_{2bl}$ ), верхним туроном – нижним сеноном ( $K_{2t_2}-sn_1$ ) и верхнесенонским надъярусом ( $K_{2sn_2}$ ).*

Балапанская свита залегает трансгрессивно на кызылкиинской свите и сложена зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен глауконита. Возраст установлен по спорам и пыльце как раннетуронский.

Отложения нерасчлененного верхнего турона – нижнего сенона залегают с размывом на породах балапанской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестро-цветных песков и глин. Возраст толщи обоснован комплексами спор и пыльцы.

Отложения верхнего сенона в большинстве случаев отсутствуют за счет размыва в предпалеогеновое время. Толща сложена серыми глинами в основании и белыми песками с прослоями известняков в верхней части разреза. Возраст толщи устанавливается на основании морской фауны, микрофауны и спорово-пыльцевых комплексов, как кампан-маастрихтский. Толщина отложений может достигать нескольких сотен метров.

Кайнозойская группа (KZ)

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген-четвертичной систем (P+N-Q).

Отложения палеогена обнажаются в юго-восточной части Контрактной территории, а в пределах месторождения прикрыты неоген-четвертичными отложениями и вскрыты скважинами. Отложения представлены различными песками и песчаниками, часто группирующихся в виде пластов и линз, серыми, зеленовато-серыми до черных монтмориллонитовыми, бентонитовыми глинами, с включениями обугленных растительных остатков, серыми, желтыми, коричневыми мергелями.

К неоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыкумского прогиба.

Толщина отложений палеогеновой и неоген-четвертичной систем изменяется от 70 до 250 м. Стратиграфические отбивки по скважинам приведены в таблице 2.1.

**Таблица 2.1 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Таблица стратиграфических отбивок**

Возраст	Параметр	Скважина	
		СВД-41	СВД-69
<b>K<sub>1a</sub>-al<sub>1,2</sub></b>	подошва по каротажу, м	1370	1370
	абсолютная отметка, м	-1142,7	-1142,0
	толщина, м	350	340
<b>K<sub>1nc2</sub></b>	подошва по каротажу, м	1550	1565
	абсолютная отметка, м	-1322,7	-1337,0
	толщина, м	180	195
<b>K<sub>1nc1</sub><sup>2</sup></b>	подошва по каротажу, м	1760	1770
	абсолютная отметка, м	-1532,7	-1542,0
	толщина, м	210	205
<b>K<sub>1nc1</sub><sup>1ar</sup></b>	подошва по каротажу, м	1781,6	1787,2
	абсолютная отметка, м	-1554,3	-1559,2
	вскрытая толщина, м	21,6	17,2
<b>J<sub>3ak</sub></b>	подошва по каротажу, м	2015,3	2025,2
	абсолютная отметка, м	-1788	-1797,2
	толщина, м	233,7	238
<b>J<sub>3km</sub></b>	подошва по каротажу, м	2102,4	2108,6
	абсолютная отметка, м	-1875,1	-1880,6
	толщина, м	87,1	83,4
<b>PZ</b>	кровля по каротажу, м	2102,4	2108,6
	абсолютная отметка, м	-1875,1	-1880,6
	толщина, м	97,6*	91,4*
<b>Забой скважины, м</b>		<b>2200</b>	<b>2200</b>
<b>Альтитуда ротора, м</b>		<b>227.3</b>	<b>228,0</b>
<i>Примечание: *вскрытая толщина</i>			

**Тектоническая характеристика месторождения**

Объект исследования настоящей работы – месторождение Северо-Восточный Дошан, находится в Южно-Тургайском осадочном бассейне на стыке Арыкумской грабен-синклинали и Аксайской горст-антиклинали Арыкумского прогиба (рис. 2.2).



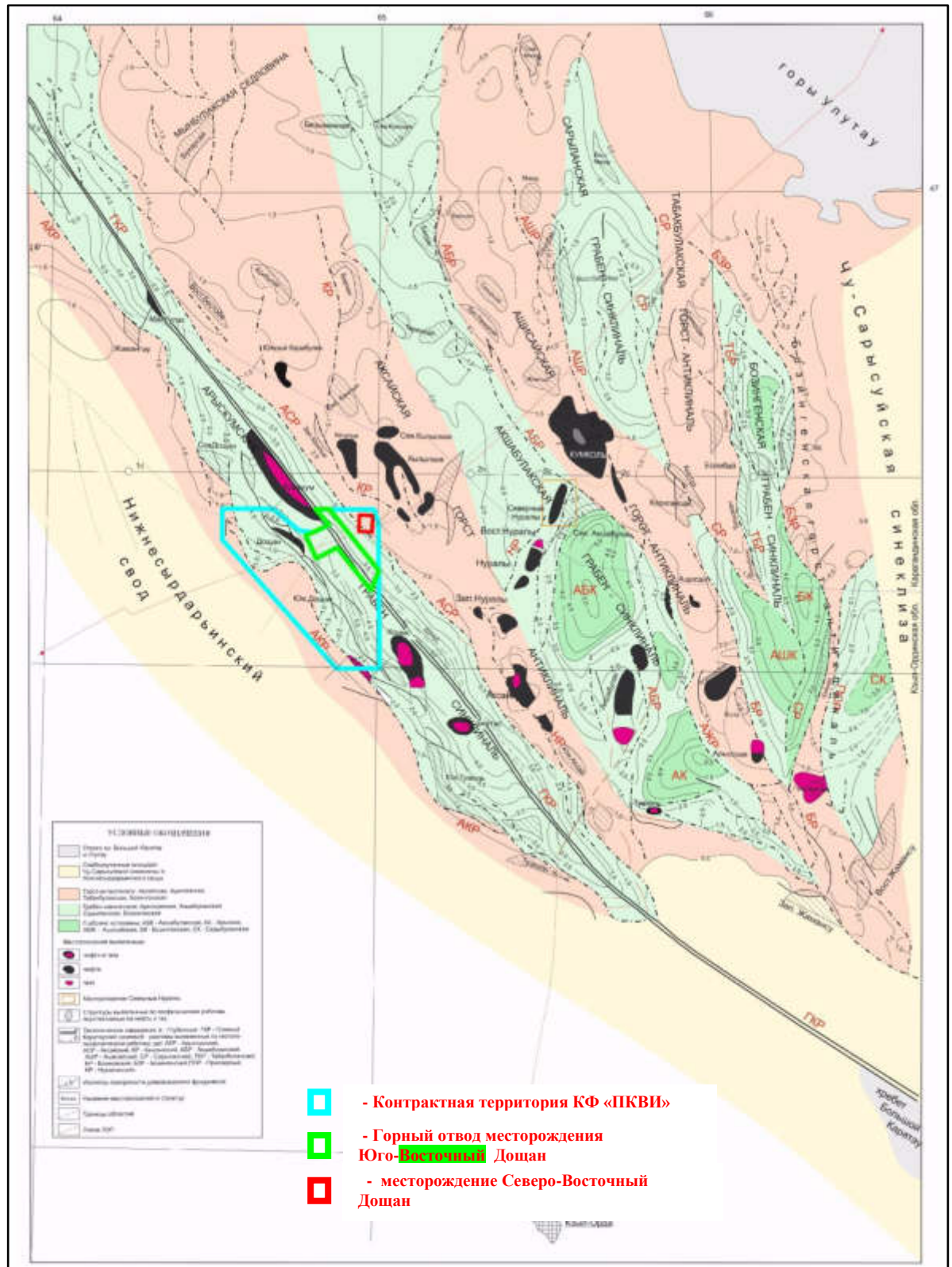


Рисунок 2.1 - Тектоническая схема Арысумского прогиба

Карта по отражающему горизонту PZ (рис. 2.3) была использована в качестве структурной основы для подсчетного плана в работе [3].

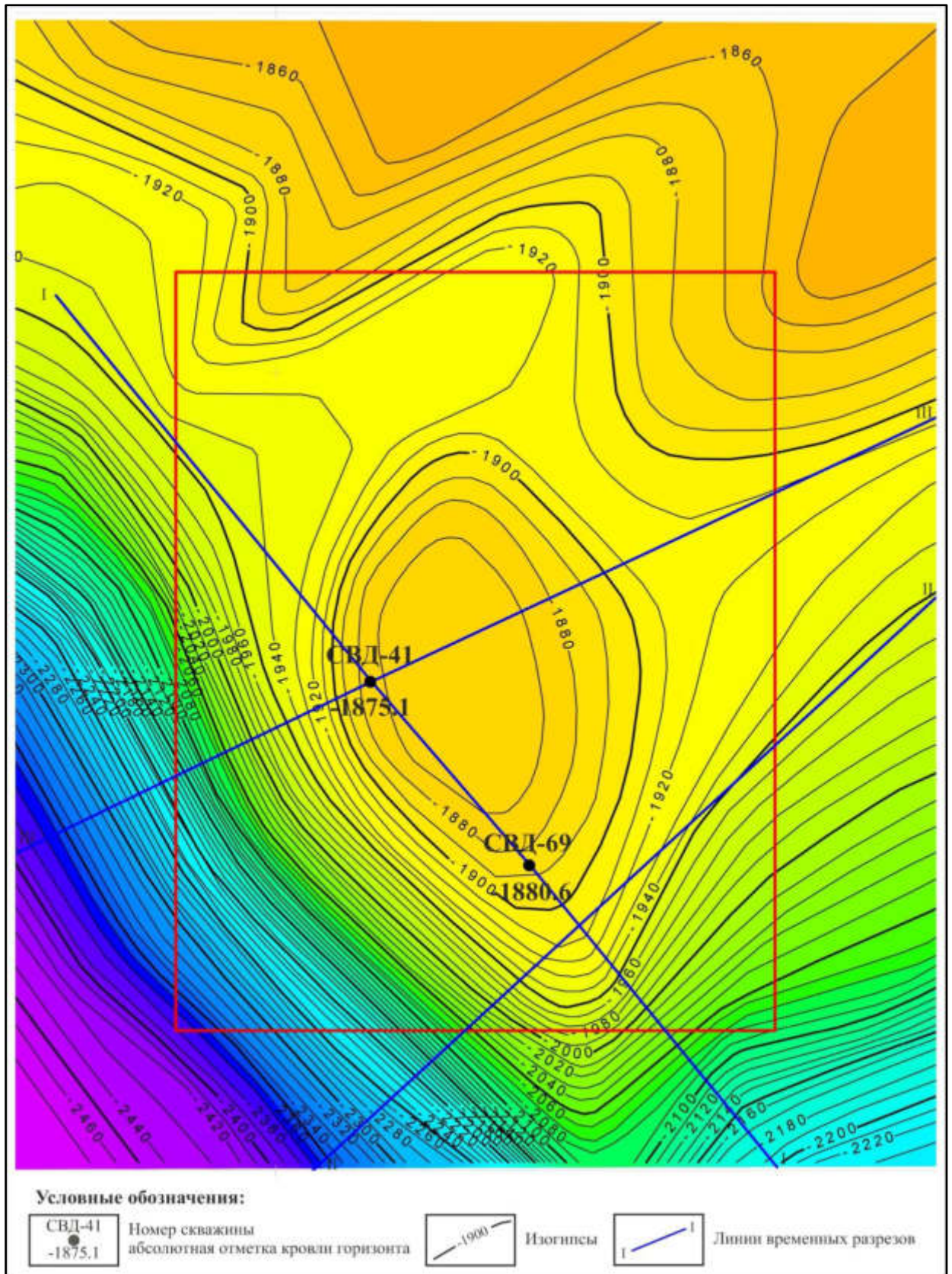


Рисунок 2.3 - Структурная карта по ОГ Pz

Ниже на рисунке 2.4 приведены временные разрезы вдоль и вкрест простирания структуры: временной разрез из 3Д по линии скважин СВД-41–СВД-69, временной разрез 2Д



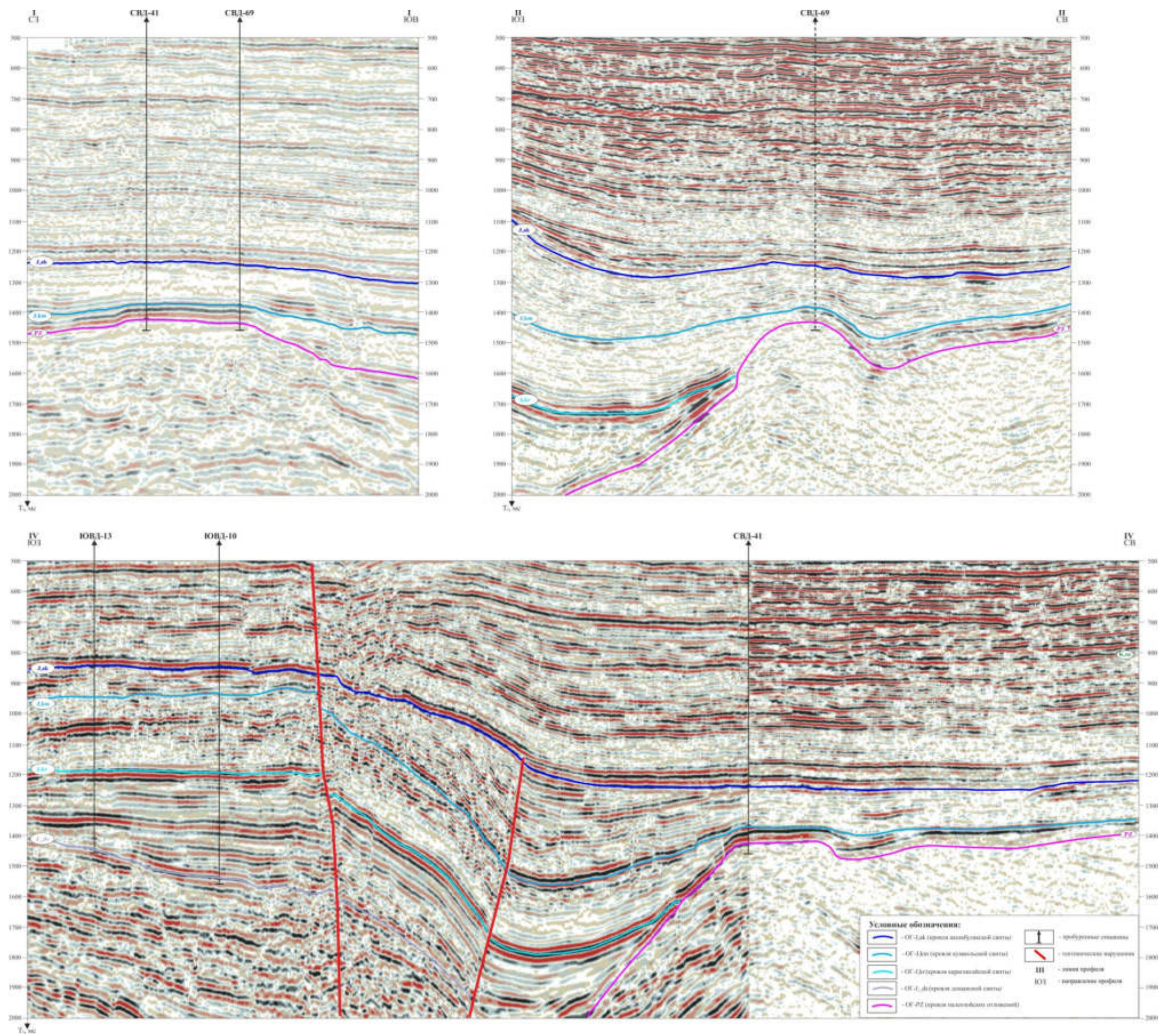


Рисунок 2.4 – Временные разрезы

по профилю Dos-04-18 и объединенный (2Д и 3Д) временной разрез по линии скважин ЮВД-13–ЮВД-10–СВД-41.

Структура Северо-Восточный Дощан выделяется как брахиантиклинальная складка субмеридионального простирания, где верхнеюрско-меловые отложения прямо ложатся на палеозойское основание, и облекает палеозойскую структуру. Размеры структуры по палеозою по замыкающей изогипсе -1910 м составляют  $2,6 \times 1,7$  км.

### **Нефтеносность**

На месторождении Северо-Восточный Дощан пробуренными скважинами СВД-41 и СВД-69 установлена продуктивность палеозойских отложений – выявлена 1 нефтяная залежь.

#### *Продуктивный горизонт PZ.*

Залежь установлена по результатам опробования скважины СВД-41 и подтверждена результатами опробования скважины СВД-69.

В скважине СВД-41 по данным интерпретации материалов ГИС выделены только нефтенасыщенные пласты-коллекторы эффективной толщиной 12,6 м. Подошва нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора фиксируется на абсолютной отметке -1915,5 м.

В скважине СВД-41 после перфорации интервала 2103-2118 м (-1875,7-1890,7 м) и вызова притока свабированием было извлечено  $3,62 \text{ м}^3$  технической воды. Затем в интервале были проведены ГРП и СКО, после чего был осуществлен вызов притока снижением уровня жидкости в стволе скважины методом свабирования. После очистки призабойной зоны с помощью закачки азота из объекта опробования была получена нефть объемом  $28,68 \text{ м}^3$ ,  $7,32 \text{ м}^3$  пластовой воды и задавочно-техническая жидкость объемом  $60,49 \text{ м}^3$ . Обводненность в процессе опробования линейно снижалась со 100 % до 18,3 %. Получение пластовой воды, вероятно, связано с созданием трещин во время ГРП.

В скважине СВД-69 по данным интерпретации материалов ГИС эффективная нефтенасыщенная толщина составила 18,2 м. Подошва нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора фиксируется на абсолютной отметке -1926,8 м.

В скважине СВД-69 после перфорации интервала 2112-2135 м (-1884-1907 м) вызов притока был осуществлен снижением уровня жидкости в стволе скважины методом свабирования. После вызова притока скважина фонтанировала и на штуцере 7 мм в период с 15 по 19 октября 2021 г. было получено  $202,64 \text{ м}^3$  нефти,  $29,98 \text{ м}^3$  пластовой воды,  $2,7 \text{ м}^3$  задавочно-технической жидкости. За время исследования обводненность снизилась с 61,3 % до 4,9 %. 19 ноября 2021 г. в скважине проведены исследования по ГИС-контролю, по результатам которого предполагается незначительный заколонный переток из нижележащих



пластов-коллекторов, а также не исключается возможность работы неперфорированного участка вверх по пласту (межпластовое сообщение) в перфорированную зону. Благоприятным фактором для возникновения заколонного перетока может служить плохое качество цементирования скважины, что подтверждается записью кривых АКЦ от 28.07.2020 г. в интервале 2072-2172 м.

Положение водонефтяного контакта принято условно по подошве нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине СВД-69 на абсолютной отметке -1926,8 м.

Залежь пластовая, сводовая. Площадь нефтеносности – 2610 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи составляет порядка 60 м.



## 2.2 Физические параметры продуктивных пластов и характеристики их неоднородности

### 2.2.1 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Выделение пластов-коллекторов в разрезе каждой скважины осуществлялось по материалам промыслово-геофизических исследований при совместном рассмотрении с результатами исследований керна и другими исследованиями.

Все скважины (скв. СВД-41, СВД-69), пробуренные на месторождении, вскрыли палеозойские пласты-коллекторы, что говорит о том, что палеозойский коллектор на месторождении распространен повсеместно, коэффициент распространения равен единице. Коэффициент расчлененности, ввиду большой толщины продуктивного горизонта и большого общего количества пластов-коллекторов рассчитывался только по количеству нефтенасыщенных пластов, для более точного представления о строении залежи.

Ниже приводится характеристика толщин, коллекторских свойств и неоднородности по палеозойскому горизонту.

В таблице 2.2.1 приведены показатели неоднородности для палеозойской залежи, в таблице 2.2.2 – характеристика толщин, их средние значения и пределы изменения, по скважинам, вскрывшим залежь. Характеристика толщин приводится в целом по залежи и с разделением по зонам насыщения.

На графическом приложении 2 приведен профильный разрез, наглядно отражающий распространение, распределение и расчлененность коллекторов продуктивного горизонта в пределах залежи.

**Таблица 2.2.1 - Статистические показатели неоднородности продуктивных горизонтов по залежам**

Горизонт	Залежь, район скважины	Кол-во скважин, исполь-зуемых для определения	Доля коллектора, д.ед.		Коэффициент расчлененности		Коэффициент распространения коллекторов, д.ед.
			среднее значение	коэфф. вариации	среднее значение	коэфф. вариации	доли ед.
PZ	СВД-41, СВД-69	2	0,382	0,004	13	0,053	1,0

#### *Палеозойский продуктивный горизонт.*

Залежь вскрыта двумя скважинами (скв. СВД-41, СВД-69). Общая эффективная толщина продуктивного горизонта PZ по скважинам, вскрывшим залежь, изменяется в пределах 35,1-44,9 м и в среднем составляет 40 м.

В скважине СВД-41 по данным интерпретации ГИС эффективная нефтенасыщенная толщина пластов-коллекторов составляет 12,6 м, в скважине СВД-69 – 18,2 м. Средняя

нефтенасыщенная толщина пластов-коллекторов составляет 15,4 м.

**Таблица 2.2.2 – Характеристика толщин пластов-коллекторов**

Горизонт	Толщина	Наименование	ЧНЗ	ВНЗ	В целом по залежи
PZ	Общая	Средняя, м	40	-	40
		Коеф-т вариации, д.ед.	0,015	-	0,015
		Интервал изменения, м	35,1-44,9	-	35,1-44,9
	Эффективная	Средняя, м	15,4	-	15,4
		Коеф-т вариации, д.ед.	0,033	-	0,033
		Интервал изменения, м	12,6-18,2	-	12,6-18,2
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	15,4	-	15,4
		Коеф-т вариации, д.ед.	0,033	-	0,033
		Интервал изменения, м	12,6-18,2	-	12,6-18,2

### 2.2.2 Характеристика коллекторов по данным ГИС

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении закончены бурением 2 скважины. Пробуренными на месторождении скважинами СВД-41 и СВД-69 вскрыты продуктивные палеозойские (PZ) отложения, которые являются объектом исследования в данной работе.

Керн, отобранный в небольшом объеме из скважины СВД-69 (3 м) описан как глинисто-терригенная, метаморфизованная порода.

Палеозойские отложения на близлежащих месторождениях (Кенлык, Кумколь) представлены карбонатно-терригенными и терригенно- карбонатными комплексами пород, местами метаморфическими, характеризующиеся сложным строением пустотного пространства.

Геофизические исследования проведены в скважинах СВД-41 и СВД-69, пробуренных долотом диаметром 215,9 мм, в интервале объекта исследования на глубине 2100-2170 м. В качестве промывочной жидкости (ПЖ) использован буровой раствор на полимерной основе, технологические параметры которой по скважинам представлены в Книге I таблице 3.2: плотность, вязкость и удельное сопротивление, соответственно, 1,14 г/см<sup>3</sup>, 51-54 с, 0,37-1,56 Ом.

Пластовые воды палеозойских отложений представлены 3 представительными пробами из интервала 2112-2135 м из скважины СВД-69; по генетической классификации В.А. Сулина хлоркальциевые, минерализация в пределах – 84,2-106 г/дм<sup>3</sup>; удельное сопротивление в соответствии с минерализацией и температурой принято равным 0,03 Ом.

Комплекс геофизических исследований (ГИС) в пробуренных скважинах выполнен в полном объеме и включает следующие методы: гамма-каротаж (GR, gAPI), спектральный гамма-каротаж (SGR), потенциал самополяризации (SP), кавернометрию (CALX) и профилометрию (SC1,SC2); индукционный каротаж в многозондовой модификации (HDIL, зонды M2RX-M2R9); акустический каротаж (DT12); лито-плотностной каротаж (ZDEN+PE);

компенсированный нейтронный каротаж (CNC) с регистрацией водородосодержания (W); термометрия при производстве каротажных работ.

Для оценки качества цементирования обсадных колонн проводились исследования акустическим цементомером (АКЦ).

Пространственное положение стволов скважин определялось непрерывной записью инклинометрии, по замерам которой скважины вертикальные.

В основном, комплекс ГИС по скважинам СВД-41 и СВД-69 выполнен.

За период эксплуатации месторождения в обсаженном стволе скважины СВД-69 проведены исследования (18-19.11.2021 г.) методами ГИС-к с целью определения профиля притока.

Комплекс состоял из методов естественной радиоактивности (ГК), локатора муфт (ЛМ, CCL), термометрии (Т), термокондуктивной дебитометрии (СТИ), манометрии (МН), резистивиметрии (РИ), механической расходомерией (РГД).

Из интервала перфорации 2112-2135 м получены «нефть, нефть+вода и вода-нефть»; результаты опробования подтверждают характер насыщения выделенных коллекторов по ГИС открытого ствола. По результатам проведенного ГИС-к рассчитан коэффициент охвата (Кохв) работой перфорированных толщин, который составляет 100 %. Более подробно результаты представлены в разделе 9.3 настоящего отчета.

Контроль качества кривых каротажа осуществлялся статистическим способом: соответствием значений геофизических параметров характеристике опорного пласта – глинистой толще пород над палеозойским горизонтом (PZ) на глубине 2083-2095 м, имеющего стандартную характеристику по диаграммам ГИС: значения  $\Delta T$  в среднем 274 мкс/м, УЭС по БК около 4,1 Ом, плотность 2,62 г/см<sup>3</sup>, водородосодержание 0,21 д.ед.

*Геофизическая характеристика* продуктивного разреза месторождения выполнена на основе показаний методов ГИС, литологического описания керна; результатов опробования, соответствует литолого-физической характеристике карбонатно-терригенных и терригенно-карбонатных пород, а именно, разрез пород характеризуется параметрами в широком диапазоне: удельным электрическим сопротивлением (УЭС) от 4,3 до 254,5 Ом, плотностью пород по диаграммам ГГКП от 2,42 до 2,83 г/см<sup>3</sup>; временем пробега упругих продольных волн ( $\Delta T$ ) по АК от 175 до 388 мкс/м, значения нейтронной пористости (W) от 10 до 30 %. Естественная радиоактивность изменяется в диапазоне 80-180 GAPI.

Для разделения разреза на коллекторы и вмещающие породы привлекался весь набор качественных косвенных и прямых признаков, характерных для коллекторов.

При неоднозначной характеристике применялись количественные критерии,

принятые равным  $K_{п\_гр}=0,05$  д.ед.; верхнее значение объемной глинистости  $K_{гл\_гр}=0,15$  д.ед. [3]

*Оценка характера насыщения* коллекторов продуктивных горизонтов осуществлялась по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) и расчетному коэффициенту нефтегазонасыщенности (Кнг).

Критическое значение коэффициента водонасыщенности принято равным 0,60 д.ед., [ПЗ\_СВД\_2022], величина которого подтверждена результатом эксперимента по относительным фазовым проницаемостям – кривые ОФП для нефти и воды (раздел 2.4), а также находится в соответствии с геофизической характеристикой опробованных пластов.

Нефтенасыщенные опробованные пласты-коллекторы продуктивного горизонта характеризуются удельным электрическим сопротивлением (УЭС) от 8,7 до 67,2 Ом, пористостью 0,07-0,15 д.ед; коэффициентами нефтегазонасыщенности (Кнг) – от 0,50 до 0,79 д.ед.

При интерпретации материалов ГИС в программе «Interactive Petrophysics» вводились петрофизические константы (параметры основных типов пород и флюидов и др.), расчет осуществлялся интерактивно, соответственно объемному содержанию типов пород и флюидов.

Результатами интерпретации петрофизических параметров явились полученные величины коэффициентов пористости и насыщенности, а также литологический состав.

*Определение глинистости* коллекторов проводилось по данным гамма-метода с использованием двойного разностного параметра (ДГК), рассчитанного по уравнению Ларионова В.В. для древних пород.

*Определение  $K_p$  по ГИС* осуществлялось по комплексу методов АК, ГГК, НК в сочетании с фотоэлектрическим методом; в основу определения пористости положены известные зависимости « $\Delta T - K_p$ », «ГГКП –  $K_p$ » и «НК –  $K_p$ ».

*Коэффициент водонасыщенности* рассчитывался по методу электрического сопротивления по уравнению Арчи-Дахнова с применением обобщенных петрофизических зависимостей ( $R_p=1,0/K_p^{1,85}$ ,  $R_n=1,0/K_v^2$ ).

Рассчитанные значения коэффициентов объемной глинистости, пористости и нефтенасыщенности по всем пластам-коллекторам по ГИС изменяются от 0,01 до 0,15 д.ед., 0,06 до 0,15 д.ед. и 0,50 до 0,90 д.ед., соответственно.

В таблице 2.2.3 представлены характеристики коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности по продуктивному горизонту PZ по скважинам СВД-41 и СВД-69.

**Таблица 2.2.3 - Среднее значение пористости и проницаемости пород-коллекторов**

Вид исследований	Наименование параметра	Пористость, д.ед.	Начальная нефтенасыщенность, д.е.	Проницаемость $\times 10^{-3}$ , мкм <sup>2</sup>
Pz				
Лабораторные (керн)	Количество скважин	1	-	1
	Количество определений	1	-	1
	Среднее значение	0,078	-	0,881
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Геофизические	Количество скважин	2	2	-
	Количество определений	30	30	-
	Среднее значение	0,09	0,69	-
	Коэффициент вариации	0,049	0,017	-
	Интервал изменения	0,06-0,15	0.50-0,90	-
Гидродинамические	Количество скважин	-	-	1
	Количество определений	-	-	1
	Среднее значение	-	-	31,8
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-

### 2.2.3 Характеристика продуктивных отложений по керну

Отложения продуктивного горизонта Pz представлены 3 м керн (скв. СВД-69) при выносе керна от проходки 23,51 % (табл. 2.2.4), фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) изучены по 4 образцам, из них представительный 1 образец (с пористостью (Кп) 0,078 д.ед., абсолютной проницаемостью (Кпр)  $0,881 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) и три образца – соответственно Кп=0,153 (0,055-0,229) д.ед и Кпр=134,1 (0,003-373,17) $\times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

**Таблица 2.2.4 – Характеристика отбора керна из отложений горизонта Pz**

№ керн	Горизонт	Интервал отбора керна		Проходка, м	Вынос керна, м	Вынос керна от проходки, %	Количество исследованных образцов
		верх	низ				
1	PZ	2114,12	2117,88	3,76	2	53,2	3
2	PZ	2117,88	2126,88	9	1	11,1	1
<b>Итого</b>				12,76	3	23,51	4

Отложения продуктивных горизонтов представлены глинисто-терригенными, метаморфизованными породами темно-серого цвета; пиритизированными по трещинам и хлоритизированными (местами зеленого цвета). При имеющейся недостаточной освещенности керном и изученности ФЕС рассматриваемых отложений (Pz горизонта) использованы результатов замеров по своему керну и установленных соотношений по керну месторождения Кенлык (для палеозойского продуктивного горизонта) [3].

На месторождении Кенлык отложения палеозойского продуктивного горизонта по керну охарактеризованы 106,7 м керн (60,4 % от проходки) из 22 скважин,



проанализировано 112 образцов пород.

Выделенные по ГИС пласты-коллекторы охарактеризованы керном в скважине 37: пористость по 13 образцам составляет 0,097 (0,061-0,161) д.ед., проницаемость для газа по 12 определениям – 1,13 (0,09-2,94)×10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, но для которых однозначно не определена литолого-петрографическая характеристика исследованных пород. Всего имеется 31 проницаемый образец с Кп>5 %, также к представительным образцам добавлены образцы с высокой пористостью, по которым не замерена проницаемость.

В таблице 2.2.5 приведены средние значение пористости и проницаемости пород-коллекторов.

**Таблица 2.2.5 - Среднее значение пористости и проницаемости пород-коллекторов палеозойского продуктивного горизонта по керну**

Продуктивные горизонты	Наименование параметра	Пористость, д.ед.	Проницаемость ×10 <sup>-3</sup> , мкм <sup>2</sup>
Северо-Восточный Дошан	Количество скважин	1	1
	Количество определений	1	1
	Среднее значение	0,078	0,881
	Интервал изменения	-	-

Таким образом, следует продолжить исследование керновых данных со своего месторождения с целью создания петрофизической основы для интерпретации данных ГИС, а также получения физико-гидродинамических характеристик пород, слагающих продуктивный разрез месторождения. [3].

### **2.3 Физико-химические свойства нефти, газа, воды**

По состоянию на 01.01.2023 г. по месторождению Северо-Восточный Дошан физико-химические свойства пластовой нефти горизонта PZ представлены результатами исследований 2-х глубинных проб из скважин 41 (интервал перфорации – 2103-2118 м) от 22.12.2014 г. и 69 (интервал перфорации – 2112-2135 м) от 30.10.2021 г., свойства дегазированной нефти – по результатам исследований 2-х проб из скважин 41 от 30.12.2014 г. и 69 от 26.10.2021 г.

Компонентный состав нефтяного газа изучен по 2-м пробам газа однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин 41 и 69, а также по устьевой пробе газа из скважины 69 от 22.10.2021 г.

Глубинные пробы нефти отбирались пробоотборниками в 2-х контейнерах объемами по 400 мл. Поверхностные пробы нефти отбирались во время исследований по общепринятой методике после сепаратора в 1-1,5 л герметичные емкости в количестве 3-5 литров.

Исследование пластовой нефти проведено в лаборатории компании «СиЭнИСи», исследование дегазированной нефти в ТОО «Ойлсерт Интернейшнл».

#### **2.3.1 Свойства пластовой нефти**

Физико-химические свойства пластовой нефти горизонта PZ месторождения Северо - Восточный Дошан представлены результатами исследований 2-х проб из скважин 41 (интервал перфорации – 2103-2118 м) от 22.12.2014 г. и 69 (интервал перфорации – 2112-2135 м) от 30.10.2021 г.

По глубинным пробам в лаборатории проведена проверка качества, определение типа флюида, по результатам моделирования в программе Eclipse получена диаграмма фазового состояния пластового флюида и по выбранным пробам выполнены следующие эксперименты:

- опыт объемного расширения пластовой системы;
- опыт однократного разгазирования;
- определение вязкости пластовой нефти;
- определение плотности пластовой нефти;
- определение компонентного состава.

В результате опыта объёмного расширения пластовой нефти получены значения давления насыщения и коэффициент сжимаемости пластовой нефти. При однократном



разгазировании пластовой нефти до стандартных условий определялись газосодержание, объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, усадка.

Вся информация по результатам исследований приведена в таблице 2.3.1.

Среднее значение газосодержания составляет 120,03 м<sup>3</sup>/т, давления насыщения – 12,73 МПа, объёмный коэффициент – 1,347 д.ед., плотность пластовой нефти – 0,690 г/см<sup>3</sup>, вязкость пластовой нефти – 0,97 мПа·с.

В таблице 2.3.2 приведён компонентный состав пластовой и разгазированной нефти.

**Таблица 2.3.1 - Месторождение С-В Дошан. Физико-химические свойства пластовой нефти по состоянию на 01.01.2023 г.**

№ скв.	41	69	Среднее значение	
Горизонт	PZ	PZ		
Интервал перфорации, м	2103,0-2118,0	2112,0-2135,0		
Глубина отбора проб, м	2060	1800		
Дата отбора	22.12.2014	30.10.2021		
Пластовое давление, МПа	12,27	15,96		
Пластовая температура, °С	91,6	94,2		
<b>Замеренные значения</b>				
Давление насыщения, МПа	11,39	14,07		<b>12,73</b>
Объёмный коэффициент нефти, д.ед.	1,396	1,298		<b>1,347</b>
Усадка нефти, %	28,38	22,96	<b>25,67</b>	
Газосодержание	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	104,00	93,10	<b>98,55</b>
	м <sup>3</sup> /т	127,29	112,76	<b>120,03</b>
Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	пластовая	0,674	0,705	<b>0,690</b>
	поверхностная	0,817	0,826	<b>0,821</b>
Динамическая вязкость нефти, мПа·с	1,158	0,788	<b>0,97</b>	
Коэффициент сжимаемости нефти, 10 <sup>-3</sup> 1/МПа	2,33	2,39	<b>2,36</b>	
Коэффициент растворимости, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> /МПа	9,16	6,62	<b>7,89</b>	
Исполнитель	СиЭнИСи			

**Таблица 2.3.2 - Месторождение С-В Дошан. Компонентный состав нефти по состоянию на 01.01.2023 г.**

№ скв.	41	69		
Горизонт	PZ	PZ		
Интервал перфорации, м	2103,0-2118,0	2112,0-2135,0		
Глубина отбора проб, м	2060	1800		
Дата отбора	22.12.2014	30.10.2021		
Тип нефти	пласт.	дегаз.	пласт.	дегаз.
<b>Содержание компонентов, % мольн.</b>				
Углекислый газ	0,18	0,00	0,43	0,00
Азот	0,69	0,00	0,64	0,00
Метан	32,70	0,00	40,10	0,00
Этан	6,55	0,00	5,77	0,00
Пропан	8,20	0,00	3,10	0,00
и-Бутан	1,12	0,24	0,65	0,58
н-Бутан	3,01	0,48	1,82	0,87
и-Пентан	1,14	0,59	0,77	0,68
н-Пентан	1,58	1,12	1,18	1,16
Гексан	2,26	3,44	1,76	2,79
Гептан+высшие	42,57	94,14	43,78	93,92
Всего:	100,0	100,0	100,0	100,0
Исполнитель	СиЭнИСи			

На рисунке 2.3.1 представлены изменение вязкости пластовой нефти при снижении

пластового давления по скважинам СВД-41 и СВД-69.

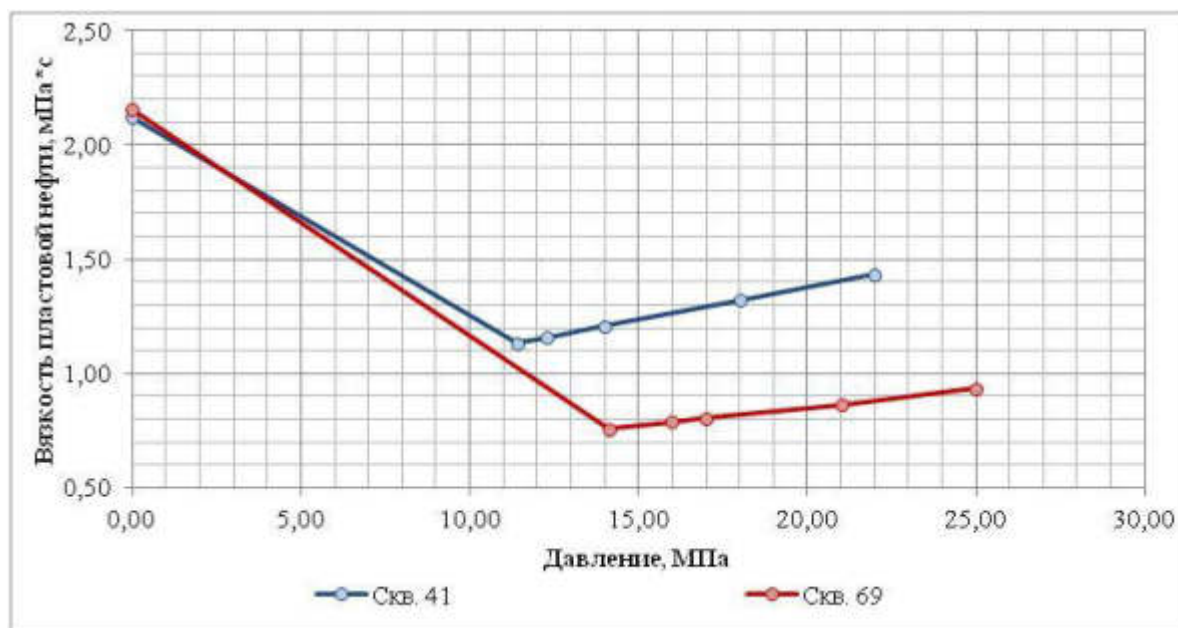


Рисунок 2.3.1 – Месторождение Северо-Восточный Дощан. Изменение вязкости пластовой нефти при снижении пластового давления

### 2.3.2 Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства дегазированной нефти горизонта PZ месторождения Северо-Восточный Дощан представлены результатами исследований 2-х проб из скважин 41 (интервал перфорации – 2103-2118 м) от 30.12.2014 г. и 69 (интервал перфорации – 2112-2135 м) от 26.10.2021 г.

Результаты исследований представлены в таблице 2.3.3.

Плотность нефти при стандартных условиях составляет  $0,8161 \text{ г/см}^3$ , кинематическая вязкость при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  –  $6,17 \text{ мм}^2/\text{с}$ , при  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  –  $3,58 \text{ мм}^2/\text{с}$ , Массовое содержание общей серы составляет  $0,07 \%$ , высокомолекулярных парафинов –  $11,90 \%$ , смол силикагелевых –  $1,82 \%$ , асфальтенов –  $0,07 \%$ . Сероводород отсутствует.

Температура застывания нефти по результатам исследования составляет  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ , температура плавления парафина –  $46 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Температура начала кипения составляет  $69 \text{ }^\circ\text{C}$ , объёмный выход светлых фракций при температуре  $200 \text{ }^\circ\text{C}$  –  $26 \%$ , при  $300 \text{ }^\circ\text{C}$  –  $49 \%$ .

