

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «Производственная компания
«Геотерм»

_____ Д.К. Калитов

« ____ » _____ 2020 г.

ТОО «ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ «ГЕОТЕРМ»

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ
по договору № 461457/2020/1 от 30.07.2020 г.**

**о результатах разведочных работ на участке полигона для утилизации
водно-нефтяной эмульсии на месторождении Узень Мангистауской
области**

в одной книге

Текст и текстовые приложения

СОГЛАСОВАНО
Заместитель генерального директора
ТОО «Производственная компания
«Геотерм»

« ____ » _____ 2020 г.

АЛМАТЫ 2020

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	8
ВВЕДЕНИЕ	10
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ И УЧАСТКЕ НЕДР	14
1.1 Физико-географические условия месторождения Узень	14
1.2 Геологическое строение месторождения Узень	14
1.3 Гидрогеологические, инженерно-геологические и экологические условия	20
1.4 Основные параметры газовых горизонтов	31
2. АНАЛИЗ ИСТОЧНИКОВ ФОРМИРОВАНИЯ ОТХОДОВ В ПРОЦЕССЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	35
2.1 ОБРАЗОВАНИЕ И УСТОЙЧИВОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ	35
2.2 МЕХАНИЗМ РАЗРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ	40
2.3 Пути предотвращения образования трудно разрушаемых водонефтяных эмульсий	47
3. ПРОВЕДЕНИЕ КОМПЛЕКСА ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОТХОДОВ	53
3.1 МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	53
3.1.1 Методика проведения эксперимента	53
3.1.2 Методика определения воды отгонкой с органическим растворителем (Метод Дина и Старка) ГОСТ 14870-77	54
3.1.3 Методика определения хлористых солей (ГОСТ 21534-76)	54
3.1.4 Методика определения механических примесей (ГОСТ 6370—83)	56
3.2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	57
3.2.1 Исследование реологических характеристик промслоя и полученной нефти в процессе разрушения промслоя	58
3.2.2 Лабораторное исследование процесса разрушения промслоев при выбранном удельном расходе композиции, состава композиции и температуры	60
4. ПРОЕКТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ЗАКАЧКИ В ГАЗОВЫЙ ГОРИЗОНТ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ	62
4.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В ПРОЦЕССЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	62
4.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ	65
4.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ СУЛЬФИДА ЖЕЛЕЗА В ПРОМЕЖУТОЧНОМ СЛОЕ РВЧ-1 ЦППН	70
4.4. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ СОЗДАНИЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПОЛИГОНОВ	72
4.5 ВРЕМЯ РАБОТЫ ПОЛИГОНА И ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН	77
5. ВИДЫ И ОБЪЕМЫ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ	79
5.1 Перечень видов и объемов подготовительных, опытных и лабораторных работ	79
5.2 Геологические условия участка захоронения водно-нефтяной эмульсии.	80
5.3 Гидрогеологические условия участка захоронения водно-нефтяной эмульсии	89
5.3.1 Общая характеристика участка	89
5.3.2 Гидрологическая характеристика поглощающего горизонта	93
5.3.3 Гидрогеологическая характеристика буферных горизонтов	94
5.4 Геофизические исследования	95
5.5 Гидродинамические исследования	96
5.6 Опытные нагнетания водно-нефтяной эмульсии в поглощающие скважины и режимные наблюдения.	105
5.7 Режимные наблюдения	Ошибка! Закладка не определена.
5.8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОВМЕСТИМОСТИ ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ С ПЛАСТОВЫМИ ВОДАМИ	110
6. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ И ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ	113

6.1 РАСЧЕТ ПОДЗЕМНОГО РАСТЕКАНИЯ ЖИДКИХ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА	113
6.2. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ (СИМУЛЯЦИОННАЯ МОДЕЛЬ)	114
6.3. ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ	122
6.3.1. <i>Закачка водно-нефтяной эмульсии в девять поглощающих скважин (вариант № 1).</i>	130
6.3.2. <i>Вариант закачки в три скважины основного фонда №№100, 109, 111 (вариант № 2).</i>	133
6.3.3. <i>Вариант закачки в три скважины основного фонда №№ 102, 105, 222 (вариант №3).</i>	137
6.3.4. <i>Основной вариант закачки в три скважины основного фонда №№ 3258, 527, 5730 (вариант № 4).</i>	141
7. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА УТИЛИЗАЦИИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В ВЫРАБОТАННЫЕ ГАЗОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ	147
7.1 Подготовка жидких отходов производства к захоронению в поглощающий горизонт	147
7.2. Организация закачки водно-нефтяной эмульсии, образующейся в процессе подготовки нефти на ЦППН и УПСВ-1.	149
7.3. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПОЛИГОНА ЗАХОРОНЕНИЯ	153
7.4. ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН	155
7.4.1 <i>Технология волнового физико-химического и гидроимпульсного воздействия на ПЗП</i>	155
7.4.2. <i>Технология обработки МКС в сочетании с гидравлическим ударом</i>	157
7.4.3 <i>Газлифтный метод</i>	159
7.4.4 <i>Восстановление приемистости поглощающих скважин с помощью колтюбинга.</i>	160
8. ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ПОЛИГОНА	162
8.1. Организация зон санитарной охраны.	162
8.2. ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ РАБОТЫ СПЗЖ	163
8.2.1. <i>Геолого-промысловые исследования</i>	164
8.2.2. <i>Геофизические методы исследования</i>	165
8.2.3. <i>Гидродинамические исследования</i>	166
8.2.4. <i>Комплекс лабораторных и опытно-экспериментальных работ</i>	166
8.3. КОРРОЗИОННЫЙ МОНИТОРИНГ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ	168
8.4. СООТВЕТСТВИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СОВРЕМЕННОМУ УРОВНЮ	173
9. ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ	176
9.1. ПРАВА, ОБЯЗАННОСТИ И ОТВЕТСТВЕННОСТЬ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ	176
9.2. План безопасного ведения работ	177
9.3. ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ	187
10. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И НЕДР	188
10.1. Анализ изменений состояния природной среды при проведении закачки водно-нефтяной эмульсии в ГАЗОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ	189
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	191
ЛИТЕРАТУРА	193

СПИСОК ТАБЛИЦ

ТАБЛИЦА 1.1-ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ	35
ТАБЛИЦА 2.1-РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ПРОБ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ СЛОЕВ (ТРУДНОРАЗРУШАЕМОЙ ЭМУЛЬСИИ).....	49
ТАБЛИЦА 2.2-РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕСТИРОВАНИЯ НЕЙТРАЛИЗАТОРОВ СЕРОВОДОРОДА	50
ТАБЛИЦА 2.3-ДАННЫЕ АНАЛИЗА НА СОДЕРЖАНИЕ СЕРОВОДОРОДА И МЕХПРИМЕСЕЙ	51
ТАБЛИЦА 3.1-КОЛИЧЕСТВО ПРОБЫ НЕФТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ КОНЦЕНТРАЦИИ ХЛОРИСТЫХ СОЛЕЙ.....	54
ТАБЛИЦА 3.2- ОБЪЕМ РАСТВОРИТЕЛЯ (ТОЛУОЛА) В ЗАВИСИМОСТИ ОТ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ ..55	
ТАБЛИЦА 3.3-РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ КОМПОЗИЦИИ ДН-9010 (СОСТАВ I)	60
ТАБЛИЦА 4.1-НАКОПЛЕННЫЙ НА 01.07.2020 Г. ОБЪЕМ ТРУДНОРАЗРУШАЕМОЙ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ С ПРИМЕСЬЮ «САЖИ».....	64
ТАБЛИЦА 4.2- ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ НЕФТЕШЛАМА ИЗ АППАРАТА ЦППН	66
ТАБЛИЦА 4.3 - ЭЛЕМЕНТНЫЙ АНАЛИЗ СУХОГО ОСТАТКА ПОСЛЕ ВЫСУШИВАНИЯ	71
ТАБЛИЦА 4.4 - ЭЛЕМЕНТНЫЙ АНАЛИЗ ОТЛОЖЕНИЙ, ВЫДЕЛЕННЫХ ИЗ ПРОМЕЖУТОЧНОГО СЛОЯ	71
ТАБЛИЦА 4.5 – КОМПОНЕНТНЫЙ АНАЛИЗ ОТЛОЖЕНИЙ, ВЫДЕЛЕННЫХ ИЗ ПРОМЕЖУТОЧНОГО СЛОЯ	71
ТАБЛИЦА 4.6 -ПЕРЕЧЕНЬ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, РЕКОМЕНДОВАННЫХ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ЭМУЛЬСИИ	77
ТАБЛИЦА 4.7-ПЕРЕЧЕНЬ РЕЗЕРВНЫХ СКВАЖИН, РЕКОМЕНДОВАННЫХ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ЭМУЛЬСИИ	78
ТАБЛИЦА 5.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВЫХ ГОРИЗОНТОВ УЗЕНЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	83
ТАБЛИЦА 5.2 ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ГАЗОВЫХ ГОРИЗОНТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ	88
ТАБЛИЦА 5.3 РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ-КАНДИДАТАХ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ЭМУЛЬСИИ.	95
ТАБЛИЦА 5.4 ТРЕБОВАНИЯ ДЛЯ ЗАКАЧИВАЕМЫХ В ПЛАСТ ВОД СОГЛАСНО СТ РК 1662-2007 .	110
ТАБЛИЦА 6.1-РАСЧЕТ РАДИУСА ОБВОДНЕННОЙ ЗОНЫ ВОКРУГ ПОГЛОЩАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ	115
ТАБЛИЦА 6.3- ИЗМЕНЕНИЕ СУММАРНОЙ ПРИЕМИСТОСТИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ЗАКАЧКИ.	130
ТАБЛИЦА 6.4- ИЗМЕНЕНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН НА ВЕСЬ ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ЗАКАЧКИ.	131
ТАБЛИЦА 6.5- НАКОПЛЕННЫЕ ОБЪЕМЫ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ПО ОБЪЕКТУ В ЦЕЛОМ ЗА ВЕСЬ РАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД.	131
ТАБЛИЦА 6.6- НАКОПЛЕННАЯ ЗАКАЧКА ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ЗА ВЕСЬ ПЕРИОД ПО ОТДЕЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ.....	132
ТАБЛИЦА 6.7- ИЗМЕНЕНИЕ СУММАРНОЙ ПРИЕМИСТОСТИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ЗАКАЧКИ.	133
ТАБЛИЦА 6.8- ИЗМЕНЕНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ ТРЕХ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН НА ВЕСЬ ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ЗАКАЧКИ.	134
ТАБЛИЦА 6.9- НАКОПЛЕННЫЕ ОБЪЕМЫ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ПО ТРЕМ СКВАЖИНАМ В ЦЕЛОМ ЗА ВЕСЬ РАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД.....	135
ТАБЛИЦА 6.10- НАКОПЛЕННАЯ ЗАКАЧКА ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ЗА ВЕСЬ ПЕРИОД ПО ОТДЕЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ.....	136
ТАБЛИЦА 6.11- ИЗМЕНЕНИЕ СУММАРНОЙ ПРИЕМИСТОСТИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ЗАКАЧКИ.	137
ТАБЛИЦА 6.12- ИЗМЕНЕНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ ТРЕХ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН НА ВЕСЬ ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ЗАКАЧКИ.	138
ТАБЛИЦА 6.13- НАКОПЛЕННЫЕ ОБЪЕМЫ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ПО ТРЕМ СКВАЖИНАМ В ЦЕЛОМ ЗА ВЕСЬ РАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД.....	139
ТАБЛИЦА 6.14- НАКОПЛЕННАЯ ЗАКАЧКА ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ЗА ВЕСЬ ПЕРИОД ПО ОТДЕЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ.....	140
ТАБЛИЦА 6.15- ИЗМЕНЕНИЕ СУММАРНОЙ ПРИЕМИСТОСТИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ЗАКАЧКИ.	141
ТАБЛИЦА 6.16- ИЗМЕНЕНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ ТРЕХ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН НА ВЕСЬ ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ЗАКАЧКИ.	142
ТАБЛИЦА 6.17- НАКОПЛЕННЫЕ ОБЪЕМЫ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ПО ТРЕМ СКВАЖИНАМ В ЦЕЛОМ ЗА ВЕСЬ РАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД.....	143
ТАБЛИЦА 6.18- НАКОПЛЕННАЯ ЗАКАЧКА ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ЗА ВЕСЬ ПЕРИОД ПО ОТДЕЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ.....	144