Содержание в нефти металлов минимально и не имеет промышленного значения.

Таблица 2.3.3 - Месторождение С-В Дошан. Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию на 01.01.2023 г.

№ скв.		41	69	Среднее значение
Горизонт		PZ		
Дата отбора		30.12.2014	26.10.2021	
Интервал перфорации, м		2103-2118	2112-2135	
Исполнитель		ТОО Ойлсерт Интернейшнл		
<b>Свойства и состав нефти</b>				
Плотность, г/см <sup>3</sup>		0,8295	0,8026	<b>0,8161</b>
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с	20°С	10,19	-	<b>10,19</b>
	30°С	5,87	6,46	<b>6,17</b>
	40°С	4,53	4,33	<b>4,43</b>
	50°С	3,69	3,47	<b>3,58</b>
	60°С	-	2,92	<b>2,92</b>
Динамическая вязкость, мПа*с	20°С	8,45	-	<b>8,45</b>
	30°С	4,83	5,20	<b>5,02</b>
	40°С	3,70	3,51	<b>3,61</b>
	50°С	2,99	2,84	<b>2,92</b>
	60°С	-	2,41	<b>2,41</b>
Температура, °С	вспышки	ниже 20	ниже 20	<b>ниже 20</b>
	застывания	14	15	<b>15</b>
	плавления парафина	46	46	<b>46</b>
Содержание, % масс.	парафин	11,80	12,00	<b>11,90</b>
	сера	0,081	0,065	<b>0,07</b>
	сероводород	отс.	отс.	<b>отс.</b>
	вода	30,00	0,27	<b>15,14</b>
	смолы силикагелевые	2,50	1,14	<b>1,82</b>
	асфальтены	0,06	0,08	<b>0,07</b>
	мех. примеси	0,01	отс.	<b>0,01</b>
Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>				
до обезвоживания		-	129,6	<b>129,6</b>
после обезвоживания		974,3	27,0	<b>500,7</b>
Коксуемость %		1,9	0,9	<b>1,4</b>
Фракционный состав по Энглеру, %	н.к. °С	80	57	<b>69</b>
	50°С	-	-	<b>-</b>
	100°С	3	3,8	<b>3</b>
	150°С	15	15	<b>15</b>
	200°С	27	25	<b>26</b>
	250°С	38	35	<b>37</b>
	300°С	51	47	<b>49</b>
Содержание, мг/кг	350°С	64	64	<b>64</b>
	ванадия	0,00	0,00	<b>0,00</b>
	марганца	0,00	0,00	<b>0,00</b>
	свинца	0,00	0,00	<b>0,00</b>
	меди	0,00	0,00	<b>0,00</b>
	никеля	9,00	2,00	<b>5,50</b>
	железа	10,00	2,00	<b>6,00</b>
цинка	0,00	0,00	<b>0,00</b>	

Нефть горизонта PZ месторождения Северо-Восточный Дошан является особо легкой, невязкой, малосмолистой, малосернистой, высокопарафинистой, застывающей при положительных температурах и с невысоким выходом светлых фракций.



### 2.3.3 Компонентный состав нефтяного газа

Компонентный состав нефтяного газа в данной работе рассматривается по результатам исследований 2-х проб газа однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин 41 от 22.12.2014 г., 69 от 30.10.2021 г. и устьевой пробе газа из скважины 69 от 22.10.2021 г.

Результаты исследований нефтяного газа по состоянию изученности на 01.01.2023 г. представлены в таблице 2.3.4.

Нефтяной газ является «высокожирным», содержание метана в среднем составляет 71,24 % мольн., этана – 11,11 % мольн., пропана – 8,54 % мольн., бутанов – 4,08 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,75 % мольн., азота – 1,09 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,004 кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 2.3.4 - Месторождение С-В Дошан. Компонентный состав нефтяного газа по состоянию на 01.01.2023 г.

№ скв.	41	69	69	Среднее значение
Горизонт	PZ	PZ	PZ	
Интервал перфорации, м	2103,0-2118,0	2112,0-2135,0	2112,0-2135,0	
Дата отбора	22.12.2014	30.10.2021	22.10.2021	
Тип газа	однократ.	однократ.	устьевой	
Исполнитель	СиЭнИСи	СиЭнИСи	СиЭнИСи	
<b>Содержание компонентов, % мольн.</b>				
Углекислый газ	0,33	0,81	1,12	<b>0,75</b>
Азот	1,26	1,19	0,83	<b>1,09</b>
Сероводород	-	-	0,00	<b>0,00</b>
Метан	59,51	74,92	79,29	<b>71,24</b>
Этан	11,93	10,79	10,62	<b>11,11</b>
Пропан	14,93	5,79	4,90	<b>8,54</b>
и-Бутан	1,85	0,71	0,55	<b>1,04</b>
н-Бутан	5,08	2,65	1,39	<b>3,04</b>
и-Пентан	1,59	0,85	0,32	<b>0,92</b>
н-Пентан	1,95	1,19	0,55	<b>1,23</b>
Гексан + высшие	1,57	1,10	0,44	<b>1,04</b>
Удельный вес газа по воздуху	0,979	0,795	0,726	<b>0,833</b>
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,180	0,957	0,874	<b>1,004</b>
Молекулярный вес, г/моль	28,19	22,92	20,96	<b>24,02</b>

### 2.3.4 Физические свойства и химический состав пластовых вод

Месторождение Северо-Восточный Дошан в гидрогеологическом отношении приурочено к Южно-Тургайскому артезианскому бассейну, который занимает Южно-Тургайскую впадину.

В разрезе Южно-Тургайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя. Водоносные горизонты разделены глинистыми флюидоупорами, развитыми по всей площади месторождения.

Верхняя зона включает верхнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты

палеогена и грунтовые воды неоген – четвертичных отложений. Пластовые воды пресные сульфатно–гидрокарбонатно-хлоридные. Зона характеризуется активным инфильтрационным гидрохимическим режимом поверхностных вод и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей углеводородов.

Средняя гидрохимическая зона нижнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты в составе карачетауской свиты апт–альба характеризуется изменчивым составом и минерализацией от пресных до слабосоленых вод.

Верхняя и средняя гидрохимические зоны характеризуются свободным водообменном и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей углеводородов.

Нижняя зона в составе водоносных комплексов неокомских и юрских отложений содержит пластовые воды хлоридно-натриево-кальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается, с глубиной залегания, до 100 г/дм<sup>3</sup>. Эти пластовые воды относятся в основном к седиментогенным, элизионного гидродинамического режима, что является благоприятным условием для формирования и сохранения залежей УВ.

Питание горизонтов осуществляется, в основном, за счет инфильтраций атмосферных осадков на участках выходов их на поверхность и частично за счет фильтрации поводковых вод.

Пластовые воды нижнемеловых, юрских, палеозойских отложений изучены в глубоких параметрических, поисковых и разведочных скважинах пробуренных на нефть и газ.

На месторождении Северо-Восточный Дошан, изучение свойств и состава пластовых вод проведено по результатам 4 исследований со скважины СВД-69. Проба отобранная 17.07.2021 г. с минерализацией 53,9 г/дм<sup>3</sup> является не представительной, так как отобрана в начальный период испытания, и вероятно, представляет из себя смесь пластовой и технической воды. Об этом косвенно свидетельствует и повышенное относительно других проб содержание механических примесей. Полученные результаты по указанной пробе отбракованы и не использованы при расчете средних значений.

Полученные данные содержат сведения по основному компонентному составу с рассчитанной суммарной минерализацией и типом воды, данные по рН, плотности. Продуктивная залежь месторождения Северо-Восточный Дошан приурочена к палеозойским отложениям.

Пластовые воды приурочены к палеозойским отложениям (PZ). Характеристика пластовой воды палеозойских отложений исследована по четырем пробам, отобранным из

скважины СВД-69 с интервала 2112-2135 м. Минерализация воды изменяется в пределах от 84,2 до 106 г/дм<sup>3</sup>, средняя общая минерализация по пробам составляет 98,4 г/дм<sup>3</sup>, при плотности 1,066 г/см<sup>3</sup>. По классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. При pH < 6,76 вода характеризуется как кислая. Вода жесткая, величина общей средней жесткости равна 904 мг-экв/дм<sup>3</sup>. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее (в мг/дм<sup>3</sup>): Na<sup>+</sup>+K<sup>+</sup>-20857,5; Ca<sup>2+</sup>-14769,4; Mg<sup>2+</sup>-1979,9; Cl<sup>-</sup>-59845; SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>-283,5; HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>-488.

На месторождении Северо-Восточный Дошан из скважины СВД-69 были отобраны пробы воды для определения содержания бария и железа, абсолютные значения которых следующее: барий от 1137,8 до 1445 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляет 1288 мг/дм<sup>3</sup>, а также мех. примеси в среднем составляют 0,0451 %. На месторождении Северо-Восточный Дошан пластовые воды для получения микроэлементов в промышленных целях непригодны

Таблица 2.3.5 – Показатели физико-химического состава пластовых вод месторождения Северо-Восточный Дошан

Скважина	Дата отбора Интервал отбора проб, м	Горизонт	pH	Плотность воды, при 20°C, г/см <sup>3</sup>	Компонентный состав, мг/дм <sup>3</sup> / мг-экв/дм <sup>3</sup>					Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Жесткость общая, мг-экв/дм <sup>3</sup>	Тип воды по В.А.Сулину	
					Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>				HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
СВД-69	17.10.2021 2112-2135	PZ	7,1 0	1,0 31	10992,7 477,9	7879,7 393,9	992,3 82,7	33327,4 938,8	404,2 8,4	274,5 4,5	53,9*	477	ХК
	19.11.2021 2112-2135		6,61	1,058	17634,8 766,7	13114,2 655,7	671,2 55,9	51510,5 1451	840,5 17,4	381,3 6,3	84,2	712	ХК
	24.10.2021 2112-2135		6,7 7	1,0 72	20143,1 875,8	14981,9 749,1	2984,1 248,7	65966,1 1858,2	2 0,04	518,5 8,5	105	998	
	25.10.2021 2112-2135		6,9 1	1,0 69	24794,6 1078	16212,2 810,6	2284,5 190,4	62085,3 1748,9	8 0,17	564,3 9,3	106	1001	
Среднее значение по горизонту PZ			6,76	1,066	20857,5 906,8	14769,4 738,5	1979,9 165	59845 1686,0	283,5 5,87	488,0 8,03	98,4	904	ХК



## 2.4 Физико-гидродинамическая характеристика

К настоящему времени для отложений продуктивного горизонта PZ месторождения Северо-Восточный Дошан выполнены немногочисленные исследования, относящиеся к параметрам физико-гидродинамической характеристики (табл. 2.4.1).

Таблица 2.4.1 - Комплекс специального лабораторного исследования керна

Вид исследований / Горизонт	Количество исследованных образцов
Определение $S_{во}$ методом центрифугирования, обр.	2
Коэффициент вытеснения и определение ОФП ( нефть-вода), обр.	2
Смачиваемость, обр.	2

Изученность по керну палеозойских отложений не достаточная; при выполнении Подсчета запасов [3] дополнительно были привлечены результаты исследования керна по месторождению Кенлык.

### *Зависимость проницаемости пород для газа от пористости*

Дополнительно к параметрам физико-гидродинамической характеристики представлены зависимости « $K_{пр}$ - $K_p$ », установленные по керну из скважин 4, 6, 37, 73, 78, 82, 91 месторождения Кенлык и аналогичное соотношение для 4 образцов из скважины СВД-69 – показаны на рисунке 1.4.1.

Соотношение для месторождения Кенлык имеет вид:

$$K_{пр} = 0,0869 \times e^{24,14 \times K_p} \quad (R^2 = 0,436) \quad (2.4.1)$$

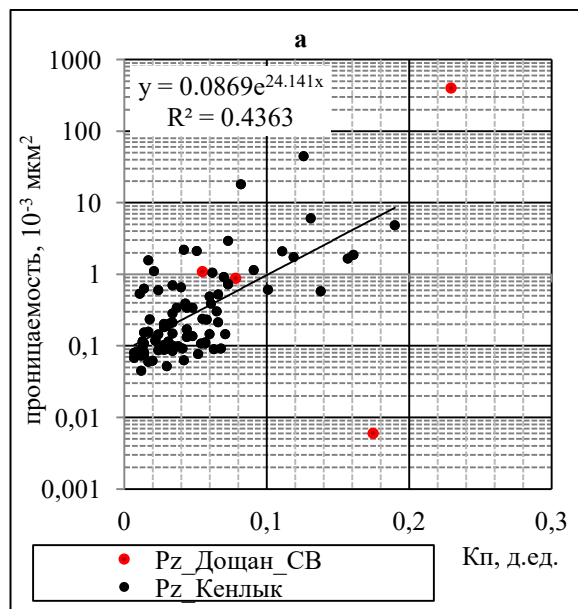


Рисунок 2.4.1 – Зависимость проницаемости от пористости для отложений Pz продуктивного горизонта (Ф-1) м. Кенлык и Северо-Восточный Дошан(PZ)

**Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости и пористости**

Определение остаточной водонасыщенности  $S_{во}$  по керну из скв. СВД-69 выполнено по 2 образцам методом центрифугирования; по месторождению Кенлык – на 87 образцах, но условия проведения экспериментов и величина достигнутого капиллярного давления не представлены, что не позволяет оценить достоверность полученных значений  $S_{во}$ . (раздел 6, Книга I) [3].

Наиболее приемлемая зависимость  $S_{во}$  от  $K_{пр}$  для образцов наблюдается из скважины 37, фактически для образцов - коллекторов горизонта Ф-I, имеет вид (рис. 2.4.2):

$$S_{во} = 0,5411 \times K_{пр}^{-0,13} \quad (R^2 = 0,54) \quad (1.4.2)$$

Зависимости  $S_{во}$  и  $K_{п}$  как для всех исследованных образцов, так и для образцов из скважины 37, нет; только показывает, что наблюдается снижение водонасыщенности с увеличением емкостных свойств.

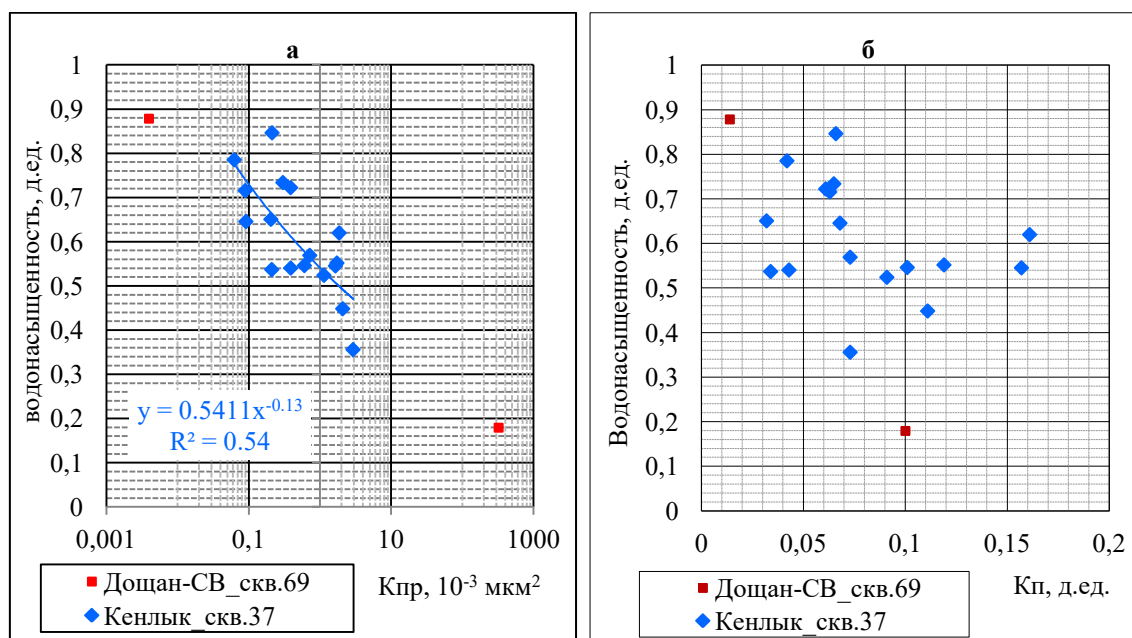


Рисунок 2.4.2 – Соотношение  $S_{во}$  от  $K_{пр}$  по скв.37 м. Кенлык и скв. СВД-69 (а); соотношение  $S_{во}$  от  $K_{п}$  скв. СВД-69 и скв.37 м. Кенлык

**Коэффициент вытеснения нефти водой, остаточная нефтенасыщенность, относительная фазовая проницаемость для нефти и воды**

Эксперименты по определению подвижности нефти и воды выполнены на 2 образцах в скв. СВД-69.

Свойства образцов, использованных в экспериментах, в том числе проницаемость для воды ( $K_{прв}$ ), и полученные в конечных точках величины проницаемости для нефти при  $S_{во}$  ( $K_{пр}^H(S_{во})$ ), остаточной нефтенасыщенности ( $S_{но}$ ), проницаемости для воды при  $S_{но}$  ( $K_{пр}^B(S_{но})$ ) представлены в таблице 2.4.2. По результатам экспериментов вытеснения нефти водой при

температуре пласта для пород с  $K_{пр}=325,25 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (1 эксперим.) и с  $K_{пр}=0,004 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

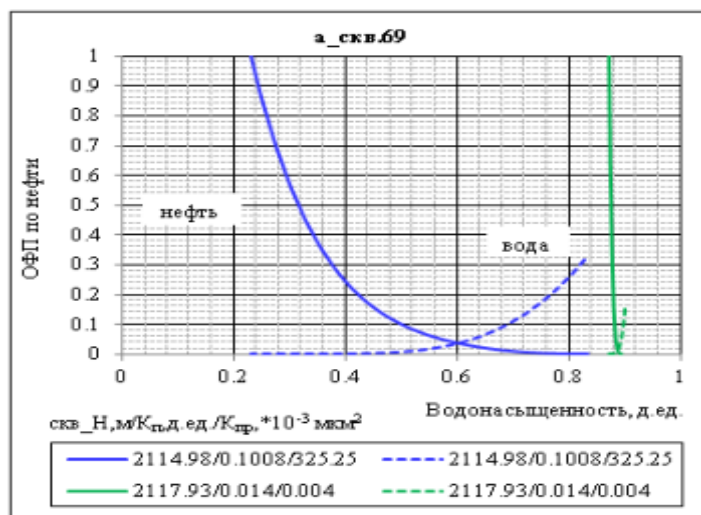
(1 эксперимент), среднее значение  $S_{но}$  составляет 13,69 и коэффициент вытеснения нефти водой – 0,784 и 0,164 д.ед., соответственно.

**Таблица 2.4.2– Результаты экспериментов вытеснения нефти водой**

№ обр.	Глубина отбора, м	Длина модели, см	Площадь сечения, см <sup>2</sup>	Объем пор, мл	$K_{пр}$ , д.ед.	$K_{пр}^3 \cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$S_{во}$ , %	$K_{пр}^H (S_{во})^*$ $10^{-3}$ , мкм <sup>2</sup>	$S_{но}$ , %	$K_{пр}^B (S_{но}) \cdot 10^{-3}$ , мкм <sup>2</sup>	$K_{выт}$ , д.ед.
2	2114,98	4,14	10,67	4,46	0,1008	325,25	22,95	141	16,61	44,436	0,784
4	2117,93	3,456	10,68	0,53	0,0142	0,004	87,13	0,002	10,76	0,000	0,164

Результаты эксперимента по относительным фазовым проницаемостям (кривые ОФП для нефти и воды) представлены на рисунке 2.4.3.

По результатам определения смачиваемости породы определены гидрофильными, что подтверждается видом кривых ОФП.



**Рисунок 2.4.3 – Скважина СВД-69. Кривые относительной фазовой проницаемости для нефти и воды**

К настоящему времени для продуктивных отложений палеозоя из физико-гидродинамических характеристик определены остаточная водонасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой и смачиваемость пород на 2 образцах.

Таким образом, необходимо продолжить исследования физико-гидродинамической характеристики пород продуктивных отложений предусматривающих определением следующих параметров: смачиваемости, относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для нефти воды, коэффициента вытеснения нефти, начальной и остаточной нефтенасыщенностей и соответствующих им фазовых проницаемостей (для нефти и вытесняющего агента), кривых капиллярного давления, зависимостей начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости пород.

## 2.5 Запасы нефти и газа

В работе [3] были проанализированы проведенные работы и описано представление о геологическом строении месторождения Северо-Восточный Дошан. В результате анализа установлены благоприятные структурные условия для скопления углеводородов условия – куполовидный выступ палеозойских отложений.

В результате обработки материалов сейсморазведки, ГИС, бурения, опробования скважин, кернового материала, шлама и проб нефти и газа, были построены карты и разрезы, характеризующие геологическую модель месторождения Северо-Восточный Дошан и выделенной в его пределах залежи нефти продуктивного горизонта PZ. По имеющимся данным были обоснованы подсчетные параметры и впервые произведен подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по категориям C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub>.

Отчет «Подсчет запасов по месторождению Северо-Восточный Дошан...» произведен впервые [3] институтом НИПИнефтегаз по состоянию на 02.01.2022 г. по результатам пробуренных разведочной (скв. СВД-41) и оценочной (скв. СВД-69) скважин, отобранных и исследованных в них проб, исследований керна, ГДИ, отчет утвержден в ГКЗ РК Протоколом №2451-22-У от 02.09.2022 г.

Утвержденные по состоянию на 02.01.2022 г. и поставленные на Государственный баланс РК начальные геологические и извлекаемые запасы приведены в таблице 2.5.

Запасы *нефти* по категории C<sub>1</sub> составляют:

геологические – 858 тыс.т, извлекаемые – 256 тыс.т. ;

по категории C<sub>2</sub>: геологические – 583 тыс.т, извлекаемые – 87 тыс.т.

*Запасы растворенного в нефти газа* составляют:

по категории C<sub>1</sub>: геологические – 102,9 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые – 30,7 млн.м<sup>3</sup>;

по категории C<sub>2</sub>: геологические – 70 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые – 10,4 млн.м<sup>3</sup>.

Соотношение подсчитанных в настоящей работе геологических запасов нефти промышленной категории C<sub>1</sub> месторождения Северо-Восточный Дошан к запасам категории C<sub>2</sub> составляет 60 %/40 %.



Таблица 2.5 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по состоянию на 02.01.2022 г.

Горизонт	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пор, тыс.м <sup>3</sup>	Коэффициенты, д. ед.			Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извл. нефти, д. ед.	Извлекаемые запасы нефти тыс.т	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Геологические запасы раств. газа, млн.м <sup>3</sup>	Извлекаемые запасы раств. газа, млн.м <sup>3</sup>
						открытой пористости	нефте-насыщенности	пересчетный							
PZ	ЧНЗ	C <sub>1</sub>	1597	11,6	18525	0,09	0,71	0,742	0,816	<b>717</b>	0,299	<b>214</b>	120	<b>86,0</b>	<b>25,7</b>
		C <sub>2</sub>	1000	3,5	3500	0,09	0,71	0,742	0,816	<b>135</b>	0,150	<b>20</b>	120	<b>16,2</b>	<b>2,4</b>
	ВНЗ	C <sub>1</sub>	1013	3,6	3647	0,09	0,71	0,742	0,816	<b>141</b>	0,299	<b>42</b>	120	<b>16,9</b>	<b>5,0</b>
		C <sub>2</sub>	2270	5,1	11577	0,09	0,71	0,742	0,816	<b>448</b>	0,150	<b>67</b>	120	<b>53,8</b>	<b>8,0</b>
Всего по месторождению		C <sub>1</sub>	<b>2610</b>		<b>22172</b>					<b>858</b>		<b>256</b>		<b>102,9</b>	<b>30,7</b>
		C <sub>2</sub>	<b>3270</b>		<b>15077</b>					<b>583</b>		<b>87</b>		<b>70,0</b>	<b>10,4</b>

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

#### 3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождения Северо-Восточный Дошан ГДИ было проведено по скважине СВД-69 (интервал перфорации 2112-2135 м). В октябре 2021 г. по данной скважине было проведено комплексное исследование (МУО+КВД). Исследование проводилось на глубине 2106,5 м горизонта PZ.

Гидродинамическое исследование скважины СВД-69 методом установившихся отборов (МУО) проведено прямым ходом на 3-х режимах (5, 7 и 9 мм диаметрах штуцеров), исследование длилось 80 часов. Рзаб во время тестирования снизилось с 16,9 МПа до 13,4 МПа, дебит жидкости увеличился от 18,6 т/сут до 75,7 т/сут, при росте обводненности от 19,4 % до 23 %. Снижился коэффициент продуктивности с 48,8 м<sup>3</sup>/сут·МПа до 19,3 м<sup>3</sup>/сут·МПа (табл. П.3.1.1) Таким образом, по результатам исследования методом МУО построена индикаторная кривая в зависимости дебита нефти от депрессии по 3-ем режимам (5-7-9 мм). В результате коэффициент продуктивности по трем последним режимам в среднем составил 34,1 м<sup>3</sup>/сут·МПа (рис. 3.1.1).

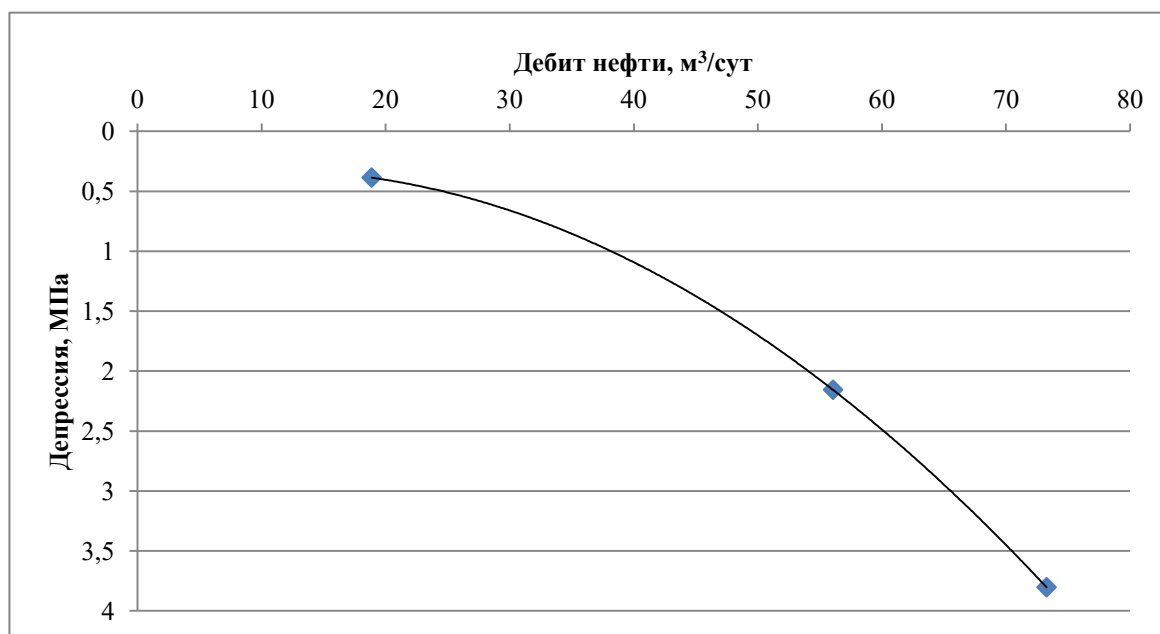


Рисунок 3.1 – Индикаторная диаграмма по скважине СВД-69 (интервал перфорации 2112-2135 м)

При гидродинамическом исследовании методом КВД скважина была закрыта на 116 часов. Замеренные данные по давлению и температуре были сняты с глубинного манометра «PPS25», затем проинтерпретированы с помощью программного обеспечения «Pansystem».

По результатам КВД было определено экстраполированное давление – 17,2 МПа. Проницаемость составила 0,03 мкм<sup>2</sup>. Скин фактор оценивающий состояние ПЗ пласта, показывает -0,8 (ПЗ пласта не загрязненная).

**Таблица 3.1 – Северо-Восточный Дошан. Результаты гидродинамических исследований скважин**

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
<b>Северный участок</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	12,27	-
Пластовая температура, °С	2	2	91,6-94,2	93,1
Дебит нефти, т/сут	1	3	15-58,2	36,6
Обводненность, вес. %	1	3	19,4-23	21,2
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	1	3	19,3-48,8	34,1
Удельная продуктивность, м <sup>3</sup> /(м·сут·МПа)	1	3	1,1-2,7	1,9
Гидропроводность, (м·мкм <sup>2</sup> )/мПа·с	-	-	-	-
Проницаемость, ×10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	1	1	31,8	-

### **3.1.1 Краткий анализ результатов опробования, испытания скважин и интенсификации притоков**

Опробование продуктивных горизонтов в эксплуатационных колоннах в отложениях палеозоя месторождения проводилось по общепринятой методике: вскрытие, вызов притока, проведение комплекса исследовательских работ, задавка и изоляционные работы.

Испытание продуктивных горизонтов проводилось в скважинах, заполненных глинистым раствором с теми же параметрами, с которыми вскрывался продуктивный горизонт при бурении.

Вскрытие намеченных объектов производилось с помощью кумулятивных перфораторов компании CNLC – DP-2 StRDX, Dynawel, PJHMX, SDP44RDX-39-1, технические характеристики которых обеспечивают лучшую степень и качество вскрытия зоны перфорации. Плотность перфорации составляет 16-17 отверстий на один погонный метр. В процессе опробования применялись насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм, спускаемые на 10-15 м выше кровли вскрытого интервала.

В таблице П.3.1.2 табличных приложений приведено распределение (количество) объектов опробования по характеру насыщения и результаты опробования скважин месторождения Северо-Восточный Дошан (СВД).

На месторождении Северо-Восточный Дошан опробовано 2 объекта в двух скважинах. В скважине СВД-41 был опробован объект в интервале перфорации 2103-2118 м (-1875,7-1890,7 м), в скважине СВД-69 – в интервале перфорации 2112-2135 м (-1884-1907 м). Оба объекта находятся в интервале палеозойских отложений.

В скважине СВД-41 после перфорации вызов притока был осуществлен снижением уровня жидкости в стволе скважины методом свабирования. Результаты опробования, при котором было извлечено 3,62 м<sup>3</sup> воды (задавочная жидкость и пластовая вода), показали слабый приток из перфорированного интервала. Затем в интервале были проведены ГРП и СКО, после чего осуществлен вызов притока снижением уровня жидкости в стволе скважины методом свабирования. После очистки призабойной зоны с помощью закачки азота из объекта опробования была получена нефть объемом 28,68 м<sup>3</sup>, пластовая вода объемом 7,32 м<sup>3</sup> и задавочно-техническая жидкость объемом 60,49 м<sup>3</sup>.

В скважине СВД-69 после перфорации вызов притока был осуществлен снижением уровня жидкости в стволе скважины методом свабирования. После вызова притока скважина фонтанировала и на штуцере 7 мм в период с 15 по 19 октября 2021 г. было получено 202,64 м<sup>3</sup> нефти, 29,98 м<sup>3</sup> пластовой воды, 2,7 м<sup>3</sup> задавочно-технической жидкости. За время исследования обводненность снизилась с 61,3 % до 4,9 %.

В период с 20 по 25 октября 2021 г. произведен замер тестовым сепаратором Flash Separator. За период исследования скважины трехфазным сепаратором было получено 158,16 м<sup>3</sup> нефти, 21,17 тыс.м<sup>3</sup> попутного газа, 54,46 м<sup>3</sup> пластовой воды.





### 3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

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

На дату отчета на месторождении Северо-Восточный Дошан пробурено 2 скважины СВД-41 и СВД-69, которые открыли новое месторождение, вскрыв палеозойские отложения в 5 км севернее от месторождения Северо-Восточный Дошан ПЗ-2022 г. [3].

Первая – разведочная скважина СВД-41 глубиной 2200 м была пробурена в период с июля 2013 г. по январь 2015 г. в целях доразведки месторождения СВД и выполнения рекомендаций ГКЗ РК в числе 9 разведочных скважин (СВД-38, СВД-39, СВД-40, СВД-41, СВД-42, СВД-43, СВД-44, СВД-45 и СВД-46). Вторая – оценочная скважина СВД-69 была пробурена в 2020 г. Скважина расположена на площади месторождения Северо-Восточный Дошан в 1220 м юго-восточнее скважины СВД-41. Скважина СВД-69 пробурена до глубины 2200 м, согласно утвержденному проектному документу «Проект оценочных работ месторождения Южный Дошан на Контрактной территории № 240 на период 2019-2021 гг.».

На дату отчета 01.01.2023 г. 2 скважины (СВД-41 и СВД-69) числятся в простое и наблюдательном фонде месторождения Северо-Восточный Дошан (табл. 3.2.1).

Таблица 3.2.1 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2023 г.

Категория скважин	Горизонт PZ	кол-во
<b>1. Разведочно-поисковый фонд</b>		<b>1</b>
<b>2. В опробовании</b>		<b>1</b>
<b>3. Дающие нефть, всего</b>		<b>0</b>
3.1 Фонтанные/ Винтовой насос/ЭЦН/ШГН		0
<b>4. Остановленные в отчетном месяце</b>		<b>1</b>
4.1 Из них в ремонте и в ожидании ремонта		
4.2 в простое	СВД-69ф	1
<b>5. Бездействующие после эксплуатации</b>		<b>0</b>
5.1 Остановленные в предыдущих месяцах		
в т. ч. находящиеся в ремонте		
5.2 ожидающие ликвидации		
5.3 остановленные по технологическим причинам		
<b>6. В освоении и ожидании после бурения</b>		<b>0</b>
<b>7. Контрольные</b>		<b>1</b>
7.1 Наблюдательные	СВД-41ф	1
<b>8. В консервации</b>		<b>0</b>
<b>9. Ликвидированные</b>		<b>0</b>
<b>Весь фонд скважин</b>		<b>2</b>

### 3.2.2 Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

На дату отчета месторождение Северо-Восточный Дошан открыто впервые, продуктивным является горизонт PZ.

PZ горизонт на месторождении был впервые выделен как единственный объект разработки ПЗ-2022 г. [3].

По скважине СВД-41 в 2014 и 2015 гг. было проведено опробование и испытание, при этом всего было добыто 0,188 тыс.т нефти и 0,502 тыс.т жидкости. По скважине СВД-69, пробуренной в 2020 г. также было проведено опробование и испытание PZ горизонта, результаты приведены в таблице 3.2.2.

По состоянию на 01.01.2023 г. на данном горизонте накопленная добыча нефти и жидкости за время испытания составляют 1,082 тыс.т и 3,3 тыс.т, соответственно, добыча газа 0,559 млн.м<sup>3</sup> (табл. 3.2.3).

**Таблица 3.2.2 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Показатели добычи из скважин за время испытания в разведочный период на 01.01.2023 г.**

№ п/п	Показатели	Годы								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Добыча нефти, тыс.т	0,02	0,168	0	0	0	0	0,089	0,448	0,357
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,168	0	0	0	0	0	0,448	0,357
3	из новых скважин	0,02	0,0	0	0	0	0	0,089	0	0
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,020	0,188	0,188	0,188	0,188	0,188	0,277	0,725	1,082
5	Текущий КИН, %	0,002	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,032	0,084	0,126
6	Добыча жидкости, тыс.т	0,252	0,250	0	0	0	0	0,424	0,767	1,601
7	в том числе: переходящих скважин	0	0,250	0	0	0	0	0	0,767	1,601
8	новых скважин	0,252	0	0	0	0	0	0,424	0	0
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	0,252	0,502	0,502	0,502	0,502	0,502	0,926	1,693	3,294
10	Обводненность продукции, %	92,1	32,8	0,0	0,0	0,0	0,0	79,0	41,6	77,7
11	в том числе: переходящих скважин	0,0	32,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41,6	77,7
12	новых скважин	92,1	0	0	0	0	0	79,0	0	0
13	Темп отбора от НИЗ нефти, %	0,01	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	0,18	0,14
14	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0,01	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	0,18	0,14
15	Добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	0	0,521	0	0	0	0	0,002	0,034	0,002
16	Накопленная добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	0	0,521	0,521	0,521	0,521	0,521	0,523	0,557	0,559
17	Ввод новых добывающих скважин, шт.	1	0	0	0	0	0	1	0	0
18	в том числе: из бурения	1	0	0	0	0	0	1	0	0
19	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0	0	0	0	0



## Продолжение таблицы 3.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
20	Выбытие добывающих скв., шт.	0	1	0	0	0	0	0	0	0
21	в наблюдательный фонд	0	1	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	0	0	0	0	0	1	1	1
23	в т.ч. действующих скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	1	1	1
24	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	2,2	10,4	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9	20,0	7,9
25	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	28,0	15,4	0	0	0	0	47,1	34,2	35,6
26	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут по нефти	2,2	0	0	0	0	0	9,9	0	0
27	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут по жидкости	28,0	0	0	0	0	0	47,1	0	0
29	Коэфф. использования добывающих скважин, д.ед.	0,0	0	0	0	0	0	1,0	1,0	1,0
30	Коэфф. эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,30	0,36	0	0	0	0	0,29	0,12	0,50
33	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	0,0	3099	0	0	0	0	21,1	76,7	5,0
34	Выработка от НИЗ нефти, %	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,11	0,28	0,42

## 3.2.3 Текущее энергетическое состояние залежей

На дату анализа на месторождении Северо-Восточный Дошан замер пластового давления манометром провели по двум скважинам СВД-41, СВД-69 8 раз, при этом Рпл изменяется от 16,3 МПа до 19,8 МПа, составляя в среднем 18,9 МПа (таблица 3.2.4.1).

Таблица 3.3.3- Пластовые давления приведенные на отметку ВНК за период 2018- 01.01.2023 гг.

Скважина	Дата	Горизонт	Категория скважин	Глубина замера, м	Интервал перфорации	ВНК	Замеренное пластовое давление, МПа	Рпл., приведенное на ВНК, МПа
СВД-41	31.03.2019	PZ	Наблюд.	2104,0	2101-2118	-1915,5	19,3	19,5
СВД-41	12.07.2019	PZ	Наблюд.	2104,0	2101-2118	-1915,5	19,4	19,5
СВД-41	23.11.2019	PZ	Наблюд.	2104,0	2101-2118	-1915,5	19,4	19,6
СВД-41	08.07.2020	PZ	Наблюд.	2104,6	2101-2118	-1915,5	19,5	19,7
СВД-41	21.12.2020	PZ	Наблюд.	2104,0	2101-2118	-1915,5	19,6	19,8
СВД-41	31.08.2021	PZ	Наблюд.	2104,6	2101-2118	-1915,5	19,7	19,8
СВД-69	19.10.2021	PZ	В простое	2100,0	2112-2135	-1915,5	16,9	16,9
СВД-69	30.10.2021	PZ	В простое	2100,0	2112-2135	-1915,5	16,3	16,3

Замеры забойного давления при помощи глубинных манометров не проводились.

Ниже на рисунке 3.2.1 приведена динамика пластового давления горизонта PZ во времени, из которой видно, что по горизонту за анализируемый период наблюдается

снижение давления.

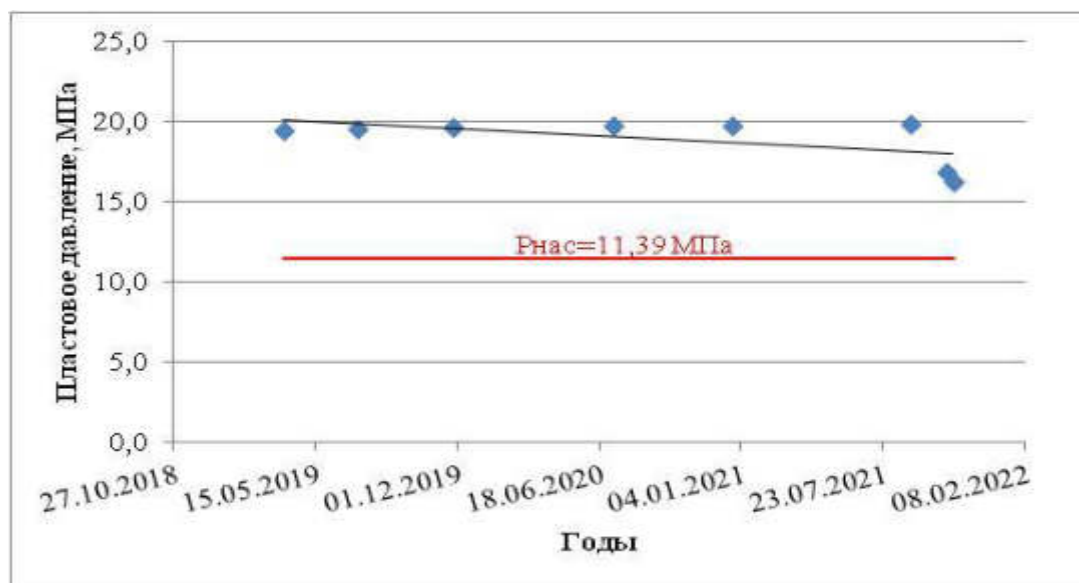


Рисунок 3.2.1 - Динамика пластового давления

**Выводы:**

На дату составления настоящего проекта разработки месторождение Северо-Восточный прошел этап разведки путем испытания и опробования двух пробуренных на месторождении скважин, которые будут участвовать в промышленной разработке после утверждения ПР и получения контракта на добычу.

На дату отчета данные скважины числятся в простое и в наблюдательном фондах месторождения.

Накопленная добыча на дату отчета составляет 1,082 тыс.т нефти, 3,3 тыс.т жидкости и 0,559 млн.м<sup>3</sup> газа.

По скважинам проведены необходимые ГД исследования и замеры пластовых давлений и температур по продуктивному горизонту (PZ).

Рекомендуется при вводе в эксплуатацию провести полный комплекс ГДИС (МУО+КВД), как по новым 2 проектным скважинам, так и по скважине СВД-41 с забойными давлениями выше и ниже давления насыщения для выбора оптимальных режимов работы скважин и контроля за энергетическим состоянием пласта.

### **3.3 Обоснование принятых расчетов геолого-физических моделей пластов**

#### ***3.3.1 Обоснование расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки***

Технологические показатели разработки месторождения зависят от фильтрационно-ёмкостных характеристик пласта, технологии и системы воздействия на залежь нефти. Полученная в результате эксплуатационного бурения информация о геологическом строении залежей позволяет использовать модель послойного и зонально-неоднородного по продуктивности пласта.

В основу расчётной модели, принятой для прогноза показателей разработки, положена схема слоисто – и зонально-неоднородного пласта-коллектора с зонально-прерывистыми нефтенасыщенными слоями и прослоями [3].

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и вытесняющего 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.

Для построения расчётной модели, прогноза технологических показателей и расчета технологического коэффициента извлечения нефти (КИН) были использованы данные о геологических запасах нефти, представленные в разделе 2.5.

Расчётные параметры определяли, исходя из фактических данных опробования и эксплуатации скважин с использованием имеющейся информации о геолого-физической и гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

В расчёт заложено фактическое значение коэффициента продуктивности, полученного при испытании скважин месторождения. Также учитывались данные о физических свойствах пластовых нефти, газа, воды и вытесняющих агентов (раздел 2.3).

#### ***3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки***

Идентификация параметров выполнена по данным опробования и гидродинамических исследований скважин месторождения Северо-Восточный Дошан.

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, положен статистический метод.

Добыча по старым скважинам осуществляется применением вероятной кривой

падения производительности. Данная кривая вычисляется нахождением месячного коэффициента изменения дебита (отношение предыдущего дебита к последующему). Так производится расчет изменения дебита по каждой скважине по годам, что в конечном итоге приводит к построению кривой, на основании которой спрогнозировано дальнейшее падение дебитов.

Дебит по новым скважинам определяется на основании формулы Дюпюи:

$$Q_{\text{нов.скв}} = \frac{2\pi kh * (P_{\text{пласт}} - P_{\text{заб}})}{\mu b \ln \frac{R_{\text{кон}}}{r_{\text{скв}}}}$$

Таблица 3.3.1 – Входные данные к расчету дебита новых скважин

Парметры		Значения	Перевод
Средняя эфф. нефтенасыщенная толщина, м	$h$	13,9	
Проницаемость, мД	$k$	31,8	→ м <sup>2</sup>
Пластовое давление, МПа	$P_{\text{пласт}}$	15,1	→ Па
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПас	$\mu$	0,97	→ Па*с
Объемный коэффициент, д.ед.	$b$	1,347	
Депрессия, МПа	$(P_{\text{пласт}} - P_{\text{заб}})$	1,185	→ Па
Радиус контура питания скв., м	$R_{\text{кон}}$	500	
Радиус контура скв., м	$r$	0,108	

Далее с учетом полученных дебитов по новым скважинам (20,9 т/сут) находится прогнозируемая годовая добыча нефти.

#### По-коэффициентная методика расчета КИН

При определении коэффициента извлечения нефти применялась апробированная в Республике Казахстан по-коэффициентная методика, соответствующая действующим инструкциям.

Для всех рассматриваемых вариантов разработки объектов месторождения Северо-Восточный с поддержанием пластового давления расчет коэффициента извлечения нефти проводился по формуле:

$$K = K_1 \times K_2 \times K_3 \quad (1)$$

где:

- $K_1$  – коэффициент сетки скважин – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения добывающих и нагнетательных скважин;
- $K_2$  – коэффициент вытеснения нефти закачиваемым агентом в микрообъеме пласта при достаточно большом объеме прокачиваемого агента;

•  $K_3$  – коэффициент заводнения – коэффициент использования подвижных запасов нефти.

Для расчета составляющих коэффициента охвата сеткой скважин применялись следующие формулы:

$$K_1 = K_1' \times K_1'' \quad (2)$$

$$K_1' = 1 - \left( \frac{h_{н.мин}}{h_{ВНЗ}} \right)^2 \quad (3)$$

$$K_1'' = e^{-w2/d2 * S'} \quad (4)$$

$$K_1'' = e^{-m_p \times \frac{w^2}{d^2} \times S'} \quad (5)$$

В этих формулах  $K_1'$  – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон.

Обычно эта величина определяется из приведенной ниже формулы. Значения по объектам изменяются от 3,5 до 5 м.

$$\left( \frac{h_{н.мин}}{h_{ВНЗ}} \right)^2 = \frac{1}{\left[ 1 + \left( \frac{B_2}{1 - B_2} \right) \times \frac{\mu_g}{\mu_n} \times \frac{\gamma_n}{\gamma_g} \right]^2} \quad (6)$$

где:

•  $B_2/(1-B_2)$  – предельный максимально допустимый весовой водонефтяной фактор;

•  $B_2$  – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

•  $\mu_v/\mu_n$  – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

•  $\gamma_n/\gamma_v$  – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях;

•  $K_1''$  – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов;

•  $W$  – доля общей площади продуктивного пласта, занятая не коллектором. Доля

неколлектора по объектам была определена по площади распространения нефтяных слоев и изменяется от 0,17 до 0,78.

- $d$  – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов не определялся. По опыту разработки нефтяных месторождений известно, что данный параметр изменяется от 0,3 до 0,8 км. В настоящей работе этот параметр изменяется от 0,48 до 0,78 км.

- $S'$  – площадь на одну скважину, км<sup>2</sup>.

Второй коэффициент  $K_2$  называется коэффициентом вытеснения, определяется в лабораторных условиях на образцах породы нефтяных пластов. При вытеснении нефти водой  $K_2$ , принят равным 0,54 д.ед.

Коэффициент охвата процессом вытеснения или коэффициент использования подвижных запасов нефти –  $K_3$  показывает возможную долю отбора подвижных запасов нефти.





### 3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

#### 3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

В северо-восточном направлении от центральной части месторождения Юго-Восточный Дошан скважинами вскрыт выступ палеозойских отложений. На данном участке открыто новое месторождение Северо-Восточный Дошан, где пробурены скважины СВД-41 и СВД-69, которые установили нефтеносность участка, вскрыв 1 нефтяную залежь в палеозойском горизонте.

##### *Продуктивный горизонт PZ.*

Залежь установлена по результатам опробования скважины СВД-41, и подтверждена результатами опробования скважины СВД-69. Залежь пластовая, сводовая.

Утвержденные геологические/извлекаемые запасы нефти горизонта PZ составляют по категории  $C_1$  – 858/256 тыс.т, по категории  $C_2$  – 583 и 87 тыс.т. Запасы растворенного газа составляют геологические/извлекаемые: по категории  $C_1$  – 102,9/30,7 млн.м<sup>3</sup>, по категории  $C_2$  – 70,0/10,4 млн.м<sup>3</sup>.

В скважине СВД-41 по данным интерпретации материалов ГИС выделены только нефтенасыщенные пласты-коллекторы эффективной толщиной 12,6 м. Подошва нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора фиксируется на абсолютной отметке -1915,5 м.

В скважине СВД-69 по данным интерпретации материалов ГИС эффективная нефтенасыщенная толщина составила 18,2 м. Положение водонефтяного контакта принято условно на абсолютной отметке -1926,8 м.

Коллектор представлен метаморфизированной глинисто-терригенной (аргиллиты, песчаники) сильно трещиноватой породой. Для коллектора характерна низкая пористость – 0,0 д.ед., нефтенасыщенность коллектора составляет в среднем 0,71 д.ед.

Средняя продуктивность скважин 34,1 м<sup>3</sup>/(сут·МПа).

Плотность нефти PZ при стандартных условиях составляет 0,8161 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при 20 °С – 6,17 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание общей серы составляет 0,07 %, высокомолекулярных парафинов – 11,90 %, смол силикагелевых – 1,82 %, асфальтенов – 0,07 %. Сероводород отсутствует. Температура застывания нефти по результатам исследования составляет 15 °С, температура плавления парафина – 46 °С. Температура начала кипения составляет 69 °С.

Нефть горизонта PZ является особо легкой, невязкой, малосмолистой, малосернистой, высокопарафинистой, застывающей при положительных температурах и с невысоким



выходом светлых фракций.

На данном месторождении выделяется один единственный объект – горизонт PZ.

Ниже в таблице 3.4.1 приведена исходная характеристика объекта.

**Таблица 3.4.1 – Северо-Восточный Дошан. Исходные геолого-физические характеристики объекта по состоянию на 01.01.2023 г.**

Параметры	Объект разработки
	I (PZ)
Средняя глубина залегания, м ВНК	-1889,2
Тип залежи	пластовая, сводовая
Тип коллектора	глинисто-терригенный
Площадь нефтеносности по категории C <sub>1</sub> , тыс.м <sup>2</sup>	2610
Средняя общая толщина, м	40
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	15,4
Пористость, д.ед.	0,09
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,71
Проницаемость, мкм <sup>2</sup> (кern/ГДИС)	0.000881/0,0318
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,382
Коэффициент расчлененности, д.ед.	13
Пластовая температура, °С	92,9
Пластовое давление, МПа	14,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,97
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,690
Плотность дегазированной нефти, г/см <sup>3</sup>	0,8161
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,347
Содержание серы в нефти, %масс.	0,07
Содержание парафина в нефти, %масс.	11,9
Давление насыщения нефти газом, Мпа	12,73
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	120
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,01
Плотность воды в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	1,045
Средняя продуктивность, м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	34,1
Средняя приемистость, м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	-
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	1441
в т.ч. по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , тыс.т	858/583
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	343
в т.ч. по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , тыс.т	256/87
КИН, д.ед. в т.ч. по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	0,298/0,149
Начальные балансовые запасы растворенного в нефти газа,	172,9
В т.ч. по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , тыс.м <sup>3</sup>	102,9/70,0
Начальные извлекаемые запасы растворенного в нефти газа,	41,1
В т.ч. по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , тыс.м <sup>3</sup>	30,7/10,4



### 3.4.2 Обоснование расчётных вариантов разработки и их исходные характеристики

На месторождении Северо-Восточный Дошан установлена продуктивность горизонта PZ. Площадь нефтеносности залежи палеозоя по категории С<sub>1</sub> составляет 2610 тыс.м<sup>2</sup>, т.е. 261 га.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил разработки...», «Регламента составления проектов...», а также геолого-физических условий и текущего состояния пробной эксплуатации месторождения.

Для выбора и обоснования эффективного варианта разработки залежи PZ и оценки достижения утвержденного коэффициента извлечения нефти рассмотрены 3 варианта разработки, которые отличаются плотностью сетки скважин и режимами эксплуатации.

**Вариант 1 (базовый)** рассматривает разработку залежи на естественном режиме истощения пластовой энергии вводом из консервации в 2024 г. 2 существующих скважин СВД-: 41, 69, а также бурением в 2024 г. 1 добывающей скважины (СВД-201). Максимальный фонд составит 3 ед. добывающих скважин.

**Вариант 2 (рекомендуемый)** – отличается от первого варианта дополнительным бурением и режимом разработки с применением поддержания пластового давления.

По 2 варианту бурятся 3 добывающие (СВД-: 201, 202, 203) скважины по одной с 2024 г. по 2026 г., ввод новых проектных скважин запланирован на год позднее, по мере обустройства (табл. 3.4.2). Поддержание пластового давления предусматривается через 2 нагнетательные (СВД-41 и СВД-201) скважины, которые планируется перевести из добывающего фонда по годам 2025-2027 гг., соответственно. Максимальный фонд скважин составит 5 ед. (3 добывающие и 2 нагнетательные).

**Вариант 3** – отличается от варианта 2 дополнительным бурением еще одной проектной скважины, которая будет пробурена в 2027 г. (ввод скважины запланирован на 2028 г.). Максимальный фонд скважин составит 6 ед. (4 добывающие и 2 нагнетательные).

В таблице 3.4.2 приведен график ввода скважин из бурения и существующего фонда, в таблице 3.4.3 - основные характеристики расчетных вариантов разработки PZ.

**Таблица 3.4.2 – График ввода скважин из бурения и существующего фонда. 2 рекомендуемый вариант**

№№ скв.	год бурения новых скв.	статус скв.	ввод скважин	перевод скв. в ПИД
СВД-41	-	добывающая в консервации	12.2024	2026
СВД-69	-	добывающая в консервации	12.2024	
СВД-201	2024	новая добывающая	2025	2027
СВД-202	2025	новая добывающая	2026	
СВД-203	2026	новая добывающая	2027	



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

Характеристика	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	режим истощения	с ППД	с ППД
Система размещения скважин	рядная	рядная	рядная
Расстояние между скважинами			
Плотность сетки в среднем, $10^4$ м <sup>2</sup> /скв	87	52,2	43,5
Соотношение скважин в элементе, доб./нагн.	1/0	1,5/1	2/1
Режим работы скважин: - добывающих	$P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}}$		
- нагнетательных	$P_{\text{зак}} < P_{\text{гидр}}$		
Коэффициент использования фонда скв., д.ед.	1	1	1
Коэффициенты эксплуатации скважин, д.ед.:			
- добывающих	0,91		
- нагнетательных	-	0,91	
Принятый коэффициент компенсации отбора закачкой, %	-	100	100

### 3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Пластовые воды месторождения приурочены к палеозойским отложениям (PZ). Характеристика пластовой воды палеозойских отложений исследованы по двум пробам, отобранным из скважины СВД-69 с интервала 2112-2135 м. Содержание ионов и примесей в пластовой воде приведено в разделе 2.3 настоящего отчета (табл. 2.3.1).

Однако, в качестве заводнения продуктивных пластов для поддержания пластового давления планируется использовать воды из водозаборных скважин. До начала заводнения необходимо провести исследования на совместимость воды из водозаборной скважины с пластовой.

### 3.4.4 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Большое влияние на степень охвата пласта вытеснением по площади оказывает его микро- и макронеоднородности.

На этапе проектирования разработки учесть при размещении проектных скважин неоднородность во всех ее деталях не удастся, так как она бывает изучена еще не в полной мере. Сокращение размеров, не охваченных вытеснением зон залегания коллекторов возможно за счет бурения скважин резервного фонда. С целью вовлечения в разработку отдельных линз и застойных зон предлагается на месторождении Северо-Восточный Дошан использовать резервный фонд 15 % от основного фонда месторождения.

### 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  $\pm 30\%$ . Несмотря 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 продавца. 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** - рассчитывались в соответствии с «Нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» (Приложение 1 к Приказу Председателя Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года №249-нк) и добавлялись к прямым затратам. Для удобства и простоты все косвенные затраты были разделены на несколько категорий.

*Затраты на содержание временных зданий и сооружений* – приняты в размере 4,1 % от строительно-монтажных работ.

*Затраты на производство работ в зимнее время* – приняты в размере 3,024% от строительно-монтажных работ.

*Затраты на транспорт привозных материалов* – приняты в размере 0,967 % от строительно-монтажных работ.

*Затраты на производство работ вахтовым методом* – составили 10 % от строительно-монтажных работ.

*Налоги, сборы, обязательные платежи* – 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 неопределённости 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 Винчерс Инк.» за 2023 год. Для расчета операционных и текущих расходов по месторождению на проектный период использованы нормативы по указанному предприятию, в соответствии со структурой и уровнем 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;
- на одного работника АУП.

Условно-переменные, приходящиеся на:

- одну тонну добываемой жидкости;
- одну тонну добываемых углеводородов.

Постоянные расходы, в миллионах тенге в год.

В составе вспомогательных материалов, используемых на промысле, учтены затраты на:

- трубы;
- задвижки;
- запчасти;
- воду (питьевую, на хозяйственно-бытовые нужды и нужды технологических процессов и техническую, на нужды промысла);
- и прочие материалы.

Для определения нормативов расходов углеводородов на собственные нужды, а также их потери на всех этапах производства: добыче, сборе, транспортировке и подготовке также использованы и фактически сложившиеся уровни затрат и 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.

В таблице 3.5.3 приведены коэффициенты инфляции-дефляции, которые были применены в расчетах. За срок начала инфляции принят 2024 год.

Ставка инфляции на изменение капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цен реализации продукции составляет – 9,3% в год.

**Таблица 3.5.1 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат**

№	Норматив	Ед.изм.	Значение
1	Удельный вес потерь нефти	%	1,3
2	Удельный вес использования нефти на собственные нужды	%	0,9
3	Удельный вес использования газа на собственные нужды	%	100
4	Среднегодовая оплата труда одного работника ППП	млн.тенге	6,745
5	Среднегодовая оплата труда одного работника АУП	млн.тенге	9,782
6	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
6.1	Ремонт скважин	млн.тенге/скв.	0,085
6.2	Арендные затраты	млн.тенге/год	0,017
6.3	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	млн.тенге/год	0,528
6.4	Затраты на транспортировку нефти	тыс.тенге/тонну жидк.	0,052
6.5	Затраты условно-постоянные, зависящие от фонда скважин	млн.тенге/скв.	0,125
6.6	Затраты на страхование	млн.тенге/год	0,143
6.7	Экологические расходы (мониторинг недр)	тыс.тенге/тонну нефти	0,011
6.8	Затраты на закачку	тыс.тенге/м <sup>3</sup>	0,375
7	Расходы периода		
7.1	Расходы на персонал	млн.тенге/раб. АУП	0,007
7.2	Услуги непромышленного характера, выполненные сторонними организациями	млн.тенге/год	0,269
7.3	Затраты на страхование	млн.тенге/раб. ППП+АУП	0,026
7.4	Прочие затраты	млн.тенге/год	0,003
8	Количество баррелей в тонне	bbl/тонну	7,746
9	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок	%	75,7
10	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок	%	24,3
11	Инфляция цены на продукцию, капиальные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	9,3



**Таблица 3.5.2 - Нормативы расчета затрат по месторождению, связанные с налогообложением и ценой продукции**

Наименование	Значение
Социальный налог	9,5-11%
Социальные отчисления	3,5-5%
Отчисления в пенсионный фонд	10,0%
Отчисления в Фонд обязательного медицинского страхования	2-3%
Амортизационные отчисления фиксированных активов подлежащих вычету при налогообложении	15,0%
Затраты на обучение казахстанских специалистов (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	1,0%
Отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования	согласно расчета отчислений для ликвидации последствий недропользования
Развитие социальной сферы и инфраструктуры, (от инвестиций по итогам предыдущего года)	1,0%
Затраты на НИОКР (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	1,0%
Корпоративный подоходный налог, %	20,0%
НДПИ	по шкале
Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг	12,0%
Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке	12,0%
Налог на имущество	1,5%
Налог на сверхприбыль	по шкале
Прочие налоги и отчисления в бюджет, %	0,4%
Рентный налог	по шкале
Таможенная пошлина	по шкале
Цена реализации нефти на внешнем рынке (без учета НДС, с учетом транспортных расходов), тенге/тонну	252 699,7
Цена реализации нефти на внутреннем рынке (с учетом НДС и транспортных расходов), тенге/тонну	125 127,8
Цена транспорта нефти на внешнем рынке (без учета НДС), тенге/тонну	51 379,0
Цена транспорта нефти на внутреннем рынке (с учетом НДС), тенге/тонну	4 367,6
Год начала инфляции	2024
Курс доллара в тенге	460

Таблица 3.5.3 - Расчет коэффициентов инфляции/дефляции

Года	Ставка инфляции КВ и эксплуатационных затрат, %	Коэффициент инфляции КВ и эксплуатационных затрат, ед.	Коэффициент дефляции КВ и эксплуатационных затрат, ед.
1	2	3	4
2024	9,3	1,000	1,000
2025	9,3	1,093	0,915
2026	9,3	1,195	0,837
2027	9,3	1,307	0,765
2028	9,3	1,429	0,700
2029	9,3	1,562	0,640
2030	9,3	1,707	0,586
2031	9,3	1,867	0,536
2032	9,3	2,041	0,490
2033	9,3	2,231	0,448
2034	9,3	2,439	0,410
2035	9,3	2,667	0,375
2036	9,3	2,915	0,343
2037	9,3	3,187	0,314
2038	9,3	3,484	0,287
2039	9,3	3,809	0,263
2040	9,3	4,165	0,240
2041	9,3	4,553	0,220
2042	9,3	4,978	0,201
2043	9,3	5,442	0,184
2044	9,3	5,949	0,168
2045	9,3	6,504	0,154
2046	9,3	7,111	0,141
2047	9,3	7,774	0,129
2048	9,3	8,499	0,118
2049	9,3	9,292	0,108
2050	9,3	10,158	0,098
2051	9,3	11,105	0,090
2052	9,3	12,141	0,082
2053	9,3	13,273	0,075
2054	9,3	14,511	0,069
2055	9,3	15,865	0,063
2056	9,3	17,344	0,058
2057	9,3	18,962	0,053
2058	9,3	20,730	0,048
2059	9,3	22,663	0,044
2060	9,3	24,777	0,040
2061	9,3	27,087	0,037
2062	9,3	29,614	0,034
2063	9,3	32,375	0,031
2064	9,3	35,395	0,028
2065	9,3	38,696	0,026
2066	9,3	42,304	0,024
2067	9,3	46,250	0,022
2068	9,3	50,563	0,020
2069	9,3	55,278	0,018
2070	9,3	60,434	0,017
2071	9,3	66,070	0,015
2072	9,3	72,231	0,014



## **4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**

### **4.1 Технологические показатели вариантов разработки**

В рамках данного Проекта на месторождении Северо-Восточный Дошан выделен 1 объект разработки (PZ), по которому рассчитаны проектные технологические показатели до конца разработки (до достижения предельной обводненности и утвержденного КИН).

Технологические показатели разработки по 1 объекту месторождения по рекомендуемому к внедрению варианту 2 за проектно-рентабельный период (2024-2048 гг.) приведены в таблицах 4.1.1-4.1.2, по 1 и 3 вариантам за весь расчетный период – в текстовых приложениях П.4.1.1-П.4.1.4.

Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по трем вариантам разработки приведены на графическом приложении 6.

В настоящем Проекте разработки месторождения Северо-Восточный Дошан рекомендуемый вариант разработки, согласно «Единым правилам...», определялся технологическими и технико-экономическими параметрами, на основании которых выбирается вариант, обеспечивающий максимальную (либо утвержденную ГКЗ РК) нефте/газо отдачу из пласта при обеспечении для Государства и Недропользователя максимальной экономической эффективности.

Варианты 1 и 3 не проходят как рекомендуемый как по экономическим, так и по технологическим характеристикам – в вариантах не достигается утвержденный коэффициент извлечения нефти, принятый Государственной Комиссии по запасам РК.



Таблица 4.1.1 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Горизонт PZ. Характеристика основного фонда скважин. 2вариант

Г о д	Бурение скважин за период			Ввод скв. из бурения	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод в наблюдательный фонд, ед.	Ввод скв. из набл. фонда	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. скв., м <sup>3</sup> /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	18
2024	1	1	0	0	0	0	2	3	6,6	0	0	2	2	0	7,5	20,34	0,0
2025	1	1	0	1	0	0	0	4	8,8	0	0	3	2	0	10,9	28,48	0,0
2026	1	1	0	1	1	0	0	5	11,0	0	0	3	2	1	12,0	37,02	71,1
2027	0	0	0	1	1	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	13,3	44,42	75,2
2028	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	12,2	48,86	88,3
2029	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	11,8	48,91	87,9
2030	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	11,3	48,42	86,6
2031	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	10,9	47,93	85,3
2032	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	10,5	47,45	83,9
2033	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	10,1	46,98	82,6
2034	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	9,69	46,51	81,4
2035	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	9,35	46,04	80,2
2036	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	9,03	45,58	79,1
2037	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	8,56	45,13	77,7
2038	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	8,13	44,68	76,4
2039	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	7,71	44,23	75,1
2040	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	7,32	43,79	73,9
2041	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	6,95	43,35	72,7
2042	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	6,59	42,92	71,6
2043	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	6,26	42,49	70,4
2044	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	5,94	42,06	69,3
2045	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	5,63	41,64	68,3
2046	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	5,35	41,22	67,2
2047	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	5,16	40,81	66,4
2048	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	4,98	40,40	65,5
2049	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	4,81	40,00	64,7
2050	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	4,64	39,60	63,8
2051	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	2	4,48	39,20	63,0
2052	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	1	0	2	2	2	4,33	55,87	57,8
2053	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	4,18	55,31	57,1
2054	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	4,03	54,75	56,5
2055	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	3,89	54,21	55,8
2056	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	3,76	53,66	55,1
2057	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	3,63	53,13	54,5
2058	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	3,50	52,60	53,9
2059	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	3,38	52,07	53,2
2060	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	3,26	51,55	52,6
2061	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	3,06	51,03	51,9
2062	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	2,88	50,52	51,2
2063	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	2,70	50,02	50,6
2064	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	2,51	49,52	49,9
2065	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	2,16	49,02	49,1
2066	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	1,85	48,53	48,3
2067	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	1,59	48,05	47,6
2068	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	1,36	47,57	46,9
2069	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	1,17	47,09	46,2
2070	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	0,85	46,62	45,6
2071	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	0,73	46,15	45,0
2072	0	0	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	2	2	2	0,63	45,69	44,5



## 4.2 Технико-экономические показатели вариантов разработки

### 4.2.1 Основные подходы и допущения

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности трех вариантов разработки в рамках «Проекта разработки месторождения Северо-Восточный Дощан».

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 АО «ПетроКазахстан Винчерс Инк.» 100 % нефти будет реализовано на внутренний рынок.

Начиная с 2024 г. – 24,3% нефти будет реализовано на внешний рынок, 75,7% нефти на внутренний рынок.

Газ будет использован на собственные нужды.

Цены нефти, принятые в проекте, определены 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 базовая цена продажи нефти на внешнем рынке – 252 699,7 тенге/тонну с учетом транспортных расходов и при нулевой ставке НДС.

Проектируемая базовая цена продажи нефти на внутреннем рынке – 125 127,8 тенге/тонну при условии с учетом НДС и транспортных расходов.

Базовый тариф на транспортировку нефти на внешний рынок принят в размере – 51 379,0 тенге/тонну, на внутренний рынок – 4 367,6 тенге/тонну, с учетом НДС.

Расчет произведен как в текущих (с учетом инфляции), так и в расчетных (с учетом дефляции) ценах.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах.

Сравнение вариантов происходило по результатам расчетов показателей в ценах с учетом инфляции, кроме основных технико-экономических показателей: Чистого дисконтированного денежного потока наличности (NPV), внутренней нормы прибыли (IRR), срока окупаемости.

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.

#### **4.2.2 Капитальные вложения**

В состав капитальных вложений входят затраты на строительство и ввод в эксплуатацию скважин, затраты на обустройство скважин, необходимых для эффективной работы нефтедобывающего производства.

Объемы капитальных вложений включают в себя:

- стоимость строительства (бурения) новых добывающих и нагнетательных скважин;
- стоимость перевода скважин из наблюдательного фонда;
- затраты на обустройство новых скважин;
- стоимость строительства выкидных и нагнетательных линий.

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 4.2.2.1 и в табличных приложениях П.4.2.2.2; П.4.2.2.3.

#### **4.2.3 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 4.2.3.1 и табличных приложениях П.4.2.3.2; П.4.2.3.3 приведен расчет дохода от продаж выпускаемой продукции.

Расходы понесенные предприятием, (операционные затраты) разделяются на расходы, относимые на себестоимость продукции и на расходы периода.

Расходы относимые на себестоимость продукции включают в себя все эксплуатационные затраты, производимые непосредственно на промысле. Расходы периода в свою очередь включают в себя общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции, включают:

- арендные затраты;



Таблица 4.2.2.1 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет капитальных вложений. Вариант 2.

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы млн.тг	Стоимость всего млн.тг	Распределение по годам																			
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17	18	19	20	
						2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2039	2040	2041	2042	2043	2043
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	22	23	24	25	26	
I	<u>Строительство скважин (подземное строительство)</u>																								
1	Бурение добывающих скважин	скв.	3	267	802	267	267	267	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Ввод скважин из консервации	скв.	2	26	51	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	Перевод добывающих скважин под в ППД	скв.	2	8	15	0	0	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Выбытие скважин	скв.	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого строительство скважин				870	318	267	275	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				967	318	292	329	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
II	<u>Надземное строительство</u>																								
	<u>Обустройство промысла</u>																								
1	Обустройство скважин	скв.	5	8	38	15	8	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Выкидные линии, Ø89*6	км	5	22	111	45	22	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	Замерная установка (ЗУ)	ед.	1	90	90	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Нефтяной коллектор до м.р. Юго-Восточный Дошан Ø114*6	км	7,6	24	186	186	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	Нагнетательный коллектор Ø114	км	5	24	122	122	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	Блочная модульная установка водонагнетания	ед.	1	113	113	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Нагнетательные линии, Ø89	км	1	22	22	0	0	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	1	110	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	Печи подогрева воды, ПП-0,63	ед.	1	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	Автомобильные дороги к новым скважинам	км	5	12	58	19	19	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	Линии электропередач (ЛЭП)	км	5	3	16	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого надземное строительство				873	599	167	66	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				914	599	183	78	54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				1 742	917	435	341	49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Всего со строительством скважин, в ценах с учетом инфляции				1 881	917	475	407	63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Коэффициент инфляции					1,000	1,093	1,195	1,307	1,429	1,562	1,707	1,867	2,041	2,231	2,439	2,667	2,915	3,187	3,809	4,165	4,553	4,978	5,442	



Продолжение таблицы 4.2.2.1

№	Наименование работ, объектов и затрат	Распределение по годам											
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	...	49
		2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	...	2072
1	2	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	...	56
I	<u>Строительство скважин (подземное строительство)</u>												
1	Бурение добывающих скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Ввод скважин из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин под в ППД	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Выбытие скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	1,5	0	0	0
	Итого строительство скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	1,5	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции	0	0	0	0	0	0	0	0	18,2116	0	0	0
II	<u>Надземное строительство</u>												
	<u>Обустройство промысла</u>												
1	Обустройство скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии, Ø89*6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Замерная установка (ЗУ)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Нефтяной коллектор до м.р. Юго-Восточный Дошан Ø114*6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Нагнетательный коллектор Ø114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Блочная модульная установка водонагнетания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Нагнетательные линии, Ø89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Водораспределительные пункты (ВРП)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Печи подогрева воды, ПП-0,63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Автомобильные дороги к новым скважинам	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Линии электропередач (ЛЭП)	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
	Итого надземное строительство с учетом инфляции	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин без учета инфляции	0	0	0	0	0	0	0	0	1,5	0	0	0
	Всего со строительством скважин, в ценах с учетом инфляции	0	0	0	0	0	0	0	0	18,2116	0	0	0
	Коэффициент инфляции	5,949	6,504	7,111	7,774	8,499	9,292	10,158	11,105	12,141	13,273	...	72,2314

Таблица 4.2.3.1 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 2.

Года	Объем добычи нефти тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) млн.тг
		Объем продажи			Цена реализации нефти		
		всего тыс.т	на внешний рынок тыс.т	на внутренний рынок тыс.т	на внешний рынок тыс.тг/тонну	на внутренний рынок тыс.тг/тонну	
1	2	3	4	5	6	7	8
2024	0,2	0,2	0,0	0,2	252,7	125,1	29,5
2025	9,3	9,2	2,2	7,0	276,3	136,8	1 472,6
2026	10,3	10,2	2,5	7,7	302,0	149,6	1 772,8
2027	11,3	11,2	2,7	8,5	330,2	163,5	2 134,1
2028	12,1	12,0	2,9	9,1	361,0	178,8	2 499,0
2029	11,7	11,6	2,8	8,8	394,7	195,4	2 637,3
2030	11,3	11,2	2,7	8,5	431,5	213,6	2 783,2
2031	10,9	10,7	2,6	8,1	471,7	233,6	2 924,5
2032	10,4	10,3	2,5	7,8	515,7	255,4	3 073,0
2033	10,0	9,9	2,4	7,5	563,8	279,2	3 229,0
2034	9,7	9,5	2,3	7,2	616,4	305,2	3 392,9
2035	9,3	9,2	2,2	7,0	673,8	333,7	3 580,6
2036	9,0	8,9	2,2	6,7	736,7	364,8	3 778,8
2037	8,5	8,4	2,0	6,4	805,4	398,8	3 920,4
2038	8,1	8,0	1,9	6,1	880,5	436,0	4 067,4
2039	7,7	7,6	1,8	5,7	962,6	476,7	4 219,8
2040	7,3	7,2	1,7	5,5	1 052,4	521,1	4 378,0
2041	6,9	6,8	1,7	5,2	1 150,5	569,7	4 542,1
2042	6,6	6,5	1,6	4,9	1 257,8	622,8	4 712,3
2043	6,2	6,2	1,5	4,7	1 375,2	680,9	4 888,9
2044	5,9	5,8	1,4	4,4	1 503,4	744,4	5 072,2
2045	5,6	5,5	1,3	4,2	1 643,6	813,9	5 262,3
2046	5,3	5,3	1,3	4,0	1 796,9	889,8	5 459,5
2047	5,1	5,1	1,2	3,8	1 964,5	972,7	5 761,7
2048	5,0	4,9	1,2	3,7	2 147,7	1 063,4	6 080,5
2049	4,8	4,7	1,1	3,6	2 348,0	1 162,6	6 417,0
2050	4,6	4,6	1,1	3,5	2 566,9	1 271,1	6 772,1
2051	4,5	4,4	1,1	3,3	2 806,3	1 389,6	7 146,8
2052	2,9	2,8	0,7	2,1	3 068,0	1 519,2	5 028,2
2053	2,8	2,7	0,7	2,1	3 354,2	1 660,9	5 306,5
2054	2,7	2,6	0,6	2,0	3 667,0	1 815,8	5 600,1
2055	2,6	2,6	0,6	1,9	4 009,0	1 985,1	5 910,0
2056	2,5	2,5	0,6	1,9	4 382,8	2 170,2	6 237,1
2057	2,4	2,4	0,6	1,8	4 791,6	2 372,6	6 582,2
2058	2,3	2,3	0,6	1,7	5 238,4	2 593,9	6 946,5
2059	2,2	2,2	0,5	1,7	5 727,0	2 835,8	7 330,9
2060	2,2	2,1	0,5	1,6	6 261,1	3 100,3	7 736,5
2061	2,0	2,0	0,5	1,5	6 845,0	3 389,4	7 941,9
2062	1,9	1,9	0,5	1,4	7 483,4	3 705,5	8 152,8
2063	1,8	1,8	0,4	1,3	8 181,2	4 051,1	8 369,2
2064	1,7	1,6	0,4	1,2	8 944,2	4 428,9	8 517,1
2065	1,4	1,4	0,3	1,1	9 778,4	4 841,9	7 989,1
2066	1,2	1,2	0,3	0,9	10 690,3	5 293,5	7 493,9
2067	1,1	1,0	0,3	0,8	11 687,3	5 787,1	7 029,5
2068	0,9	0,9	0,2	0,7	12 777,2	6 326,8	6 593,7
2069	0,8	0,8	0,2	0,6	13 968,8	6 916,9	6 185,0
2070	0,7	0,7	0,2	0,5	15 271,6	7 561,9	5 801,7
2071	0,6	0,6	0,1	0,4	16 695,8	8 267,2	5 448,4
2072	0,5	0,5	0,1	0,4	18 252,9	9 038,2	5 116,7
Итого приб.перио д 2024-2072	254,9	251,7	61,2	190,6			253 325,2
Итого расчет.пери од 2024- 2072	254,9	251,7	61,2	190,6			253 325,2



- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями (услуги безопасности; услуги пожарной системы; медицинские услуги; услуги химической лаборатории; услуги лаборатории; услуги по охране труда и технике безопасности; прочие услуги);
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции;
- затраты производственного характера (услуги ГДИС; каротажные работы);
- ремонт скважин (услуги КРС; каротажные ремонтные работы; каротажные приборы КСТ);
- внутрипромысловый транспорт нефти;
- страхование;
- экологические расходы охрана окружающей среды (услуги по охране окружающей среды);
- затраты на НИОКР;
- налоги, отчисления и сборы в бюджет, входящие в себестоимость продукции;

Результаты расчетов расходов, относимых на себестоимость продукции, приведены в таблице 4.2.3.4 и табличных приложениях П.4.2.3.5; П.4.2.3.6.

Расходы периода включают:

- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- затраты на персонал (связь; командировочные; проездные);
- услуги, выполненные сторонними организациями (юридические услуги; аудит; расходы по инспектированию; банковские расходы; комиссия банка);
- амортизация нематериальных активов и исторических затрат;
- страхование;
- социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры;
- расходы по реализации (экспортно-таможенная пошлина; транспортные расходы; рентный налог);
- налоги и другие обязательные платежи в бюджет общепромышленного характера, за исключением тех налогов и платежей, которые платятся из прибыли;



Таблица 4.2.3.4 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 2.