ТАБЛИЦА 6.19- РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В ПОГЛОЩАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ ПО РАЗНЫМ ВАРИАНТАМ	145
ТАБЛИЦА 8.1 - КОМПЛЕКС ИССЛЕДОВАНИЙ КОНТРОЛЯ ЗА ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ПРОСТРАНСТВА НЕДР С ЦЕЛЬЮ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В Х ГАЗОВЫЙ ГОРИЗОНТ	167

СПИСОК РИСУНКОВ

РИСУНОК 1-1 ОБЗОРНАЯ КАРТА РАЙОНА РАБОТ	15
РИСУНОК 1-2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА РАЙОНА РАБОТ	16
РИСУНОК 1-3 СХЕМАТИЧЕСКАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА РАЙОНА РАБОТ	22
РИСУНОК 1-4 ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ПО ЛИНИИ II-II	26
РИСУНОК 3-1- ЗАВИСИМОСТЬ ВЯЗКОСТИ ОТ СКОРОСТИ СДВИГА ПРИ $T=40^{\circ}C$	59
РИСУНОК 3-2- ЗАВИСИМОСТЬ ВЯЗКОСТИ ОТ СКОРОСТИ СДВИГА ПРИ $T=50^{\circ}C$	59
РИСУНОК 3-3- ЗАВИСИМОСТЬ ВЯЗКОСТИ ОТ СКОРОСТИ СДВИГА ПРИ $T=60^{\circ}C$	60
РИСУНОК 4-1 ФОТО ОБРАЗЦА ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ	67
РИСУНОК 4-2 ФОТО ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В ЖИДКОМ СОСТОЯНИИ	68
РИСУНОК 4-3 ФОТО ЗАСТЫВШЕЙ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ.....	69
РИСУНОК 4-4 ВИД НЕФТЕШЛАМА ЦППН ПОД МИКРОСКОПОМ.....	70
РИСУНОК 4-5 ГЕОЛОГО-ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ПРОФИЛЬ ОСНОВНОГО КУПОЛА МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ.....	74
РИСУНОК 5-1 СХЕМАТИЧЕСКИЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ГЛАВНОГО СВОДА МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ ПО X ГОРИЗОНТУ, ПОКАЗЫВАЮЩИЙ СООТНОШЕНИЕ МОЩНОСТИ ПРОНИЦАЕМОЙ И НЕПРОНИЦАЕМОЙ ТОЛЩИ В ПОДОШВЕ К КРОВЛЕ ГОРИЗОНТА	82
РИСУНОК 5-2 КАРТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ПОРОД X ГАЗОВОГО ГОРИЗОНТА И РАСПОЛОЖЕНИЕ ОСНОВНЫХ И РЕЗЕРВНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ.	84
РИСУНОК 5-3 ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ПОРОД X ГАЗОВОГО ГОРИЗОНТА ПО СКВАЖИНАМ №№ 2762- 109, 105, 111, 102, 100.	85
РИСУНОК 5-4 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОФИЛИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ПОРОД X ГАЗОВОГО ГОРИЗОНТА ПО СКВАЖИНАМ №№109 И 2126, 4118, 7576, 5730.....	86
РИСУНОК 5-5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН (№№ 527, 5730, 3258, 109) И ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ X-ГО ГОРИЗОНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ.....	87
РИСУНОК 5-6 ЗАВИСИМОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ ВОДОВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД АЛЬБСКОГО ВОДОНОСНОГО КОМПЛЕКСА ОТ ПОРИСТОСТИ.....	94
РИСУНОК 5-7 ИЗМЕНЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ВО ВРЕМЕНИ (КВД).....	97
РИСУНОК 5-8 ИЗМЕНЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ВО ВРЕМЕНИ В ЛОГАРИФМИЧЕСКИХ КООРДИНАТАХ И ЕЕ ПРОИЗВОДНАЯ.	98
РИСУНОК 5-9 ГРАФИК РАДИАЛЬНОГО ТЕЧЕНИЯ	98
РИСУНОК 5-10 ИЗМЕНЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ВО ВРЕМЕНИ (КВД).....	100
РИСУНОК 5-11 ИЗМЕНЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ВО ВРЕМЕНИ В ЛОГАРИФМИЧЕСКИХ КООРДИНАТАХ И ЕЕ ПРОИЗВОДНАЯ.	100
РИСУНОК 5-12 ГРАФИК РАДИАЛЬНОГО ТЕЧЕНИЯ	101
РИСУНОК 5-13 ИЗМЕНЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ВО ВРЕМЕНИ (КВД).....	102
РИСУНОК 5-14 ИЗМЕНЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ВО ВРЕМЕНИ В ЛОГАРИФМИЧЕСКИХ КООРДИНАТАХ И ЕЕ ПРОИЗВОДНАЯ.	103
РИСУНОК 5-15 ГРАФИК РАДИАЛЬНОГО ТЕЧЕНИЯ	103
РИСУНОК 5-16 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОБНОЙ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В СКВАЖИНУ № 109.....	105
РИСУНОК 5-17 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОБНОЙ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В СКВАЖИНУ № 527.....	106
РИСУНОК 5-18 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОБНОЙ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В СКВАЖИНУ № 5730.....	107
РИСУНОК 5-19 ДИНАМИКА ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ СКВАЖИНЫ № 216 ВО ВРЕМЯ ОПЫТНОЙ ЗАКАЧКИ В СКВАЖИНУ № 527	108
РИСУНОК 5-20 ДИНАМИКА ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ СКВАЖИНЫ № 222 ВО ВРЕМЯ ОПЫТНОЙ ЗАКАЧКИ В СКВАЖИНУ № 5730.....	108
РИСУНОК 5-21 ДИНАМИКА ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ СКВАЖИНЫ № 2092 ВО ВРЕМЯ ОПЫТНОЙ ЗАКАЧКИ В СКВАЖИНУ № 109.....	109
РИСУНОК 5-22 КАРТА ФАКТИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА.....	112
РИСУНОК 6-1 СХЕМА ПОСТАНОВКИ ПРОГНОЗНОЙ ЗАДАЧИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАКАЧКИ ВОДНО- НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В ПОГЛОЩАЮЩУЮ СКВАЖИНУ.....	118
РИСУНОК 6-2 СХЕМАТИЧЕСКАЯ КАРТА ПРОГНОЗНОГО ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В X ГОРИЗОНТЕ	121
(ПО СОСТОЯНИЮ НА КОНЕЦ 2032 ГОДА)	121
РИСУНОК 6-3 СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ X ГОРИЗОНТА.....	124
РИСУНОК 6-4 СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ПОДОШВЕ X ГОРИЗОНТА.....	125
РИСУНОК 6-5 КАРТА X ГОРИЗОНТА ПО КУБУ ПОРИСТОСТИ.....	126

РИСУНОК 6-6 КАРТА Х ГОРИЗОНТА ПО КУБУ ПРОНИЦАЕМОСТИ	127
РИСУНОК 6-7 СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН ОСНОВНОГО И РЕЗЕРВНОГО ФОНДА.....	128
РИСУНОК 6-8 ИЗМЕНЕНИЕ СУММАРНОЙ ПРИЕМИСТОСТИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ЗАКАЧКИ.	131
РИСУНОК 6-9 ГРАФИК НАКОПЛЕННОЙ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ВО ВСЕ 9 ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПЕРИОД С 2021 ПО 2045 Г.Г.	132
РИСУНОК 6-10- ИЗМЕНЕНИЕ СУММАРНОЙ ПРИЕМИСТОСТИ ТРЕХ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ЗАКАЧКИ.....	134
РИСУНОК 6-11- ГРАФИК НАКОПЛЕННОЙ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В 3 ПОГЛОЩАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ НА ПЕРИОД С 2021 ПО 2045 Г.Г.	136
РИСУНОК 6-12 ИЗМЕНЕНИЕ СУММАРНОЙ ПРИЕМИСТОСТИ ТРЕХ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ЗАКАЧКИ.....	138
РИСУНОК 6-13 ГРАФИК НАКОПЛЕННОЙ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В 3 ПОГЛОЩАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ НА ПЕРИОД С 2021 ПО 2045 Г.Г.	140
РИСУНОК 6-14 ИЗМЕНЕНИЕ СУММАРНОЙ ПРИЕМИСТОСТИ ТРЕХ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ЗАКАЧКИ.....	142
РИСУНОК 6-15 ГРАФИК НАКОПЛЕННОЙ ЗАКАЧКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В 3 ПОГЛОЩАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ НА ПЕРИОД С 2021 ПО 2045 Г.Г.	144
РИСУНОК 7-1- ВИД ПРОМЕЖУТОЧНОГО СЛОЯ.	149
РИСУНОК 7-2 ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ОБРАБОТКИ И УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕШЛАМОВ НА ЦППН И УПСВ-1	152
РИСУНОК 7-3 СХЕМАТИЧЕСКИЙ ПЛАН ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ ЦППН-УПСВ-1 – МОНИФОЛЬ. КРАСНЫМ ЦВЕТОМ ОБОЗНАЧЕНА ЛИНИЯ НАГНЕТЕНИЯ НЕФТЕШЛАМА ПО 4 (ОСНОВНОМУ) ВАРИАНТУ	154
РИСУНОК 7-4 СХЕМАТИЧЕСКИЙ ПЛАН СУЩЕСТВУЮЩИХ ТРУБОПРОВОДОВ УППН-УПСВ 1-МОНИФОЛЬ.	155
РИСУНОК 7-5 СХЕМА РАБОТ СО СТРУЙНЫМ НАСОСОМ	156
РИСУНОК 7-6 УСТРОЙСТВО ДЛЯ ГИДРОКИСЛОТНОГО УДАРА.....	158
РИСУНОК 7-7 ГАЗЛИФТ	160
РИС. 8.1 СХЕМА U-ОБРАЗНОЙ ЯЧЕЙКИ.....	170
РИС. 8.2 СХЕМА КОРРОЗИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ В ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ЯЧЕЙКЕ	171

ЭНГЕЛЬС А.А. и др.

Геологический отчет о результатах разведочных работ на участке полигона для утилизации водно-нефтяной эмульсии на месторождении Узень Мангистауской области

1 книга: текст 190 страниц, 42 таблицы, 45 рисунков, 113 использованных источника.

РЕФЕРАТ

Отчет разработан на основе обобщения и всестороннего анализа технологического процесса подготовки нефти и образования стойких водонефтяных эмульсий, а также геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств выработанных газовых залежей месторождения Узень. В отчете приведены результаты разведочных работ по изучению возможности захоронения водно-нефтяной эмульсии в выработанные газовые горизонты.

Сделано обоснование возможности закачки эмульсии в X газовый горизонт, уделено внимание процессу подготовки жидких отходов к закачке посредством осаждения и удержания мехпримесей. Выполнены аналитические расчеты и построены симуляционная и гидродинамическая модель полигона утилизации жидких отходов. Сделана прогнозная оценка изменения условий эксплуатации полигона на период до 2032 года.

Предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды, а также гидродинамический мониторинг.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: геологическое строение, фильтрационно-емкостные свойства, жидкие отходы процесса подготовки нефти, симуляционная и геолого-гидродинамическая модели, охрана окружающей среды, гидродинамический мониторинг.

ВВЕДЕНИЕ

Геологический отчет о результатах разведочных работ на участке полигона для утилизации водно-нефтяной эмульсии на месторождении на месторождении Узень Мангистауской области выполнен в соответствии с договором № 461457/2020/1 от 30.07.2020 г.

В основу отчета легли теоретические и ранее выполненные проектно-изыскательские работы, приведенные в списке использованной литературы, а также собственные исследования авторов проекта. В процессе работы были отобраны образцы жидких отходов от процесса подготовки нефти из разных технологических резервуаров в количестве 56 проб, проведены лабораторные исследования отобранных проб по определению их химического состава и физико-химических свойств. А также проведены работы по подбору составов, влияющих на изменение физико-химических характеристик этих отходов.

Надежная и эффективная утилизация промышленных отходов, в том числе и отходов подготовки нефти современных нефтегазовых комплексов, является одной из важнейших проблем, с которой связано предотвращение всевозрастающего загрязнения ландшафта, поверхностных и подземных вод.

В настоящее время известно несколько способов такого захоронения утилизируемых жидких отходов: в зону аэрации; в массивы каменной соли; в толщи глинистых и многолетнемерзлых пород; в глубокие водоносные горизонты. При этом наибольшее применение нашел последний способ.

Технология подземного захоронения утилизируемых вод в странах СНГ разрабатывалась с начала 50-х годов, а в 1970 году под руководством академика А.В. Сидоренко была издана «Прогнозная карта гидрогеологических условий захоронения промышленных сточных вод в глубокие водоносные комплексы на территории СССР» масштаба 1:2 500 000. Эта карта стала первым документом, давшим научную оценку всей территории бывшего СССР с точки зрения возможности закачки утилизируемых вод в недра Земли.

Территория Мангышлака на ней отмечена как благоприятная для поисков глубоких водоносных пластов-коллекторов, а в качестве перспективных для захоронения утилизируемых вод горизонтов рекомендуются альб-сеноманский, неокомский, средне-нижнеюрский и ветлужско-татарский.

В дальнейшем исследования геолого-гидрогеологических условий Казахстана с целью захоронения сточных вод в глубокие горизонты были продолжены, и по их результатам в 2005 году была составлена схема гидрогеологического районирования

территории Казахстана (Т.К. Айтуаров, Д.А. Касымбеков, Д.К. Калитов). В соответствии с этой схемой Мангистау-Устюртская система артезианских бассейнов, расположенная в пределах Туранской плиты, является территорией, благоприятной для захоронения промышленных стоков. В качестве пластов-коллекторов в разных районах могут быть рекомендованы альб-сеноманский, неоком-аптский, и нижнее-среднеюрский водоносные комплексы, имеющие примерно одинаковые коллекторские свойства.

К сожалению, в нефтепромысловой практике Казахстана нет опыта захоронения жидких отходов подготовки нефти в выработанные газовые горизонты. Поэтому некоторые вопросы, связанные с закачкой водно-нефтяной эмульсии в выработанные газоносные толщи, по существу, в настоящем проекте рассматриваются впервые, чем обусловлена его актуальность и уникальность.

Однако, помимо научных подходов, существуют правовые аспекты подземного захоронения утилизируемых вод. До семидесятых годов в бывшем СССР не существовало правовой базы практики подземного захоронения и в большинстве случаев разрешающими документами служили ведомственные инструкции. В 1975 году в связи с принятием основ законодательства о недрах, статьей 12 было закреплено право «предоставления недр для захоронения вредных веществ и отходов производства, сброса сточных вод». При этом оговаривались условия позволяющие воспользоваться этим правом.

В настоящее время в Казахстане разработаны и приняты соответствующие документы, регламентирующие порядок предоставления и использования недр для целей подземного захоронения. В частности, п.3. статьи 257 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» № 125-VI от 27.12.2010 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.06.2020 г.), в один из видов прав недропользования входит «строительство и (или) эксплуатация подземных сооружений, не связанных с разведкой или добычей». Конкретизация этого вида пользования недрами регламентирована приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 17 мая 2018 года № 341 «Инструкция по составлению проекта эксплуатации пространства недр», на основании которой и составлен настоящий проект.

Из приведенных выше данных следует, что на сегодняшний день в Республике Казахстан имеются все необходимые правовые основы и нормативные документы для разработки, создания и эксплуатации систем (полигонов) подземного захоронения утилизируемых вод. Кроме того, настоящий проект выполнен в соответствии с Экологическим кодексом РК и «Инструкцией по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке

предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации», утвержденной приказом Министра охраны окружающей среды РК от 28 июня 2007 года № 204-п, Санитарными правилами "Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам", утвержденными приказом и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 260, а также другими нормативными документами.

В технической спецификации, прилагаемой к Отчету, указываются следующие основные задачи:

1. Общая характеристика объектов захоронения вредных, ядовитых веществ, твердых и жидких отходов, места сброса сточных и промышленных вод, в том числе местоположение объекта, период эксплуатации, затраты на содержание, наличие и расположение наблюдательной сети мониторинга подземных вод, окружающей среды и недр;
2. Характеристика объекта подземного сооружения, характеристика его изоляции, тип горных пород, глубина залегания и эффективная мощность пласта коллектора, его площадь, коэффициент пористости, характеристика подстилающего и перекрывающего водоупора, скорость естественного потока подземных вод, качественные и количественные показатели, горнотехнические, специальные инженерно-геологические, гидрогеологические и экологические условия захоронения, складирования и сброса;
3. Сведения об организациях, деятельность которых влечет образование вредных, ядовитых веществ, твердых и жидких отходов, сточных и промышленных вод;
4. Характеристика вредных, ядовитых веществ, твердых и жидких отходов, сточных промышленных вод с указанием наименования продукта, технического производства или процесса, в котором он образуется, его физической характеристики, полного химического состава, содержания токсичных компонентов, пожароопасности, взрывоопасности, растворимости, совместимости с другими веществами при хранении основных загрязняющих радионуклидов, их активности, а также характеристики системы транспортировки;
5. Мероприятия по выполнению рекомендаций, содержащихся в протоколах ранее проведенной государственной экспертизы и других органов, рассматривавших материалы геологоразведочных и иных работ по данному объекту;
6. Календарный график хранения и (или) захоронения твердых, жидких и радиоактивных отходов, вредных ядовитых веществ, сброса (закачки) сточных, промышленных и технических вод.