Года	Расходы, относимые на себестоимость продукции											Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тонны нефти
	Арендные затраты	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	ФОТ ППП	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Затраты производственного характера	Ремонт скважин	Внутрипромысловый транспорт нефти	Затраты на закачку	Страхование	Экологические расходы	НИОКР	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
2024	0,02	0,5	27,0	0,9	0,3	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	1,0	4,2	16,3	21,5	50,5	246,5
2025	0,02	0,6	40,5	57,0	0,4	0,3	1,4	0,0	0,2	0,1	0,3	51,9	7,4	23,4	82,7	183,4	19,6
2026	0,02	0,6	40,5	79,7	0,4	0,3	2,0	9,1	0,2	0,1	1,0	62,5	7,4	28,7	98,5	232,5	22,6
2027	0,02	0,7	40,5	90,8	0,5	0,3	2,6	21,0	0,2	0,2	1,3	75,2	7,4	28,4	111,0	269,1	23,7
2028	0,02	0,8	40,5	97,3	0,5	0,4	3,6	31,5	0,2	0,2	1,6	88,1	7,4	27,0	122,5	299,0	24,6
2029	0,03	0,8	40,5	93,9	0,6	0,4	3,9	33,9	0,2	0,2	1,7	93,0	7,4	25,6	125,9	302,1	25,8
2030	0,03	0,9	40,5	90,6	0,6	0,4	4,2	36,5	0,2	0,2	1,7	98,1	7,4	24,2	129,7	305,7	27,0
2031	0,03	1,0	40,5	87,1	0,7	0,5	4,6	39,3	0,3	0,2	1,7	103,1	7,4	22,8	133,3	309,1	28,4
2032	0,04	1,1	40,5	83,7	0,8	0,5	4,9	42,3	0,3	0,2	1,7	108,3	7,4	21,5	137,2	313,3	30,0
2033	0,04	1,2	40,5	80,5	0,8	0,6	5,3	45,5	0,3	0,3	1,7	113,8	7,4	20,3	141,4	318,2	31,7
2034	0,04	1,3	40,5	77,3	0,9	0,6	5,8	49,0	0,3	0,3	1,7	119,6	7,4	19,1	146,0	323,8	33,6
2035	0,05	1,4	40,5	74,7	1,0	0,7	6,3	52,8	0,4	0,3	1,8	126,2	7,4	17,9	151,5	331,2	35,5
2036	0,05	1,5	40,5	72,1	1,1	0,7	6,8	56,8	0,4	0,3	1,8	133,2	7,4	16,8	157,3	339,4	37,7
2037	0,05	1,7	40,5	68,4	1,2	0,8	7,3	61,1	0,5	0,3	1,8	138,2	7,4	15,7	161,3	344,8	40,4
2038	0,06	1,8	40,5	64,9	1,3	0,9	7,9	65,7	0,5	0,3	1,8	143,4	7,4	14,7	165,4	351,1	43,4
2039	0,07	2,0	40,5	61,6	1,4	1,0	8,6	70,6	0,5	0,3	1,8	148,7	7,4	13,7	169,8	358,2	46,6
2040	0,07	2,2	40,5	58,4	1,6	1,1	9,3	75,9	0,6	0,3	1,9	154,3	7,4	12,8	174,5	366,3	50,2
2041	0,08	2,4	40,5	55,5	1,7	1,2	10,1	81,7	0,7	0,4	1,9	160,1	7,4	11,9	179,4	375,3	54,2
2042	0,09	2,6	40,5	52,6	1,9	1,3	10,9	87,9	0,7	0,4	1,9	166,1	7,4	11,1	184,5	385,3	58,7
2043	0,09	2,9	40,5	50,0	2,0	1,4	11,8	94,5	0,8	0,4	2,0	172,3	7,4	10,3	190,0	396,3	63,6
2044	0,10	3,1	40,5	47,4	2,2	1,5	12,8	101,8	0,9	0,4	2,0	178,8	7,4	9,5	195,7	408,3	69,0
2045	0,11	3,4	40,5	45,0	2,4	1,7	13,8	109,5	0,9	0,4	2,1	185,5	7,4	8,8	201,7	421,6	75,1
2046	0,12	3,8	40,5	42,7	2,7	1,8	14,9	117,9	1,0	0,4	2,2	192,4	7,4	8,1	207,9	436,0	81,8
2047	0,13	4,1	40,5	41,2	2,9	2,0	16,2	127,3	1,1	0,5	2,2	203,1	7,4	7,5	217,9	456,0	88,7
2048	0,15	4,5	40,5	39,8	3,2	2,2	17,5	137,3	1,2	0,5	2,3	214,3	7,4	6,9	228,6	477,7	96,2



Продолжение таблицы 4.2.3.4

Года	Расходы, относимые на себестоимость продукции											Налоги и платежи					
	Арендные заплаты млн.тг	Услуги производ- ственного харак- тера, выполнен- ные сторонними организациями млн.тг	ФОТ ППП млн.тг	Амортизацион- ные отчисления, включаемые в себестоимость продукции млн.тг	Заплаты производствен- ного характера млн.тг	Ремонт скважин млн.тг	Внутрипримыс- ловый транспорт нефти млн.тг	Заплаты на закачку млн.тг	Страхование млн.тг	Экологические расходы млн.тг	НИОКР млн.тг	НДПИ млн.тг	Налоги, отчис- ляемые от ФОТ ППП млн.тг	Налог на имущество млн.тг	Итого налогов и платежей млн.тг	Итого расходы, относимые на себе- стоимость продукции млн.тг	Производственная себестоимость 1 тонны нефти тыс.тг/т
2049	0,16	4,9	40,5	38,4	3,5	2,4	18,9	148,2	1,3	0,5	2,5	226,2	7,4	6,3	239,8	501,1	104,6
2050	0,17	5,4	40,5	37,1	3,8	2,6	20,5	160,0	1,5	0,5	2,6	238,7	7,4	5,7	251,8	526,3	113,8
2051	0,19	5,9	40,5	35,8	4,2	2,8	22,2	172,7	1,6	0,6	2,7	251,9	7,4	5,1	264,4	553,5	124,0
2052	0,21	6,4	27,0	24,4	3,0	2,1	23,1	173,1	1,7	0,4	2,8	177,2	4,9	4,9	187,0	451,3	157,1
2053	0,23	7,0	27,0	23,5	3,3	2,3	25,0	187,0	1,9	0,4	2,6	187,0	4,9	4,5	196,5	476,7	171,9
2054	0,25	7,7	27,0	22,7	3,6	2,5	27,0	202,1	2,1	0,4	2,8	197,4	4,9	4,2	206,5	504,5	188,4
2055	0,27	8,4	27,0	21,9	4,0	2,7	29,2	218,3	2,3	0,5	2,9	208,3	4,9	3,8	217,0	534,5	206,8
2056	0,30	9,2	27,0	21,2	4,3	3,0	31,6	235,9	2,5	0,5	3,1	219,8	4,9	3,5	228,2	566,8	227,2
2057	0,33	10,0	27,0	20,4	4,8	3,2	34,2	254,9	2,7	0,5	3,3	232,0	4,9	3,2	240,1	601,5	249,7
2058	0,36	10,9	27,0	19,7	5,2	3,5	37,1	275,4	3,0	0,5	3,5	244,8	4,9	2,9	252,6	638,9	274,8
2059	0,39	12,0	27,0	19,1	5,7	3,9	40,1	297,6	3,2	0,6	3,8	258,4	4,9	2,6	265,9	679,1	302,6
2060	0,43	13,1	27,0	18,4	6,2	4,2	43,4	321,5	3,5	0,6	4,1	272,7	4,9	2,3	279,9	722,4	333,4
2061	0,47	14,3	27,0	17,3	6,8	4,6	47,0	346,9	3,9	0,6	4,3	279,9	4,9	2,0	286,8	760,0	373,6
2062	0,51	15,6	27,0	16,2	7,4	5,0	50,9	374,3	4,2	0,6	4,6	287,3	4,9	1,8	294,0	800,5	419,1
2063	0,56	17,1	27,0	15,2	8,1	5,5	55,0	403,9	4,6	0,7	5,0	295,0	4,9	1,5	301,4	844,1	470,7
2064	0,61	18,7	27,0	14,2	8,9	6,0	59,6	435,8	5,1	0,7	5,3	300,2	4,9	1,3	306,4	888,2	532,0
2065	0,66	20,4	27,0	12,2	9,7	6,6	64,5	468,5	5,5	0,6	5,7	281,6	4,9	1,1	287,6	908,9	634,5
2066	0,73	22,3	27,0	10,4	10,6	7,2	69,8	504,1	6,0	0,6	6,1	264,1	4,9	0,9	269,9	934,8	760,6
2067	0,79	24,4	27,0	9,0	11,6	7,9	75,5	542,8	6,6	0,6	6,5	247,8	4,9	0,7	253,4	966,0	916,1
2068	0,87	26,7	27,0	7,7	12,7	8,6	81,8	584,8	7,2	0,5	7,0	232,4	4,9	0,6	237,9	1 002,7	1 108,3
2069	0,95	29,2	27,0	6,6	13,9	9,4	88,5	630,5	7,9	0,5	7,5	218,0	4,9	0,5	223,4	1 045,3	1 346,5
2070	1,04	31,9	27,0	5,7	15,2	10,3	95,8	680,1	8,6	0,5	8,1	204,5	4,9	0,4	209,8	1 093,8	1 642,2
2071	1,13	34,9	27,0	4,9	16,6	11,2	103,7	733,9	9,4	0,4	8,7	192,0	4,9	0,3	197,3	1 149,1	2 008,3
2072	1,24	38,1	27,0	4,2	18,1	12,3	112,2	792,3	10,3	0,4	9,3	180,3	4,9	0,2	185,5	1 211,0	2 464,0
Итого приб. период 2024-2072	14,4	441,5	1 686,3	2 038,9	224,4	152,3	1 448,9	10 693,4	119,6	20,0	156,9	8 928,4	306,9	483,0	9 718,3	26 714,9	104,8
Итого расчет.период 2024-2072	14,4	441,5	1 686,3	2 038,9	224,4	152,3	1 448,9	10 693,4	119,6	20,0	156,9	8 928,4	306,9	483,0	9 718,3	26 714,9	104,8



– затраты на обучение казахстанских специалистов для работы на вновь вводимом оборудовании и установках;

– отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования.

Результаты расчетов затрат, входящих в расходы периода приведены в таблице 4.2.3.7 и табличных приложениях П.4.2.3.8; П.4.2.3.9.

Расчет балансовой прибыли и налогооблагаемого дохода, приведен в таблице 4.2.3.10 и табличных приложениях П.4.2.3.11; П.4.2.3.12.

Расчет экономических показателей приведен на основании следующих исходных данных:

- обслуживающий персонал рассчитан по Нормативам численности с учетом существующего количества работников и структуры численности по АО «ПетроКазахстан Винчерс Инк.»;

- среднегодовая заработная плата одного работника промышленно-производственного персонала принята по данным предприятия в размере 6,745 млн.тенге в год и административно-управленческого персонала 9,782 млн.тенге в год, с учетом налогов и отчислений, зависящих от Фонда оплаты труда (ФОТ);

- капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела “Капвложения” настоящей записки;

- 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 УВ. Затраты по другим объектам учитываются через услуги (грузоперевозки, снабжение, строительство, бурение, геофизические исследования и т.д.).

#### **4.2.4 Налоги и отчисления**

Расчет налогов и отчислений производился в соответствии с системой налогообложения в Республике Казахстан, Кодексом Республики Казахстан «О налогах и

Таблица 4.2.3.7 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции.  
Вариант 2

Года	Расходы периода						Расходы по реализации			Налоги и отчисления		Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации
	ФОТ АУП и персонала по сбыту	Затраты на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	Страхование	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Расходы на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависимые от ФОТ АУП и персонала по сбыту	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
2024	19,6	0,01	0,3	0,04	0,2	0,0	3,1	1,9	2,1	2,9	0,0	30,1	0,0	0,0
2025	29,3	0,02	0,3	0,04	0,3	9,5	155,7	97,9	117,7	5,2	0,9	416,8	0,3	1,8
2026	29,3	0,02	0,3	0,04	0,3	5,9	187,4	130,5	156,6	5,2	1,2	516,7	1,0	2,0
2027	29,3	0,03	0,4	0,04	0,3	5,5	225,7	162,4	197,5	5,2	1,5	627,7	1,3	2,2
2028	29,3	0,03	0,4	0,04	0,3	2,3	264,2	194,1	241,7	5,2	1,8	739,4	1,6	2,3
2029	29,3	0,03	0,4	0,04	0,4	1,8	278,9	206,7	277,3	5,2	2,0	802,0	1,7	2,2
2030	29,3	0,03	0,5	0,04	0,4	1,8	294,3	219,5	316,1	5,2	2,2	869,3	1,7	2,2
2031	29,3	0,04	0,5	0,04	0,4	1,8	309,2	246,9	356,7	5,2	2,4	952,6	1,7	2,1
2032	29,3	0,04	0,5	0,04	0,5	1,8	324,9	254,6	413,6	5,2	2,7	1 033,2	1,7	2,0
2033	29,3	0,05	0,6	0,04	0,5	1,8	341,4	261,3	434,6	5,2	2,8	1 077,6	1,7	1,9
2034	29,3	0,05	0,7	0,00	0,6	1,8	358,8	251,2	456,6	5,2	2,9	1 107,0	1,7	1,8
2035	29,3	0,05	0,7	0,00	0,6	1,8	378,6	242,5	481,9	5,2	2,9	1 143,6	1,8	1,8
2036	29,3	0,06	0,8	0,00	0,7	1,8	399,6	234,0	508,6	5,2	3,0	1 183,0	1,8	1,7
2037	29,3	0,06	0,9	0,00	0,7	1,9	414,5	222,1	527,6	5,2	3,0	1 205,3	1,8	1,6
2038	29,3	0,07	0,9	0,00	0,8	1,9	430,1	210,8	547,4	5,2	3,1	1 229,5	1,8	1,6
2039	29,3	0,08	1,0	0,00	0,9	1,9	446,2	200,0	567,9	5,2	3,1	1 255,6	1,8	1,5
2040	29,3	0,08	1,1	0,00	1,0	1,9	462,9	189,8	589,2	5,2	3,1	1 283,7	1,9	1,4
2041	29,3	0,09	1,2	0,00	1,1	2,0	480,3	180,1	611,3	5,2	3,2	1 313,7	1,9	1,3
2042	29,3	0,10	1,3	0,00	1,2	2,0	498,3	170,9	634,2	5,2	3,2	1 345,8	1,9	1,3
2043	29,3	0,11	1,5	0,00	1,3	2,0	516,9	162,2	658,0	5,2	3,3	1 379,9	2,0	1,2
2044	29,3	0,12	1,6	0,00	1,4	2,1	536,3	153,9	682,6	5,2	3,4	1 416,0	2,0	1,1
2045	29,3	0,13	1,7	0,00	1,5	2,2	556,4	146,1	708,2	5,2	3,4	1 454,3	2,1	1,1
2046	29,3	0,14	1,9	0,00	1,7	2,2	577,3	138,6	734,8	5,2	3,5	1 494,7	2,2	1,0
2047	29,3	0,16	2,1	0,00	1,8	2,3	609,2	133,8	775,4	5,2	3,7	1 563,1	2,2	1,0
2048	29,3	0,17	2,3	0,00	2,0	2,4	642,9	129,2	818,4	5,2	3,8	1 635,7	2,3	0,0
2049	29,3	0,19	2,5	0,00	2,2	2,5	678,5	124,7	863,6	5,2	4,0	1 712,8	2,5	0,0

Продолжение таблицы 4.2.3.7.

Года	Расходы периода						Расходы по реализации			Налоги и отчисления		Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации
	ФОТ АУП и персонала по сбыту	Заплаты на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	Страхование	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Расходы 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.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
2050	29,3	0,21	2,7	0,00	2,4	2,6	716,1	120,4	911,4	5,2	4,1	1 794,5	2,6	0,0
2051	29,3	0,22	3,0	0,00	2,6	2,8	755,7	116,2	961,9	5,2	4,3	1 881,2	2,7	0,0
2052	19,6	0,16	3,3	0,00	1,9	2,9	531,7	74,8	676,7	3,4	3,0	1 317,5	2,8	0,0
2053	19,6	0,18	3,6	0,00	2,1	2,9	561,1	72,2	714,2	3,4	3,2	1 382,4	2,6	0,0
2054	19,6	0,20	3,9	0,00	2,3	2,8	592,1	69,7	753,7	3,4	3,3	1 451,1	2,8	0,0
2055	19,6	0,21	4,3	0,00	2,5	3,0	624,9	67,3	795,4	3,4	3,5	1 524,1	2,9	0,0
2056	19,6	0,23	4,7	0,00	2,7	3,2	659,5	64,9	839,4	3,4	3,6	1 601,4	3,1	0,0
2057	19,6	0,26	5,1	0,00	3,0	3,4	696,0	62,7	885,9	3,4	3,8	1 683,2	3,3	0,0
2058	19,6	0,28	5,6	0,00	3,2	3,7	734,5	60,5	934,9	3,4	4,0	1 769,7	3,5	0,0
2059	19,6	0,31	6,1	0,00	3,5	3,9	775,1	58,4	986,6	3,4	4,2	1 861,3	3,8	0,0
2060	19,6	0,33	6,7	0,00	3,9	4,2	818,0	56,4	1 041,2	3,4	4,4	1 958,2	4,1	0,0
2061	19,6	0,37	7,3	0,00	4,2	4,5	839,8	52,9	1 068,9	3,4	4,5	2 005,5	4,3	0,0
2062	19,6	0,40	8,0	0,00	4,6	4,8	862,1	49,7	1 097,3	3,4	4,6	2 054,5	4,6	0,0
2063	19,6	0,44	8,7	0,00	5,0	5,1	884,9	46,7	1 126,4	3,4	4,7	2 105,1	5,0	0,0
2064	19,6	0,48	9,5	0,00	5,5	5,5	900,6	43,4	1 146,3	3,4	4,8	2 139,2	5,3	0,0
2065	19,6	0,52	10,4	0,00	6,0	5,9	844,8	37,3	1 075,2	3,4	4,5	2 007,7	5,7	0,0
2066	19,6	0,57	11,4	0,00	6,6	6,3	792,4	32,0	1 008,6	3,4	4,2	1 885,1	6,1	0,0
2067	19,6	0,62	12,4	0,00	7,2	6,7	743,3	27,4	946,1	3,4	3,9	1 770,8	6,5	0,0
2068	19,6	0,68	13,6	0,00	7,9	7,2	697,2	23,5	887,4	3,4	3,7	1 664,3	7,0	0,0
2069	19,6	0,75	14,9	0,00	8,6	7,7	654,0	20,2	832,4	3,4	3,4	1 565,2	7,5	0,0
2070	19,6	0,82	16,3	0,00	9,4	8,3	613,5	17,3	780,8	3,4	3,2	1 472,8	8,1	0,0
2071	19,6	0,89	17,8	0,00	10,3	8,9	576,1	14,9	733,3	3,4	3,0	1 388,4	8,7	0,0
2072	19,6	0,97	19,4	0,00	11,3	9,6	541,0	12,8	688,6	3,4	2,8	1 309,7	9,3	0,0
Итого приб.период 2024-2072	1 222,7	12,1	224,9	0,4	139,6	180,6	26 786,0	5 867,5	33 572,4	215,1	158,6	68 382,1	156,9	38,1
Итого расчет.период 2024-2072	1 222,7	12,1	224,9	0,4	139,6	180,6	26 786,0	5 867,5	33 572,4	215,1	158,6	68 382,1	156,9	38,1





**Таблица 4.2.3.10 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Эксплуатационные затраты, балансовая прибыль и налогооблагаемый доход, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2.**

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с и расходы периода) млн.тг	Общие расходы (включаемые в с/с и расходы периода), приходящиеся на 1 тонну нефти тыс.тг/тонну	Балансовая прибыль (+), убыток (-) млн.тг	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода млн.тг	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода млн.тг	Налогооблагаемый доход млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2024	80,6	393,8	-51,1	136,0	215,7	-186,2
2025	602,2	64,4	870,4	183,7	728,9	743,7
2026	752,2	73,1	1 020,6	232,8	905,2	867,5
2027	900,3	79,5	1 233,8	233,5	1 043,0	1 091,1
2028	1 042,2	85,9	1 456,8	198,4	1 143,3	1 355,7
2029	1 108,1	94,6	1 529,2	173,9	1 188,0	1 449,2
2030	1 178,8	104,2	1 604,4	151,5	1 239,6	1 543,6
2031	1 265,6	116,4	1 658,9	132,1	1 310,5	1 614,0
2032	1 350,2	129,2	1 722,7	115,2	1 381,7	1 691,3
2033	1 399,5	139,4	1 829,5	100,5	1 419,4	1 809,5
2034	1 434,4	148,6	1 958,5	87,6	1 444,7	1 948,2
2035	1 478,3	158,7	2 102,3	76,4	1 480,1	2 100,6
2036	1 526,0	169,7	2 252,8	66,6	1 520,5	2 258,3
2037	1 553,6	182,0	2 366,8	58,1	1 543,3	2 377,1
2038	1 584,0	195,6	2 483,4	50,7	1 569,7	2 497,6
2039	1 617,2	210,4	2 602,6	44,2	1 599,8	2 620,0
2040	1 653,2	226,7	2 724,7	38,5	1 633,3	2 744,7
2041	1 692,2	244,5	2 849,8	33,6	1 670,4	2 871,7
2042	1 734,2	264,0	2 978,1	29,3	1 710,9	3 001,4
2043	1 779,3	285,5	3 109,6	25,5	1 754,9	3 134,1
2044	1 827,5	309,0	3 244,7	22,3	1 802,4	3 269,8
2045	1 879,0	334,7	3 383,3	19,4	1 853,4	3 408,9
2046	1 933,9	363,0	3 525,7	16,9	1 908,1	3 551,4
2047	2 022,3	393,3	3 739,3	14,8	1 995,9	3 765,8
2048	2 115,7	426,2	3 964,8	12,9	2 088,8	3 991,7
2049	2 216,3	462,5	4 200,7	11,2	2 189,1	4 227,8

Продолжение Таблицы 4.2.3.10

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с и расходы периода) млн.тг	Общие расходы (включаемые в с/с и расходы периода), приходящиеся на 1 тонну нефти тыс.тг/тонну	Балансовая прибыль (+), убыток (-) млн.тг	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода млн.тг	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода млн.тг	Налогооблагаемый доход млн.тг
2050	2 323,4	502,3	4 448,7	9,8	2 296,1	4 475,9
2051	2 437,4	545,9	4 709,4	8,5	2 410,2	4 736,7
2052	1 771,6	616,6	3 256,6	7,4	1 754,7	3 273,5
2053	1 861,7	671,2	3 444,8	6,5	1 844,6	3 461,9
2054	1 958,4	731,4	3 641,7	5,7	1 941,3	3 658,8
2055	2 061,5	797,6	3 848,5	4,9	2 044,5	3 865,5
2056	2 171,2	870,2	4 065,8	4,3	2 154,4	4 082,7
2057	2 288,0	950,0	4 294,2	3,8	2 271,3	4 310,9
2058	2 412,1	1 037,5	4 534,3	3,3	2 395,7	4 550,8
2059	2 544,2	1 133,6	4 786,7	2,9	2 528,0	4 802,9
2060	2 684,6	1 239,2	5 051,9	2,5	2 668,7	5 067,8
2061	2 769,9	1 361,6	5 172,1	2,2	2 754,8	5 187,2
2062	2 859,6	1 497,1	5 293,1	1,9	2 845,3	5 307,5
2063	2 954,2	1 647,1	5 415,0	1,7	2 940,7	5 428,6
2064	3 032,7	1 816,5	5 484,4	1,4	3 019,9	5 497,1
2065	2 922,3	2 040,1	5 066,8	1,3	2 911,4	5 077,7
2066	2 826,0	2 299,3	4 667,9	1,1	2 816,7	4 677,3
2067	2 743,4	2 601,5	4 286,1	1,0	2 735,4	4 294,1
2068	2 674,1	2 955,5	3 919,7	0,8	2 667,2	3 926,5
2069	2 617,9	3 372,3	3 567,1	0,7	2 612,0	3 573,0
2070	2 574,7	3 865,5	3 227,0	0,6	2 569,7	3 232,0
2071	2 546,1	4 450,0	2 902,3	0,6	2 541,8	2 906,6
2072	2 530,1	5 147,9	2 586,6	0,5	2 526,4	2 590,3
Итого приб.период 2024-2072	95 292,1	373,8	158 033,2	2 338,7	95 591,4	157 733,8
Итого расчет.период 2024-2072	95 292,1	373,8	158 033,2	2 338,7	95 591,4	157 733,8

других обязательных платежей 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. Прочие налоги и платежи в бюджет (налог на транспортные средства, различные государственные пошлины и сборы, за проезд по территории РК, таможенные пошлины и др.) – 0,4%;
5. Затраты на НИОКР – 1% от затрат на добычу по итогам предыдущего года;
6. 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 недропользование 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

7. Ставки налога на добычу полезных ископаемых на сырую нефть, включая газовый конденсат, устанавливаются в фиксированном выражении по следующей шкале:



**Ставки НДС**

№	Объем годовой добычи	Ставка %
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

При использовании добытого природного газа на собственные производственные нужды – как производство фактического объема природного газа, использованного недропользователем на собственные производственные нужды, и производственной себестоимости добычи единицы продукции увеличенной на 20%.

8. Социальный налог – 9,5-11% от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);
9. Социальные отчисления – 3,5-5% от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);
10. Обязательное социальное медицинское страхование – 2-3%;
11. Затраты на обучение казахстанских специалистов – 1% от затрат на добычу по итогам предыдущего года;
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	Доллар США/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. Развитие социальной сферы и инфраструктуры – 1% от инвестиций по итогам предыдущего года;

14. 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 4.2.4.1 и табличных приложениях П.4.2.4.2; П.4.2.4.3 приведен расчет бюджетной эффективности государства.

#### **4.2.5 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.

В систему оценочных показателей включены также:

- 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 2024 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 4.2.5.1 и табличных приложениях П.4.2.5.2; П.4.2.5.3.

Расчет потоков денежной наличности приведен в таблице 4.2.5.4 и табличных приложениях П.4.2.5.5; П.4.2.5.6.

Таблица 4.2.4.1 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Года	Доход Государства									
	НДПИ	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на имущество	Отчисления в фонд государственного соц. и мед. страхования	Подоходный налог с физических лиц	Экспортная таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2024	1,0	2,1	0,0	0,0	16,3	5,7	4,0	1,9	0,0	31,1
2025	51,9	117,7	3,1	0,0	23,4	10,5	6,6	97,9	0,9	311,9
2026	62,5	156,6	173,5	209,6	28,7	10,5	7,2	130,5	1,2	780,1
2027	75,2	197,5	218,2	276,1	28,4	10,5	7,8	162,4	1,5	977,7
2028	88,1	241,7	271,1	364,1	27,0	10,5	8,6	194,1	1,8	1 207,0
2029	93,0	277,3	289,8	390,9	25,6	10,5	9,4	206,7	2,0	1 305,2
2030	98,1	316,1	308,7	416,7	24,2	10,5	10,2	219,5	2,2	1 406,2
2031	103,1	356,7	322,8	426,7	22,8	10,5	11,2	246,9	2,4	1 503,2
2032	108,3	413,6	338,3	440,5	21,5	10,5	12,2	254,6	2,7	1 602,2
2033	113,8	434,6	361,9	483,7	20,3	10,5	13,4	261,3	2,8	1 702,3
2034	119,6	456,6	389,6	540,7	19,1	10,5	14,6	251,2	2,9	1 804,8
2035	126,2	481,9	420,1	601,7	17,9	10,5	16,0	242,5	2,9	1 919,7
2036	133,2	508,6	451,7	664,3	16,8	10,5	17,5	234,0	3,0	2 039,6
2037	138,2	527,6	475,4	713,8	15,7	10,5	19,1	222,1	3,0	2 125,4
2038	143,4	547,4	499,5	763,3	14,7	10,5	20,9	210,8	3,1	2 213,5
2039	148,7	567,9	524,0	812,9	13,7	10,5	22,9	200,0	3,1	2 303,7
2040	154,3	589,2	548,9	862,8	12,8	10,5	25,0	189,8	3,1	2 396,5
2041	160,1	611,3	574,3	913,1	11,9	10,5	27,3	180,1	3,2	2 491,8
2042	166,1	634,2	600,3	963,8	11,1	10,5	29,9	170,9	3,2	2 590,0
2043	172,3	658,0	626,8	1 015,0	10,3	10,5	32,7	162,2	3,3	2 691,1
2044	178,8	682,6	654,0	1 066,9	9,5	10,5	35,7	153,9	3,4	2 795,4
2045	185,5	708,2	681,8	1 119,5	8,8	10,5	39,0	146,1	3,4	2 902,9
2046	192,4	734,8	710,3	1 172,9	8,1	10,5	42,7	138,6	3,5	3 013,9
2047	203,1	775,4	753,2	1 251,4	7,5	10,5	46,7	133,8	3,7	3 185,2
2048	214,3	818,4	798,3	1 334,2	6,9	10,5	51,0	129,2	3,8	3 366,6
2049	226,2	863,6	845,6	1 419,9	6,3	10,5	55,8	124,7	4,0	3 556,5



Продолжение таблицы 4.2.4.1

Года	Доход Государства									
	НДПИ	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на имущество	Отчисления в фонд государственного соц. и мед. страхования	Подоходный налог с физических лиц	Экспортная таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2050	238,7	911,4	895,2	1 509,5	5,7	10,5	61,0	120,4	4,1	3 756,5
2051	251,9	961,9	947,3	1 603,3	5,1	10,5	66,7	116,2	4,3	3 967,3
2052	177,2	676,7	654,7	1 084,1	4,9	7,0	48,6	74,8	3,0	2 731,0
2053	187,0	714,2	692,4	1 149,7	4,5	7,0	53,1	72,2	3,2	2 883,3
2054	197,4	753,7	731,8	1 217,7	4,2	7,0	58,1	69,7	3,3	3 042,7
2055	208,3	795,4	773,1	1 288,5	3,8	7,0	63,5	67,3	3,5	3 210,4
2056	219,8	839,4	816,5	1 362,6	3,5	7,0	69,4	64,9	3,6	3 386,9
2057	232,0	885,9	862,2	1 440,1	3,2	7,0	75,9	62,7	3,8	3 572,7
2058	244,8	934,9	910,2	1 521,0	2,9	7,0	83,0	60,5	4,0	3 768,3
2059	258,4	986,6	960,6	1 605,7	2,6	7,0	90,7	58,4	4,2	3 974,2
2060	272,7	1 041,2	1 013,6	1 694,3	2,3	7,0	99,2	56,4	4,4	4 191,0
2061	279,9	1 068,9	1 037,4	1 728,1	2,0	7,0	108,4	52,9	4,5	4 289,2
2062	287,3	1 097,3	1 061,5	1 761,2	1,8	7,0	118,5	49,7	4,6	4 388,9
2063	295,0	1 126,4	1 085,7	1 793,3	1,5	7,0	129,6	46,7	4,7	4 489,8
2064	300,2	1 146,3	1 099,4	1 804,6	1,3	7,0	141,6	43,4	4,8	4 548,7
2065	281,6	1 075,2	1 015,5	1 633,7	1,1	7,0	154,9	37,3	4,5	4 210,7
2066	264,1	1 008,6	935,5	1 467,9	0,9	7,0	169,3	32,0	4,2	3 889,5
2067	247,8	946,1	858,8	1 306,7	0,7	7,0	185,1	27,4	3,9	3 583,6
2068	232,4	887,4	785,3	1 149,4	0,6	7,0	202,3	23,5	3,7	3 291,6
2069	218,0	832,4	714,6	995,1	0,5	7,0	221,2	20,2	3,4	3 012,5
2070	204,5	780,8	646,4	843,3	0,4	7,0	241,8	17,3	3,2	2 744,8
2071	192,0	733,3	581,3	695,0	0,3	7,0	264,4	14,9	3,0	2 491,3
2072	180,3	688,6	518,1	547,6	0,2	7,0	289,1	12,8	2,8	2 246,5
Итого приб.период 2024-2072	8 928,4	33 572,4	31 438,3	49 427,1	483,0	436,7	3 582,6	5 867,5	158,6	133 894,7
Итого расчет.период 2024-2072	8 928,4	33 572,4	31 438,3	49 427,1	483,0	436,7	3 582,6	5 867,5	158,6	133 894,7

Таблица 4.2.5.1 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 2.

Года	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков млн.тг	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков млн.тг	Корпоративный подходный налог млн.тг	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога млн.тг	Чистая прибыль после налога на сверхприбыль млн.тг	Налог на сверхприбыль млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2024	-186,2	0,0	0,0	-51,1	-51,1	0,0
2025	743,7	15,3	3,1	867,4	867,4	0,0
2026	867,5	867,5	173,5	847,1	637,5	209,6
2027	1 091,1	1 091,1	218,2	1 015,5	739,4	276,1
2028	1 355,7	1 355,7	271,1	1 185,6	821,5	364,1
2029	1 449,2	1 449,2	289,8	1 239,4	848,4	390,9
2030	1 543,6	1 543,6	308,7	1 295,7	878,9	416,7
2031	1 614,0	1 614,0	322,8	1 336,1	909,5	426,7
2032	1 691,3	1 691,3	338,3	1 384,5	944,0	440,5
2033	1 809,5	1 809,5	361,9	1 467,6	983,9	483,7
2034	1 948,2	1 948,2	389,6	1 568,8	1 028,1	540,7
2035	2 100,6	2 100,6	420,1	1 682,2	1 080,5	601,7
2036	2 258,3	2 258,3	451,7	1 801,2	1 136,8	664,3
2037	2 377,1	2 377,1	475,4	1 891,4	1 177,6	713,8
2038	2 497,6	2 497,6	499,5	1 983,8	1 220,6	763,3
2039	2 620,0	2 620,0	524,0	2 078,6	1 265,7	812,9
2040	2 744,7	2 744,7	548,9	2 175,8	1 313,0	862,8
2041	2 871,7	2 871,7	574,3	2 275,5	1 362,4	913,1
2042	3 001,4	3 001,4	600,3	2 377,8	1 414,0	963,8
2043	3 134,1	3 134,1	626,8	2 482,8	1 467,8	1 015,0
2044	3 269,8	3 269,8	654,0	2 590,7	1 523,8	1 066,9
2045	3 408,9	3 408,9	681,8	2 701,5	1 582,0	1 119,5
2046	3 551,4	3 551,4	710,3	2 815,4	1 642,5	1 172,9
2047	3 765,8	3 765,8	753,2	2 986,2	1 734,7	1 251,4
2048	3 991,7	3 991,7	798,3	3 166,4	1 832,3	1 334,2
2049	4 227,8	4 227,8	845,6	3 355,1	1 935,2	1 419,9

Продолжение таблицы 4.2.5.1

Года	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков млн.тг	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков млн.тг	Корпоративный подходный налог млн.тг	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога млн.тг	Чистая прибыль после налога на сверхприбыль млн.тг	Налог на сверхприбыль млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2050	4 475,9	4 475,9	895,2	3 553,5	2 044,0	1 509,5
2051	4 736,7	4 736,7	947,3	3 762,1	2 158,8	1 603,3
2052	3 273,5	3 273,5	654,7	2 601,9	1 517,8	1 084,1
2053	3 461,9	3 461,9	692,4	2 752,4	1 602,7	1 149,7
2054	3 658,8	3 658,8	731,8	2 910,0	1 692,3	1 217,7
2055	3 865,5	3 865,5	773,1	3 075,4	1 786,9	1 288,5
2056	4 082,7	4 082,7	816,5	3 249,3	1 886,7	1 362,6
2057	4 310,9	4 310,9	862,2	3 432,1	1 992,0	1 440,1
2058	4 550,8	4 550,8	910,2	3 624,2	2 103,1	1 521,0
2059	4 802,9	4 802,9	960,6	3 826,1	2 220,4	1 605,7
2060	5 067,8	5 067,8	1 013,6	4 038,4	2 344,1	1 694,3
2061	5 187,2	5 187,2	1 037,4	4 134,6	2 406,5	1 728,1
2062	5 307,5	5 307,5	1 061,5	4 231,7	2 470,5	1 761,2
2063	5 428,6	5 428,6	1 085,7	4 329,3	2 536,0	1 793,3
2064	5 497,1	5 497,1	1 099,4	4 385,0	2 580,3	1 804,6
2065	5 077,7	5 077,7	1 015,5	4 051,3	2 417,6	1 633,7
2066	4 677,3	4 677,3	935,5	3 732,5	2 264,5	1 467,9
2067	4 294,1	4 294,1	858,8	3 427,3	2 120,5	1 306,7
2068	3 926,5	3 926,5	785,3	3 134,4	1 985,0	1 149,4
2069	3 573,0	3 573,0	714,6	2 852,5	1 857,4	995,1
2070	3 232,0	3 232,0	646,4	2 580,6	1 737,3	843,3
2071	2 906,6	2 906,6	581,3	2 321,0	1 626,0	695,0
2072	2 590,3	2 590,3	518,1	2 068,5	1 521,0	547,6
Итого приб.период 2024-2072	157 733,8	157 191,6	31 438,3	126 594,8	77 167,8	49 427,1
Итого расчет.период 2024-2072	157 733,8	157 191,6	31 438,3	126 594,8	77 167,8	49 427,1

Таблица 4.2.5.4 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет потоков денежной наличности, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2.

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат млн.тенге	Поток денежной наличности в ценах с учетом инфляции млн.тенге	Накопленный поток денежной наличности в ценах с учетом инфляции млн.тенге	В.Н.П. IRR в ценах с учетом дефляции %	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость). Норма дисконта 10%. В ценах с учетом дефляции млн.тенге	Срок окупаемости (дисконт 10%) лет
1	2	3	4	5	6	7
2024	-51,1	-967,4	-1136,4	0,0	-446,4	
2025	867,4	449,1	-687,3	0,0	-313,4	
2026	637,5	310,3	-377,0	0,0	-221,8	
2027	739,4	766,8	389,8	2,3	-58,7	
2028	821,5	918,8	1308,6	10,2	104,8	
2029	848,4	942,4	2251,0	13,9	245,9	
2030	878,9	969,6	3220,6	16,1	367,5	
2031	909,5	996,6	4217,2	17,5	472,3	
2032	944,0	1027,7	5244,9	18,4	562,5	
2033	983,9	1064,4	6309,3	19,1	640,4	
2034	1028,1	1105,5	7414,8	19,6	707,6	
2035	1080,5	1155,1	8569,9	19,9	766,0	
2036	1136,8	1208,9	9778,8	20,2	816,7	
2037	1177,6	1246,0	11024,8	20,4	860,0	
2038	1220,6	1285,5	12310,2	20,5	897,2	
2039	1265,7	1327,3	13637,6	20,6	929,0	
2040	1313,0	1371,4	15009,0	20,7	956,2	
2041	1362,4	1417,9	16426,9	20,8	979,6	
2042	1414,0	1466,7	17893,6	20,8	999,7	
2043	1467,8	1517,7	19411,3	20,9	1016,9	
2044	1523,8	1571,2	20982,5	20,9	1031,6	
2045	1582,0	1627,0	22609,5	20,9	1044,3	
2046	1642,5	1685,2	24294,7	20,9	1055,2	
2047	1734,7	1776,0	26070,6	21,0	1064,7	
2048	1832,3	1872,0	27942,7	21,0	1073,0	
2049	1935,2	1973,6	29916,3	21,0	1080,2	

Продолжение таблицы 4.2.5.4

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат млн.тенге	Поток денежной наличности в ценах с учетом инфляции млн.тенге	Накопленныйпоток денежной наличности в ценах с учетом инфляции млн.тенге	В.Н.П. IRR в ценах с учетом дефляции %	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость). Норма дисконта 10%. В ценах с учетом дефляции млн.тенге	Срок окупаемости (дисконт 10%) лет
1	2	3	4	5	6	7
2050	2044,0	2081,0	31997,3	21,0	1086,6	
2051	2158,8	2194,6	34191,9	21,0	1092,1	
2052	1517,8	1524,0	35715,8	21,0	1095,4	
2053	1602,7	1626,2	37342,1	21,0	1098,2	
2054	1692,3	1715,0	39057,1	21,0	1100,7	
2055	1786,9	1808,8	40865,9	21,0	1102,9	
2056	1886,7	1907,9	42773,8	21,0	1104,8	
2057	1992,0	2012,4	44786,2	21,0	1106,5	
2058	2103,1	2122,9	46909,1	21,0	1107,9	
2059	2220,4	2239,4	49148,5	21,0	1109,2	
2060	2344,1	2362,5	51511,0	21,0	1110,3	
2061	2406,5	2423,8	53934,8	21,0	1111,1	
2062	2470,5	2486,7	56421,5	21,0	1111,9	
2063	2536,0	2551,2	58972,7	21,0	1112,4	
2064	2580,3	2594,5	61567,2	21,0	1112,9	
2065	2417,6	2429,8	63996,9	21,0	1113,2	
2066	2264,5	2275,0	66271,9	21,0	1113,4	
2067	2120,5	2129,5	68401,4	21,0	1113,6	
2068	1985,0	1992,7	70394,1	21,0	1113,7	
2069	1857,4	1864,0	72258,1	21,0	1113,7	
2070	1737,3	1742,9	74001,0	21,0	1113,7	
2071	1626,0	1630,8	75631,9	21,0	1113,6	
2072	1521,0	1525,1	77157,0	21,0	1113,6	
Итого приб.период 2024-2072	77167,8	77326,0	77157,0	21,0	1113,6	4
Итого расчет.период 2024-2072	77167,8	77326,0	77157,0	21,0	1113,6	4

## 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 – 49 лет (2024-2072 гг.);
- 2 вариант – 49 лет (2024-2072 гг.);
- 3 вариант – 45 лет (2024-2068 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 нормативах эксплуатационных затрат заложенных в проекте, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, прибыльный период по вариантам составляет:

- 1 вариант – 49 лет (2024-2072 гг.);
- 2 вариант – 49 лет (2024-2072 гг.);
- 3 вариант – 45 лет (2024-2068 гг.).

Суммарный объем добычи нефти по вариантам за прибыльный период составляет:

- 1 вариант – 137,8 тыс.тонн;
- 2 вариант – 254,9 тыс.тонн;
- 3 вариант – 265,3 тыс.тонн.

Суммарный объем добычи нефти во втором варианте на 45,9% больше, чем в первом варианте и на 4,3% меньше, чем в третьем варианте.

Суммарная выручка от реализации продукции по вариантам за прибыльный период, с учетом инфляции, составляет:

- 1 вариант – 107 839,1 млн.тенге;
- 2 вариант – 253 325,2 млн.тенге;
- 3 вариант – 219 763,5 млн.тенге.

Суммарная выручка от реализации продукции с учетом инфляции во втором варианте на 57,4% больше, чем в первом варианте и на 13,2% больше, чем в третьем варианте.

Объем необходимых инвестиций, с учетом инфляции, за прибыльный период по вариантам составляет:

- 1 вариант – 754,9 млн.тенге;
- 2 вариант – 1 881,1 млн.тенге;
- 3 вариант – 3 313,5 млн.тенге.

Объем необходимых инвестиций с учетом инфляции во втором варианте на 59,9% больше, чем в первом варианте и на 76,1% меньше, чем в третьем варианте.

Суммарные эксплуатационные затраты по вариантам за прибыльный период, с учетом инфляции, составляют:

- 1 вариант – 45 824,0 млн.тенге;
- 2 вариант – 95 292,1 млн.тенге;
- 3 вариант – 94 202,3 млн.тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты с учетом инфляции во втором варианте на 52,1% больше, чем в первом варианте, на 1,1% больше, чем в третьем варианте.

Суммарные выплаты Государству в виде налогов, с учетом инфляции, по вариантам за прибыльный период, составляют:

- 1 вариант – 54 603,7 млн.тенге;
- 2 вариант – 133 894,7 млн.тенге;
- 3 вариант – 110 314,3 млн.тенге.

Суммарные выплаты Государству в виде налогов, с учетом инфляции во втором варианте на 59,2% больше, чем в первом варианте, на 17,6% больше, чем в третьем варианте.

Накопленная чистая прибыль, с учетом инфляции, по вариантам за прибыльный период, составляет:

- 1 вариант – 32 589,5 млн.тенге;
- 2 вариант – 77 167,8 млн.тенге;
- 3 вариант – 66 534,4 млн.тенге.

Накопленная чистая прибыль, с учетом инфляции во втором варианте на 57,8% больше, чем в первом варианте, на 13,8% больше, чем в третьем варианте.

Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) по рассматриваемому проекту за прибыльный период, (без учета инфляции) составляет:

- 1 вариант – 20,4%;
- 2 вариант – 21,0%;



- 3 вариант – 20,5%.

Значение ВНП по всем вариантам больше 10%, что говорит об их рентабельности.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость), без учета инфляции, по вариантам за прибыльный период, при ставке дисконта 10% имеет следующие величины:

- 1 вариант – 745,1 млн.тенге;
- 2 вариант – 1 113,6 млн.тенге;
- 3 вариант – 1 101,4 млн.тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) при ставке дисконта 10%, без учета инфляции, во втором варианте на 33,1% больше, чем в первом варианте и на 1,1% больше, чем в третьем варианте.

Наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности приходится по второму варианту

При анализе технико-экономических показателей и накопленного дисконтированного потока наличности можно сделать следующие выводы:

Чистая приведенная стоимость, основной показатель, по которому определяется эффективность проекта, наибольшее значение NPV приходится по второму варианту. Дисконтированный поток денежной наличности во втором варианте на 33,1% больше, чем в первом варианте и на 1,1% больше, чем в третьем варианте.

Наибольшая сумма выплат Государству в виде налогов приходится по второму варианту. Сумма выплат Государству в виде налогов во втором варианте на 59,2% больше, чем в первом варианте, на 17,6% больше, чем в третьем варианте.

Наибольшее значение накопленной чистой прибыли приходится по второму варианту. Накопленная чистая прибыль, с учетом инфляции во втором варианте на 57,8% больше, чем в первом варианте, на 13,8% больше, чем в третьем варианте.

Наиболее эффективным, с экономической точки зрения, является второй вариант.



**Таблица 5.1.1 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Интегральные экономические показатели проекта**

№ п/п	Наименование показателей	Расчетный период, с учетом инфляции			Прибыльный период, с учетом инфляции		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период	2024-2072	2024-2072	2024-2068	2024-2072	2024-2072	2024-2068
2	Суммарная добычи нефти, тыс.тонн	137,8	254,9	265,3	137,8	254,9	265,3
3	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	107 839,1	253 325,2	219 763,5	107 839,1	253 325,2	219 763,5
4	Эксплуатационные затраты, млн.тенге	45 824,0	95 292,1	94 202,3	45 824,0	95 292,1	94 202,3
	в том числе:						
4.1	Затраты на транспорт нефти, млн.тенге	11 402,6	26 786,0	23 237,3	11 402,6	26 786,0	23 237,3
4.2	НДПИ, млн.тенге	3 800,8	8 928,4	7 745,5	3 800,8	8 928,4	7 745,5
4.3	Рентный налог, млн.тенге	14 114,1	33 572,4	29 060,2	14 114,1	33 572,4	29 060,2
4.4	Налог на имущество, млн.тенге	189,5	483,0	738,9	189,5	483,0	738,9
5	Средние общие затраты на одну тонну нефти, тыс.тенге	338,0	381,2	367,6	338,0	381,2	367,6
6	Капитальные вложения, млн.тенге	754,9	1 881,1	3 313,5	754,9	1 881,1	3 313,5
7	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	62 117,9	157 733,8	124 366,0	62 117,9	157 733,8	124 366,0
8	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	12 315,1	31 438,3	24 764,8	12 315,1	31 438,3	24 764,8
9	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	17 110,4	49 427,1	34 262,0	17 110,4	49 427,1	34 262,0
10	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.тенге	745,1	1 113,6	1 101,4	745,1	1 113,6	1 101,4
11	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	20,4	21,0	20,5	20,4	21,0	20,5
12	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	2	4	5	2	4	5
13	Накопленная чистая прибыль, млн.тенге	32 589,5	77 167,8	66 534,4	32 589,5	77 167,8	66 534,4
14	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	54 603,7	133 894,7	110 314,3	54 603,7	133 894,7	110 314,3
15	КИН, %.	16,2	29,8	31,0	16,2	29,8	31,0

## **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 и выбор рекомендуемых способов эксплуатации, необходимого оборудования и режимов его работы в рамках настоящего Проекта разработки месторождения Северо-Восточный Дошан проведены на основании результатов опробования и испытания скважин в период разведки [1], с учетом геолого-физической характеристики пластов, физико-химических свойств флюида и проектных технологических показателей разработки.

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении пробурено 2 (СВД-69 и СВД-41) скважины. Скважина СВД-69 находится в простое, скважина СВД-41 числится в наблюдательном фонде.

#### 6.1.1 Технологические условия эксплуатации скважин

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти месторождения Северо-Восточный Дошан были изучены по двум пробам из палеозойского продуктивного горизонта (PZ). Нефть месторождения Северо-Восточный Дошан отобранная из горизонта PZ особо легкая ( $816,1 \text{ кг/м}^3$ ), относится к классу малосернистых (содержание серы 0,07 %), подклассу малосмолистых (1,82 %), по типу к высокопарафинистым (11,9 %). Кинематическая вязкость при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  составляет  $6,17 \text{ мм}^2/\text{с}$ , что классифицирует нефть как маловязкую.

По результатам опробования продуктивного горизонта в скважине СВД-41 из интервала 2103-2118 м получен приток нефти с водой, дебит нефти  $28,68 \text{ м}^3/\text{сут}$  и дебит воды  $7,32 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Опробование в скважине СВД-69 из интервалов 2112-2135 м проводилось в период с 15 по 19 октября 2021 г. на штуцере 7 мм получен приток нефти с водой:  $202,64 \text{ м}^3/\text{сут}$  нефти и  $29,98 \text{ м}^3/\text{сут}$  воды. За время опробования обводненность снизилась с 61,3 % до 4,9 %.

Опробование скважин проводилось на НКТ диаметром 73 мм при помощи свабирования.

В пределах продуктивного горизонта PZ в скважине СВД-69 было проведено гидродинамические исследования методом установившихся отборов (МУО).

Гидродинамическое исследование скважины СВД-69, залегающая на глубине

2106,5 м, проводилось с 22 по 25 октября 2021 г. на 3-х режимах (5, 7 и 9 мм диаметрах штуцеров). На каждом режиме замерялись дебит жидкости, по результатам замеров определялось забойное давление и продуктивность скважины.

В процессе исследования, скважины эксплуатировались со снижением забойного давления от 16,8 МПа (штуцер 5 мм) до 13,4 (штуцер 9 мм), с увеличением дебита нефти и обводненности в диапазоне от 18,8 т/сут (штуцер 5 мм) до 75,7 т/сут (штуцер 9 мм) и от 19,4 % (штуцер 5 мм) до 23 % (штуцер 9 мм) соответственно, при этом наблюдалось снижение коэффициента продуктивности с 48,8 м<sup>3</sup>/(сут·МПа) (штуцер 5 мм) до 19,0 м<sup>3</sup>/(сут·МПа) (штуцер 9 мм). Таким образом, по результатам исследования методом МУО построена индикаторная кривая в зависимости дебита нефти от депрессии по 3-ем режимам (5-7-9 мм). В результате коэффициент продуктивности по трем последним режимам в среднем составил 34,1 м<sup>3</sup>/сут·МПа.

#### **6.1.2 Основные положения проектных решений и технологические показатели эксплуатации**

В настоящем Проекте разработки рекомендуемым является второй вариант разработки, в котором предлагается:

- Ввод 3 добывающих скважин из бурения: по одной в 2025-2027 гг.
- Разработка будет осуществляться с ППД посредством закачки попутно-добываемой воды с 2026 г. Фонд водонагнетательных скважин в ближайшие 10 лет (до 2033 г.) будет составлять 2 ед.
- Максимальный фонд действующих добывающих скважин до 2033 г. будет составлять 3 ед.
- Среднегодовой дебит по жидкости на одну скважину в ближайшие 10 лет имеет тенденцию увеличения от 20,34 до 59,76 т/сут. Среднегодовой дебит по нефти на одну скважину в период имеет тенденцию увеличения от 7,5 до 9,69 т/сут.
- Обводненность продукции имеет тенденцию роста с 63,1 % до 83,8 %.

#### **6.1.3 Расчет и обоснование минимальных давлений фонтанирования**

Скважины, эксплуатирующие палеозойские отложения, будут фонтанировать до достижения предельной обводненности или снижения дебита до нерентабельных значений. Разработка продуктивных горизонтов будет проводиться при условии  $P_{заб} > P_{нас}$ .

Правильность эксплуатации и обеспечение более длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальные 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  $P_{заб} > P_{нас}$ ) и предельную обводненность (при которой скважины прекращают фонтанировать), обосновать выбор фонтанного подъемника (компоновку лифта) и согласовать работу системы пласт-скважина, ( $Q_n, P_y, P_{заб}, K_{прод}$ ), а также обосновать выбор соответствующего наземного и подземного оборудования. Для расчета и обоснования предельных забойных давлений, ниже которых скважина прекращает фонтанирование и предельную обводненность, использован графоаналитический метод, основанный на определении соотношений объема свободного газа и расхода газа при работе газожидкостного подъемника с безводной и обводненной продукцией.

Для условия фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости ( $\Gamma_{эф}$ ) был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа, при работе подъемника на оптимальном режиме  $R_{опт}$  ( $\Gamma_{эф} \geq R_{опт}$ ).

Для разработки продуктивных горизонтов принято условие  $P_{заб} > P_{нас}$ , следовательно, выделение газа начинается на забое, тогда условие фонтанирования следующее:

$$\left[ \Gamma - 10^3 * \frac{\alpha}{\rho_n} * \frac{P_{заб} + P_y}{2} \right] * \left( 1 - \frac{n}{100} \right) \geq \frac{0.388 * H * (H * \rho_{жс} * g - P_{заб} + P_y)}{d^{0.5} * (P_{заб} - P_y) * \lg \frac{P_{заб}}{P_y}} \quad (1),$$

где

$\Gamma$  – газовый фактор (газосодержание), м<sup>3</sup>/т;

$\alpha$  – коэффициент растворимости, МПа<sup>-1</sup>;

$P_{заб}$  – давление на забое, МПа;

$P_y$  – давление на устье, МПа;

$n$  – обводненность продукции, %;

$\rho_n$  – средняя плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{жс}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$d$  – внутренний диаметр НКТ, м;

$H$  – глубина скважины, м.

На рисунке 6.1.3.1 приведен график зависимости минимальных забойных давлений фонтанирования от устьевых давлений в подъемнике (НКТ) диаметром 73 мм с обводненностью продукции 0, 10, 20, 30 и 40 %. Выбор лифта диаметром 73 мм проведен с

учетом соответствия фактической производительности скважин и возможности проведения различных технологических операций.

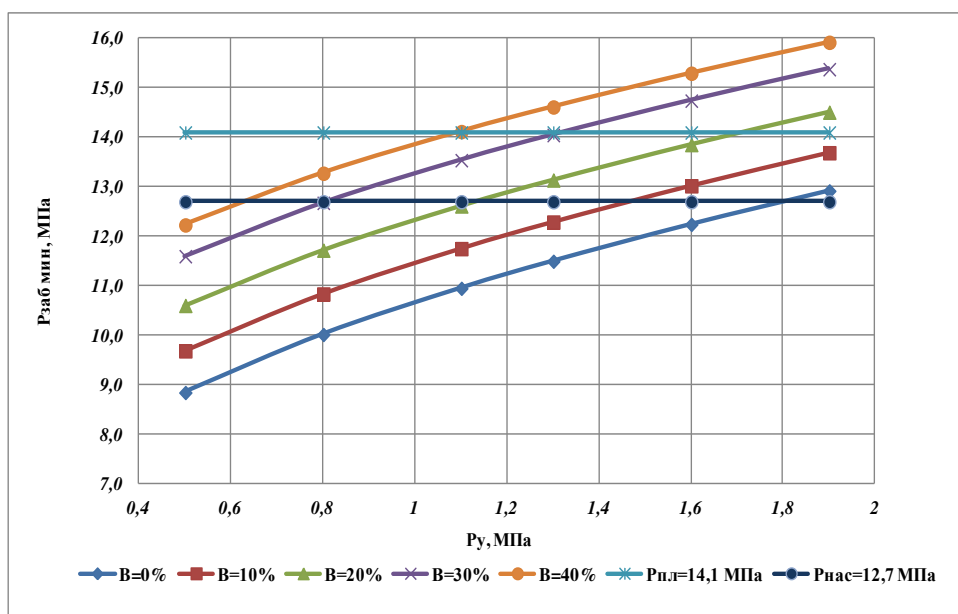


Рисунок 6.1.3.1 - Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье

Как видно из графика, приведенного на рисунке 6.1.3.1, фонтанирование скважин работающих с нулевой обводненностью продукции может быть обеспечено при минимальном забойном давлении фонтанирования (при условии  $P_{заб} > P_{нас}$ ) от 12,7 МПа которому соответствуют давления на устье от 1,8 МПа. С увеличением обводнённости до 40 % предельным устьевым давлениям выше 0,6 МПа соответствуют предельные забойные давления фонтанирования от 12,7 МПа до значения создания необходимой депрессии для получения проектного дебита, с учётом продуктивности скважин.

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 эксплуатации и оборудования скважин

При условии эксплуатации с  $P_{заб} \geq P_{нас}$ , необходимое забойное лежит в диапазоне от 12,7 до 14,0 МПа, минимальная депрессия может обеспечивать проектный дебит нефти в высокопродуктивных скважинах. В средне и низко-продуктивных скважинах забойное давление будет ниже давления насыщения, для обеспечения проектных дебитов нефти.

Для обеспечения проектных дебитов, с забойным давлением выше давления насыщения или ниже давления насыщения с допустимой депрессией, в скважинах с низкой

продуктивностью, необходимо проведение работ по увеличению притока (при получении по результатам исследований положительного скин-фактора – воздействие на призабойную зону).

#### Устьевое и внутрискважинное оборудование фонтанных скважин

Технологическим условиям эксплуатации скважин месторождения Северо-Восточный Дошан соответствует фонтанная арматура АФК-65х210 по ГОСТ 13846-84, рассчитанное на рабочее давление 21 МПа или соответствующей фонтанной арматурой по классификации АНИ (3000 PSI), с проходным диаметром стволовой части елки 65 мм и проходным диаметром боковых отводов 65 мм, с ручным способом управления запорными устройствами-задвижками. Ствол фонтанной елки должен быть оборудован двумя запорными устройствами. Боковые отводы арматуры оборудованы запорными устройствами и регулируемые штуцерами. Подвеска НКТ осуществляется на резьбе переводника трубной головки. Компоновка устья скважины должна включать также систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана, чтобы избежать затвердевания парафиновых осадков в выкидных линиях, особенно в зимнее время.

Компоновке фонтанного лифта соответствует НКТ диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,5 мм. Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны и ее размер основаны на том, что они обеспечивают: максимальную отдачу скважины, успешное проведение необходимых геофизических исследований.

Башмак колонны необходимо оборудовать воронкой или крестовиной для посадки измерительных приборов при исследовании и инструмента при подземном ремонте.

#### ***6.1.5. Обоснование и выбор режимов эксплуатации механизированных скважин***

Фонтанные скважины при достижении минимального забойного давления фонтанирования и при увеличении обводненности продукции планомерно будут переводиться на механизированный способ добычи.

По результатам анализа технологических условий эксплуатации скважин, учитывая физико-химические свойства добываемой продукции можно сделать вывод, что дальнейшая эксплуатация скважин месторождения Северо-Восточный Дошан будет основана на механизированном способе добычи, с использованием СШНУ.

При прекращении фонтанирования и снижения дебита до нерентабельных значений или отсутствия фонтанного притока, учитывая успешное применение на месторождениях Юго-Восточный Дошан и Дошан механизированного способа при помощи СШНУ.

Для обеспечения проектных дебитов в диапазоне от 5 до 50 м<sup>3</sup>/сут, учитывая условия



и характеристику месторождения, и опыт применения установок СШНУ, при прекращении фонтанирования скважин, рекомендуется оборудовать их невставным насосом по ГОСТ 30722-2000 или соответствующие им по стандарту API-11AX. При условии содержания в нефти большого количества парафина, предпочтительно применение невставных насосов, поскольку парафин, откладываясь на стенках НКТ, может заблокировать возможность поднятия плунжера вставного насоса. 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.

### 6.1.6 Обоснование выбора оборудования и режимов нагнетания

По проектным показателям рекомендуемого варианта, в течение 2023-2034 гг. среднегодовая приемистость по воде изменяется от 100,2 до 71,1 м<sup>3</sup>/сут.

На рисунках 6.1.7 и 6.1.8 приведены графики зависимости давления нагнетания воды на устье и забойного давления от приёмистости скважины для НКТ с наружным диаметром НКТ 73 мм. Для проведения расчетов коэффициент приемистости нагнетательных скважин был взят показатель коэффициента продуктивности добывающих скважин.

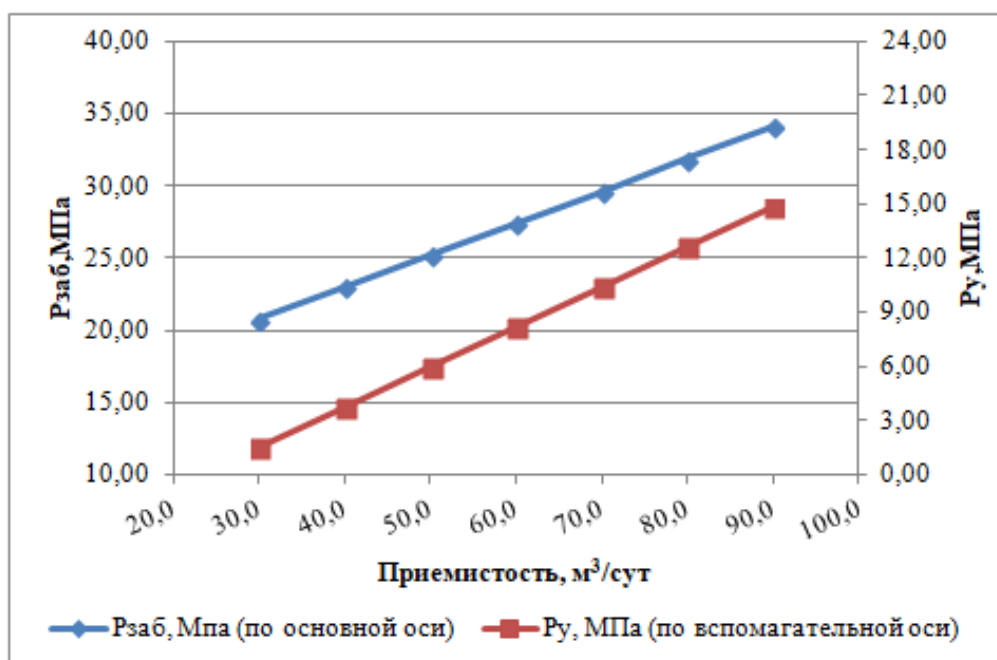


Рисунок 6.1.6.1 – График зависимости давления нагнетания воды на устье и забойного давления от приёмистости скважины для НКТ с наружным диаметром НКТ 73 мм

Как видно из графика 6.1.6.1, колонна НКТ диаметром 73 мм обеспечивает проектный расход нагнетаемого агента (вода) при давлениях на забое от 20,6 до 34,0 МПа и давлением нагнетания на устье от 1,5 до 14,8 МПа. Максимальная приёмистость 100,2 м<sup>3</sup>/сут (2034 г.)



при забойном давлении 34,0 МПа и давлении нагнетания на устье 14,8 МПа. Рассчитанное забойное давление нагнетания не превышает давление разрыва пласта, равное 34,63 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–65х210 по ГОСТ 13846-2003 (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 разработку будут подключаться скважины единственного I объекта (горизонт Pz).

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования на месторождении Северо-Восточный Дошан возможны такие виды осложнений, связанные с физико-химическими свойствами добываемой нефти, как:

- образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО);
- загрязнение призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин;
- водопроявления.

Возникновение осложнений приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

### АСПО

Для пластовой нефти С-В Дошан среднее значение газосодержания составляет 120,03 м<sup>3</sup>/т, давление насыщения 12,73 МПа, плотность пластовой нефти 0,690 г/см<sup>3</sup>, вязкость пластовой нефти 0,97 мПа·с.

Плотность нефти продуктивного палеозойского горизонта при стандартных условиях составляет 0,8161 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при 20 °С равна 6,17 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С соответственно 3,58 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание общей серы составляет 0,07 %, высокомолекулярных парафинов 11,90 %, смол силикагелевых 1,82 %, асфальтенов 0,07 %. Сероводород отсутствует. Температура застывания нефти по результатам исследования составляет 15 °С, температура плавления парафина 46 °С (см п.2.3).

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. Наиболее востребованным случаем является не 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).

#### 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 обводнённости 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), гидроразрыву пласта (ГРП) и соляно-кислотные обработки (СКО). 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.

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.

Рекомендуются кислотные обработки на основе плавиковой, соляной кислот и поверхностно-активных веществ при возникновении необходимости в интенсификации притока нефти и увеличении продуктивности скважин, учитывая отложения, к которым приурочены промышленные залежи месторождения Северо-Восточный Дошан, в литологическом строении представленные чередованием песчаников, алевролитов и глин.

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. 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 внутривышнеплового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю.

На дату составления отчета на месторождении Северо-Восточный Дошан система сбора и подготовки отсутствует.

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного документа рассматриваются несколько вариантов разработки, которые отличаются плотностью сетки скважин и режимами эксплуатации.

При проектировании системы сбора продукции скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Северо-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 коллекторы 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: нефтегазовая 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, подогрев и откачка нефтегазовой смеси по трубопроводу на месторождение Юго-Восточный Дошан, и далее на ЦППН месторождения Арыскуп компании АО «ПККР» для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю.

Принципиальная схема системы сбора и транспортировки представлена на рисунке 6.3.1.



Рисунок 6.3.1 - Принципиальная схема системы сбора и транспортировки

Обустройство системы подготовки нефти не планируется с учетом близкого расположения крупного ЦППН на месторождении Арыскуп.

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, где предполагается закачка воды в пласт необходимо предусмотреть строительство площадки подготовки воды для закачки, нагнетательной системы.

В любом варианте в объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутрипромысловых 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 (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. (п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании»)

В связи с вводом месторождения Северо-Восточный Дошан в промышленную разработку необходимо соблюдать требования по рациональному использованию добытого газа.

В этих целях планируется строительство выкидных трубопроводных линий, системы сбора и транспортировки нефтегазовой продукции месторождения Северо-Восточный Дошан на месторождение Юго-Восточный Дошан, а оттуда на ЦППН месторождения Арыском компании АО «ПККР» для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю.

На объектах подготовки продукции будет производиться разделение на нефть, газ, воду. Выделенный газ планируется направлять на ГТУ (газотурбинная установка) месторождения Кумколь.

Основным объектом потребления нефтяного газа на промысле будет являться автоматизированная газовая печь ПП-0,63, установленная на площадке ЗУ. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 100 м<sup>3</sup>/час.

Все мероприятия по переработке, утилизации добываемого газа, распределению газа на собственные нужды, объемов сжигания газа месторождения Северо-Восточный Дошан будут представлены в рамках «Программы развития переработки сырого газа» после утверждения технологических показателей 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 года.



### 6.5 Рекомендации к качеству используемого агента

При разработке месторождения Северо-Восточный Дошан по 3 варианту потребуется применение системы поддержания пластового давления (ППД) путём закачки рабочего агента с целью компенсации отборов жидкости закачкой. Проектом при этом рекомендуется использование попутно-добываемой воды, образующейся после отделения нефти. Выбор рабочего агента обычно производится с учётом физико-химических свойств добываемой жидкости и нефти, горно-геологических условий и коллекторских свойств залежей разработки.

Для системы ППД по 3 варианту потребуется установка для подготовки воды, кустовая насосная станция и скважины для закачки воды.

Подготовка закачиваемой воды должна быть направлена на следующее:

- удаление механических примесей и нефти;
- подавление возможного роста сульфатовосстанавливающих 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%
Содержание кислорода	- менее 0,5 мг/л
Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)	- отсутствие
Содержание сероводорода	- отсутствие
Количество мехпримесей	- по коллекторским свойствам
Содержание нефти	- по коллекторским свойствам
Размер взвешенных частиц	- 90% менее 2 мкм

Стабильность воды подразделяется на карбонатную и сульфатную.

Карбонатная стабильность является одним из основных критериев оценки пригодности воды для заводнения нефтяных пластов, поскольку в процессах образования нерастворимых солей карбонаты занимают первое место. Их образование может 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.

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 нефтепродуктов в соответствии с СТ РК 1662-2007 определены следующие нормы.

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 <sup>2</sup>	Коэффициент трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		Механических примесей	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

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 промышленного оборудования.

Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий и сероводорода в воде не допускается. Бактерии вида СВБ 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.

Для пласта PZ месторождения принято в ПЗ 2022 г. значение проницаемости, равное  $0,881 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а для Ф-I –  $2,49 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (по аналогии с месторождением Кенлык). Разница

между приведенными величинами составляет 2,8 раза.

В связи с этим требования к содержанию мехпримесей и нефти в закачиваемой воде самые строгие, потому что утвержденные значения проницаемости ниже минимально возможных на два порядка, т.е. в 100 и более раз. Иначе говоря, пласт с такими коллекторскими свойствами малопроницаем для воды. Если формально выполнить требования таблицы 6.5.2, то для заводнения количество мехпримесей не должно превышать 3 мг/л, а нефти не должно превышать 5 мг/л.

Однако, как приведено в разделе 2.4 настоящего отчета, «для однозначного определения литологической характеристики пород-коллекторов, граничных значений пористости и проницаемости информации по керну недостаточно».

Согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», п.338, замеры содержания в закачиваемой воде взвешенных частиц, нефтепродуктов и других примесей выполняются по мере необходимости. Однако на самом деле потребуется ежедневно контролировать уровень содержания нефти и мехпримесей, чтобы держать постоянный контроль качества закачиваемой воды, подготовка которой будет достаточно сложной и затратной.

В настоящем проекте разработки рекомендуемым является 2 вариант с применением ППД.

## 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 палеозойских продуктивных отложений месторождения Северный Дошан 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. Цементируется до устья или 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		
1	2	3	4	5
Направление	508,0	426,0	10	0
Кондуктор	393,7	323,9	100	0
Промежуточная колонна	295,3	244,5	1000	0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2200	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.				

Окончательные решения по конструкции скважин, выбору типа и компонентного состава бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, методу освоения будут приняты при разработке технических проектов на строительство скважин.



### 7.1.2 Требования к производству буровых работ

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 [5,8].

### 7.1.3 Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования и тампонажных материалов проведен с учетом геологических условий, рекомендуемых конструкций скважин и анализа крепления ранее пробуренных скважин.

Рекомендации по цементированию скважин представлены в таблице 7.1.3.

**Таблица 7.1.3 - Рекомендации по цементированию обсадных колонн**

Наименование показателей	Кондуктор 323,9 мм	Промежуточная колонна 244,5 мм	Эксплуатационная колонна 168,3 мм
1	2	3	4
Глубина спуска колонны, м	100	1000	2200
Высота подъема цемента	до устья	до устья	до устья
Тип цемента	ПЦТ I-CC-50	ПЦТ I-CC-100 или G(HSR)	ПЦТ I-CC-100 или G(HSR)
Плотность цементного раствора, г/см <sup>3</sup> : I порция/II порция	1,85	1,55/1,90	1,55/1,90
Добавки	ускоритель схватывания, пеногаситель	I порция: облегчающая добавка, понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель II порция: понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель	I порция: облегчающая добавка, понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель II порция: понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель
Буферная жидкость	тех. вода, ПАВ	тех. вода, ПАВ	тех. 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 ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);
- применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- использовать технологию цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента и предотвращения возможных поглощений;
- использовать две цементировочные пробки для лучшего разделения цементного и бурового растворов;
- применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин; уточнять места установки технологической оснастки после проведения ГИС.

## **7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин**

### **7.2.1. Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии**

Требования к промывочным жидкостям для вскрытия продуктивных пластов разработаны с учетом всех осложнений, которые базируются на геологической информации по месторождению Северо-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.

При бурении под эксплуатационную колонну, как сама продуктивная толща, так и вскрываемые совместно вышележащие пласты, имеют высокое содержание высококоллоидальных легкодиспергирующихся глин и аргиллитов, склонных к осыпям стенок скважины. Как следствие, наличие осыпей приводит к кавернозности ствола скважины и прихватоопасности колонн при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей, при этом также велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными легкодиспергирующимися глинами и аргиллитами разреза. Это, в свою очередь, может приводить к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, поглощению бурового раствора, необоснованному увеличению расхода химических реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, то есть ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение их необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- плотность бурового раствора должна отвечать Правилам [8], п. 85-2;

- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры и т.д.);
- для наибольшего сохранения коллекторских характеристик и недопущения кольтатации пласта, в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах необходимо использовать кислоторастворимые, временно закупоривающие агенты, во избежание загрязнения коллектора;
- при использовании ингибированного KCl бурового раствора контролировать его содержание в фильтрате бурового раствора, которое должно быть не менее 3 % для обеспечения эффекта ингибирования глин разреза.

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 5-6 м<sup>3</sup>.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора, предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, песко- и илоотделители, центрифуга - 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 полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

### **7.2.3 Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин**

Работы по вторичному вскрытию пластов и освоению скважины проводить в соответствии с Правилами [8] и 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) установлены сепаратор, емкости для сбора флюида и проведена факельная линия для сжигания попутного газа;
- 3) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой.

Интервалы продуктивных объектов намечает геологическая служба недропользователя по результатам интерпретации геофизических исследований скважины (далее ГИС). Геологическая служба недропользователя выбирает способ вскрытия, наименование перфоратора, тип заряда и плотность перфорации.

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 к перфорации и получить письменное разрешение руководителя работ, представителя заказчика и аварийно-спасательной службы (далее АСС) на проведение перфорации.

Перфорация может быть проведена или спуском перфораторов на насосно-компрессорных трубах (далее НКТ) или спуском перфораторов на кабеле.

В случае спуска перфораторов на НКТ заполнить скважину технической водой. Спустить НКТ с перфораторами в интервал перфорации. Оборудовать устье скважины фонтанной арматурой (далее ФА). ФА до установки на устье скважины опрессовать на пробное давление, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Обвязать ФА коммуникациями с наземным оборудованием. Снизить уровень жидкости в скважине свабированием для создания необходимой депрессии на пласт. Перфорировать продуктивный пласт.

В случае спуска перфораторов на кабеле перфорацию рекомендуется проводить в среде перфорационной жидкости, отвечающей требованиям п. 7.2.2 для максимального



сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта.

До спуска в скважину на кабеле заряженного перфоратора рекомендуется спустить в скважину шаблон перфоратора с глубинным манометром для проверки беспрепятственной проходимости заряженного перфоратора и замера давления в колонне в зоне перфорации.

Во время перфорации рекомендуется наблюдать за уровнем жидкости в скважине. В случае снижения уровня доливать скважину перфорационной жидкостью.

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, недропользователя 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 осуществляет недропользователь в соответствии с проектными документами на разработку.

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**

Проект плановых показателей по объемам бурения, добыче нефти и газа для разработки единственного PZ объекта месторождения по рекомендуемому 2 варианту приведен в таблице 8.1.







Продолжение таблицы 8.1

№№ п.п.	Показатели	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072
		1	Добыча нефти всего, тыс.т	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7
	в том числе из перешедших скважин, тыс.т	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
	из новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	механизированным способом, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Бурение новых скважин, всего	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ввод добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
	из других категорий (или из разведочного буения)	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут.	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. добывающих, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. разведочных, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Расчетное время работы новой перешедшей скважины, дни	332,2	332,2	332,2	332,2	332,2	332,2	332,2	332,2
10	Добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	из перешедших скважин предыдущего года, тыс.т	1,7	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6
11	Расчетная добыча нефти из перешедших скважин, тыс.т	1,7	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6
12	Ожидаемая добыча нефти из перешедших скважин года, тыс.т	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
13	Изменение добычи нефти из перешедших скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
14	Процент изменения добычи нефти из перешедших скважин, %	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,1	-14,1
15	Мощность новых скважин, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин всего, шт.	1	3	2	0	0	0	0	0
24	Фонд добывающих скважин, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2
25	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2
26	Ввод (перевод) скважин на механизированную добычу, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2
27	Фонд механизированных скважин, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2
28	Ввод скважин под нагнетание, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд нагнетательных скважин, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2
32	Фонд пробуренных резервных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Средний дебит по жидкости действующей скважины, т/сут.	49,0	48,5	48,0	47,6	47,1	46,6	46,2	45,7
	перешедших скважин, т/сут.	49,0	48,5	48,0	47,6	47,1	46,6	46,2	45,7
	новых скважин, т/сут.	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Средний дебит по нефти действующей скважины, т/сут.	2,2	1,9	1,6	1,4	1,2	0,8	0,7	0,6
	перешедших скважин, т/сут.	1,9	1,1	1,1	1,5	1,3	1,1	1,0	0,8
35	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	109	108	107	106	105	104	103	102
36	Средняя приемистость скважин по воде, м <sup>3</sup> /сут.	49,1	48,3	47,6	46,9	46,2	45,6	45,0	44,5
37	Средняя обводненность продукции действующих скважин, %	95,6	96,1	96,7	97,1	97,5	97,8	98,1	98,4
	перешедших скважин, %	95,6	96,1	96,7	97,1	97,5	97,8	98,1	98,4
	новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Добыча жидкости всего, тыс.т	32,2	31,9	31,6	31,3	30,9	30,6	30,3	30,0
	в том числе из перешедших скважин, тыс.т	32,2	31,9	31,6	31,3	30,9	30,6	30,3	30,0
	из новых скважин, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0
	механизированным способом, тыс.т	32,2	31,9	31,6	31,3	30,9	30,6	30,3	30,0
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1622,9	1654,7	1686,3	1717,6	1748,5	1779,1	1809,5	1839,5
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	250,3	251,5	252,6	253,5	254,3	254,9	255,5	256,0
41	Коэффициент нефтеизвлечения, %	29,2	29,3	29,4	29,5	29,6	29,7	29,8	29,8
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	97,8	98,3	98,7	99,0	99,3	99,6	99,8	100,0
43	Темп отбора от утвержденных извлекаемых запасов, %	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
44	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	20,1	21,6	23,6	26,5	31,0	38,5	53,8	100,0
45	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	32,2	31,7	31,3	30,8	30,4	30,0	29,6	29,2
46	Закачка воды с начала разработки, тыс.м <sup>3</sup>	2141	2179	2217	2255	2292	2329	2366	2404
47	Компенсация отбора текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100
48	Компенсация с начала разработки, %	124	124	124	124	124	124	124	124
49	Добыча растворенного газа, млн. м <sup>3</sup>	0,156	0,133	0,113	0,096	0,081	0,069	0,059	0,050
50	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн. м <sup>3</sup>	30,0	30,1	30,2	30,3	30,4	30,5	30,5	30,6

## 9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

С целью контроля за процессом разработки и получения необходимой информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов, фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов, техническом состоянии скважин необходимо проведение комплекса гидродинамических, промыслово-геофизических методов исследований пластов и скважин в сочетании с лабораторными исследовательскими работами.

Контроль разработки эксплуатационных объектов осуществляется в целях:

- выявления фактической технологической эффективности как системы разработки объектов целом, так и отдельных технологических решений, используемых в этой системе, включая мероприятия по их регулированию;
- получение информации, необходимой для оптимизации осуществляемых процессов разработки и проектирования мероприятий по их усовершенствованию.

Для месторождения Северо-Восточный Дошан контроль разработки предлагается вести по следующим направлениям:

- комплекс обязательных промысловых исследований;
- гидродинамические исследования;
- промыслово-геофизические методы исследования скважин;
- контроль за энергетическим состоянием нефти и газа;
- контроль за физико-химическими свойствами добываемой продукции;
- контроль за техническим состоянием скважин и скважинного оборудования.

Комплекс исследований контроля разработки предусматривает проведение систематических (периодических) и единичных (разовых) замеров.

Виды и объемы исследовательских работ по контролю за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования приведены в таблице 9.1, составленной в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» [5].

По вновь пробуренным скважинам необходимо после ввода их в эксплуатацию проводить полный комплекс промыслово-гидродинамических исследований. Для скважин, по которым будет проводиться смена оборудования или режима работы, обязательно проведение тестовых замеров продукции и забойных давлений до и после проведения мероприятия.



Контроль за разработкой проводится на любой стадии эксплуатации месторождения в целях оценки эффективности принятой системы разработки.

По состоянию на 01.01.2023 г. фонд пробуренных скважин по месторождению Северо-Восточный Дошан составляет 2 скважины – СВД-41, СВД-69.

Базовой информацией для настоящей работы являются данные подсчета запасов 2022 г. [3].

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении используются промыслово-геофизические исследования скважин; гидродинамические исследования; физико-химические исследования пластовых флюидов.

Комплекс исследований контроля разработки месторождения Северо-Восточный Дошан и их периодичность приведены в таблице 9.1.1.

**Таблица 9.1.1 – Виды и объемы исследовательских работ по контролю за разработкой и периодичность**

№ п/п	Виды исследований	Периодичность
1.	Замеры дебитов добывающих скважин и приемистость нагнетательных	Еженедельно;
2.	Определение обводненности продукции добывающих скважин	Еженедельно;
3.	Определение газового фактора – $R_{пл} > R_{нас}$ – $R_{пл} < R_{нас}$	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ – 1 раз в год – 1 раз в квартал
4.	Определение пластового давления	Один раз в полугодие по скважинам опорной сетки;
5.	Определение забойного давления	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в 3 месяца по действующему фонду.
6.	Исследование методом восстановления давления	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. В действующих скважинах по мере необходимости
7.	Исследование методом установившихся режимов	Разовые исследования по мере возможности во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. В действующих скважинах по мере необходимости
8.	Исследование профиля притока	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ, в случае фонтанировании скважин.
9.	Отбор глубинных проб на физико-химический анализ нефти	При обводненности продукции меньше 20%
10.	Отбор устьевых проб нефти с целью определения основных свойств дегазированной нефти	При обводненности продукции меньше 30%
11.	Замеры содержания в закачиваемой воде взвешенных частиц, нефтепродуктов и других примесей	по мере необходимости
12.	Профилактическое обследование технического состояния обсадных колонн	По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)

### **9.1 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 пласты (в том числе и в законтурной области). После этого, пластовое давление необходимо контролировать систематически во всех действующих добывающих и нагнетательных скважинах не реже одного раза в квартал, и один раз в полугодие - на завершающей стадии разработки.

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.

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.

#### ***Определение забойного давления***

Забойное давление определяется не реже одного раза в квартал в действующих добывающих и нагнетательных скважинах.

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.

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.

***Определение дебита жидкости по добывающим скважинам и приёмистости 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 еженедельно.

***Определение обводнённости продукции добывающих скважин***

Обводнённость должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и еженедельно в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции.

***Определение газового фактора***

Замеры 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 температуры***

Пластовая температура определяется разовыми исследованиями во всех новых и в последующем по мере необходимости.

Температура добываемой нефти и закачиваемой воды должна замеряться на устье скважин по мере необходимости.

**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;
- метод восстановления давления;
- метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание).

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, (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 и ниже давления насыщения нефти газом.

### ***Исследование скважин методом восстановления давления***

Данные исследования проводятся в виде разовых исследований по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам, по переходящим – по мере необходимости (см п. 337 «Единых правил» [5]). Кривые восстановления давления (КВД) должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных или дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. Исследование скважин методом восстановления давления включает измерение пластового давления.

Основными целями, стоящими перед этими исследованиями, являются определение продуктивных характеристик скважин, оценка степени ухудшения продуктивности скважин (скин-эффект), эффективности заканчивания, фильтрационных параметров пластов.

Для обработки КВД с учетом дополнительного притока жидкости к забою скважин после остановки необходимо одновременно с регистрацией КВД на забое регистрировать изменение буферного и затрубного давлений. Прямое измерение продолжающегося притока в скважину возможно, если исследование методом восстановления давления проводится комплексным глубинным прибором, имеющим как датчик давления, так и высокочувствительный датчик расхода.

### ***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.

Кроме комплекса гидродинамических исследований могут проводиться также *специальные исследования*:

- исследования, направленные на оценку технологической эффективности геолого-технических мероприятий;
- исследования, направленные на оценку эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Данные исследования проводятся по специальным программам, утверждаемым главным инженером и главным геологом предприятия недропользователя.

Всего на месторождений Северо-Восточный Дошан на дату отчета было произведено:



- 1 исследование МУО+КВД в 1 скважине на 3-х режимах;
- Замеры градиентов давления и температуры в 1 скважине;
- 8 замеров пластового давления манометром в 2 скважинах.

Для получения более достоверной информации о состоянии объектов, гидродинамические методы следует выполнять в комплексе с другими методами исследований.

Весь вышперечисленный комплекс геолого-промысловых исследований по контролю за разработкой проводится единовременно по каждой скважине, вводимой в эксплуатацию из бурения, из консервации, а также до и после осуществления какого-либо ГТМ, в последующем – с указанной периодичностью [5].