Также, в отчет включены соответствующие технические решения, которые сопровождаются графической документацией.

Проектом предусмотрен специальный комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды, производственный и экологический мониторинг.

Авторы Проекта выражают большую благодарность специалистам АО «Озенмунайгаз» за оказанную всестороннюю помощь.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ И УЧАСТКЕ НЕДР

1.1 Физико-географические условия месторождения Узень

Месторождение Узень расположено на полуострове Мангышлак, в его южной пустынной части, известной под названием Южно-Мангышлакского прогиба.

В административном отношении территория месторождения входит в состав Мангистауской области Республики Казахстан, в 12 км к югу от г. Жанаозен и в 150 км юго-восточнее г. Актау.

Климат района континентальный. Лето жаркое и продолжительное. В отдельные годы температура воздуха достигает $+50^{\circ}\text{C}$. Зима малоснежная с сильными ветрами, нередко с буранами. Среднегодовая скорость ветра 6-8 м/сек. В наиболее холодные зимы морозы достигают -30°C . Количество осадков не превышает 50-60 мм в засушливые и 200-270 мм в наиболее влажные годы.

Растительный и животный мир характерен для пустынь и полупустынь.

1.2 Геологическое строение месторождения Узень

Месторождение Узень приурочено к крупной антиклинальной складке субширотного простирания размерами 45x10км, которая расположена в восточной части Жетыбай-Узеньской тектонической ступени и выделяется своими крупными размерами. На севере Узеньское поднятие отделяется неглубоким Кызылсайским прогибом от восточной периклинали Беке-Башкудукского вала, на юге – узким прогибом от соседнего Тенгинского поднятия, на западе – через небольшую седловину соединяется с Карамандыбасским поднятием, на Востоке – круто погружается в районе впадины Тонирекшин.

Узеньская складка относится к типу брахиантиклинальных. Отношение длинной оси к короткой составляет 3:1. Складка ассиметрична: свод её смещен к востоку, в результате чего восточная периклираль короче, чем северно-западная. Южное крыло более крутое. Углы падения пород по кровле XIII горизонта достигают $6-8^{\circ}$. Северное крыло складки значительно положе: углы падения в восточной части изменяются от 3 до 4° , в западной – от 30 до 1° . Резко ассиметричны также периклиральные окончания Узеньской складки. Северо-западная периклираль пологая, сильно вытянутая. Восточная периклираль короткая, клинообразной формы.

Узеньская брахиантиклиналь протягивается в общем направлении с востока – юго-востока на запад – северо-запад. Ось складки несколько изогнута. В районе восточной периклинали ось складки имеет широтное направление. В присводовой зоне оно меняет

свое простираение на западное – северо-западное, а затем северо-западное.



Масштаб 1:1000000

Условные обозначения

- Участок работ

Рис. 1.1 Обзорная карта района работ

Рисунок 1-1 Обзорная карта района работ

Северо-Западный купол осложняет северное крыло Узеньской структуры. Размеры поднятия по изогипсе – 1310м составляют 3,5х2 км, амплитуда 32м. Восточная периклиналь купола осложнена дизъюнктивными нарушениями северо-восточного простирания с амплитудой порядка 10м.

На Северно-Западном куполе вскрыты продуктивные горизонты юрской нефтегазоносной толщи охватывающей почти 1000м разреза терригенных отложений от келловейских до нижнеюрских, представленных песчаниками, алевролитами и глинами.

Западный купол расположен в районе скважин №№224, 81, 445 и имеет размеры 1,9х0,7км.

Самый крупный из рассматриваемых – Хумурунский купол, на западе примыкает к центральной части Узеньского поднятия и отделен от нее тектоническим нарушением субмеридиального направления с амплитудой 10-15м. Поднятие хорошо прослеживается на всех структурных картах, его размеры (по кровле XIV горизонта) 10.8х1.5 км, амплитуда 105 м.

Хумурунский купол расположен в районе скважин №№ 14, 93, 113 и оконтуривается изогипсой – 1050 м. Размеры купола по замкнутой изогипсе 2,6х1,5 км, амплитуда 30-40 м.

На Узеньской структуре установлено четыре тектонических нарушения, одно из которых прослежено по результатам бурения скважин, а остальные обосновываются несоответствием результатов опробования в соседних скважинах, следовательно, изолированностью залежей. Достоверно установленным является разрывное нарушение, расположенное в пределах Основного свода.

В геологическом строении Мангистауской нефтегазоносной области принимают участие породы палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов (рис. 1.3). Глубоким разведочным бурением на месторождении Узень вскрыта осадочная толща мощностью до 3000м, в строении которой принимают участие породы триасового, юрского, мелового, третичного и четвертичного возраста. Нефтегазоносность месторождения Узень связана с юрскими и отчасти меловыми отложениями.

В геологическом разрезе месторождения установлено 26 песчаных горизонтов, приуроченных к меловым и юрским отложениям. Горизонты I-XII (сверху вниз) мелового возраста – газоны, XIII-XVIII горизонты верхне- и среднеюрского возраста представляют собой этаж нефтегазоносности месторождения. На отдельных куполах нефтегазоносны XIX-XXIV горизонты нижнеюрского возраста.

В юрском-меловом разрезе месторождения Узень выделяют 25 горизонтов, которые литологически представлены песчано-алевролитовыми породами. Двенадцать горизонтов приурочены к отложениям мела и тринадцать к отложениям юры. Шесть верхних горизонтов (с XIII по XVIII) юрских отложений, в настоящее время наиболее полно разведаны и составляют «верхний этаж» нефтеносности. Эти горизонты содержат основные запасы нефти месторождения и введены в разработку. Остальные семь горизонтов (с XIX-XXV), отнесены к так называемому «нижнему этажу» нефтегазоносности, залежи нефти и газа которых несколько отличаются от залежей верхних горизонтов своими размерами.

В районе «основного свода» промышленно-продуктивными являются семь залежей нефти и газа приуроченных к XIX, XX, XXI, XXII, горизонтам. Залежи «а₁», «а₂», «б» XX и залежь «а» XXII горизонтов содержат основные запасы природного газа этого свода.

Триасовая система

Триасовая система представлена толщей ритмично чередующихся песчано-аргиллитовых пород. Песчаники серые, светло-серые, мелкозернистые, глинистые, алевритистые, плотные, кварц-полевошпатового состава. Аргиллиты темно-серые, алевритистые, тонкослоистые, местами трещиноватые, каолинит-гидрослюдисто-хлоритового состава.

Юрская система

В юрской толще выделяются нижний, средний и верхний отделы.

Нижнеюрский отдел

Отложения нижней юры залегают с размывом на различных горизонтах триаса.

Отложения нижней юры представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, глин с растительными остатками и включением прослоев угля. Мощностью составляет примерно 120-130 м.

В составе нижнеюрских отложений выделены XXVI и XXV горизонты.

Среднеюрский отдел

Отложения средней юры представлены континентальными, прибрежно-морскими и мелководными фациями. В отложениях средней юры выделяются отложения *ааленского*, *байосского* и *батского* ярусов общей мощностью около 700 м.

Ааленский ярус

Отложения ааленского яруса представлены континентальной толщей песчано-гравелитовых пород с подчиненными прослоями алевролитов, глин и мелкогалечных конгломератов, залегающих с размывом на отложениях нижней юры или триаса. Общая мощность этих отложений достигает 330 м.

Байосский ярус

Отложения байосского яруса представлены в основном континентальными и лагунно-континентальными фациями, сложенными песчаниками, алевролитами и глинами с включением обугленной растительной органики, прослоями и линзами углей. В отложениях байосского яруса наблюдается преобладание глинистых и алевроглинистых пород в нижней части разреза и песчаных в верхней части. Мощность байосских отложений изменяется от 500 до 520 м. Отложения байосского яруса делятся на два подъяруса: нижний байос, мощностью 470 м. В верхнем подъярусе выделены XVI₂, XVI₁, и XIV (кроме пачки А) продуктивные горизонты.

Верхнеюрский отдел

Верхнеюрские отложения представлены, в основном, мелковидно-морскими осадками с фауной плохой сохранности, мощностью 260 м.

Келловейский ярус

Отложения Келловейского яруса представлены чередованием песчаников, алевролитов и глин; отмечаются прослои мергелей и известняков.

В келловейском ярусе выделяются отложения XIII и верхней части XIV горизонта (пачка А).

Оксфордский ярус

Отложения оксфордского яруса представлены глинисто-мергелистой толщей. Нижняя часть яруса сложена преимущественно глинистыми породами, а верхняя мергелями. Мощность оксфордских отложений колеблется от 50 до 55 м – для нижней пачки и от 30 до 97 м – для верхней.

Меловая система

Отложения мела залегают на размытой поверхности верхней юры; представлены в основном морскими осадками. По литологическим и генетическим признакам меловые отложения подразделяются на три части: нижнюю – терригенно-карбонатную (неоком), среднюю – терригенную (апът, альб, сеноман) и верхнюю – карбонатную (турон-дат). Мощность меловых отложений около 1100 м.

Третичная система

Палеогеновый и неогеновый отделы

Третичные отложения представлены палеогеновыми и неогеновыми породами. К палеогеновым отложениям относятся эоценовые мергельно-известковистые породы и олигоценные – однообразная толща глин. Мощность палеогеновых отложений 150-170 м.

Неогеновая система представлена тортонскими и сарматскими ярусами, мощностью от 80-95 м.