### **9.3 Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа**

В обязательный комплекс промысловых исследований входит, в том числе, отбор и исследование глубинных и поверхностных проб продукции скважин.

Постоянный контроль за свойствами и составом пластовых флюидов, позволяет заметить происходящие изменения, связанные, в основном, с обводнением залежей и частичным разгазированием пластовой нефти при снижении пластового давления ниже давления насыщения. Кроме того, необходим постоянный контроль за свойствами пластовой нефти в процессе разработки для оценки влияния на них мер по поддержанию пластового давления.

График отбора проб флюидов из скважин должен быть составлен геолого-промысловой службой предприятия с учетом ввода в эксплуатацию новых скважин и равномерного распределения их по площади залежи.

По состоянию на 01.01.2023 г. по месторождению Северо-Восточный Дощан физико-химические свойства пластовой нефти горизонта PZ представлены результатами исследований 2-х глубинных проб из скважин СВД-41 и СВД-69, свойства дегазированной нефти – по результатам исследований 2-х проб из скважины СВД-41, компонентный состав нефтяного газа изучен по 2-м пробам газа однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин СВД-41 и СВД-69, а также по устьевой пробе газа из скважины СВД-69.

Нефть горизонта PZ месторождения Северо-Восточный Дощан является особо легкой, невязкой, малосмолистой, малосернистой, высокопарафинистой, застывающей при положительных температурах и с невысоким выходом светлых фракций. Нефтяной газ «высокожирный» с повышенным содержанием гомологов метана.

Согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию

недр» (Приказ министра энергетики Республики Казахстан № 239 от 15 июня 2018 г.), контроль за разработкой эксплуатационных объектов осуществляется в целях оценки эффективности принятой системы разработки, получения информации, необходимой для выработки мероприятий по её совершенствованию. В обязательный комплекс промышленных исследований входит, в том числе, отбор и исследование глубинных и поверхностных проб продукции скважин.

Постоянный контроль за свойствами и составом пластовых флюидов, позволяет заметить происходящие изменения, связанные, в основном, с обводнением залежей и частичным разгазированием пластовой нефти при снижении пластового давления ниже давления насыщения. Кроме того, необходим постоянный контроль за свойствами пластовой нефти в процессе разработки для оценки влияния на них применяемых технологий.

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 выполняется 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, силикагелевых смол, серы, фракционный состав, содержание металлов и др.

Все виды исследований пластовых флюидов и поверхностных проб нефти и газа рекомендуются проводить в испытательных лабораториях, аккредитованных по ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 г. «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

#### **9.4 Объем и качество промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой**

Контроль за разработкой месторождений геофизическими методами, согласно рекомендаций [4, 5], осуществлялся по двум направлениям: исследования в открытом (ГИС) и в обсаженном стволе скважин (ГИС-к).

Продуктивные пласты месторождения приурочены к карбонатно-терригенным и терригенно-карбонатным отложениям палеозойского возраста, вскрытые скважинами в интервалах глубин 2100-2170 м.

##### ***Геофизические исследования ГИС в открытом стволе***

Комплекс геофизических исследований (ГИС) в пробуренных скважинах месторождения СВД-41, СВД-69 выполнен в полном объеме и включает следующие методы: гамма-каротаж (GR, gAPI), спектральный гамма-каротаж (SGR), потенциал самополяризации (SP), кавернометрию (CALX) и профилометрию (SC1, SC2); индукционный каротаж в многозондовой модификации (HDIL, зонды M2RX-M2R9); акустический каротаж (DT12); лито-плотностной каротаж (ZDEN+PE); компенсированный нейтронный каротаж (CNC) с регистрацией водородосодержания (W); термометрия при производстве каротажных работ. По замерам инклинометрии стволы скважин вертикальные.

Качество и объем методов ГИС позволили обеспечить решение ряда задач, связанных с подсчетом запасов (изучение геологического разреза, оценка геофизических параметров, используемых в качестве подсчетных (эфф. толщина, Кп, Кнг) [9]. Анализ результатов ГИС подробно представлен в п.2.2.

##### ***Геофизические исследования ГИС в обсаженном стволе***

Исследования геофизическими методами контроля по разработке начинается на этапе строительства скважин, после обсадки технической колонной, по техническому состоянию эксплуатационных колонн (ЭК).

На месторождении Северо-Восточный Дошан в обсаженных стволах в скважин СВД-41 и СВД-69 проводились исследования методами ГИС-к определению качества цементирования (АКЦ, прибором SBT/VDL), а также выполнена диагностика технического состояния скважины (08-09.08.2020 г.).

В скважине СВД-69 проведены исследования (18-19.11.2021 г.) по оценке эксплуатационных и динамических характеристик пластов – с целью определения профиля притока и состава поступающего флюида (компанией «КазТехноГИС» методами ГИС-контроль (скважинной модульной аппаратурой ПЛТ-92)

В таблице 9.4.1 представлен объем исследований в скважине СВД-69, выполненный

за отчетный период.

**Таблица 9.4.1 – Объем геофизических исследований, выполненный в скважине СВД-69**

Категория	Горизонт	Дата, год	Количество исследований	Цель исследований
оценочная	PZ	08-09.08.2020	1	Определение заколонных перетоков и интервалов негерметичности ЭЖ
	PZ	18-19.11.2021	1	Определение профиля притока

Ниже представлен краткий обзор полученных результатов исследований.

По замерам АКЦ (по фазокорреляционным диаграммам ФКД) сцепление с колонной, в разрезе продуктивной толщи по скважинам СВД-41 и СВД-69, в основном, частичное.

Результаты по диагностике технического состояния скважины СВД-69 представлены в таблице 9.4.2, откуда следует, что обнаружен заколонный переток флюида из неперфорированного пласта-коллектора в зону разгерметизации на глубине 2165,2-2176,8 м.

**Таблица 9.4.2 – Сведения о техническом состоянии скважин по данным ГИС-к**

Скважина	Техническое состояние колонны, искусственного забоя, заколонного пространства
СВД 69	По данным исследованиям ГИСк на термометрии отмечается расхождение градиентов, которое указывает на заколонное движение флюида из неперфорированного пласта-коллектора в зону разгерметизации на глубине 2165.2-2176.8 м. По результатам проведенных исследований заколонного движения жидкости кроме интервала 2165.2-2176.8м, а так же участков негерметичности обсадных труб и НКТ - не обнаружено.

Исследования на профиль притока в скважине СВД-69 проводились как фоновые в остановленной скважине (статика), так и при ее работе (динамика).

Комплекс состоял из методов естественной радиоактивности (ГК), локатора муфт (ЛМ, ССЛ), высокочувствительной термометрии (ВТ), термокондуктивной дебитометрии (СТИ), манометрии (МН), резистивиметрии (РИ), механической расходомерией (РГД).

В таблице 9.4.3 представлены результаты проведенного ГИС-к: из интервала перфорации 2112-2135 м получены «нефть, нефть+вода и вода-нефть», подтверждающие характер насыщения выделенных коллекторов по ГИС открытого ствола; рассчитан коэффициент охвата (Кохв) работой перфорированных толщин, который составляет 100 %.

### **Выводы**

Исходя из анализа предоставленных заказчиком промыслово-геофизических данных можно отметить что контроль геофизическими методами за разработкой на месторождении на месторождении Северо-Восточный Дощан выполняется.

*Геофизические исследования в открытом стволе (ГИС) по пробуренным*



эксплуатационным скважинам и их интерпретация выполнялись сервисной компанией «CNLC».

Комплексы исследований в скважинах выполнены в полном объёме, в соответствии с требованиями технической инструкции [9]. По замерам инклинометрии стволы скважин вертикальные.

Комплекс геофизических исследований и качество и полнота материалов ГИС соответствуют требованиям «Технической инструкции...» [9], и позволяют обеспечить решение ряда задач, таких как изучение геологического разреза, оценку геофизических параметров, используемых в качестве подсчетных (эфф.толщина, Кп, Кнг) в отчете [3].

*Геофизические исследования в обсаженном стволе скважин (ГИС-к) проведены с целью оценки технического состояния (по окончанию строительства скважин СВД-41, СВД-69) и по оценке эксплуатационных и динамических характеристик пластов (определения профиля притока и состава поступающего флюида (скв.СВД-69).*

Результаты профиля притока находятся в соответствии с результатами открытого ствола – характер насыщения выделенных коллекторов по ГИС открытого ствола; Кохв) работой перфорированных толщин составляет 100 % (табл. 9.4.3).



Таблица 9.4.3 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Результаты интерпретации ГИС по контролю

Скважина	Горизонт	Характеристика по ГИС в открытом стволе						Интервал перфорации, м		Нэф/нас. гор-га, м	Результаты Г И С-контроля, профиль притока						Состав флюида	
		Интервал коллектора, м		Нэф, м	Кп, д.е.	Кнг, д.е.	Характер насыщения				Нарушение ЭК, заколонной циркуляции, аномалии ГК	Интервалы притока, м		Н раб, м	Кохв, д.ед.	Дебит		
		Кровля, м	Подош- ва, м					Кровля, м	Подош- ва, м			Дата исследования	Кровля, м			Подош- ва, м		Доля, %
СВД-69	PZ	2109,9	2111,1	1.2	0.14	0.53	нефть	2112.0	2135.0	23.0	18-19.11.2021г							
	PZ	2113.0	2114.8	1.8	0.09	0.50	нефть				До глубины 2145.0 м наблюдается незначительный заколонный переток, для возникновения заколонного перетока может служить плохое качество цементирования скважины, что подтверждается записью кривых АКЦ. Ниже глубины 2145 м заколонные перетоки и нарушения герметичности ОК не выявлены.	2112.0	2113.6	1.6		11	5.86	нефть
	PZ											2114.2	2116.5	2.3		13	6.89	нефть
	PZ	2115.9	2116.8	0.9	0.11	0.59	нефть					2116.9	2120.2	3.3		14	7.54	нефть+вода
	PZ	2118.9	2120.1	1.2	0.09	0.47	нефть											
	PZ	2121.2	2121.8	0.6	0.12	0.58	нефть					2120.7	2122.3	1.6		25	13.17	нефть+вода
	PZ	2122.3	2124.7	2.4	0.09	0.56	нефть					2124.2	2127.6	3.4		10	5.51	вода+нефть
	PZ	2125.8	2126.6	0.8	0.11	0.54	нефть											
	PZ	2126.8	2127.3	0.5	0.09	0.66	нефть											
	PZ	2128.0	2129.3	1.3	0.07	0.42	нефть											
	PZ	2130.9	2131.3	0.4	0.09	0.48	нефть					2129.7	2133.7	4.0		10	5.5	вода+нефть
	PZ	2131.3	2131.8	0.5	0.09	0.45	нефть											
	PZ	2132.6	2133.4	0.8	0.09	0.55	нефть											
	PZ	2134.0	2135.0	1.0	0.11	0.69	нефть					2134.5	2136.2	1.7		17	8.08	вода+нефть
	PZ	2135.8	2136.7	0.9	0.07	0.43	нефть											
	PZ	2139.3	2140.1	0.8	0.08	0.46	нефть											
	PZ	2143.4	2144.0	0.6	0.09	0.35	вода											
	PZ	2147.2	2148.2	1.0	0.06	0.40	вода											
	PZ	2153.8	2154.8	1.0	0.09	0.55	вода											
<b>PZ</b>				<b>17.7</b>						<b>23.0</b>					<b>17.9</b>	<b>1.0</b>	<b>100</b>	<b>52.55</b>



## **Рекомендации**

*Геофизические исследования в открытом стволе* являются разовыми и выполняются после окончания бурения и завершения строительства скважины. 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.

При обсадке скважин проводятся исследования качества цементирования (АКЦ) и состояния колонн (СГДТ), локатор муфт (ЛМ), замер термометрии (ТМ) и фоновый замер ГК для привязки.

ГИС открытого ствола решают задачи по уточнению геологического строения месторождения, фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов.

### *Геофизические исследования по контролю в обсаженной скважине*

Геофизическими исследованиями по контролю за разработкой 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.

*Контроль за техническим состоянием скважин* важен для обнаружения заколонных перетоков и определения возможных источников обводнения продукции. Первоначальная оценка качества цементажа обсадной колонны проводится непосредственно после окончания строительства скважины.

Особое внимание уделяется исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн: для определения высоты подъема цемента за колонной, качества изоляции пластов друг от друга и от дневной поверхности рекомендуется проведение акустической цементометрии (АКЦ) модификациями приборов, позволяющих регистрировать фазокорреляционные диаграммы (ФКД). Дополняют акустическую цементометрию исследованиями одной из модификаций прибора скважинного гамма - дефектомер-толщиномера. В дальнейшем, в течение всего периода нахождения скважины в эксплуатации, при выводе из консервации или при ремонтных работах проводятся исследования по определению технического состояния эксплуатационной колонны (герметичность тела и муфтовых соединений обсадных колонн, состояние цементного камня,

наличие заколонных перетоков флюида).

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 (ТМ, БМ, ВЛ, РИ, плотностеметрия (ПЛ), ЛМ и ГК выполняется *по всему стволу*: обязательный один фоновый замер в статическом режиме и не менее одного замера в работающей скважине.

Комплекс методов состоит из ТМ (термометрии), БМ (барометрии), ГК (гамма-каротажа), ЛМ (локатора муфт), РИ (резистивиметрии), ВЛ (влагометрии), термокондуктивной (СТИ или термоанемометрии ТА) и механической (РГД) дебитометрии.

В интервале *продуктивных горизонтов* исследований замеры должны быть выполнены в работающей скважине на спуске и подъеме для подтверждения и уточнения работающих интервалов (ТА, РМ, ВЛ, резистивиметрия (РИ), нейтронный каротаж (НК)..

#### *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 50м 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 пласты изучаемого объекта не вскрыты перфорацией. Достоверность определения текущей нефтегазонасыщенности, ГВК и ВНК против перфорированных пластов-коллекторов снижается из-за искажающего влияния пристволевой зоны пласта на показания зондов ИНК.

Виды геофизических исследований по контролю за разработкой рекомендуются согласно «Инструкции по комплексному исследованию нефтяных и нефтегазовых пластов и скважин» [10], периодичность регламентируется в «Единых правилах по рациональному и комплексному исследованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [5].

В таблице 9.4.4 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.

Проводить промыслово-геофизические исследования скважин (в открытом и закрытом стволе) в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования, комплексное использование которых, позволяет получать достаточно достоверную информацию, необходимую для управления процессами разработки [11].

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.

**Таблица 9.4.4 - Виды и периодичность геофизических исследований скважин по контролю за разработкой**

Вид исследований	Периодичность	Количество	Примечание
2	3	4	5
<b>Геофизические и литолого-физические исследования</b>			
<b>Геофизические исследования в открытом стволе:</b> ПС/SP, КВ/CALX, ГК/GR, НК/CNC;, ВИКИЗ/M2RX-M2R9, К/DT12, ГТК/PE.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах		
<b>Литолого-физические исследования</b>	Отбор керна		
	Исследование образцов стандартным и специальным комплексом лабораторных методов.		

Продолжение таблицы 9.4.4

2	3	4	5
<b>Геофизические исследования по ГИС-к</b>			
<i>Добывающие скважины</i>			
<b>Определение технического состояния скважины:</b>			
- Контроль качества цементации (сцепление с колонной и породой) АКЦ, ВАК,	Разовые исследования во всех новых пробуренных. Далее при любых изменениях в работе скважины, не связанных с изменением технологического режима.	во всех пробуренных скважинах	Качество цементирования эк после обсадки скважин (АКЦ) преимущественно хорошее и частичное
- 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, БМ, 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
<b>Контроль за выработкой пластов:</b>			
- определение работающих толщин, профиля притока/приемности и интервальных дебитов флюида (серия ТМ, СТД, РГД, РМ, ТА, ВЛ, ПЛ)	Фоновые замеры в статике и на режимах закачки. Далее с периодичностью 1 год.		
- определение источника обводнения (серия ТМ, ШС, РМ, ТА, ВЛ, ПЛ)	по необходимости, в случае появления в продукции воды		При КРС
- определение начального ВНК (ИНК, ВАК, НК, временные ТМ);	Фоновые замеры в статике и на режимах отбора. Далее с периодичностью 2 года		
- текущая нефтенасыщенность (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.



## 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 «Проекта разработки месторождения Северо - Восточный Дошан по состоянию на 01.01.2023 года».

Детальный анализ всех аспектов воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду представлен отдельной книгой в экологической оценке к «Проекту разработки месторождения Северо - Восточный Дошан по состоянию на 01.01.2023 года», 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.

### 10.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении месторождение Северо-Восточный Дошан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан, на территории блоков ХХІХ-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 км<sup>2</sup>. В орографическом отношении район работ представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 80 до 230 м. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют.

Район относится к пустынной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветра.

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 района работ находится нефтепровод Кумколь-Каракоин, связанный с ниткой нефтепровода Павлодар-Шымкент.

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

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

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения отсутствуют.

## 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 Северо – 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 снизить 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;
- антикоррозионная 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**

Район расположения исследуемого месторождения характеризуется отсутствием поверхностных вод. Источником 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. Со скважины до территории промысла питьевая вода доставляется автоцистернами.

Отвод хозяйственно-бытовых стоков, от санитарно-технических приборов жилых вагонов для персонала, осуществляется в септик, откуда вывозится специальным автомобильным транспортом на стороннее специализированное предприятие на очистку по договору. 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 хозяйственно-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 Северо - 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 антикоррозийной 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 хозяйственно-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

Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 года, недра – часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна морей, озер, рек и других водоемов, простирающаяся до глубин, доступных для проведения операций по недропользованию с учетом научно-технического прогресса.

На стадии разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, 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, сооружения 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 проницаемых 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 соответствии 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». Объемы отходов, образующиеся при обслуживании объектов КФ «ПетроКазахстан Венчерс Инк.», учитываются в рамках «Программы управления отходами производства и потребления.....» 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 Северо-Восточный Дощан 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.

### 10.7 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего 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 мал шумных 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 вибробезопасности 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 душирования, 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 превышать 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;
- участки разливов пластовых вод, возникающих при аварийных ситуациях;

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 не санкционированным 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 компонента 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, исключая попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома 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 дигрессия. 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 транспортировке 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: пастбищному, 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 пересекающих 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, оснащённости 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 экологических 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, осуществят 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, устранить 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 Северо - Восточный Дошан КФ «ПетроКазахстан Венчерс Инк.».

## 11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Соотношение подсчитанных в работе [3] геологических запасов нефти промышленной категории  $C_1$  месторождения Северо-Восточный Дошан к запасам категории  $C_2$  составляет 60 %/40 %. Такое соотношение является показателем необходимости продолжения доразведки месторождения.

Основными задачами доразведки являются дальнейшее уточнение геологического строения месторождения, доизучение строения пластового резервуара продуктивного горизонта PZ, изучение физических свойств флюидов и коллекторов по данным лабораторных исследований керна и по материалам ГИС.

Бурение разведочных скважин в настоящей работе не предусмотрено. Нижеприведенные мероприятия рекомендуется выполнить в проектных эксплуатационных скважинах, по результатам бурения и выполнения исследований в которых впоследствии может быть проведен пересчет запасов месторождения.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения, рекомендуются:

- выполнить целенаправленный отбор керна из продуктивных пород-коллекторов продуктивного горизонта PZ, продолжить стандартные и специальные исследования с целью уточнения петрофизических связей, гидродинамических характеристик, граничных значений нефтенасыщенных коллекторов и нефтенасыщенности и оценки качества коллектора;
- продолжить гидродинамические исследования скважин;
- продолжить изучение глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов;
- уточнить параметры пластовых вод.

## 12 РАСЧЁТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Ликвидация последствий недропользования в соответствии с требованиями действующих законодательных документов РК сопровождается значительными финансовыми затратами, что обуславливает создание специального фонда уже в ходе эксплуатации месторождения. Согласно статье 55, Кодекса РК «О недрах и недропользовании» ликвидация проводится за счет недропользователя. Обеспечение исполнения обязательства по ликвидации последствий недропользования осуществляется в пользу Республики Казахстан. Исполнение недропользователем обязательств по ликвидации последствий недропользования обеспечивается залогом банковского вклада.

Ликвидация 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 в порядке, предусмотренном законодательством Республики Казахстан и подразумевает восстановление структуры территории и окружающей среды до первоначального состояния.

Работы по ликвидации включают в себя ликвидацию всего фонда скважин, демонтаж всех наземных сооружений и оборудования, а также рекультивацию нарушенных земель.

Таким образом, в разряд работ по ликвидации последствий деятельности попадают следующие мероприятия:

- ликвидация скважин;
- демонтаж трубопроводов;
- демонтаж всех наземных технологических объектов и аппаратов;
- рекультивация нарушенного почвенного покрова земли;
- очистка территории от мусора и металлолома.

Стоимость ликвидационных работ приведена в таблице 12.1

Таблица 12.1 – Стоимость ликвидационных работ КФ «ПетроКазахстан Венчерс Инк»

№	Направления затрат	Ед. изм.	Сметная стоимость
1	2	3	4
	Глава 1 Затраты на подготовительные работы по территории строительства		
1	Техническая рекультивация нарушенных земель	тыс. тенге	2 712,10
	Итого по главе 1	тыс. тенге	2 712,10
	Глава 2 Основные объекты демонтажа		
1	Ликвидация нефтяных скважин (5 скв.)	тыс. тенге	28 806,01
2	Демонтаж ЗУ и нефтяных коллекторов	тыс. тенге	3 854,68
3	Ликвидация мобильной установки и водонагнетательной системы	тыс. тенге	1 881,20
	Итого по главе 2	тыс. тенге	34 541,89
	Глава 3 Объекты энергетического хозяйства		
1	Ликвидация электрофикации	тыс. тенге	865,54
	Итого по главе 3	тыс. тенге	865,54
	<b>Всего сметная стоимость</b>	тыс. тенге	<b>38 119,53</b>

Общая сметная стоимость ликвидационных работ, без учета НДС, составит – 38 119,53 тыс.тенге.

Проектируемый объем добычи нефти на предполагаемый период продления контракта (2024-2047 гг.) составил 199,0 тыс.тонн.

Расчет норматива, отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования, приведен в таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Определение базового норматива отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования

Показатели	Ед. изм.	Значение
Всего сметная стоимость, без учета НДС	тыс.тенге	38 119,53
<b>Всего сумма отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования, без учета НДС</b>	<b>тыс.тенге</b>	<b>38 119,53</b>
Проектируемая суммарная добыча нефти за прибыльный период	тыс.тонн	199,0
<b>Базовый норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования</b>	<b>тенге/тонну нефти</b>	<b>191,57</b>

Норматив для расчета объема отчислений по исполнению обязательств ликвидации последствий недропользования составил – 191,57 тенге/тонну нефти.



**Таблица 12.3 – Расчет отчислений по исполнению обязательств ликвидации последствий недропользования**

Годы	Проектируемый уровень добычи  тыс.тонн	Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования  тенге/тонну	Планируемые отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования  тыс.тенге
2024	0,2	191,57	39,2
2025	9,3	191,57	1 790,4
2026	10,3	191,57	1 971,4
2027	11,3	191,57	2 170,7
2028	12,1	191,57	2 325,1
2029	11,7	191,57	2 244,4
2030	11,3	191,57	2 166,6
2031	10,9	191,57	2 082,3
2032	10,4	191,57	2 001,4
2033	10,0	191,57	1 923,6
2034	9,7	191,57	1 848,8
2035	9,3	191,57	1 784,7
2036	9,0	191,57	1 722,8
2037	8,5	191,57	1 634,9
2038	8,1	191,57	1 551,5
2039	7,7	191,57	1 472,3
2040	7,3	191,57	1 397,2
2041	6,9	191,57	1 325,9
2042	6,6	191,57	1 258,3
2043	6,2	191,57	1 194,1
2044	5,9	191,57	1 133,2
2045	5,6	191,57	1 075,3
2046	5,3	191,57	1 020,5
2047	5,1	191,57	985,1
<b>Итого 2024-2047</b>	<b>199,0</b>		<b>38 119,53</b>

Суммарные отчисления за лицензионный период составят – 38 119,53 тыс.тенге.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. В 2011 г. «Проект оценочных работ месторождения Юго-Восточный Дошан и Северо-Западного участка месторождения Дошан на период 2012-2013 гг.».
2. «Проект оценочных работ месторождения Южный Дошан на Контрактной территории №240 на период 2019-2021 гг.»
3. «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северо-Восточный Дошан по состоянию на 02.01.2022 г.», Протокол ГКЗ РК №2451-22-У от 02.09.2022 г.
4. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК
5. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 г. №239
6. Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений (Приказ Минэнерго РК №329 от 24.08.2018 г.)
7. «Методика расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» утвержденной приказом Министра Энергетики РК №164 от 05 мая 2018 года.
8. 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.
9. РД 153-39.0-072-01.Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. МЭ РФ, М, 2001 г.
10. Инструкции по комплексному исследованию нефтяных и нефтегазовых пластов и скважин»
11. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений .РД 153-39.0-109-01, Москва, 2002 г.

## ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ



Таблица П. 4.1 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Горизонт PZ. Характеристика основного фонда скважин. 1 вариант

Г о д	Бурение скважин за период			Ввод скв. из бурения	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод в наблюдательный фонд,ед.	Ввод скв. из набл. фонда	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	
	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
2024	1	1	0	0	0	0	2	3	6,6	0	0	2	2	0	7,5	20,34
2025	0	0	0	1	0	0	0	3	6,6	0	0	3	2	0	10,9	28,5
2026	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	2	0	9,6	26,8
2027	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	8,9	26,3
2028	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	8,3	25,7
2029	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	7,7	25,2
2030	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	7,2	24,7
2031	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	6,7	24,2
2032	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	6,2	23,7
2033	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	5,8	23,3
2034	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	5,4	22,8
2035	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	5,0	22,3
2036	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	4,6	21,9
2037	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	4,3	21,5
2038	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	4,0	21,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	3,7	20,6
2040	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	3,5	20,2
2041	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	3,2	19,8
2042	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	3,0	19,4
2043	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	2,8	19,0
2044	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	2,6	18,6
2045	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	2,4	18,3
2046	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	2,2	17,9
2047	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	2,1	17,5
2048	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	1,9	17,2
2049	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	1,8	16,8
2050	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	1,7	16,5
2051	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	1,6	16,2
2052	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	1	0	2	2	0	1,5	15,8
2053	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	1,7	23,3
2054	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	1,6	22,8
2055	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	1,5	22,4
2056	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	1,4	21,9
2057	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	1,3	21,5
2058	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	1,2	21,1
2059	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	1,1	20,6
2060	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	1,0	20,2
2061	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	1,0	19,8
2062	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	0,9	19,2
2063	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	0,8	18,6
2064	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	0,8	18,1
2065	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	0,7	17,5
2066	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	0,7	17,0
2067	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	0,6	16,5
2068	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	0,6	16,0
2069	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	0,5	15,5
2070	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	0,5	15,1
2071	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	0,5	14,6
2072	0	0	0	0	0	0	0	3	6,6	0	0	2	2	0	0,4	14,2



Таблица П. 4.1 - Месторождение Северо-Восточный Дошан. Горизонт PZ. Характеристика основного фонда скважин. 3 вариант

Годы	Бурение скважин за период			Ввод скв. из бурения	Перевод сквжин в ППД из добыч. фонда	Перевод в наблюдательный фонд,ед.	Ввод скв. из набл. фонда	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. скв., м <sup>3</sup> /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	18
2024	1	1	0	0	0	0	2	3	6,6	0	0	2	2	0	7,50	20,34	0,0
2025	1	1	0	1	0	0	0	4	8,8	0	0	3	2	0	10,94	28,48	0,0
2026	0	0	0	1	1	0	0	5	11,0	0	0	3	2	1	12,05	37,02	71,1
2027	1	1	0	0	1	0	0	6	13,2	0	0	2	2	2	13,27	44,42	75,2
2028	1	2	0	1	0	0	0	6	13,2	0	0	3	3	2	12,16	42,50	67,44
2029	1	1	0	2	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	2	9,63	48,22	114,56
2030	0	0	0	1	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	7,05	37,47	119,10
2031	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	6,34	34,52	118,02
2032	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	6,15	34,35	116,96
2033	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	5,96	34,18	115,91
2034	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	5,60	34,01	114,36
2035	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	5,27	33,84	112,86
2036	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	4,95	33,67	111,43
2037	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	4,70	33,50	110,21
2038	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	4,47	33,33	109,03
2039	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	4,25	33,16	107,88
2040	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	4,03	33,00	106,77
2041	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	3,83	32,83	105,70
2042	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	3,64	32,67	104,65
2043	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	3,46	32,51	103,64
2044	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	3,28	32,34	102,66
2045	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	3,12	32,18	101,70
2046	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	2,96	32,02	100,78
2047	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	2,82	31,86	99,87
2048	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	2,68	31,70	99,00
2049	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	2,54	31,54	98,14
2050	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	2,41	31,38	97,31
2051	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	2	2,29	31,23	96,50
2052	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	1	0	5	5	3	2,06	31,07	63,58
2053	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	2,23	37,10	62,87
2054	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	2,01	36,91	62,20
2055	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	1,81	36,73	61,58
2056	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	1,63	36,55	60,98
2057	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	1,46	36,36	60,42
2058	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	1,29	36,18	59,84
2059	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	1,13	36,00	59,30
2060	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	1,00	35,82	58,78
2061	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	0,88	35,64	58,30
2062	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	0,77	35,46	57,84
2063	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	0,68	35,29	57,40
2064	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	0,60	35,11	56,99
2065	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	0,53	34,93	56,59
2066	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	0,47	34,76	56,22
2067	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	0,43	34,59	55,87
2068	0	0	0	0	0	0	0	6	13,2	0	0	5	5	3	0,38	34,41	55,52



Таблица П.4.2.2.2 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет капитальных вложений. Вариант 1

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы млн.тг	Стоимость всего млн.тг	Распределение по годам					Распределение по годам									
						1 2024	2 2025	3 2026	4 2027	5 2028	6 2029	7 2030	8 2031	9 2032	10 2033	11 2034	12 2035	13 2036	14 2037	15 2038
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
I	<u>Строительство скважин (подземное строительство)</u>																			
1	Бурение добывающих скважин	скв.	1	267	267	267	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод скважин из консервации	скв.	2	26	51	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Выбытие скважин	скв.	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				320	318	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				337	318	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II	<u>Надземное строительство</u>																			
	<u>Обустройство промысла</u>																			
1	Обустройство скважин	скв.	3	8	23	15	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии, Ø89*6	км	3	22	67	45	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Замерная установка (ЗУ)	ед.	1	90	90	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Нефтяной коллектор до м.р. Юго-Восточный Дошан Ø114*6	км	7,6	24	186	186	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Печи подогрева воды, ПП-0,63	ед.	1	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Автомобильные дороги к новым скважинам	км	3	12	35	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Линии электропередач (ЛЭП)	км	3	3	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				416	386	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				418	386	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				735	704	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин, в ценах с учетом инфляции				755	704	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					1,000	1,093	1,195	1,307	1,429	1,562	1,707	1,867	2,041	2,231	2,439	2,667	2,915	3,187	3,484



Продолжение Таблицы П.4.2.2.2

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы млн.тг	Стоимость всего млн.тг	Распределение по годам										Распределение по годам							
						16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	...	49	
						2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	...	2072	
1	2	3	4	5	6	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	...	56	
I	<u>Строительство скважин (подземное строительство)</u>																						
1	Бурение добывающих скважин	скв.	1	267	267	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод скважин из консервации	скв.	2	26	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Выбытие скважин	скв.	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				337	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	0	0	0
II	<u>Надземное строительство</u>																						
	<u>Обустройство промысла</u>																						
1	Обустройство скважин	скв.	3	8	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии, Ø89*6	км	3	22	67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Замерная установка (ЗУ)	ед.	1	90	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Нефтяной коллектор до м.р. Юго-Восточный Доцан Ø114*6	км	7,6	24	186	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Печи подогрева воды, ПП-0,63	ед.	1	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Автомобильные дороги к новым скважинам	км	3	12	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Линии электропередач (ЛЭП)	км	3	3	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				416	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				418	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				735	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин, в ценах с учетом инфляции				755	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					3,809	4,165	4,553	4,978	5,442	5,949	6,504	7,111	7,774	8,499	9,292	10,158	11,105	12,141	13,2733	...	72,2314	

Таблица П.4.2.2.3 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет капитальных вложений. Вариант 3

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы млн.тг	Стоимость всего млн.тг	Распределение по годам					Распределение по годам										
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
						2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
I	<u>Строительство скважин (подземное строительство)</u>																				
1	Бурение добывающих скважин	скв.	6	267	1 604	267	267	0	267	535	267,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Ввод скважин из консервации	скв.	2	26	51	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин под в ППД	скв.	2	8	15	0	0	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Выбытие скважин	скв.	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				1 672	318	267	8	275	535	267,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2 179	318	292	9	359	764	417,59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II	<u>Надземное строительство</u>																				
	<u>Обустройство промысла</u>																				
1	Обустройство скважин	скв.	8	8	61	15	8	8	0	8	15	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии, Ø89*6	км	8	22	178	45	22	22	0	22	45	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Замерная установка (ЗУ)	ед.	1	90	90	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Нефтяной коллектор до м.р. Юго-Восточный Дошан Ø114*6	км	7,6	24	186	186	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Нагнетательный коллектор Ø114	км	5	24	122	122	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Блочная модульная установка водонагнетания	ед.	1	113	113	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Нагнетательные линии, Ø89	км	1	22	22	0	0	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	1	110	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Печи подогрева воды, ПП-0,63	ед.	1	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Автомобильные дороги к новым скважинам	км	8	12	92	15	15	0	15	31	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Линии электропередач (ЛЭП)	км	8	3	26	4	4	0	4	9	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1 007	594	162	41	31	69	79	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1 135	594	178	49	40	99	124	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				2 679	912	430	49	306	604	347	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин, в ценах с учетом инфляции				3 313	912	470	58	399	863	542	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					1,000	1,093	1,195	1,307	1,429	1,562	1,707	1,867	2,041	2,231	2,439	2,667	2,915	3,187	3,484	

## Продолжение Таблицы П 4.2.2.3

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы млн.тг	Стоимость всего млн.тг	Распределение по годам										Распределение по годам						
						16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	...	45
						2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	...	2068
1	2	3	4	5	6	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	...	52
I	<u>Строительство скважин (подземное строительство)</u>																					
1	Бурение добывающих скважин	скв.	6	267	1 604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Ввод скважин из консервации	скв.	2	26	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин под в ППД	скв.	2	8	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Выбытие скважин	скв.	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0
	Итого строительство скважин				1 672	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2 179	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	0	0
II	<u>Надземное строительство</u>																					
	<u>Обустройство промысла</u>																					
1	Обустройство скважин	скв.	8	8	61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии, Ø89*6	км	8	22	178	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Замерная установка (ЗУ)	ед.	1	90	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Нефтяной коллектор до м.р. Юго-Восточный Дошан Ø114*6	км	7,6	24	186	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Нагнетательный коллектор Ø114	км	5	24	122	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Блочная модульная установка водонагнетания	ед.	1	113	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Нагнетательные линии, Ø89	км	1	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Водораспределительные пункты (ВРП)	ед.	1	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Печи подогрева воды, ПП-0,63	ед.	1	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Автомобильные дороги к новым скважинам	км	8	12	92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Линии электропередач (ЛЭП)	км	8	3	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1 007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1 135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				2 679	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0
	Всего со строительством скважин, в ценах с учетом инфляции				3 313	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	0	0
	Коэффициент инфляции					3,809	4,165	4,553	4,978	5,442	5,949	6,504	7,111	7,774	8,499	9,292	10,158	11,105	12,141	13,273	...	50,5629

Таблица П.4.2.3.2 - Месторождение Северо-Восточный Дощан. Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Объем добычи нефти тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) млн.тг
		Объем продажи			Цена реализации нефти		
		всего тыс.т	на внешний рынок тыс.т	на внутренний рынок тыс.т	на внешний рынок тыс.тг/тонну	на внутренний рынок тыс.тг/тонну	
1	2	3	4	5	6	7	8
2024	0,2	0,2	0,0	0,2	252,7	125,1	29,5
2025	9,3	9,2	2,2	7,0	276,3	136,8	1 472,6
2026	9,4	9,3	2,3	7,0	302,0	149,6	1 624,7
2027	8,8	8,7	2,1	6,6	330,2	163,5	1 651,9
2028	8,2	8,1	2,0	6,1	361,0	178,8	1 679,5
2029	7,6	7,5	1,8	5,7	394,7	195,4	1 707,6
2030	7,1	7,0	1,7	5,3	431,5	213,6	1 736,2
2031	6,6	6,5	1,6	4,9	471,7	233,6	1 765,2
2032	6,1	6,0	1,5	4,6	515,7	255,4	1 794,8
2033	5,7	5,6	1,4	4,2	563,8	279,2	1 824,8
2034	5,3	5,2	1,3	3,9	616,4	305,2	1 855,3
2035	4,9	4,8	1,2	3,7	673,8	333,7	1 886,4
2036	4,6	4,5	1,1	3,4	736,7	364,8	1 917,9
2037	4,2	4,2	1,0	3,2	805,4	398,8	1 950,0
2038	3,9	3,9	0,9	3,0	880,5	436,0	1 982,6
2039	3,7	3,6	0,9	2,7	962,6	476,7	2 015,8
2040	3,4	3,4	0,8	2,6	1 052,4	521,1	2 049,5
2041	3,2	3,1	0,8	2,4	1 150,5	569,7	2 083,8
2042	3,0	2,9	0,7	2,2	1 257,8	622,8	2 118,7
2043	2,7	2,7	0,7	2,1	1 375,2	680,9	2 154,1
2044	2,6	2,5	0,6	1,9	1 503,4	744,4	2 190,2
2045	2,4	2,3	0,6	1,8	1 643,6	813,9	2 226,8
2046	2,2	2,2	0,5	1,7	1 796,9	889,8	2 264,1
2047	2,1	2,0	0,5	1,5	1 964,5	972,7	2 302,0
2048	1,9	1,9	0,5	1,4	2 147,7	1 063,4	2 340,5
2049	1,8	1,8	0,4	1,3	2 348,0	1 162,6	2 379,6

## Продолжение Таблицы П.4.2.3.2

Года	Объем добычи нефти тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) млн.тг
		Объем продажи			Цена реализации нефти		
		всего тыс.т	на внешний рынок тыс.т	на внутренний рынок тыс.т	на внешний рынок тыс.тг/тонну	на внутренний рынок тыс.тг/тонну	
1	2	3	4	5	6	7	8
2050	1,7	1,6	0,4	1,2	2 566,9	1 271,1	2 419,5
2051	1,5	1,5	0,4	1,1	2 806,3	1 389,6	2 459,9
2052	1,4	1,4	0,3	1,1	3 068,0	1 519,2	2 501,1
2053	1,1	1,1	0,3	0,9	3 354,2	1 660,9	2 187,5
2054	1,1	1,0	0,3	0,8	3 667,0	1 815,8	2 224,1
2055	1,0	1,0	0,2	0,7	4 009,0	1 985,1	2 261,3
2056	0,9	0,9	0,2	0,7	4 382,8	2 170,2	2 299,1
2057	0,9	0,8	0,2	0,6	4 791,6	2 372,6	2 337,6
2058	0,8	0,8	0,2	0,6	5 238,4	2 593,9	2 376,7
2059	0,7	0,7	0,2	0,6	5 727,0	2 835,8	2 416,5
2060	0,7	0,7	0,2	0,5	6 261,1	3 100,3	2 456,9
2061	0,6	0,6	0,2	0,5	6 845,0	3 389,4	2 498,0
2062	0,6	0,6	0,1	0,4	7 483,4	3 705,5	2 539,8
2063	0,6	0,5	0,1	0,4	8 181,2	4 051,1	2 582,3
2064	0,5	0,5	0,1	0,4	8 944,2	4 428,9	2 625,5
2065	0,5	0,5	0,1	0,4	9 778,4	4 841,9	2 669,5
2066	0,4	0,4	0,1	0,3	10 690,3	5 293,5	2 714,1
2067	0,4	0,4	0,1	0,3	11 687,3	5 787,1	2 759,5
2068	0,4	0,4	0,1	0,3	12 777,2	6 326,8	2 805,7
2069	0,4	0,4	0,1	0,3	13 968,8	6 916,9	2 852,6
2070	0,3	0,3	0,1	0,2	15 271,6	7 561,9	2 900,4
2071	0,3	0,3	0,1	0,2	16 695,8	8 267,2	2 948,9
2072	0,3	0,3	0,1	0,2	18 252,9	9 038,2	2 998,2
Итого приб.период 2024-2072	137,8	136,1	33,1	103,0			107 839,1
Итого расчет.период 2024-2072	137,8	136,1	33,1	103,0			107 839,1