Четвертичная система

Отложения четвертичной системы представлены суглинками, песками, глинами, элювиально-делювиального происхождения. Мощность отложений до 5-7м.

1.3 Гидрогеологические, инженерно-геологические и экологические условия

Современный уровень знаний о геолого-гидрогеологических условиях района позволяет говорить о водоносности в той и иной степени почти всего стратиграфического разреза Мангышлака, за исключением отдельных региональных водоупоров. Здесь по общности геолого-структурных и геоморфологических условий, а также обусловленных ими характеру формирования, распределения и залегания подземных вод можно выделить 3 самостоятельных гидрогеологических района: Северо-Мангышлакский (Бузачинский), Центрально-Мангышлакский (Горный район) и Южно-Мангышлакский.

В пределах Северо-Мангышлакского района к настоящему времени изучен весь гидрогеологический разрез до отложений мела включительно, которым устанавливается относительная перспективность для поисков пресных вод только небольших массивов эоловых песков типа Кызылкум, развитых по хвалынским морским отложениям. Собственно хвалынские отложения, вне пределов распространения эоловых песков, содержат воды пестрой минерализации, преимущественно соленые (3-10 г/дм³) до рассолов, которые используются в ограниченном количестве для хозяйственных нужд и водопоя скота. Залегающая ниже карбонатная мергельно-меловая толща палеогеновых и сеноман-датских отложений, помимо слабой обводненности и спорадического характера распространения подземных вод, повсеместно содержит соленые воды с минерализацией, превышающей 10-15 г/дм³. Здесь могут быть встречены только редкие колодцы и родники местного питания, где минерализация подземных вод составляет порядка 3-8 г/дм³.

Сеноманский и альбский водоносные комплексы, залегающие на основной территории описываемого района на глубинах порядка 500-1000 м, также содержат

соленые воды (10-25 и более г/дм³). Только в Северо-Актауском артезианском бассейне, тяготеющем к предгорьям Горного Мангышлака, установлена зона маломинерализованных подземных вод (2-3 г/дм³), запасы которых утверждены для целей орошения.

Центрально-Мангышлакский район охватывает огромную территорию, куда входит собственно Каратауская мегантиклиналь с хребтами Северный и Южный Актау и многочисленными структурами второго и третьего порядков, а также расположенные на их юго-восточном продолжении песчаные массивы Баскудук, Саускан-Бостанкум и Тюесу, далее впадина и пески Карын-Жарык. Район в целом представляет зону раскрытых структур, где все основные водоносные горизонты и комплексы выведены на поверхность. В пределах данного района можно выделить водоносные горизонты и комплексы, приуроченные к четвертичным, палеоген-верхнемеловым, сеноман-туронским, альбским, неокомским, юрским и пермо-триасовым отложениям, большинство которых здесь содержат пресные или менее минерализованные воды по сравнению с другими районами. Известные, уже разведанные с утверждением запасов пресных вод месторождения Баскудук, Саускан, Тюесу, Уланак-Куйбышевское (альб-сеноман), а также водозабор райцентра Шетпе на базе трещинных вод пермо-триасового комплекса расположены в данном гидрогеологическом районе.

В пределах Южно-Мангышлакского гидрогеологического района, где располагается участок работ, можно выделить основные водоносные горизонты и комплексы, приуроченные к прибрежно-морским, сарматским и альб-сеноманским отложениям. Подземные воды других комплексов вскрываются скважинами и по своим количественным и качественным показателям практического значения не имеют (рис. 1.3).

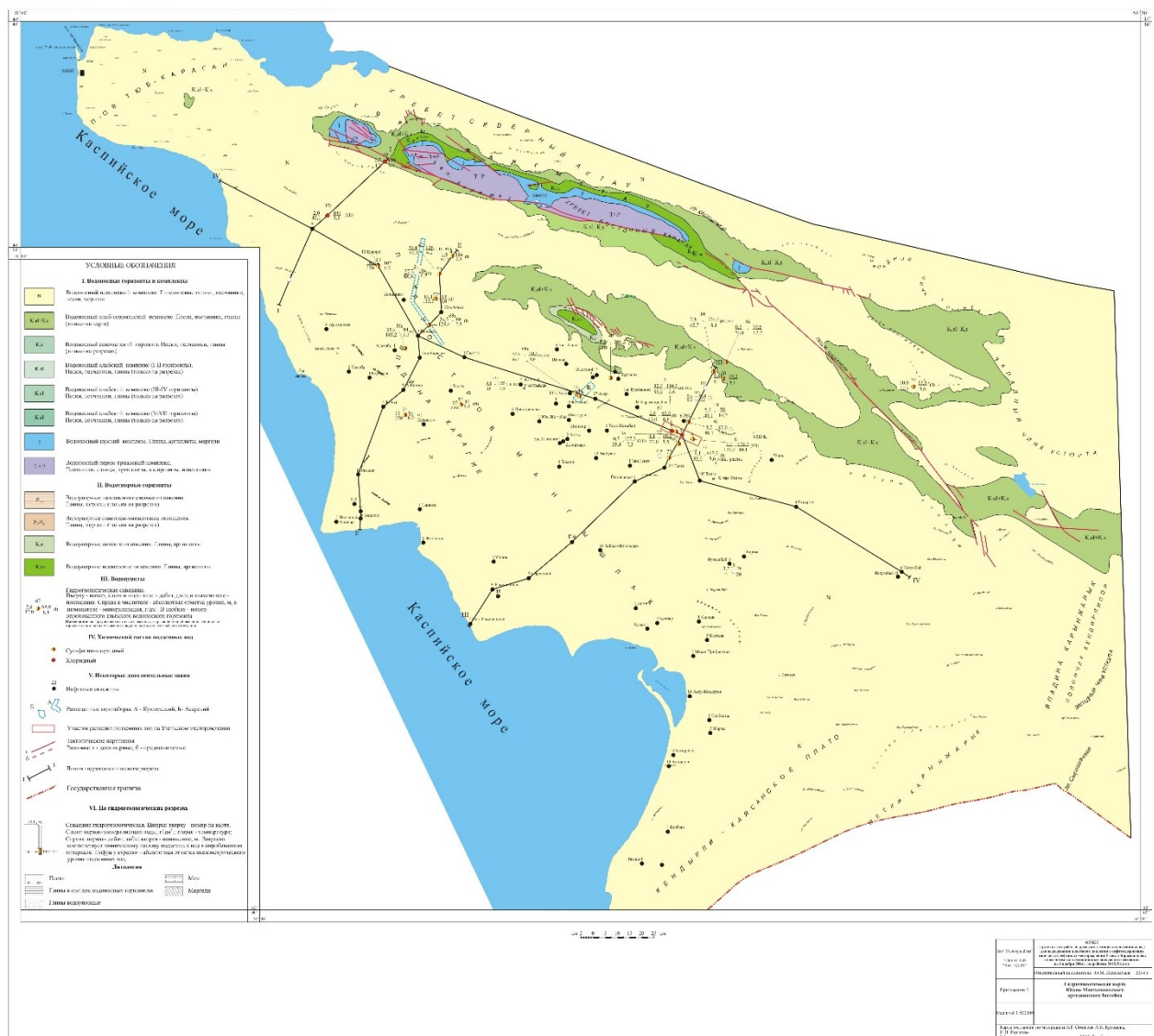


Рисунок 1-3 Схематическая гидрогеологическая карта района работ

Водоносный прибрежно-морской четвертичный горизонт (Q)

Прибрежно-морские отложения четвертичного возраста развиты узкой прерывистой полосой вдоль восточного берега Каспийского моря в пределах береговых выступов (мыс), где верхнечетвертичные и современные морские отложения перевеяны и образуют небольшие песчаные массивы. В них образуются плавающие на соленых водах линзы пресных вод площадью от первых десятков кв. метров до 5-10 км². Наиболее крупной из них является линза на мысе Песчаный, которая определенное время (1965-1975 гг.) служила источником водоснабжения пос. Курык (Ералиево). Пески здесь развиты вдоль южного берега мыса Песчаного, имеют мощность от 1,5-3 до 15,4 м. В гидрогеологическом отношении они являются хорошим коллектором атмосферной и конденсационной влаги, за счет которой образуются плавающие на соленых водах пресные линзы. Площадь линзы составляет 3 км². Мощность пресной зоны водоносного

горизонта составляет от 1-2 до 5 м. Водообильность песков довольно высокая, дебиты скважин 1,49-2,4 дм³/с. Однако, при таком водоотборе происходит подтягивание подстилающих соленых вод, в связи с чем для постоянного отбора пресной воды приходится ограничивать производительность скважин до 0,5-0,7 дм³/с для обеспечения равномерной сработки пресной линзы несколькими скважинами или их последовательным отключением.

Коэффициент фильтрации песков изменяется в пределах 3,26-5,2 м/сут, водоотдача – 0,15. Воды по химическому составу сульфатно-хлоридные натриевые и магниевые, с увеличением минерализации переходящие в хлоридно-сульфатные.

Водоносный неогеновый комплекс (N)

Неогеновый водоносный комплекс Южного Мангышлака объединяет отложения сарматского и тортонского ярусов миоцена, которые здесь имеют повсеместное распространение, за исключением предгорий Каратау и Беке-Башкудукской антиклинали.