Таблица П.4.2.3.3 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

Года	Объем добычи нефти тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) млн.тг
		Объем продажи			Цена реализации нефти		
		всего тыс.т	на внешний рынок тыс.т	на внутренний рынок тыс.т	на внешний рынок тыс.тг/тонну	на внутренний рынок тыс.тг/тонну	
1	2	3	4	5	6	7	8
2024	0,2	0,2	0,0	0,2	252,7	125,1	29,5
2025	9,3	9,2	2,2	7,0	276,3	136,8	1 472,6
2026	10,3	10,2	2,5	7,7	302,0	149,6	1 772,8
2027	9,8	9,7	2,4	7,3	330,2	163,5	1 851,6
2028	10,2	10,1	2,4	7,6	361,0	178,8	2 102,3
2029	13,0	12,8	3,1	9,7	394,7	195,4	2 927,3
2030	12,9	12,7	3,1	9,6	431,5	213,6	3 168,3
2031	12,5	12,3	3,0	9,3	471,7	233,6	3 359,9
2032	12,1	12,0	2,9	9,1	515,7	255,4	3 563,0
2033	11,8	11,6	2,8	8,8	563,8	279,2	3 778,5
2034	11,0	10,9	2,6	8,3	616,4	305,2	3 883,0
2035	10,4	10,3	2,5	7,8	673,8	333,7	3 990,4
2036	9,8	9,6	2,3	7,3	736,7	364,8	4 100,8
2037	9,3	9,2	2,2	6,9	805,4	398,8	4 259,1
2038	8,8	8,7	2,1	6,6	880,5	436,0	4 423,5
2039	8,4	8,3	2,0	6,3	962,6	476,7	4 594,2
2040	7,9	7,8	1,9	5,9	1 052,4	521,1	4 771,5
2041	7,6	7,5	1,8	5,6	1 150,5	569,7	4 955,7
2042	7,2	7,1	1,7	5,4	1 257,8	622,8	5 147,0
2043	6,8	6,7	1,6	5,1	1 375,2	680,9	5 345,6
2044	6,5	6,4	1,6	4,8	1 503,4	744,4	5 552,0
2045	6,2	6,1	1,5	4,6	1 643,6	813,9	5 766,2
2046	5,8	5,8	1,4	4,4	1 796,9	889,8	5 988,8
2047	5,6	5,5	1,3	4,1	1 964,5	972,7	6 220,0
2048	5,3	5,2	1,3	3,9	2 147,7	1 063,4	6 460,0
2049	5,0	4,9	1,2	3,7	2 348,0	1 162,6	6 709,4

## Продолжение Таблицы П.4.2.3.3

Года	Объем добычи нефти тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) млн.тг
		Объем продажи			Цена реализации нефти		
		всего тыс.т	на внешний рынок тыс.т	на внутренний рынок тыс.т	на внешний рынок тыс.тг/тонну	на внутренний рынок тыс.тг/тонну	
1	2	3	4	5	6	7	8
2050	4,8	4,7	1,1	3,6	2 566,9	1 271,1	6 968,3
2051	4,5	4,5	1,1	3,4	2 806,3	1 389,6	7 237,3
2052	4,1	4,0	1,0	3,0	3 068,0	1 519,2	7 121,0
2053	3,7	3,6	0,9	2,7	3 354,2	1 660,9	7 006,6
2054	3,3	3,3	0,8	2,5	3 667,0	1 815,8	6 894,0
2055	3,0	2,9	0,7	2,2	4 009,0	1 985,1	6 783,3
2056	2,7	2,6	0,6	2,0	4 382,8	2 170,2	6 674,3
2057	2,4	2,4	0,6	1,8	4 791,6	2 372,6	6 567,1
2058	2,1	2,1	0,5	1,6	5 238,4	2 593,9	6 318,0
2059	1,9	1,8	0,4	1,4	5 727,0	2 835,8	6 078,3
2060	1,6	1,6	0,4	1,2	6 261,1	3 100,3	5 847,8
2061	1,4	1,4	0,3	1,1	6 845,0	3 389,4	5 625,9
2062	1,3	1,3	0,3	0,9	7 483,4	3 705,5	5 412,5
2063	1,1	1,1	0,3	0,8	8 181,2	4 051,1	5 207,2
2064	1,0	1,0	0,2	0,7	8 944,2	4 428,9	5 009,7
2065	0,9	0,9	0,2	0,6	9 778,4	4 841,9	4 819,7
2066	0,8	0,8	0,2	0,6	10 690,3	5 293,5	4 742,3
2067	0,7	0,7	0,2	0,5	11 687,3	5 787,1	4 666,1
2068	0,6	0,6	0,2	0,5	12 777,2	6 326,8	4 591,1
Итого приб.период 2024-2068	265,3	261,9	63,6	198,3			219 763,5
Итого расчет.период 2024-2068	265,3	261,9	63,6	198,3			219 763,5

Таблица П.4.2.3.5 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Налоги и платежи			Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тонны нефти	
	Арендные затраты	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	ФОТ ППП	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Затраты производственного характера	Ремонт скважин	Внутрипромысловый транспорт нефти	Страхование	Экологические расходы	НИОКР	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			Итого платежей
	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	тыс.тг/т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	0,02	8,5	27,0	1,3	0,3	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	1,0	4,2	13,1	18,3	55,7	272,0
2025	0,02	9,3	40,5	60,8	0,4	0,3	1,4	0,2	0,1	0,4	51,9	7,4	13,6	72,8	186,2	19,9
2026	0,02	10,2	40,5	61,4	0,4	0,3	1,6	0,2	0,1	1,1	57,3	7,4	12,6	77,3	193,2	20,5
2027	0,02	11,1	40,5	57,1	0,5	0,3	1,7	0,2	0,1	1,1	58,2	7,4	11,7	77,3	190,1	21,7
2028	0,02	12,2	40,5	53,1	0,5	0,4	1,9	0,2	0,1	1,1	59,2	7,4	10,9	77,4	187,5	23,0
2029	0,03	13,3	40,5	49,4	0,6	0,4	2,0	0,2	0,1	1,1	60,2	7,4	10,1	77,6	185,3	24,4
2030	0,03	14,6	40,5	45,9	0,6	0,4	2,2	0,2	0,1	1,1	61,2	7,4	9,3	77,9	183,6	26,0
2031	0,03	15,9	40,5	42,7	0,7	0,5	2,3	0,3	0,1	1,0	62,2	7,4	8,6	78,2	182,3	27,8
2032	0,04	17,4	40,5	39,7	0,8	0,5	2,5	0,3	0,1	1,0	63,3	7,4	8,0	78,6	181,5	29,7
2033	0,04	19,0	40,5	36,9	0,8	0,6	2,6	0,3	0,1	1,0	64,3	7,4	7,4	79,1	181,1	31,9
2034	0,04	20,8	40,5	34,4	0,9	0,6	2,8	0,3	0,1	1,0	65,4	7,4	6,9	79,6	181,2	34,3
2035	0,05	22,7	40,5	32,0	1,0	0,7	3,0	0,4	0,1	1,0	66,5	7,4	6,3	80,2	181,7	37,0
2036	0,05	24,9	40,5	29,7	1,1	0,7	3,3	0,4	0,2	1,0	67,6	7,4	5,9	80,8	182,6	40,0
2037	0,05	27,2	40,5	27,6	1,2	0,8	3,5	0,5	0,2	1,0	68,7	7,4	5,4	81,5	184,0	43,3
2038	0,06	29,7	40,5	25,7	1,3	0,9	3,7	0,5	0,2	1,0	69,9	7,4	5,0	82,3	185,8	47,1
2039	0,07	32,5	40,5	23,9	1,4	1,0	4,0	0,5	0,2	1,0	71,0	7,4	4,6	83,0	188,1	51,2
2040	0,07	35,5	40,5	22,2	1,6	1,1	4,3	0,6	0,2	1,0	72,2	7,4	4,3	83,9	190,9	55,9
2041	0,08	38,8	40,5	20,7	1,7	1,2	4,6	0,7	0,2	1,1	73,4	7,4	3,9	84,8	194,1	61,1
2042	0,09	42,4	40,5	19,2	1,9	1,3	4,9	0,7	0,2	1,1	74,7	7,4	3,6	85,7	197,9	67,0
2043	0,09	46,4	40,5	17,9	2,0	1,4	5,3	0,8	0,2	1,1	75,9	7,4	3,3	86,6	202,2	73,6
2044	0,10	50,7	40,5	16,6	2,2	1,5	5,6	0,9	0,2	1,1	77,2	7,4	3,1	87,6	207,1	81,1
2045	0,11	55,5	40,5	15,5	2,4	1,7	6,1	0,9	0,2	1,2	78,5	7,4	2,8	88,7	212,6	89,5
2046	0,12	60,6	40,5	14,4	2,7	1,8	6,5	1,0	0,2	1,2	79,8	7,4	2,6	89,8	218,8	99,0
2047	0,13	66,3	40,5	13,4	2,9	2,0	6,9	1,1	0,2	1,3	81,1	7,4	2,4	90,9	225,6	109,8
2048	0,15	72,5	40,5	12,4	3,2	2,2	7,4	1,2	0,2	1,3	82,5	7,4	2,2	92,0	233,1	122,0
2049	0,16	79,2	40,5	11,6	3,5	2,4	8,0	1,3	0,2	1,4	83,9	7,4	2,0	93,2	241,4	135,9





## Продолжение Таблицы П.4.2.3.5

Года	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тонны нефти
	Арендные затраты	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями и	ФОТ ППП	амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость	Затраты производственного характера	Ремонт скважин	Внутрипромысловый транспорт нефти	Страхование	Экологические расходы	НИОКР	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
1	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	тыс.тг/т
2050	0,17	86,6	40,5	10,8	3,8	2,6	8,5	1,5	0,2	1,5	85,3	7,4	1,8	94,5	250,5	151,6
2051	0,19	94,7	40,5	10,0	4,2	2,8	9,2	1,6	0,2	1,5	86,7	7,4	1,6	95,7	260,6	169,5
2052	0,21	103,5	27,0	11,0	3,0	2,1	9,8	1,7	0,2	1,6	88,2	4,9	1,8	94,8	255,0	178,4
2053	0,23	113,2	27,0	8,8	3,3	2,3	10,5	1,9	0,2	1,6	77,1	4,9	1,6	83,6	252,6	220,9
2054	0,25	123,8	27,0	8,2	3,6	2,5	11,3	2,1	0,2	1,7	78,4	4,9	1,5	84,8	265,2	249,4
2055	0,27	135,3	27,0	7,6	4,0	2,7	12,1	2,3	0,2	1,8	79,7	4,9	1,3	86,0	279,1	282,2
2056	0,30	147,9	27,0	7,1	4,3	3,0	12,9	2,5	0,2	1,9	81,0	4,9	1,2	87,2	294,2	319,9
2057	0,33	161,7	27,0	6,6	4,8	3,2	13,8	2,7	0,2	2,0	82,4	4,9	1,1	88,4	310,8	363,3
2058	0,36	176,8	27,0	6,1	5,2	3,5	14,8	3,0	0,2	2,2	83,8	4,9	1,0	89,7	328,8	413,4
2059	0,39	193,3	27,0	5,7	5,7	3,9	15,9	3,2	0,2	2,3	85,2	4,9	0,9	91,0	348,6	471,2
2060	0,43	211,3	27,0	5,3	6,2	4,2	17,0	3,5	0,2	2,5	86,6	4,9	0,8	92,4	370,1	537,9
2061	0,47	231,0	27,0	4,9	6,8	4,6	18,2	3,9	0,2	2,7	88,0	4,9	0,8	93,7	393,5	615,1
2062	0,51	252,5	27,0	4,6	7,4	5,0	19,3	4,2	0,2	2,9	89,5	4,9	0,7	95,1	418,9	704,0
2063	0,56	276,1	27,0	4,3	8,1	5,5	20,5	4,6	0,2	3,2	91,0	4,9	0,6	96,6	446,6	807,0
2064	0,61	301,8	27,0	4,0	8,9	6,0	21,8	5,1	0,2	3,4	92,5	4,9	0,6	98,0	476,8	926,4
2065	0,66	330,0	27,0	3,7	9,7	6,6	23,1	5,5	0,2	3,7	94,1	4,9	0,5	99,5	509,6	1 064,8
2066	0,73	360,8	27,0	3,4	10,6	7,2	24,5	6,0	0,2	4,0	95,7	4,9	0,4	101,0	545,5	1 225,4
2067	0,79	394,4	27,0	3,2	11,6	7,9	25,9	6,6	0,2	4,3	97,3	4,9	0,4	102,6	584,5	1 412,0
2068	0,87	431,2	27,0	3,0	12,7	8,6	27,5	7,2	0,2	4,7	98,9	4,9	0,3	104,2	627,1	1 628,9
2069	0,95	471,4	27,0	2,8	13,9	9,4	29,2	7,9	0,2	5,1	100,5	4,9	0,3	105,8	673,5	1 881,2
2070	1,04	515,4	27,0	2,6	15,2	10,3	30,9	8,6	0,2	5,5	102,2	4,9	0,3	107,4	724,2	2 174,8
2071	1,13	563,4	27,0	2,4	16,6	11,2	32,8	9,4	0,2	6,0	103,9	4,9	0,2	109,1	779,3	2 516,7
2072	1,24	616,0	27,0	2,2	18,1	12,3	34,8	10,3	0,2	6,5	105,7	4,9	0,2	110,8	839,5	2 915,0
Итого приб. период 2024-2072	14,4	7 129,7	1 686,3	913,8	224,4	152,3	542,7	119,6	8,5	99,5	3 800,8	306,9	189,5	4 297,1	15 188,2	110,2
Итого расчет. период 2024-2072	14,4	7 129,7	1 686,3	913,8	224,4	152,3	542,7	119,6	8,5	99,5	3 800,8	306,9	189,5	4 297,1	15 188,2	110,2



Таблица П.4.2.3.6 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

Года	Расходы, относимые на себестоимость продукции											Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тонны нефти
	Арендные затраты млн.тг	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями млн.тг	ФОТ ППП млн.тг	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции млн.тг	Затраты производственного характера млн.тг	Ремонт скважин млн.тг	Внутрипромышленный транспорт нефти млн.тг	Затраты на закачку млн.тг	Страхование млн.тг	Экологические расходы млн.тг	НИОКР млн.тг	НДПИ млн.тг	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП млн.тг	Налог на имущество млн.тг			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	0,02	0,5	27,0	0,8	0,3	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	1,0	4,2	16,2	21,4	50,4	246,0
2025	0,02	0,6	40,5	54,4	0,4	0,3	1,4	0,0	0,2	0,1	0,3	51,9	7,4	23,3	82,5	180,6	19,3
2026	0,02	0,6	40,5	62,2	0,4	0,3	2,0	9,1	0,2	0,1	1,0	62,5	7,4	23,3	93,2	209,6	20,4
2027	0,02	0,7	27,0	75,3	0,3	0,2	2,1	21,0	0,2	0,1	1,2	65,3	4,9	28,4	98,5	226,7	23,1
2028	0,02	0,8	40,5	115,4	0,5	0,4	2,6	23,8	0,2	0,2	1,3	74,1	7,4	40,2	121,7	307,3	30,1
2029	0,03	0,8	67,5	178,1	1,0	0,7	5,3	44,1	0,2	0,2	1,8	103,2	12,3	46,6	162,1	461,8	35,5
2030	0,03	0,9	80,9	179,4	1,3	0,9	6,0	50,2	0,2	0,3	3,0	111,7	14,8	44,7	171,1	494,2	38,4
2031	0,03	1,0	80,9	174,0	1,4	1,0	6,6	54,3	0,3	0,3	3,2	118,4	14,8	42,0	175,2	498,1	39,9
2032	0,04	1,1	80,9	168,8	1,5	1,0	7,1	58,9	0,3	0,3	3,2	125,6	14,8	39,4	179,7	502,9	41,5
2033	0,04	1,2	80,9	163,7	1,7	1,1	7,8	63,8	0,3	0,3	3,2	133,2	14,8	36,8	184,8	508,9	43,3
2034	0,04	1,3	80,9	153,9	1,8	1,2	8,5	68,8	0,3	0,3	3,2	136,9	14,8	34,4	186,0	506,4	45,8
2035	0,05	1,4	80,9	144,7	2,0	1,4	9,2	74,2	0,4	0,3	3,2	140,6	14,8	32,1	187,5	505,2	48,7
2036	0,05	1,5	80,9	136,0	2,2	1,5	10,0	80,1	0,4	0,3	3,1	144,5	14,8	29,9	189,2	505,4	51,8
2037	0,05	1,7	80,9	129,2	2,4	1,6	10,9	86,6	0,5	0,3	3,1	150,1	14,8	27,9	192,7	510,1	55,0
2038	0,06	1,8	80,9	122,7	2,6	1,8	11,8	93,7	0,5	0,4	3,1	155,9	14,8	25,9	196,6	516,1	58,6
2039	0,07	2,0	80,9	116,6	2,9	1,9	12,9	101,4	0,5	0,4	3,2	161,9	14,8	24,1	200,8	523,5	62,6
2040	0,07	2,2	80,9	110,8	3,1	2,1	14,0	109,7	0,6	0,4	3,2	168,2	14,8	22,3	205,3	532,4	67,0
2041	0,08	2,4	80,9	105,2	3,4	2,3	15,2	118,7	0,7	0,4	3,2	174,7	14,8	20,7	210,1	542,7	71,9
2042	0,09	2,6	80,9	100,0	3,7	2,5	16,6	128,5	0,7	0,4	3,3	181,4	14,8	19,1	215,3	554,7	77,3
2043	0,09	2,9	80,9	95,0	4,1	2,8	18,0	139,1	0,8	0,4	3,3	188,4	14,8	17,6	220,8	568,2	83,4
2044	0,10	3,1	80,9	90,2	4,5	3,0	19,6	150,7	0,9	0,4	3,4	195,7	14,8	16,2	226,6	583,5	90,1
2045	0,11	3,4	80,9	85,7	4,9	3,3	21,3	163,2	0,9	0,5	3,5	203,2	14,8	14,8	232,8	600,6	97,7
2046	0,12	3,8	80,9	81,4	5,3	3,6	23,2	176,8	1,0	0,5	3,6	211,1	14,8	13,5	239,4	619,7	106,0
2047	0,13	4,1	80,9	77,4	5,8	4,0	25,3	191,5	1,1	0,5	3,8	219,2	14,8	12,3	246,3	640,8	115,4
2048	0,15	4,5	80,9	73,5	6,4	4,3	27,5	207,5	1,2	0,5	3,9	227,7	14,8	11,1	253,6	664,0	125,9
2049	0,16	4,9	80,9	69,8	7,0	4,7	29,9	224,9	1,3	0,5	4,0	236,5	14,8	10,0	261,3	689,6	137,6



Продолжение Таблицы П4.2.3.6

Года	Расходы, относимые на себестоимость продукции											Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тонны нефти
	Арендные затраты	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	ФОТ ППП	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Затраты производственного характера	Ремонт скважин	Внутрипромысловый транспорт нефти	Затраты на закачку	Страхование	Экологические расходы	НИОКР	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2050	0,17	5,4	80,9	66,3	7,6	5,2	32,5	243,8	1,5	0,6	4,2	245,6	14,8	9,0	269,4	717,6	150,8
2051	0,19	5,9	80,9	63,0	8,4	5,7	35,4	264,3	1,6	0,6	4,4	255,1	14,8	8,0	277,8	748,2	165,5
2052	0,21	6,4	80,9	58,9	7,6	5,2	38,5	285,6	1,7	0,6	4,6	251,0	14,8	7,3	273,1	763,3	187,6
2053	0,23	7,0	80,9	53,0	8,3	5,6	41,8	308,8	1,9	0,6	4,8	246,9	14,8	6,4	268,2	781,2	213,3
2054	0,25	7,7	80,9	47,7	9,1	6,2	45,5	334,0	2,1	0,5	5,1	243,0	14,8	5,6	263,4	802,4	243,4
2055	0,27	8,4	80,9	42,9	9,9	6,7	49,5	361,4	2,3	0,5	5,3	239,1	14,8	4,9	258,8	827,1	278,8
2056	0,30	9,2	80,9	38,6	10,9	7,4	53,9	391,4	2,5	0,5	5,6	235,2	14,8	4,3	254,3	855,4	320,4
2057	0,33	10,0	80,9	34,8	11,9	8,1	58,6	423,9	2,7	0,5	5,9	231,5	14,8	3,7	249,9	887,6	369,4
2058	0,36	10,9	80,9	30,6	13,0	8,8	63,7	459,0	3,0	0,5	6,3	222,7	14,8	3,2	240,6	917,8	434,0
2059	0,39	12,0	80,9	26,9	14,2	9,6	69,3	497,2	3,2	0,5	6,7	214,2	14,8	2,7	231,7	952,8	512,0
2060	0,43	13,1	80,9	23,7	15,5	10,5	75,4	538,9	3,5	0,5	7,1	206,1	14,8	2,3	223,2	992,9	606,3
2061	0,47	14,3	80,9	20,9	17,0	11,5	82,0	584,3	3,9	0,4	7,6	198,3	14,8	2,0	215,0	1 038,3	720,6
2062	0,51	15,6	80,9	18,4	18,6	12,6	89,2	633,8	4,2	0,4	8,1	190,8	14,8	1,7	207,2	1 089,6	859,2
2063	0,56	17,1	80,9	16,2	20,3	13,8	97,1	687,7	4,6	0,4	8,7	183,5	14,8	1,4	199,7	1 147,0	1 027,8
2064	0,61	18,7	80,9	14,2	22,2	15,1	105,6	746,3	5,1	0,4	9,3	176,6	14,8	1,1	192,5	1 210,9	1 233,1
2065	0,66	20,4	67,5	12,5	24,3	16,5	114,9	810,2	5,5	0,4	10,0	169,9	12,3	0,9	183,1	1 265,9	1 464,9
2066	0,73	22,3	67,5	11,3	26,5	18,0	125,0	880,1	6,0	0,4	10,7	167,1	12,3	0,7	180,2	1 348,6	1 733,9
2067	0,79	24,4	67,5	10,1	29,0	19,7	135,9	956,0	6,6	0,4	11,5	164,5	12,3	0,6	177,3	1 439,2	2 056,1
2068	0,87	26,7	67,5	9,1	31,7	21,5	147,9	1 038,7	7,2	0,4	12,4	161,8	12,3	0,4	174,5	1 538,5	2 442,1
Итого приб. период 2024-2068	10,0	307,3	345,6	3 463,6	377,0	255,8	776,6	886,1	83,2	17,4	210,8	745,5	609,6	738,9	094,1	827,6	120,0
Итого расчет. период 2024-2068	10,0	307,3	345,6	3 463,6	377,0	255,8	776,6	886,1	83,2	17,4	210,8	745,5	609,6	738,9	094,1	827,6	120,0



Таблица П4.2.3.8 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1.

Года	Расходы периода						Расходы по реализации			Налоги и отчисления		Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации
	ФОТ АУП и персонала по сбыту	Затраты на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Нематериальные активы и исторических	Страхование	развитие региона и развитие его	Расходы на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	сборы, зависящие от ФОТ АУП и персонала по	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	19,6	0,01	0,3	0,04	0,2	0,0	3,1	1,9	2,1	2,9	0,0	30,1	0,0	0,0
2025	29,3	0,02	0,3	0,04	0,3	7,4	155,7	97,9	117,7	5,2	0,9	414,7	0,4	1,8
2026	29,3	0,02	0,3	0,04	0,3	1,5	171,8	119,6	143,5	5,2	1,1	472,7	1,1	2,0
2027	29,3	0,03	0,4	0,04	0,3	1,2	174,7	125,7	152,8	5,2	1,1	490,8	1,1	2,2
2028	29,3	0,03	0,4	0,04	0,3	1,1	177,6	130,4	162,5	5,2	1,2	508,1	1,1	2,3
2029	29,3	0,03	0,4	0,04	0,4	1,1	180,6	133,8	179,5	5,2	1,3	531,7	1,1	2,2
2030	29,3	0,03	0,5	0,04	0,4	1,1	183,6	136,9	197,2	5,2	1,4	555,6	1,1	2,2
2031	29,3	0,04	0,5	0,04	0,4	1,1	186,6	149,0	215,3	5,2	1,5	589,1	1,0	2,1
2032	29,3	0,04	0,5	0,04	0,5	1,1	189,8	148,7	241,5	5,2	1,6	618,3	1,0	2,0
2033	29,3	0,05	0,6	0,04	0,5	1,0	192,9	147,7	245,6	5,2	1,6	624,6	1,0	1,9
2034	29,3	0,05	0,7	0,00	0,6	1,0	196,2	137,3	249,7	5,2	1,6	621,6	1,0	1,8
2035	29,3	0,05	0,7	0,00	0,6	1,0	199,5	127,7	253,9	5,2	1,5	619,6	1,0	1,8
2036	29,3	0,06	0,8	0,00	0,7	1,0	202,8	118,8	258,1	5,2	1,5	618,3	1,0	1,7
2037	29,3	0,06	0,9	0,00	0,7	1,0	206,2	110,5	262,4	5,2	1,5	617,8	1,0	1,6
2038	29,3	0,07	0,9	0,00	0,8	1,0	209,6	102,7	266,8	5,2	1,5	618,1	1,0	1,6
2039	29,3	0,08	1,0	0,00	0,9	1,1	213,1	95,5	271,3	5,2	1,5	619,1	1,0	1,5
2040	29,3	0,08	1,1	0,00	1,0	1,1	216,7	88,9	275,8	5,2	1,5	620,7	1,0	1,4
2041	29,3	0,09	1,2	0,00	1,1	1,1	220,3	82,6	280,5	5,2	1,5	622,9	1,1	1,3
2042	29,3	0,10	1,3	0,00	1,2	1,1	224,0	76,9	285,1	5,2	1,5	625,7	1,1	1,3
2043	29,3	0,11	1,5	0,00	1,3	1,1	227,8	71,5	289,9	5,2	1,5	629,2	1,1	1,2
2044	29,3	0,12	1,6	0,00	1,4	1,2	231,6	66,5	294,8	5,2	1,5	633,1	1,1	1,1
2045	29,3	0,13	1,7	0,00	1,5	1,2	235,5	61,8	299,7	5,2	1,5	637,6	1,2	1,1
2046	29,3	0,14	1,9	0,00	1,7	1,3	239,4	57,5	304,7	5,2	1,5	642,6	1,2	1,0
2047	29,3	0,16	2,1	0,00	1,8	1,3	243,4	53,5	309,8	5,2	1,5	648,1	1,3	1,0
2048	29,3	0,17	2,3	0,00	2,0	1,4	247,5	49,7	315,0	5,2	1,5	654,0	1,3	0,0
2049	29,3	0,19	2,5	0,00	2,2	1,4	251,6	46,2	320,3	5,2	1,5	660,4	1,4	0,0

## Продолжение Таблицы П4.2.3.8

Года	Расходы периода								Расходы по реализации	Налоги и отчисления		Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации
	ФОГАУП и персонала по быту	Затраты на персонал	ы сторонним и	нематериальных активов и	Страхован ие	ское развитие региона и развитие	Расходы на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина		Рентный налог	сборы, зависящие от ФОТ АУП и персонала			
1	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
2050	29,3	0,21	2,7	0,00	2,4	1,5	255,8	43,0	325,6	5,2	1,5	667,3	1,5	0,0
2051	29,3	0,22	3,0	0,00	2,6	1,6	260,1	40,0	331,1	5,2	1,5	674,6	1,5	0,0
2052	19,6	0,16	3,3	0,00	1,9	1,7	264,5	37,2	336,6	3,4	1,5	669,8	1,6	0,0
2053	19,6	0,18	3,6	0,00	2,1	1,8	231,3	29,8	294,4	3,4	1,3	587,4	1,6	0,0
2054	19,6	0,20	3,9	0,00	2,3	1,7	235,2	27,7	299,3	3,4	1,3	594,6	1,7	0,0
2055	19,6	0,21	4,3	0,00	2,5	1,8	239,1	25,7	304,3	3,4	1,3	602,3	1,8	0,0
2056	19,6	0,23	4,7	0,00	2,7	1,9	243,1	23,9	309,4	3,4	1,3	610,4	1,9	0,0
2057	19,6	0,26	5,1	0,00	3,0	2,1	247,2	22,3	314,6	3,4	1,4	618,9	2,0	0,0
2058	19,6	0,28	5,6	0,00	3,2	2,2	251,3	20,7	319,9	3,4	1,4	627,7	2,2	0,0
2059	19,6	0,31	6,1	0,00	3,5	2,4	255,5	19,3	325,2	3,4	1,4	636,8	2,3	0,0
2060	19,6	0,33	6,7	0,00	3,9	2,6	259,8	17,9	330,7	3,4	1,4	646,3	2,5	0,0
2061	19,6	0,37	7,3	0,00	4,2	2,8	264,1	16,7	336,2	3,4	1,4	656,2	2,7	0,0
2062	19,6	0,40	8,0	0,00	4,6	3,0	268,6	15,5	341,8	3,4	1,4	666,4	2,9	0,0
2063	19,6	0,44	8,7	0,00	5,0	3,3	273,0	14,4	347,5	3,4	1,5	677,0	3,2	0,0
2064	19,6	0,48	9,5	0,00	5,5	3,5	277,6	13,4	353,4	3,4	1,5	688,0	3,4	0,0
2065	19,6	0,52	10,4	0,00	6,0	3,8	282,3	12,5	359,3	3,4	1,5	699,4	3,7	0,0
2066	19,6	0,57	11,4	0,00	6,6	4,1	287,0	11,6	365,3	3,4	1,5	711,2	4,0	0,0
2067	19,6	0,62	12,4	0,00	7,2	4,5	291,8	10,8	371,4	3,4	1,5	723,4	4,3	0,0
2068	19,6	0,68	13,6	0,00	7,9	4,8	296,7	10,0	377,6	3,4	1,6	736,0	4,7	0,0
2069	19,6	0,75	14,9	0,00	8,6	5,3	301,6	9,3	383,9	3,4	1,6	749,1	5,1	0,0
2070	19,6	0,82	16,3	0,00	9,4	5,7	306,7	8,7	390,4	3,4	1,6	762,7	5,5	0,0
2071	19,6	0,89	17,8	0,00	10,3	6,2	311,8	8,1	396,9	3,4	1,6	776,7	6,0	0,0
2072	19,6	0,97	19,4	0,00	11,3	6,7	317,0	7,5	403,5	3,4	1,7	791,3	6,5	0,0
Итого приб.период 2024-2072	1 222,7	12,1	224,9	0,4	139,6	110,0	11 402,6	2 985,2	14 114,1	215,1	69,3	30 498,1	99,5	38,1
Итого расчет.период 2024-2072	1 222,7	12,1	224,9	0,4	139,6	110,0	11 402,6	2 985,2	14 114,1	215,1	69,3	30 498,1	99,5	38,1



Таблица П4.2.3.9 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции.  
 Вариант 3

Года	Расходы периода						Расходы по реализации			Налоги и отчисления		Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации
	ФОТ АУП и персонала по сбыту млн.тг	Затраты на персонал млн.тг	Услуги, выполненные сторонними организациями млн.тг	Амортизация нематериальных активов и исторических затрат млн.тг	Страхование млн.тг	экономическое развитие региона и развитие его инфраструктур млн.тг	Расходы на транспорт нефти млн.тг	Экспортная таможенная пошлина млн.тг	Рентный налог млн.тг	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП и персонала по сбыту млн.тг	Прочие налоги и отчисления в бюджет млн.тг			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	19,6	0,01	0,3	0,04	0,2	0,0	3,1	1,9	2,1	2,9	0,0	30,1	0,0	0,0
2025	29,3	0,02	0,3	0,04	0,3	9,4	155,7	97,9	117,7	5,2	0,9	416,7	0,3	1,8
2026	29,3	0,02	0,3	0,04	0,3	5,8	187,4	130,5	156,6	5,2	1,2	516,7	1,0	2,0
2027	19,6	0,02	0,4	0,04	0,2	1,8	195,8	140,9	171,3	3,4	1,3	534,7	1,2	2,2
2028	29,3	0,03	0,4	0,04	0,3	5,3	222,3	163,3	203,4	5,2	1,5	631,0	1,3	2,3
2029	48,9	0,05	0,4	0,04	0,6	10,5	309,5	229,4	307,8	8,6	2,2	918,2	1,8	2,2
2030	58,7	0,07	0,5	0,04	0,8	8,5	335,0	249,9	359,8	10,3	2,5	1 026,1	3,0	2,2
2031	58,7	0,08	0,5	0,04	0,9	3,9	355,3	283,7	409,8	10,3	2,8	1 126,0	3,2	2,1
2032	58,7	0,08	0,5	0,04	1,0	3,3	376,7	295,2	479,5	10,3	3,1	1 228,6	3,2	2,0
2033	58,7	0,09	0,6	0,04	1,0	3,3	399,5	305,8	508,5	10,3	3,3	1 291,3	3,2	1,9
2034	58,7	0,10	0,7	0,00	1,1	3,3	410,6	287,4	522,6	10,3	3,3	1 298,1	3,2	1,8
2035	58,7	0,11	0,7	0,00	1,2	3,3	421,9	270,2	537,1	10,3	3,3	1 306,8	3,2	1,8
2036	58,7	0,12	0,8	0,00	1,4	3,2	433,6	254,0	551,9	10,3	3,3	1 317,3	3,1	1,7
2037	58,7	0,13	0,9	0,00	1,5	3,2	450,3	241,3	573,2	10,3	3,3	1 342,9	3,1	1,6
2038	58,7	0,14	0,9	0,00	1,6	3,2	467,7	229,2	595,3	10,3	3,3	1 370,6	3,1	1,6
2039	58,7	0,15	1,0	0,00	1,8	3,3	485,8	217,8	618,3	10,3	3,4	1 400,5	3,2	1,5
2040	58,7	0,17	1,1	0,00	1,9	3,3	504,5	206,9	642,2	10,3	3,4	1 432,6	3,2	1,4
2041	58,7	0,18	1,2	0,00	2,1	3,3	524,0	196,5	667,0	10,3	3,5	1 466,9	3,2	1,3
2042	58,7	0,20	1,3	0,00	2,3	3,4	544,2	186,7	692,7	10,3	3,6	1 503,5	3,3	1,3
2043	58,7	0,22	1,5	0,00	2,5	3,5	565,2	177,4	719,5	10,3	3,6	1 542,4	3,3	1,2
2044	58,7	0,24	1,6	0,00	2,8	3,5	587,1	168,5	747,2	10,3	3,7	1 583,7	3,4	1,1
2045	58,7	0,26	1,7	0,00	3,0	3,6	609,7	160,1	776,1	10,3	3,8	1 627,4	3,5	1,1
2046	58,7	0,29	1,9	0,00	3,3	3,7	633,2	152,1	806,0	10,3	3,9	1 673,5	3,6	1,0
2047	58,7	0,31	2,1	0,00	3,6	3,9	657,7	144,5	837,1	10,3	4,0	1 722,2	3,8	1,0
2048	58,7	0,34	2,3	0,00	4,0	4,0	683,1	137,2	869,4	10,3	4,1	1 773,5	3,9	0,0
2049	58,7	0,38	2,5	0,00	4,3	4,2	709,4	130,4	903,0	10,3	4,2	1 827,4	4,0	0,0

Продолжение Таблицы П.4.2.3.9

Года	Расходы периода						Расходы по реализации			Налоги и отчисления		Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации
	ФОГ АУП и персонала по сбыту	Затраты на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	Страхование	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Расходы на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависящие от ФОГ АУП и персонала по сбыту	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2050	58,7	0,41	2,7	0,00	4,8	4,4	736,8	123,9	937,8	10,3	4,3	1 884,1	4,2	0,0
2051	58,7	0,45	3,0	0,00	5,2	4,6	765,3	117,7	974,0	10,3	4,4	1 943,6	4,4	0,0
2052	58,7	0,49	3,3	0,00	5,7	4,8	753,0	105,9	958,4	10,3	4,3	1 904,8	4,6	0,0
2053	58,7	0,54	3,6	0,00	6,2	5,2	740,9	95,3	943,0	10,3	4,2	1 867,9	4,8	0,0
2054	58,7	0,59	3,9	0,00	6,8	5,2	729,0	85,8	927,8	10,3	4,1	1 832,2	5,1	0,0
2055	58,7	0,64	4,3	0,00	7,4	5,5	717,2	77,2	912,9	10,3	4,0	1 798,3	5,3	0,0
2056	58,7	0,70	4,7	0,00	8,1	5,8	705,7	69,5	898,3	10,3	3,9	1 765,7	5,6	0,0
2057	58,7	0,77	5,1	0,00	8,9	6,1	694,4	62,5	883,8	10,3	3,8	1 734,5	5,9	0,0
2058	58,7	0,84	5,6	0,00	9,7	6,5	668,0	55,0	850,3	10,3	3,7	1 668,7	6,3	0,0
2059	58,7	0,92	6,1	0,00	10,6	6,9	642,7	48,4	818,1	10,3	3,5	1 606,3	6,7	0,0
2060	58,7	1,00	6,7	0,00	11,6	7,3	618,3	42,6	787,0	10,3	3,4	1 547,0	7,1	0,0
2061	58,7	1,10	7,3	0,00	12,7	7,8	594,9	37,5	757,2	10,3	3,2	1 490,7	7,6	0,0
2062	58,7	1,20	8,0	0,00	13,9	8,3	572,3	33,0	728,5	10,3	3,1	1 437,3	8,1	0,0
2063	58,7	1,31	8,7	0,00	15,1	8,9	550,6	29,0	700,8	10,3	3,0	1 386,7	8,7	0,0
2064	58,7	1,43	9,5	0,00	16,6	9,6	529,7	25,6	674,2	10,3	2,8	1 338,6	9,3	0,0
2065	48,9	1,31	10,4	0,00	15,1	10,3	509,6	22,5	648,7	8,6	2,7	1 278,3	10,0	0,0
2066	48,9	1,43	11,4	0,00	16,5	11,0	501,4	20,2	638,2	8,6	2,7	1 260,5	10,7	0,0
2067	48,9	1,56	12,4	0,00	18,0	11,8	493,4	18,2	628,0	8,6	2,6	1 243,7	11,5	0,0
2068	48,9	1,71	13,6	0,00	19,7	12,8	485,5	16,4	617,9	8,6	2,6	1 227,8	12,4	0,0
Итого приб.период 2024-2068	2 425,8	22,2	156,6	0,4	256,7	250,4	23 237,3	6 144,9	29 060,2	427,2	142,5	62 125,8	210,8	38,1
Итого расчет.период 2024-2068	2 425,8	22,2	156,6	0,4	256,7	250,4	23 237,3	6 144,9	29 060,2	427,2	142,5	62 125,8	210,8	38,1

**Таблица П4.2.3.11 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Эксплуатационные затраты, балансовая прибыль и налогооблагаемый доход, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1**

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с и расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с и расходы периода), приходящиеся на 1 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.тг	тыс.тг/тонну	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2024	85,9	419,3	-56,3	101,7	186,2	-156,7
2025	603,1	64,5	869,5	91,3	633,6	839,1
2026	669,0	70,9	955,7	79,2	686,7	938,0
2027	684,2	78,0	967,6	69,1	696,2	955,6
2028	699,0	85,7	980,5	60,3	706,2	973,3
2029	720,3	95,0	987,3	52,6	723,5	984,1
2030	742,4	105,2	993,8	45,8	742,2	993,9
2031	774,5	118,0	990,7	40,0	771,7	993,5
2032	802,8	131,6	991,9	34,9	797,9	996,8
2033	808,6	142,5	1 016,1	30,4	802,1	1 022,7
2034	805,7	152,7	1 049,7	26,5	797,8	1 057,5
2035	804,0	163,8	1 082,3	23,1	795,2	1 091,2
2036	803,6	176,1	1 114,3	20,2	794,1	1 123,8
2037	804,5	189,5	1 145,5	17,6	794,4	1 155,6
2038	806,5	204,3	1 176,2	15,3	796,1	1 186,5
2039	809,6	220,5	1 206,2	13,4	799,1	1 216,7
2040	814,0	238,4	1 235,6	11,7	803,4	1 246,1
2041	819,4	258,0	1 264,4	10,2	808,9	1 274,9
2042	826,0	279,7	1 292,7	8,9	815,6	1 303,1
2043	833,7	303,6	1 320,5	7,7	823,5	1 330,6
2044	842,5	329,9	1 347,7	6,7	832,6	1 357,6
2045	852,5	358,9	1 374,4	5,9	842,9	1 383,9
2046	863,6	390,9	1 400,5	5,1	854,3	1 409,8
2047	875,9	426,3	1 426,1	4,5	867,0	1 435,0
2048	888,4	465,0	1 452,0	3,9	879,9	1 460,6
2049	903,2	508,3	1 476,4	3,4	895,1	1 484,6



## Продолжение Таблицы П.4.2.3.11

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с и расходы периода) млн.тг	Общие расходы (включаемые в с/с и расходы периода), приходящиеся на 1 тонну нефти тыс.тг/тонну	Балансовая прибыль (+), убыток (-)  млн.тг	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода  млн.тг	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода  млн.тг	Налогооблагаемый доход  млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2050	919,3	556,3	1 500,2	3,0	911,5	1 508,0
2051	936,7	609,5	1 523,2	2,6	929,3	1 530,6
2052	926,5	648,2	1 574,6	2,3	917,7	1 583,4
2053	841,6	736,0	1 345,9	2,0	834,7	1 352,8
2054	861,5	810,1	1 362,6	1,7	855,0	1 369,1
2055	883,2	893,1	1 378,1	1,5	877,1	1 384,2
2056	906,5	985,7	1 392,6	1,3	900,8	1 398,4
2057	931,7	1 089,2	1 405,9	1,1	926,2	1 411,4
2058	958,7	1 205,2	1 418,0	1,0	953,5	1 423,2
2059	987,7	1 335,1	1 428,8	0,9	982,9	1 433,6
2060	1 018,9	1 480,9	1 438,0	0,8	1 014,3	1 442,6
2061	1 052,4	1 644,8	1 445,6	0,7	1 048,1	1 449,9
2062	1 088,3	1 828,8	1 451,6	0,6	1 084,2	1 455,6
2063	1 126,8	2 036,1	1 455,6	0,5	1 123,0	1 459,3
2064	1 168,2	2 269,8	1 457,3	0,4	1 164,6	1 460,9
2065	1 212,7	2 533,7	1 456,7	0,4	1 209,4	1 460,0
2066	1 260,7	2 832,1	1 453,5	0,3	1 257,6	1 456,6
2067	1 312,3	3 169,9	1 447,3	0,3	1 309,4	1 450,2
2068	1 367,9	3 552,9	1 437,8	0,3	1 365,1	1 440,6
2069	1 427,8	3 987,7	1 424,9	0,2	1 425,2	1 427,4
2070	1 492,4	4 481,9	1 408,0	0,2	1 490,0	1 410,4
2071	1 562,1	5 044,4	1 386,8	0,2	1 559,9	1 389,0
2072	1 637,4	5 685,4	1 360,9	0,1	1 635,3	1 362,9
Итого приб.период 2024-2072	45 824,0	332,5	62 015,1	811,3	45 721,1	62 117,9
Итого расчет.период 2024-2072	45 824,0	332,5	62 015,1	811,3	45 721,1	62 117,9



**Таблица П.4.2.3.12 – Месторождение Северо-Восточный Дощан. Эксплуатационные затраты, балансовая прибыль и налогооблагаемый доход, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3**

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с и расходы периода) млн.тг	Общие расходы (включаемые в с/с и расходы периода), приходящиеся на 1 тонну нефти тыс.тг/тонну	Балансовая прибыль (+), убыток (-) млн.тг	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода млн.тг	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода млн.тг	Налогооблагаемый доход млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2024	80,5	393,3	-51,0	135,8	215,5	-185,9
2025	599,4	64,1	873,2	183,4	728,4	744,2
2026	729,2	70,9	1 043,6	183,6	850,6	922,2
2027	764,8	77,8	1 086,8	239,0	928,4	923,1
2028	941,9	92,2	1 160,4	353,6	1 180,0	922,3
2029	1 384,0	106,4	1 543,3	414,0	1 619,9	1 307,4
2030	1 525,4	118,5	1 642,9	412,6	1 758,6	1 409,7
2031	1 629,4	130,5	1 730,5	350,9	1 806,3	1 553,6
2032	1 736,7	143,4	1 826,3	307,6	1 875,4	1 687,6
2033	1 805,2	153,6	1 973,2	267,9	1 909,4	1 869,1
2034	1 809,6	163,8	2 073,4	233,7	1 889,4	1 993,6
2035	1 817,0	175,0	2 173,4	203,8	1 876,1	2 114,3
2036	1 827,6	187,3	2 273,2	177,7	1 869,3	2 231,5
2037	1 857,7	200,4	2 401,3	154,9	1 883,5	2 375,6
2038	1 891,4	214,7	2 532,1	135,1	1 903,8	2 519,7
2039	1 928,7	230,5	2 665,6	117,8	1 929,9	2 664,3
2040	1 969,6	247,8	2 802,0	102,7	1 961,5	2 810,0
2041	2 014,2	266,7	2 941,5	89,6	1 998,6	2 957,1
2042	2 062,7	287,5	3 084,3	78,1	2 040,9	3 106,1
2043	2 115,2	310,4	3 230,4	68,1	2 088,3	3 257,3
2044	2 171,8	335,4	3 380,2	59,4	2 141,0	3 411,0
2045	2 232,6	363,0	3 533,6	51,8	2 198,7	3 567,5
2046	2 297,9	393,2	3 690,9	45,2	2 261,6	3 727,2
2047	2 367,7	426,5	3 852,2	39,4	2 329,8	3 890,2
2048	2 441,4	462,9	4 018,6	34,4	2 402,3	4 057,8
2049	2 521,0	503,2	4 188,3	30,0	2 481,2	4 228,2

## Продолжение Таблицы П.4.2.3.12

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с и расходы периода) млн.тг	Общие расходы (включаемые в с/с и расходы периода), приходящиеся на 1 тонну нефти тыс.тг/тонну	Балансовая прибыль (+), убыток (-) млн.тг	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода млн.тг	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода млн.тг	Налогооблагаемый доход млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2050	2 605,9	547,5	4 362,4	26,1	2 565,7	4 402,6
2051	2 696,2	596,3	4 541,1	22,8	2 656,0	4 581,3
2052	2 672,8	656,8	4 448,2	19,9	2 633,8	4 487,2
2053	2 654,0	724,6	4 352,6	17,3	2 618,3	4 388,3
2054	2 639,7	800,8	4 254,3	15,1	2 607,1	4 286,9
2055	2 630,7	886,8	4 152,6	13,2	2 600,9	4 182,4
2056	2 626,7	983,8	4 047,6	11,5	2 599,6	4 074,7
2057	2 628,0	1 093,7	3 939,0	10,0	2 603,3	3 963,8
2058	2 592,8	1 226,1	3 725,2	8,7	2 570,9	3 747,1
2059	2 565,7	1 378,8	3 512,6	7,6	2 546,4	3 531,9
2060	2 547,0	1 555,4	3 300,8	6,6	2 529,9	3 317,9
2061	2 536,7	1 760,3	3 089,3	5,8	2 521,6	3 104,3
2062	2 535,0	1 999,1	2 877,5	5,0	2 521,7	2 890,8
2063	2 542,3	2 278,2	2 664,9	4,4	2 530,6	2 676,7
2064	2 558,8	2 605,7	2 450,9	3,8	2 548,5	2 461,3
2065	2 554,2	2 955,7	2 265,5	3,3	2 545,0	2 274,7
2066	2 619,8	3 368,3	2 122,5	2,9	2 611,4	2 130,9
2067	2 694,5	3 849,4	1 971,6	2,5	2 686,9	1 979,2
2068	2 778,7	4 410,8	1 812,4	2,2	2 771,8	1 819,3
Итого приб.период 2024-2068	94 202,3	355,1	125 561,2	4 659,2	95 397,5	124 366,0
Итого расчет.период 2024-2068	94 202,3	355,1	125 561,2	4 659,2	95 397,5	124 366,0

Таблица П.4.2.4.2 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1.

Года	Доход Государства									
	НДПИ	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на имущество	Отчисления в фонд государственного соц. и мед. страхования	Подоходный налог с физических лиц	Экспортная таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2024	1,0	2,1	0,0	0,0	13,1	5,7	4,0	1,9	0,0	27,9
2025	51,9	117,7	28,0	0,0	13,6	10,5	6,6	97,9	0,9	327,0
2026	57,3	143,5	187,6	266,2	12,6	10,5	7,2	119,6	1,1	805,6
2027	58,2	152,8	191,1	270,5	11,7	10,5	7,8	125,7	1,1	829,7
2028	59,2	162,5	194,7	275,0	10,9	10,5	8,6	130,4	1,2	852,9
2029	60,2	179,5	196,8	274,3	10,1	10,5	9,4	133,8	1,3	875,9
2030	61,2	197,2	198,8	272,9	9,3	10,5	10,2	136,9	1,4	898,4
2031	62,2	215,3	198,7	263,9	8,6	10,5	11,2	149,0	1,5	921,0
2032	63,3	241,5	199,4	257,7	8,0	10,5	12,2	148,7	1,6	942,9
2033	64,3	245,6	204,5	268,5	7,4	10,5	13,4	147,7	1,6	963,6
2034	65,4	249,7	211,5	286,0	6,9	10,5	14,6	137,3	1,6	983,6
2035	66,5	253,9	218,2	302,7	6,3	10,5	16,0	127,7	1,5	1 003,4
2036	67,6	258,1	224,8	318,4	5,9	10,5	17,5	118,8	1,5	1 023,1
2037	68,7	262,4	231,1	333,5	5,4	10,5	19,1	110,5	1,5	1 042,8
2038	69,9	266,8	237,3	347,8	5,0	10,5	20,9	102,7	1,5	1 062,4
2039	71,0	271,3	243,3	361,4	4,6	10,5	22,9	95,5	1,5	1 082,1
2040	72,2	275,8	249,2	374,3	4,3	10,5	25,0	88,9	1,5	1 101,7
2041	73,4	280,5	255,0	386,6	3,9	10,5	27,3	82,6	1,5	1 121,4
2042	74,7	285,1	260,6	398,3	3,6	10,5	29,9	76,9	1,5	1 141,1
2043	75,9	289,9	266,1	409,4	3,3	10,5	32,7	71,5	1,5	1 160,8
2044	77,2	294,8	271,5	419,9	3,1	10,5	35,7	66,5	1,5	1 180,6
2045	78,5	299,7	276,8	429,9	2,8	10,5	39,0	61,8	1,5	1 200,5
2046	79,8	304,7	282,0	439,2	2,6	10,5	42,7	57,5	1,5	1 220,4
2047	81,1	309,8	287,0	447,9	2,4	10,5	46,7	53,5	1,5	1 240,3
2048	82,5	315,0	292,1	456,8	2,2	10,5	51,0	49,7	1,5	1 261,3
2049	83,9	320,3	296,9	464,2	2,0	10,5	55,8	46,2	1,5	1 281,3

## Продолжение Таблицы П.4.2.4.2

Года	Доход Государства									
	НДПИ	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на имущество	Отчисления в фонд государственного соц. и мед. страхования	Подоходный налог с физических лиц	Экспортная таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2050	85,3	325,6	301,6	471,0	1,8	10,5	61,0	43,0	1,5	1 301,3
2051	86,7	331,1	306,1	477,1	1,6	10,5	66,7	40,0	1,5	1 321,3
2052	88,2	336,6	316,7	505,2	1,8	7,0	48,6	37,2	1,5	1 342,8
2053	77,1	294,4	270,6	417,9	1,6	7,0	53,1	29,8	1,3	1 152,7
2054	78,4	299,3	273,8	420,3	1,5	7,0	58,1	27,7	1,3	1 167,3
2055	79,7	304,3	276,8	421,6	1,3	7,0	63,5	25,7	1,3	1 181,4
2056	81,0	309,4	279,7	421,9	1,2	7,0	69,4	23,9	1,3	1 195,0
2057	82,4	314,6	282,3	421,3	1,1	7,0	75,9	22,3	1,4	1 208,2
2058	83,8	319,9	284,6	419,5	1,0	7,0	83,0	20,7	1,4	1 220,8
2059	85,2	325,2	286,7	416,5	0,9	7,0	90,7	19,3	1,4	1 232,9
2060	86,6	330,7	288,5	412,2	0,8	7,0	99,2	17,9	1,4	1 244,3
2061	88,0	336,2	290,0	406,5	0,8	7,0	108,4	16,7	1,4	1 255,0
2062	89,5	341,8	291,1	399,4	0,7	7,0	118,5	15,5	1,4	1 265,0
2063	91,0	347,5	291,9	390,6	0,6	7,0	129,6	14,4	1,5	1 274,1
2064	92,5	353,4	292,2	380,0	0,6	7,0	141,6	13,4	1,5	1 282,1
2065	94,1	359,3	292,0	367,3	0,5	7,0	154,9	12,5	1,5	1 289,0
2066	95,7	365,3	291,3	352,5	0,4	7,0	169,3	11,6	1,5	1 294,6
2067	97,3	371,4	290,0	335,2	0,4	7,0	185,1	10,8	1,5	1 298,7
2068	98,9	377,6	288,1	315,3	0,3	7,0	202,3	10,0	1,6	1 301,2
2069	100,5	383,9	285,5	292,5	0,3	7,0	221,2	9,3	1,6	1 301,9
2070	102,2	390,4	282,1	266,6	0,3	7,0	241,8	8,7	1,6	1 300,6
2071	103,9	396,9	277,8	237,2	0,2	7,0	264,4	8,1	1,6	1 297,1
2072	105,7	403,5	272,6	237,4	0,2	7,0	289,1	7,5	1,7	1 324,6
Итого приб.период 2024-2072	3 800,8	14 114,1	12 315,1	17 110,4	189,5	436,7	3 582,6	2 985,2	69,3	54 603,7
Итого расчет.период 2024-2072	3 800,8	14 114,1	12 315,1	17 110,4	189,5	436,7	3 582,6	2 985,2	69,3	54 603,7

Таблица П.4.2.4.3 – Месторождение Северо-Восточный Дошан. Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

Года	Доход Государства									
	НДПИ	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на имущество	Отчисления в фонд государственного соц. и мед. страхования	Подоходный налог с физических лиц	Экспортная таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2024	1,0	2,1	0,0	0,0	16,2	5,7	4,0	1,9	0,0	31,0
2025	51,9	117,7	3,2	0,0	23,3	10,5	6,6	97,9	0,9	311,9
2026	62,5	156,6	184,4	242,1	23,3	10,5	7,2	130,5	1,2	818,3
2027	65,3	171,3	184,6	232,8	28,4	7,0	5,2	140,9	1,3	836,8
2028	74,1	203,4	184,5	183,7	40,2	10,5	8,6	163,3	1,5	869,6
2029	103,2	307,8	261,5	246,9	46,6	17,5	15,6	229,4	2,2	1 230,7
2030	111,7	359,8	281,9	257,2	44,7	21,0	20,5	249,9	2,5	1 349,1
2031	118,4	409,8	310,7	297,7	42,0	21,0	22,4	283,7	2,8	1 508,5
2032	125,6	479,5	337,5	332,4	39,4	21,0	24,5	295,2	3,1	1 658,3
2033	133,2	508,5	373,8	400,7	36,8	21,0	26,8	305,8	3,3	1 810,0
2034	136,9	522,6	398,7	459,3	34,4	21,0	29,3	287,4	3,3	1 892,9
2035	140,6	537,1	422,9	515,2	32,1	21,0	32,0	270,2	3,3	1 974,3
2036	144,5	551,9	446,3	568,5	29,9	21,0	35,0	254,0	3,3	2 054,4
2037	150,1	573,2	475,1	629,4	27,9	21,0	38,3	241,3	3,3	2 159,6
2038	155,9	595,3	503,9	689,3	25,9	21,0	41,8	229,2	3,3	2 265,8
2039	161,9	618,3	532,9	748,5	24,1	21,0	45,7	217,8	3,4	2 373,6
2040	168,2	642,2	562,0	807,2	22,3	21,0	50,0	206,9	3,4	2 483,2
2041	174,7	667,0	591,4	865,5	20,7	21,0	54,7	196,5	3,5	2 595,0
2042	181,4	692,7	621,2	923,7	19,1	21,0	59,8	186,7	3,6	2 709,2
2043	188,4	719,5	651,5	981,8	17,6	21,0	65,3	177,4	3,6	2 826,1
2044	195,7	747,2	682,2	1 040,0	16,2	21,0	71,4	168,5	3,7	2 946,0
2045	203,2	776,1	713,5	1 098,4	14,8	21,0	78,1	160,1	3,8	3 069,0
2046	211,1	806,0	745,4	1 157,1	13,5	21,0	85,4	152,1	3,9	3 195,5
2047	219,2	837,1	778,0	1 216,2	12,3	21,0	93,3	144,5	4,0	3 325,6
2048	227,7	869,4	811,6	1 276,3	11,1	21,0	102,0	137,2	4,1	3 460,5
2049	236,5	903,0	845,6	1 336,2	10,0	21,0	111,5	130,4	4,2	3 598,5

## Продолжение Таблицы П.4.2.4.3

Года	Доход Государства									
	НДПИ	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на имущество	Отчисления в фонд государственного соц. и мед. страхования	Подоходный налог с физических лиц	Экспортная таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2050	245,6	937,8	880,5	1 396,6	9,0	21,0	122,0	123,9	4,3	3 740,7
2051	255,1	974,0	916,3	1 457,6	8,0	21,0	133,3	117,7	4,4	3 887,4
2052	251,0	958,4	897,4	1 418,9	7,3	21,0	145,8	105,9	4,3	3 810,0
2053	246,9	943,0	877,7	1 376,6	6,4	21,0	159,4	95,3	4,2	3 730,5
2054	243,0	927,8	857,4	1 331,8	5,6	21,0	174,2	85,8	4,1	3 650,8
2055	239,1	912,9	836,5	1 284,1	4,9	21,0	190,5	77,2	4,0	3 570,2
2056	235,2	898,3	814,9	1 233,5	4,3	21,0	208,2	69,5	3,9	3 488,9
2057	231,5	883,8	792,8	1 179,9	3,7	21,0	227,6	62,5	3,8	3 406,7
2058	222,7	850,3	749,4	1 085,6	3,2	21,0	248,9	55,0	3,7	3 239,7
2059	214,2	818,1	706,4	989,7	2,7	21,0	272,1	48,4	3,5	3 076,2
2060	206,1	787,0	663,6	892,2	2,3	21,0	297,5	42,6	3,4	2 915,6
2061	198,3	757,2	620,9	792,5	2,0	21,0	325,2	37,5	3,2	2 757,7
2062	190,8	728,5	578,2	690,5	1,7	21,0	355,5	33,0	3,1	2 602,1
2063	183,5	700,8	535,3	585,7	1,4	21,0	388,7	29,0	3,0	2 448,4
2064	176,6	674,2	492,3	477,7	1,1	21,0	424,9	25,6	2,8	2 296,3
2065	169,9	648,7	454,9	389,4	0,9	17,5	387,1	22,5	2,7	2 093,7
2066	167,1	638,2	426,2	379,9	0,7	17,5	423,2	20,2	2,7	2 075,8
2067	164,5	628,0	395,8	390,7	0,6	17,5	462,7	18,2	2,6	2 080,6
2068	161,8	617,9	363,9	402,9	0,4	17,5	505,9	16,4	2,6	2 089,3
Итого приб.период 2024-2068	7 745,5	29 060,2	24 764,8	34 262,0	738,9	867,8	6 587,6	6 144,9	142,5	110 314,3
Итого расчет.период 2024-2068	7 745,5	29 060,2	24 764,8	34 262,0	738,9	867,8	6 587,6	6 144,9	142,5	110 314,3

Таблица П.4.2.5.2 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подходный налог	Чистая прибыль после выплаты подходного налога	Чистая прибыль после налога на сверхприбыль	Налог на сверхприбыль
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2024	-156,7	0,0	0,0	-56,3	-56,3	0,0
2025	839,1	140,2	28,0	841,5	841,5	0,0
2026	938,0	938,0	187,6	768,1	501,9	266,2
2027	955,6	955,6	191,1	776,5	506,0	270,5
2028	973,3	973,3	194,7	785,8	510,8	275,0
2029	984,1	984,1	196,8	790,4	516,1	274,3
2030	993,9	993,9	198,8	795,0	522,1	272,9
2031	993,5	993,5	198,7	792,0	528,1	263,9
2032	996,8	996,8	199,4	792,6	534,9	257,7
2033	1 022,7	1 022,7	204,5	811,6	543,1	268,5
2034	1 057,5	1 057,5	211,5	838,2	552,1	286,0
2035	1 091,2	1 091,2	218,2	864,1	561,4	302,7
2036	1 123,8	1 123,8	224,8	889,5	571,1	318,4
2037	1 155,6	1 155,6	231,1	914,4	581,0	333,5
2038	1 186,5	1 186,5	237,3	938,9	591,1	347,8
2039	1 216,7	1 216,7	243,3	962,8	601,5	361,4
2040	1 246,1	1 246,1	249,2	986,3	612,0	374,3
2041	1 274,9	1 274,9	255,0	1 009,4	622,8	386,6
2042	1 303,1	1 303,1	260,6	1 032,1	633,8	398,3
2043	1 330,6	1 330,6	266,1	1 054,3	644,9	409,4
2044	1 357,6	1 357,6	271,5	1 076,2	656,2	419,9
2045	1 383,9	1 383,9	276,8	1 097,6	667,7	429,9
2046	1 409,8	1 409,8	282,0	1 118,6	679,4	439,2
2047	1 435,0	1 435,0	287,0	1 139,1	691,2	447,9
2048	1 460,6	1 460,6	292,1	1 159,9	703,2	456,8
2049	1 484,6	1 484,6	296,9	1 179,5	715,3	464,2
2050	1 508,0	1 508,0	301,6	1 198,6	727,6	471,0
2051	1 530,6	1 530,6	306,1	1 217,1	740,0	477,1
2052	1 583,4	1 583,4	316,7	1 258,0	752,7	505,2
2053	1 352,8	1 352,8	270,6	1 075,4	657,5	417,9
2054	1 369,1	1 369,1	273,8	1 088,8	668,5	420,3
2055	1 384,2	1 384,2	276,8	1 101,3	679,7	421,6
2056	1 398,4	1 398,4	279,7	1 112,9	691,0	421,9
2057	1 411,4	1 411,4	282,3	1 123,7	702,4	421,3
2058	1 423,2	1 423,2	284,6	1 133,4	713,9	419,5
2059	1 433,6	1 433,6	286,7	1 142,1	725,5	416,5
2060	1 442,6	1 442,6	288,5	1 149,5	737,3	412,2
2061	1 449,9	1 449,9	290,0	1 155,6	749,1	406,5
2062	1 455,6	1 455,6	291,1	1 160,5	761,0	399,4
2063	1 459,3	1 459,3	291,9	1 163,7	773,1	390,6
2064	1 460,9	1 460,9	292,2	1 165,2	785,2	380,0
2065	1 460,0	1 460,0	292,0	1 164,7	797,4	367,3
2066	1 456,6	1 456,6	291,3	1 162,2	809,7	352,5
2067	1 450,2	1 450,2	290,0	1 157,2	822,0	335,2
2068	1 440,6	1 440,6	288,1	1 149,7	834,4	315,3
2069	1 427,4	1 427,4	285,5	1 139,4	846,9	292,5
2070	1 410,4	1 410,4	282,1	1 125,9	859,3	266,6
2071	1 389,0	1 389,0	277,8	1 109,0	871,8	237,2
2072	1 362,9	1 362,9	272,6	1 088,3	850,9	237,4
Итого приб.период 2024-2072	62 117,9	61 575,7	12 315,1	49 699,9	32 589,5	17 110,4
Итого расчет.период 2024-2072	62 117,9	61 575,7	12 315,1	49 699,9	32 589,5	17 110,4



Таблица П.4.2.5.3 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

Года	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков  млн.тг	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков  млн.тг	Корпоративный подходный налог  млн.тг	Чистая прибыль после выплаты подходного налога  млн.тг	Чистая прибыль после налога на сверхприбыль  млн.тг	Налог на сверхприбыль  млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2024	-185,9	0,0	0,0	-51,0	-51,0	0,0
2025	744,2	16,1	3,2	870,0	870,0	0,0
2026	922,2	922,2	184,4	859,1	617,0	242,1
2027	923,1	923,1	184,6	902,2	669,4	232,8
2028	922,3	922,3	184,5	975,9	792,2	183,7
2029	1 307,4	1 307,4	261,5	1 281,8	1 034,9	246,9
2030	1 409,7	1 409,7	281,9	1 360,9	1 103,8	257,2
2031	1 553,6	1 553,6	310,7	1 419,8	1 122,1	297,7
2032	1 687,6	1 687,6	337,5	1 488,8	1 156,3	332,4
2033	1 869,1	1 869,1	373,8	1 599,4	1 198,7	400,7
2034	1 993,6	1 993,6	398,7	1 674,7	1 215,4	459,3
2035	2 114,3	2 114,3	422,9	1 750,5	1 235,3	515,2
2036	2 231,5	2 231,5	446,3	1 826,9	1 258,4	568,5
2037	2 375,6	2 375,6	475,1	1 926,2	1 296,8	629,4
2038	2 519,7	2 519,7	503,9	2 028,1	1 338,8	689,3
2039	2 664,3	2 664,3	532,9	2 132,7	1 384,2	748,5
2040	2 810,0	2 810,0	562,0	2 240,0	1 432,8	807,2
2041	2 957,1	2 957,1	591,4	2 350,1	1 484,5	865,5
2042	3 106,1	3 106,1	621,2	2 463,0	1 539,4	923,7
2043	3 257,3	3 257,3	651,5	2 579,0	1 597,2	981,8
2044	3 411,0	3 411,0	682,2	2 698,0	1 657,9	1 040,0
2045	3 567,5	3 567,5	713,5	2 820,1	1 721,7	1 098,4
2046	3 727,2	3 727,2	745,4	2 945,5	1 788,4	1 157,1
2047	3 890,2	3 890,2	778,0	3 074,2	1 858,0	1 216,2
2048	4 057,8	4 057,8	811,6	3 207,1	1 930,7	1 276,3
2049	4 228,2	4 228,2	845,6	3 342,7	2 006,4	1 336,2
2050	4 402,6	4 402,6	880,5	3 481,9	2 085,3	1 396,6
2051	4 581,3	4 581,3	916,3	3 624,8	2 167,2	1 457,6
2052	4 487,2	4 487,2	897,4	3 550,8	2 131,9	1 418,9
2053	4 388,3	4 388,3	877,7	3 475,0	2 098,4	1 376,6
2054	4 286,9	4 286,9	857,4	3 396,9	2 065,1	1 331,8
2055	4 182,4	4 182,4	836,5	3 316,1	2 032,0	1 284,1
2056	4 074,7	4 074,7	814,9	3 232,6	1 999,1	1 233,5
2057	3 963,8	3 963,8	792,8	3 146,3	1 966,4	1 179,9
2058	3 747,1	3 747,1	749,4	2 975,8	1 890,2	1 085,6
2059	3 531,9	3 531,9	706,4	2 806,2	1 816,5	989,7
2060	3 317,9	3 317,9	663,6	2 637,2	1 745,1	892,2
2061	3 104,3	3 104,3	620,9	2 468,4	1 675,9	792,5
2062	2 890,8	2 890,8	578,2	2 299,3	1 608,9	690,5
2063	2 676,7	2 676,7	535,3	2 129,6	1 543,9	585,7
2064	2 461,3	2 461,3	492,3	1 958,6	1 480,9	477,7
2065	2 274,7	2 274,7	454,9	1 810,6	1 421,1	389,4
2066	2 130,9	2 130,9	426,2	1 696,3	1 316,5	379,9
2067	1 979,2	1 979,2	395,8	1 575,7	1 185,0	390,7
2068	1 819,3	1 819,3	363,9	1 448,5	1 045,6	402,9
Итого приб.период 2024-2068	124 366,0	123 823,8	24 764,8	100 796,4	66 534,4	34 262,0
Итого расчет.период 2024-2068	124 366,0	123 823,8	24 764,8	100 796,4	66 534,4	34 262,0

Таблица П.4.2.5.5 - Расчет потоков денежной наличности, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности в ценах с учетом инфляции	Накопленный поток денежной наличности в ценах с учетом инфляции	В.Н.П. IRR в ценах с учетом дефляции	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость). Норма дисконта 10%. В ценах с учетом дефляции	Срок окупаемости (дисконт 10%)
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	%	млн.тенге	лет
1	2	3	4	5	6	7
2024	-56,3	-759,0	-928,0	0,0	-373,3	
2025	841,5	869,7	-58,3	0,0	-114,5	
2026	501,9	563,3	505,0	6,1	25,5	
2027	506,0	563,1	1068,1	11,7	143,0	
2028	510,8	564,0	1632,1	14,6	241,7	
2029	516,1	565,6	2197,6	16,4	324,4	
2030	522,1	568,0	2765,7	17,5	394,0	
2031	528,1	570,9	3336,5	18,3	452,4	
2032	534,9	574,6	3911,2	18,9	501,5	
2033	543,1	580,0	4491,2	19,3	542,7	
2034	552,1	586,5	5077,7	19,5	577,4	
2035	561,4	593,4	5671,1	19,7	606,5	
2036	571,1	600,8	6271,8	19,9	631,0	
2037	581,0	608,6	6880,4	20,0	651,6	
2038	591,1	616,8	7497,2	20,1	669,0	
2039	601,5	625,4	8122,6	20,2	683,5	
2040	612,0	634,3	8756,8	20,2	695,8	
2041	622,8	643,5	9400,3	20,3	706,1	
2042	633,8	653,0	10053,3	20,3	714,5	
2043	644,9	662,8	10716,1	20,3	721,2	
2044	656,2	672,8	11388,9	20,3	726,5	
2045	667,7	683,2	12072,1	20,3	730,8	
2046	679,4	693,7	12765,8	20,3	734,0	
2047	691,2	704,5	13470,4	20,3	736,6	
2048	703,2	715,6	14186,0	20,4	738,6	
2049	715,3	726,9	14912,8	20,4	740,3	
2050	727,6	738,3	15651,2	20,4	741,6	
2051	740,0	750,0	16401,1	20,4	742,7	
2052	752,7	745,5	17146,7	20,4	743,7	
2053	657,5	666,3	17812,9	20,4	744,4	
2054	668,5	676,7	18489,7	20,4	745,0	
2055	679,7	687,3	19177,0	20,4	745,5	
2056	691,0	698,1	19875,1	20,4	745,9	
2057	702,4	709,0	20584,1	20,4	746,1	
2058	713,9	720,0	21304,1	20,4	746,3	
2059	725,5	731,2	22035,3	20,4	746,4	
2060	737,3	742,6	22777,9	20,4	746,4	
2061	749,1	754,0	23532,0	20,4	746,4	
2062	761,0	765,6	24297,6	20,4	746,4	
2063	773,1	777,3	25074,9	20,4	746,3	
2064	785,2	789,2	25864,1	20,4	746,2	
2065	797,4	801,1	26665,2	20,4	746,1	
2066	809,7	813,1	27478,3	20,4	745,9	
2067	822,0	825,2	28303,5	20,4	745,8	
2068	834,4	837,4	29140,9	20,4	745,7	
2069	846,9	849,6	29990,5	20,4	745,5	
2070	859,3	861,9	30852,4	20,4	745,4	
2071	871,8	874,2	31726,7	20,4	745,3	
2072	850,9	853,1	32579,8	20,4	745,1	
Итого приб.период 2024-2072	32589,5	32748,8	32579,8	20,4	745,1	2
Итого расчет.период 2024-2072	32589,5	32748,8	32579,8	20,4	745,1	2

Таблица П.4.2.5.6 - Расчет потоков денежной наличности, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат млн.тенге	Поток денежной наличности в ценах с учетом инфляции млн.тенге	Накопленный поток денежной наличности в ценах с учетом инфляции млн.тенге	В.Н.П. IRR в ценах с учетом дефляции %	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость). Норма дисконта 10%. В ценах с учетом дефляции млн.тенге	Срок окупаемости (дисконт 10%) лет
1	2	3	4	5	6	7
2024	-51,0	-962,4	-1131,4	0,0	-444,6	
2025	870,0	454,5	-676,9	0,0	-310,0	
2026	617,0	621,2	-55,7	0,0	-143,3	
2027	669,4	345,3	289,7	1,3	-65,9	
2028	792,2	44,9	334,5	2,7	-48,5	
2029	1034,9	671,3	1005,8	8,5	57,9	
2030	1103,8	1232,2	2238,0	13,0	211,5	
2031	1122,1	1296,2	3534,2	15,5	350,4	
2032	1156,3	1325,2	4859,4	17,0	470,4	
2033	1198,7	1362,5	6221,9	18,0	573,7	
2034	1215,4	1369,3	7591,1	18,7	660,5	
2035	1235,3	1380,0	8971,2	19,2	733,6	
2036	1258,4	1394,4	10365,5	19,5	795,0	
2037	1296,8	1426,0	11791,6	19,8	846,8	
2038	1338,8	1461,6	13253,1	20,0	890,6	
2039	1384,2	1500,8	14753,9	20,1	927,6	
2040	1432,8	1543,6	16297,5	20,2	958,7	
2041	1484,5	1589,8	17887,3	20,3	984,9	
2042	1539,4	1639,3	19526,6	20,3	1006,8	
2043	1597,2	1692,1	21218,7	20,4	1025,3	
2044	1657,9	1748,2	22966,9	20,4	1040,7	
2045	1721,7	1807,4	24774,3	20,4	1053,5	
2046	1788,4	1869,8	26644,1	20,5	1064,2	
2047	1858,0	1935,4	28579,4	20,5	1073,1	
2048	1930,7	2004,2	30583,7	20,5	1080,5	
2049	2006,4	2076,3	32659,9	20,5	1086,5	
2050	2085,3	2151,6	34811,5	20,5	1091,5	
2051	2167,2	2230,3	37041,8	20,5	1095,6	
2052	2131,9	2172,6	39214,4	20,5	1098,7	
2053	2098,4	2151,4	41365,8	20,5	1101,1	
2054	2065,1	2112,8	43478,6	20,5	1102,9	
2055	2032,0	2075,0	45553,6	20,5	1104,5	
2056	1999,1	2037,7	47591,3	20,5	1105,6	
2057	1966,4	2001,1	49592,5	20,5	1106,2	
2058	1890,2	1920,8	51513,3	20,5	1106,5	
2059	1816,5	1843,4	53356,7	20,5	1106,4	
2060	1745,1	1768,8	55125,5	20,5	1106,1	
2061	1675,9	1696,8	56822,2	20,5	1105,6	
2062	1608,9	1627,2	58449,5	20,5	1105,0	
2063	1543,9	1560,1	60009,5	20,5	1104,3	
2064	1480,9	1495,1	61504,7	20,5	1103,6	
2065	1421,1	1433,6	62938,3	20,5	1103,0	
2066	1316,5	1327,7	64266,1	20,5	1102,5	
2067	1185,0	1195,2	65461,2	20,5	1101,9	
2068	1045,6	1054,8	66516,0	20,5	1101,4	
Итого приб.период 2024-2068	66534,4	66685,0	66516,0	20,5	1101,4	5
Итого расчет.период 2024-2068	66534,4	66685,0	66516,0	20,5	1101,4	5

## ПРОТОКОЛ

### Геолого-технического совещания

г. Кызылорда

«3» Ноября 2023 г.

#### Присутствовали:

#### От филиала «ПетроКазахстан Венчерс Инк.»

- Ю Цзяньцзюнь - Глава филиала  
Муканов А.Р. - Заместитель председателя правления по геологии и разработке;  
Асанов К.Е. - Начальник отдела проектной документации;  
Жусупов К. - Заместитель директора по разработке месторождений;  
Берманов Б.К. - Главный специалист отдела проектной документации.

#### От АО «НИПИнефтегаз»

- Асташкова О.Ф. - Директор департамента разработки месторождений нефти и газа.  
Кайсариев Б. - Директор Кызылординского филиала.  
Юсупова М.С. - Руководитель проекта.  
Аббасова А.Х. - Ответственный исполнитель, ГИП.

#### Повестка дня:

**Рассмотрение НИР «Проект разработки месторождения Северо-Восточный Дошан с ОБВ» выполненный АО «НИПИнефтегаз»**

**По вопросу повестки дня материалы представлены Аббасовой А.Х.**

В административном отношении месторождение Северо-Восточный Дошан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области РК.

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

В 2011 году был выполнен «Проект оценочных работ месторождения Юго-Восточный Дошан и Северо-Западного участка месторождения Дошан на период 2012-2013 гг.», согласно которому была пробурена скважина ЮВД-41. В разрезе скважины были выделены перспективные на углеводороды пласты-коллекторы в палеозойских отложениях. Пласты были подтверждены опробованием.

В работе «Проект разработки месторождения Юго-Восточный Дошан по состоянию на 01.07.2018 г.», была дана рекомендация о необходимости продолжить разведочные работы для обнаружения новых залежей в слабо- или неизученных блоках, куполовидных структурах, оконтуривания и расширения выявленных залежей нефти и газа. Одним из таких районов стал объект исследования настоящей работы, где еще в 2014 г. была пробурена скважина ЮВД-41 с положительными на углеводороды результатами опробования. На участке в 2020 г. была пробурена скважина ЮВД-69. Скважина ЮВД-69 была испытана и отработана на 3-х режимах, полученные результаты подтвердили нефтеносность PZ северного участка района.

В связи с наличием геологических отличий в строении, структурно-стратиграфической приуроченности отложений и залежи, удаленности от центральной

части месторождения Юго-Восточный Дощан, сопоставимом с удаленностью месторождений на Контрактной территории друг от друга, залежь участка рассматривается как самостоятельное месторождение Северо-Восточный Дощан. Скважины, ранее именуемые как ЮВД-41 и ЮВД-69, переведены в отдельный фонд месторождения Северо-Восточный Дощан и именуются как СВД-41 и СВД-69.

В 2022 г. выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северо-Восточный Дощан» компанией АО «НИПИнефтегаз» и утвержден ГКЗ РК (протокол ГКЗ № 2451-22-У от 02.09.2022г.). Согласно которому запасы по состоянию на 02.01.2022 г. в целом по месторождению составили:

**нефть:**

по категории С1 – геологические 858 тыс.т, в том числе извлекаемые – 256 тыс.т;

по категории С2 – геологические 583 тыс.т, в том числе извлекаемые – 87 тыс.т;

**растворенный газ:**

по категории С1 – геологические 102,9 млн.м<sup>3</sup>, в том числе извлекаемые – 30,7 млн.м<sup>3</sup>;

по категории С2 – геологические 70 млн.м<sup>3</sup>, в том числе извлекаемые – 10,4 млн.м<sup>3</sup>;

На дату 01.01.2023г. общий пробуренный фонд на месторождении Юго-Восточный Дощан составляет 2 скважины (СВД-41,-69), на дату анализа скважины в консервации.

В целом по месторождению по состоянию на 01.01.2023 г. накопленная добыча нефти составила 1,082 тыс.т, жидкости 3,294 тыс.т, газа 0,559 млн.м<sup>3</sup>.

На 01.01.2023 г. на месторождении Северо-Восточный Дощан:

- свойства пластовой воды охарактеризованы 4 пробами (скв. СВД-69);

- свойства пластовой нефти представлены результатами исследований 2 глубинных проб (скв. СВД-41 и СВД-69);

- свойства дегазированной нефти представлены результатами исследований 2 проб (скв. СВД-41 и СВД-69);

- компонентный состав нефтяного газа изучен по 3 пробам;

- отобрано 3 м керна (вынос составляет 23,5% от проходки) из скважины СВД-69.

Фильтрационно-емкостные свойства пород определены по 4 образцам. По керну выполнены стандартные и специальные исследования;

- в скважине СВД-69 было проведено комплексное исследование (МУО+КВД).

В рамках данного Проекта на месторождении Северо-Восточный Дощан выделен 1 объект разработки (PZ),

Для выбора и обоснования эффективного варианта разработки залежи PZ и оценки достижения утвержденного коэффициента извлечения нефти рассмотрены 3 варианта разработки, которые отличаются плотностью сетки скважин и режимами эксплуатации.

**Вариант 1** рассматривает разработку залежи на естественном режиме истощения пластовой энергии существующими скважинами СВД-41, -69, а также бурением в 2024 г. 1 добывающей скважины. Максимальный фонд составит 3 ед. добывающих скважин.

**Вариант 2** (рекомендуемый) – отличается от первого варианта дополнительным бурением 3-х скважин и режимом разработки с применением поддержания пластового давления. Максимальный фонд скважин составит 5 ед. (3 добывающие и 2 нагнетательные).

**Вариант 3** отличается от 2-го варианта разработки с дополнительным бурением еще одной проектной скважины в 2027 году. Максимальный фонд скважин составит 6 ед. (4 добывающие и 2 нагнетательные).

Технико-экономическая оценка 3-х вариантов показала, что второй вариант разработки с экономической точки зрения является наиболее эффективным.

В Проекте разработки представлены все требуемые разделы в соответствии с действующими Методическими рекомендациями. Приведены обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования, выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режимов, требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин, сведения о технологических потерях нефти, а также приведены требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, технологии вскрытия бурением и перфорацией, вызова притока и освоения скважин, к составу и свойствам буровых растворов.

Согласно требованиям «Кодекса о недрах и недропользовании РК» в «Проекте разработки месторождения Северо-Восточный Дошан» выполнен раздел «Расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования».

В разделе «Охрана недр и окружающей среды» освещены вопросы определения характера, степени и масштаба воздействия дальнейшей разработки месторождения Северо-Восточный Дошан на окружающую среду и последствий этого воздействия.

**При обсуждении проекта ГТС отмечает:**

1. Все ранее выданные недропользователем замечания устранены авторами проекта;
2. «Проект разработки месторождения Северо-Восточный Дошан» выполнен в соответствии требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г. №239) и Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений (утверждены приказом МЭ РК от 24.08.2018г №329).

**После обмена мнениями и обсуждения ТС ПОСТАНОВИЛ:**

1. Принять «Проект разработки месторождения Северо-Восточный Дошан».
2. Направить проект для согласования в государственные контролирующие органы.

От ПКВИ



Ю Цзяньцзюнь

От АО «НИПИнефтегаз»



Кайсариев Б.