Разрез тортонского яруса представлен известняками, часто песчанистыми, оолитовыми, переходящими в ракушечники розовых тонов, а также гипсоносными глинами с прослоями песчаников, песков и мергелей. Повсюду эти отложения лежат под сарматскими и содержат соленые воды напорного характера с минерализацией до 10-30 г/дм³. Поэтому описание вод неогенового комплекса дается на примере более перспективного сарматского горизонта. В нижней части сарматские отложения (нижний подъярус) представлены серыми и зеленовато-серыми известковистыми глинами, иногда песчанистыми с прослоями темно-серых мергелей. Аналогичными глинами представлена также нижняя часть среднего сармата, которые совместно с нижнесарматскими представляют региональный водоупор общей мощностью 60-70 м. Верхи среднего сармата и собственно верхний сармат сложены светло-серыми и желтовато-серыми, иногда розовыми известняками, ракушечниками с прослоями светло-зеленых и серых мергелей и темных плотных глин. Встречается также рыхлый оолитовый известняк, не выдержанный по простиранию. Общая мощность известняковой продуктивной части разреза не превышает 100 м. Благодаря хорошей естественной пористости, местами трещиноватости и закарстованности, описываемые отложения являются водоносными практически повсеместно. Однако, неравномерность указанных факторов, фациальная невыдержанность и наличие местами слабопроницаемого делювиального чехла обусловили в свою очередь неодинаковую степень их обводненности и различную минерализацию подземных вод.

Глубина залегания подземных вод в зависимости от рельефа местности в Южном

Мангышлаке колеблется от 20-30 до 50-80 м. В северо-восточной приподнятой части Южно-Мангышлакского плато вследствие сдренированности и наличия отдельных локальных поднятий, воды имеют спорадический характер распространения (полоса Жетыбай-Узень, Жалганой, Туркменой, Карамандыбас). Мощность водоносного горизонта обычно не превышает 10-20 м и только в районе г. Форт-Шевченко она достигает 40 м. Дебиты скважин в Южном Мангышлаке составляют от 0,3-0,5 до 1-1,5 дм³/с.

Сравнительно большие дебиты (2-5 дм³/с) получены в пределах долины Кетык и на мысе Песчаном, где скважинами вскрываются наиболее проницаемые и закарстованные разности известняков.

Понижение уровня воды, как правило не превышает 2-5 м. Кроме скважин воды сарматских отложений вскрываются многочисленными колодцами глубиной от 10-30 до 50, реже 70 м, а также в приморской чинковой полосе они выклиниваются в виде небольших родников.

Минерализация и химический состав подземных вод сарматских отложений довольно пестрые благодаря ярко выраженной вертикальной и горизонтальной гидрохимической зональности. При этом для верхней части разреза сарматских отложений района характерен общий фон минерализации от 3 до 10 г/дм³ (в большинстве случаев 4-7 г/дм³), что делает воды пригодными для водопоя скота и других хозяйственных нужд, поскольку другие источники в районе отсутствуют. Ниже, даже при мощности водоносного горизонта 10-15 м минерализация заметно увеличивается. Пресные и слабосоленоватые (до 1-2 г/дм³) воды выявлены только в пределах долины Кетык (г. Форт-Шевченко), других небольших приморских балок и на мысе Песчаном (2 г/дм³). Это объясняется в первую очередь хорошей промытостью и закарстованностью пород в русловой части долин, что способствует непосредственной инфильтрации вод временного поверхностного стока.

Определенное влияние, по-видимому, оказывает также близость моря, обуславливающая сравнительно высокую относительную влажность, которая способствует конденсации паров воды из воздуха.

По химическому составу воды сарматских отложений относятся преимущественно к хлоридно-сульфатному и смешанному типам. Жесткость воды невысокая (5-8 мг-экв/дм³), однако, с увеличением минерализации она резко возрастает и достигает 30-40 мг-экв/дм³.

Основным источником питания подземных вод сарматских отложений являются атмосферные осадки и воды периодических поверхностных потоков.

Участками разгрузки являются полоса чинков и бессточных впадин, соры, а также местами восточный берег и дно Каспийского моря.

Водоносный сеноманский горизонт (K_{2s})

Сеноманский водоносный горизонт в Южном Мангышлаке можно рассмотреть отдельно, поскольку он достаточно хорошо изучен на Куюлусском месторождении подземных вод. Отложения сеноманского яруса здесь согласно залегают на подстилающих альбских породах. В основании их залегают плотные слоистые буровато-серые глины верхнего альба мощностью до 20 м (местами до 40). Выше разрез представлен зеленовато-серыми глауконитовыми песками с шарообразными конкрециями плотных серых песчаников. В кровле также часто встречаются глины.

Мощность сеноманских отложений изменяется от 20-50 до 142 м. Глубина залегания сеноманского водоносного горизонта изменяется от первых десятков метров на выходах пород до 200-400 м в погружениях, в Южном Мангышлаке – до 800-1000 м. В пределах антиклинальных структур воды часто имеют грунтовый характер, с погружением слоев они приобретают напор и в пределах бессточных впадин дают самоизлив на абсолютных отметках +70+90 м.

Водообильность сеноманских отложений неравномерная. На месторождении Куюлус, в пределах впадины Карагие, дебиты отдельных скважин достигают 10-30 дм³/с. На остальной территории в связи с фациальной изменчивостью пород, преобладанием в разрезе глинистых разностей дебиты скважин изменяются от 3 до 5 дм³/с, хотя в пределах погружений мощность водоносного горизонта достигает иногда 30-35 м. Как на севере, так и на юге Мангышлака сеноманский водоносный горизонт содержит более минерализованные воды, чем залегающие ниже альбские горизонты. Почти пресные воды (1,5 г/дм³) вскрыты только в пределах песков Тюесу, на глубине 50-100 м, где сеноманские отложения залегают непосредственно под эоловыми песками. В районе месторождения Куюлус воды сеноманского горизонта также несколько опреснены (до 2,2-3 г/дм³), что частично может быть объяснено за счет разгрузки более пресных вод альбского комплекса. На остальной территории Южного Мангышлака сеноманский водоносный горизонт содержит соленые воды с минерализацией 10-30 г/дм³. Слабо минерализованные воды по составу относятся к хлоридно-сульфатному натриевому типу, солёные – хлоридному натриевому.

Водоносный альбский комплекс (K_{1al})

Отложения альбского комплекса на характеризуемой территории развиты

повсеместно, за исключением площадей, где на дневную поверхность выходят юрские и пермо-триасовые образования. В пределах Центрально-Мангышлакской тектонической зоны они выходят на поверхность, занимая присводовые части многочисленных положительных структур второго и третьего порядка. На остальной территории альбские отложения погружаются на значительную глубину - до 800-1200 м (рис. 1.4).

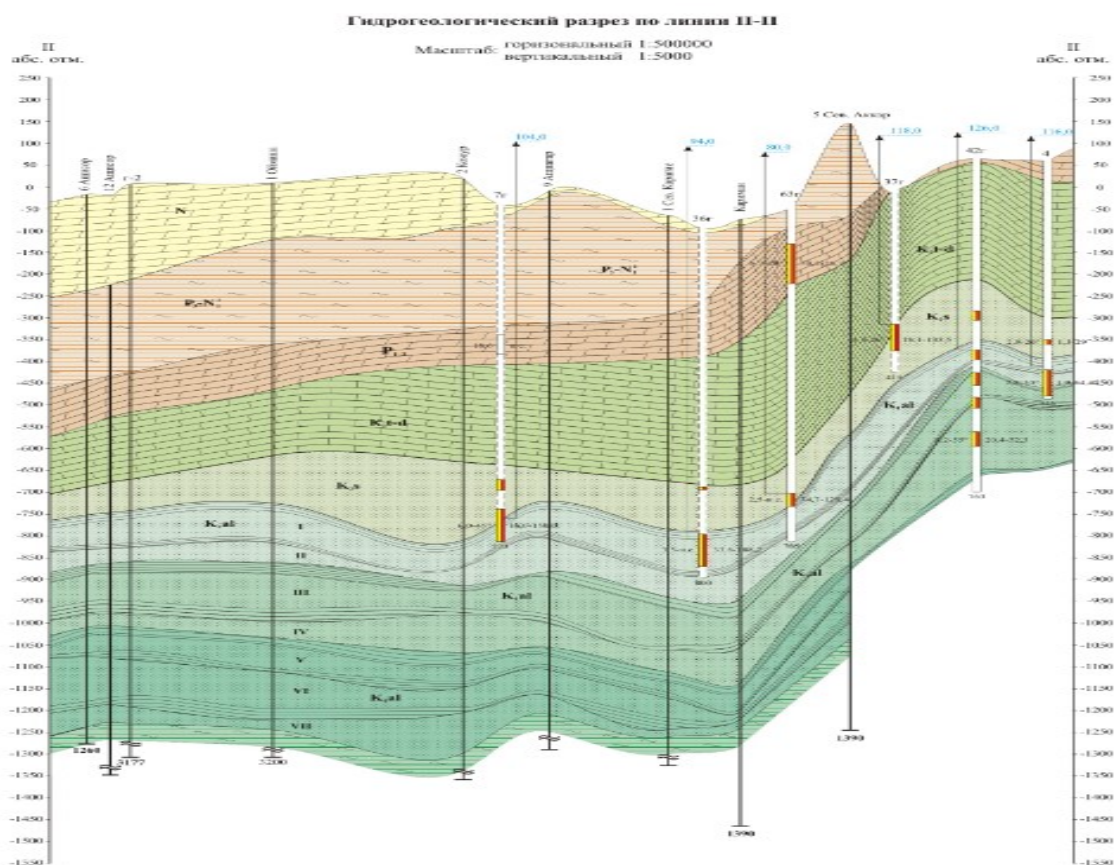


Рисунок 1-4 Гидрогеологический разрез по линии II-II

Представлены альбские отложения довольно однообразной толщей, состоящей из чередования песков, песчаников и глин общей мощностью 500-700 м.

Пески серые и зеленовато-серые мелкозернистые, часто глинистые. Глины темно-серые до черных, часто песчанистые.

В зонах раскрытого залегания водовмещающих пород формируются грунтовые воды, которые в зависимости от гипсометрических особенностей местности залегают на глубинах от 10-25 до 80-100 м в районе гор Актау. В отдельных случаях они вскрываются колодцами глубиной 5-10 м.

На остальной территории получили распространение напорные воды. При этом с глубиной залегания водовмещающих пород увеличивается и высота пьезометрического напора.

На основании изучения и интерпретации материалов промысловой геофизики и построения региональных корреляционных схем, в настоящее время в водоносном

альбском комплексе, распространенном на территории Южно-Мангышлакского артезианского бассейна, выделяется 7 относительно разобщенных друг от друга водоносных горизонтов.

В гидрогеологическом отношении изученность альбских отложений весьма неравномерная как в площадном аспекте, так и по разрезу.

Достаточно хорошей изученностью характеризуются участки разведанных ранее Куюлусского и Асарского водозаборов и вновь разведанный участок Узеньский.

На Куюлусском водозаборе в эксплуатации находятся сеноманский, I и II альбские горизонты. Наиболее водообильным является I альбский горизонт, на который приходится 75-80% воды, отбираемой на водозаборе. Водовмещающими породами являются три слоя песков общей мощностью 40-50 м, разделенные прослоями глин мощностью от 2-5 м до 20 м. Отметки пьезометрической поверхности I альбского горизонта изменяются от 126 м в области питания в районе Куюлусского водозабора до 67 м в Узеньской впадине.

Водообильность пород I горизонта достаточно высокая. Дебиты скважин на самоизливе достигают 30-40 $\text{дм}^3/\text{с}$ (впадина Карагие). Удельные дебиты составляют 0,4-2,25 $\text{дм}^3/\text{с}$.

В зоне Куюлусского водозабора получили развитие слабоминерализованные (2-4 $\text{г}/\text{дм}^3$) воды. К западу, югу и востоку минерализация подземных вод увеличивается до 8-12 $\text{г}/\text{дм}^3$.

На Асарском водозаборе хорошо изучены V-VI-VII горизонты водоносного альбского комплекса. Водовмещающими являются мелкозернистые пески мощностью около 60 м.

Водообильность отложений V-VII горизонтов достаточно высокая. Дебит скважин достигает 32,2 $\text{дм}^3/\text{сут}$ при понижении уровня воды на 36,4 м. Подземные воды соленые с минерализацией 9 $\text{г}/\text{дм}^3$, по составу сульфатно-хлоридные. Пьезометрический уровень установился на отметке 101,8 м.

На вновь разведанном Узеньском участке отдельно изучены III-IV, V-VI и VII горизонты альбского комплекса.

Водовмещающим породами являются мелкозернистые пески. Водообильность горизонтов сравнительно высокая. Дебиты скважин на III-IV горизонты достигает 37,5 $\text{дм}^3/\text{с}$ при понижении уровня воды на 131 м. Дебиты скважин на V-VI горизонты достигают 23,3 $\text{дм}^3/\text{с}$ при понижении уровня воды на 192,2 м. VII горизонт на Узеньском участке вообще слабоводообилён. Дебиты скважин не превышают 0,7 $\text{дм}^3/\text{с}$ при понижении уровня воды на 53,4 м.

Установлено, что величина напора и его абсолютные отметки увеличиваются с

глубиной залегания водоносных горизонтов. Так, если в III-IV горизонтов абсолютные отметки уровней воды составляют 110-115 м, то в V-VI они составляют 120-125 м, а в VII горизонте – 127 м.

На Узеньском участке получили распространение хлоридные натриевые воды с минерализацией 5-7 г/дм³ и сульфатно-хлоридные натриевые воды с минерализацией 9-10 г/дм³.

Питание подземных вод альбских отложений происходит только на ограниченных участках, где эти породы выходят на поверхность. Величина питания невелика. В частности в зоне влияния Куюлусского водозабора величина питания подземных вод не превышает 1500 м³/сут.

Разгрузка подземных вод альбского комплекса предполагается в глубоких впадинах типа Карагие в акватории Каспийского моря.

Водоносный юрский комплекс (J)

Отложения юрской системы, с которыми связаны основные промышленные запасы нефти и газа в Южном Мангышлаке представлены всеми тремя отделами. В гидрогеологическом отношении определенный интерес представляют отложения средней юры, так как породы верхнего и нижнего отделов представлены преимущественно глинами, чередованием аргиллитов, алевролитов, мергелей. К тому же они развиты только на больших глубинах и не имеют выходов на поверхность. Поэтому ниже приводим характеристику подземных вод юрской системы по толще средней юры, которая в зоне Жетыбай-Узеньских структур представлена песками, алевролитами, углистыми сланцами и песчаниками. Пьезометрический уровень подземных вод здесь устанавливается на глубине 135-154 м от поверхности. Величина напора достигает более 2000 м. В районе гор Каратау и Огюзской антиклинали развиты воды грунтового типа с минерализацией 2-10 г/дм³. На Беке-Башкудукской антиклинали верхняя часть разреза представлена глинами. Глубина залегания водопроницаемых слоев здесь составляет 150-180 м, уровень подземных вод устанавливается на 25-30 м при напоре над кровлей горизонта 130-150м. Минерализация подземных вод не превышает 10 г/дм³. Однако, с погружением пластов минерализация вод увеличивается от 15-35 до рассолов (157 г/дм³) на глубине 1500-2000 м. Соответственно в ионном составе вод преобладает хлор и натрий, иногда рассолы хлоридного кальциево-натриевого типа глубокой метаморфизации. Дебиты скважин небольшие от 0,5-1,0 дм³/с до 3-5 дм³/с, температура воды на больших глубинах достигает 90°C.

Водоносный пермо-триасовый комплекс (Р-Т)

Сильно дислоцированные и метаморфизованные породы пермо-триасового (Каратауского) комплекса, слагающие собственно Каратауский массив, представлены песчаниками, сланцами, аргиллитами, алевролитами и известняками. С поверхности породы разбиты густой сетью трещин различного происхождения. Имеются также многочисленные разломы регионального и местного характера, которые в совокупности с гипсометрическим положением и относительно благоприятными климатическими условиями местности создают предпосылки для формирования значительных ресурсов пресных подземных вод. Они могут быть как грунтовыми, так и носить напорный характер, выклиниваются в виде родников (порядка 40) с суммарным дебитом более 70-80 $\text{дм}^3/\text{с}$. Дебиты отдельных родников достигают 3-6 $\text{дм}^3/\text{с}$ (Тушибек, Шаир, Онды, Агашты и др.) воды их, как правило, пресные. В зонах разломов дебиты скважин достигают 10-12 $\text{дм}^3/\text{с}$, по мере производства откачек они уменьшаются до 2-3 $\text{дм}^3/\text{с}$. Состав вод чаще всего сульфатно-гидрокарбонатный или гидрокарбонатно-сульфатный натриевый. Питание водоносного комплекса осуществляется по всей площади распространения за счет инфильтрации атмосферных осадков. Воды Каратауского комплекса играют существенную роль в питании всех прилегающих других более молодых водоносных комплексов и используются для водоснабжения целого ряда населенных пунктов, включая железнодорожные станции и райцентр Шетпе.

В зоне глубокого погружения комплекса на 2-3 км подземные воды не изучены. Судя по материалам глубокого бурения на Устюрте (Узбекистан), они могут содержать хлоридные кальциевые рассолы (100-150 $\text{г}/\text{дм}^3$) с температурой 80-100 $^{\circ}\text{C}$. Инженерно-геологические условия изучались в связи с освоением нефтегазовых месторождением полуострова Мангышлак и строительством дорожной сети. Южно-мангышлакское плато окаймляет с севера залив Кара-Богаз-Гол, спускаясь к нему крутым чинком высотой 100-130 м. Северная часть плато расчленена, а центральная и южная-плоские с карстовыми западинами и такырами. Широкое развитие получили песчаные массивы.

Для региона характерно развитие пород двух структурных этажей: допалеозой-палеозойского складчатого фундамента и мезозой-кайнозойского складчатого чехла. Породы допалеозой-палеозойского складчатого фундамента сложены метаморфическими, интрузивными и вулканогенными формациями. Породы молассовой формации пермо-триасового возраста обнажаются в горах Каратау и некоторых других участках.

Мезокайнозойский структурный этаж представлен терригенно-угленосной формацией средне-триас-раннеюрского возраста, морской терригенно-карбонатной формацией юрского возраста, терригенно-пестроцветной формацией нижнего мела и разно возрастными более молодыми породами терригенно-карбонатных формаций.

Для дорожного, промышленного и гражданского строительства наибольший интерес представляют грунты приповерхностного слоя, которые характеризуются низкой влажностью и низкой плотностью. Четвертичные грунты засолены - имеют сульфатное среднее и изредка слабое засоление. Засоление отсутствует на участках залегания песков пылеватых и супесей песчанистых, залегающих на участках возвышенных форм микрорельефа. Грунты элювиального генезиса повсеместно засолены. Засоление этих грунтов носит сульфатный характер, изредка хлоридносульфатный или хлоридный. Степень засоления преимущественно средняя, в единичных случаях слабая и сильная (район подъезда к г. Жанаозен).

Геологические процессы на описываемой территории протекают повсеместно. Наиболее часто встречаемые- это карст, оползни, тақыры, засоление, выветривание и эрозионные процессы. Все эти процессы носят локальный характер и обусловлены особенностями геологического строения и рельефом территории.

Сейсмичность. Согласно СНиП 11-7-81 район месторождения Узень не относится к сейсмически опасным, но учитывая интенсивность добычи углеводородного сырья все территории нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан отнесены к сейсмической зоне с силой землетрясения до 8 баллов по шкале Рихтера.

В условиях увеличения добычи нефти важнейшей экологической и социальной задачей является охрана окружающей среды в районах размещения предприятий нефтяной промышленности.

Основной предпосылкой для защиты атмосферы от загрязнения является инвентаризация источников выбросов, то есть получение и систематизация сведений о составе и количестве промышленных выбросов, распределении источников выбросов по территории предприятия и учет мероприятий по улавливанию и обезвреживанию вредных веществ.

Добыча нефти по воздействию на природные комплексы относится к экологически опасным видам хозяйственной деятельности. Влияние добычи сказывается на компонентах природной среды – атмосферном воздухе, растительности, почве, животном мире, геологической основе, рельефе местности, подземных и поверхностных водах и в конечном итоге на человеке. При переработке и утилизации жидких отходов

месторождения, необходимо принять технологическую схему, реализация которой позволит максимально снизить степень техногенного воздействия объектов в местах нефтедобычи на окружающую среду. Согласно районированию территории республики по метеорологическому потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) от низких источников выброса, проведенному КазНИИ Госкомгидромета, территория месторождения расположена в зоне умеренного потенциала загрязнения.

Для месторождения характерна большая подвижность воздуха, создающая условия для интенсивного проветривания. Возникновение застойных зон воздуха исключается. Основной предпосылкой для защиты атмосферы от загрязнения является инвентаризация источников выбросов, то есть получение и систематизация сведений о составе и количестве промышленных выбросов, распределении источников выбросов по территории и учет мероприятий по улавливанию и обезвреживанию вредных веществ. Выбросы углеводородов в атмосферу возможны также в результате аварий трубопроводов и оборудования, утечек через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры, нарушения правил технической эксплуатации скважин.

1.4 Основные параметры газовых горизонтов

В результате бурения и опробования скважин на месторождении Узень выявлены нефтеносные и газоносные горизонты. В разрезе месторождения установлено два продуктивных этажа:

Меловой – газоносный, включающий 12 газовых горизонтов;

Юрский – нефтегазовый.

В необсаженном стволе эксплуатационных скважин проведен полный комплекс ГИС с целью исследования юрских отложений. В верхней части этим каротажем охвачены отложения XII газового горизонта. В пределах VII-XI горизонтов проведен только стандартный каротаж (КС, ПС, КВ) и РК в масштабе 1:500. БК проведен в двух скважинах: № 243 с глубины 246м и ниже (III-XII горизонты), №111 с глубины 319м и ниже (IV-XII горизонты). В связи с этим обстоятельством провести оценку газоносности по ГИС в эксплуатационных скважинах горизонтов II-XI не представляется возможным.

По литологическим особенностям пород горизонты подразделяются на два комплекса: верхний – терригенный (II-XI горизонты), нижний – терригенно-карбонатный (XII горизонт).

Тип газовых залежей – пластово-сводовый, тип коллекторов – поровый.

Горизонт IV. Глубина залегания горизонта 340-47 8м, литологически представлен мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и глинами. Горизонт состоит из двух

пластов мощностью 10-12 м, каждый из которых разделен достаточно выдержанным по площади глинистым пережимом.

Общая толщина горизонта изменяется от 26,5 до 36 м, эффективная – от 3,7 до 24,5 м

Площадь газоносности 13 км², высота залежи составляет 31,3 м. Размеры залежи равны 7,7х2,6 км. Подсчитанные балансовые запасы газа составляет 551,15 млн.м³.

IV горизонт опробован в скважинах №№ 4, 107, К-21.

Промышленные притоки газа получены в двух скважинах К-21 и №7, в скважине №4 получена пластовая вода. По данным геофизических исследований газоводяной контакт принят в скважине № 108 на абсолютной отметке –132 м, и это положение хорошо согласуется с результатами испытания скважин. В скважинах № 107 и К21 с абсолютными отметками нижних интервалов перфорации –128,9 и –128 м получен газ, а в скважине № 4 на отметке –142,7 м получена вода.

Залежь разрабатывалась скважинами №№ 105, 111, 2059, 3154, 4072, 4318.

Горизонт VI залегает на глубине 424-565 м. В литологическом отношении горизонт представлен также песчано-алевролитовыми породами. По каротажу в пределах горизонта выделяется две пачки, разделенные глинистым прослоем незначительной толщины.

Общая толщина горизонта изменяется от 28 до 36 м, эффективная толщина колеблется в пределах 11,5-30,8 м. размеры залежи 6,9х2 км.

Первый фонтан газа дебитом 10,2 тыс.м³/с при диаметре шайбы 4,8 мм был получен при опробовании скважины №№ К-21 в интервале 443-439 м, 437-435 м (абсолют. отм. 205-197 м), а в интервале 453-450 м (абсол.отм. –215 –212 м) – получена вода. При опробовании скважины № 11, в интервале 463-460, 459-456 м, также получена пластовая вода.

В скважине К-21 горизонт газоносен до подошвы эффективной мощности с отметкой 207 м. В скважине № 108 по геофизическим данным ГВК отбит на отметке – 207 м. Залежь газа водоплавающая. Размеры залежи газоносности составляют 21,8 м.

Горизонт разрабатывался в 2-х скважинах (№№ 100, 4309).

Площадь газоносности составляет 9,5 км², высота залежи 21,8 м. Балансовые запасы газа составляют 349,51 млн.м³.

Горизонт VII залегает в интервале глубин от 516 до 668 м. Литологически он представлен породами, аналогичными породам вышележащих горизонтов.

Зоны повышенных значений эффективной мощности отмечаются в районах скважины №№ 106, 108, 12, 107, 60. К югу и северу от скважины № 108 эффективная мощность уменьшается от 36,8 до 22 м. Зона пониженной мощности отмечается в районе скважин №№ 19, 21, 4, 33. Горизонт опробован в 5-и скважинах (№№ 4, 103, 107, 108 и К-21), промышленные притоки получены в 3-х скважинах. В одной скважине (№103) получена вода с незначительным содержанием газа, в скважине № 4 – приток воды. В скважине № К-21 на отметке –320 м получен чистый газ.

В разработке находились 8 скважин (№№ 100, 105, 111, 222, 2059, 3154, 4072, 4318).

На основании опробования ГВК (газоводяной контакт) принят на абсолютной отметке –320 м.

Для залежи характерно наличие широкой водоплавающей части, обусловленной малыми углами падения пород и большой мощностью горизонта. Средневзвешенная пористость составляет 30,8%, высота залежи 42,9 м, размеры залежи 9,8х3 км. Площадь газоносности равна 18,7 км².

Горизонт X залегает в интервале глубин от 681 до 855 м и сложен песками, песчаниками и алевролитами с прослоями глин.

Горизонт опробован в 5 скважинах: №№ 9, 10, 11, 19, К-21. Промышленные притоки получены в двух скважинах (№10 и К-21), в двух скважинах (№№ 9 и 19) получена пластовая вода, в одной (№11) – газ с водой, в скважине №10 испытана только верхняя часть пласта. В этой скважине газоводяной контакт, по геофизическим данным, принят на отметке –476,3 м. В скважине №11 из интервала 715-708 м получен приток воды с газом. Первый фонтан газа с дебитом 24,18 тыс. м³/сут получен при опробовании скважины №К-21. По данным испытания скважин и результатам обработки промыслово-геофизических материалов, газоводяной контакт принят на отметке –476,5 м. Горизонт разрабатывался в девяти скважинах (№№ 100, 102, 105, 109, 111, 222, 502, 2503, 4072).

ГВК выделен по ГИС (СКВ.№11) на абсолютной отметке –476,3 м. Площадь газоносности составляет 15,07 км², высота залежи –36,6 м. Размер залежи 8,4х2,7 км.

Горизонт XI залегает в интервале глубин 757-914м.. В литологическом отношении он представлен мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. По электрокаротажу выделяются три пласта, отделенные друг от друга хорошо прослеживаемыми по площади глинистыми прослоями. В его пределах выделено две залежи. Одна из них связана с верхним, а другая со средним и нижним пластами, которые объединены в XI «б» горизонт.

Горизонт опробован в 4-х скважинах. Фонтаны газа получены в двух скважинах (№ 103, К-21), в одной скважине (№ 106) получена пластовая вода, в одной (№ 100) – газ с водой. ГВК по верхнему пласту XI горизонта принят условно по подошве на абсолютной отметке –530 м, по среднему и нижнему пластам также условно по подошве продуктивного пласта на абсолютной отметке –572 м. С учетом принятого ГВК площадь газоносности среднего пласта составляет 58,8 км², нижнего 123,3 км², высота залежей соответственно 19,3 м и 31,1 м. Размеры залежи 5,6х1,5 км.

Горизонт XI-2 испытан в скважинах №№ 103, 106 и К-21. В скважине № 106, опробованной совместно с XI-I горизонтом в интервале 825-792 м получена вода (абсол.отм. –592,8 – 559,8м), а в скважинах №№ 108 и К-21 при абсолютной отметке нижних отверстий в интервале перфорации соответственно 571,5 и 565,5 м получены притоки газа.

Так как подошва горизонта в скважине 103 является самой низкой отметкой, до которой горизонт газоносен, а в скважине 106, где была получена вода, расположена гораздо ниже, за ГВК условно принята отметка –572 м, соответствующая подошве горизонта в скважине 103. Средний пласт XI «б» горизонта отделен от нижнего устойчивой глинистой пачкой мощностью 15-18 м, в которой выделяются один или два маломощных прослоя песчаника. Нижний пласт разделен плотным прослоем на два пропластка мощностью 1.5-2,4 м каждый. Средневзвешенная пористость составляет 27,1%. Размеры залежи составляют 7,7х2,2 км, высота газоносности 31,1 м. Площадь газоносности 1233,2 га.

XII горизонт опробован в пяти скважинах (№№ 1, 2, 102, 103 и 106).

В скважине №1 притока не обнаружено. В скважинах №№ 2 и 106 получены притоки воды. В остальных скважинах получен газ. По данным ГИС ГВК отбивается на отметке –656м в скв.№1. Эта отметка принимается за ГВК для XII горизонта. Горизонт характеризуется – как водоносный.

Глубина залегания горизонта составляет от 870 до 1046 м и перекрыт толщей глини аптского возраста. Литологически горизонт представлен песчано-алевролитовыми породами, переслаивающимися с глинами. Характерной особенностью является преобладание карбонатного цемента. Размеры залежи по внешнему контуру газоносности 6,0х1,8 км, высота газоносности 25м, площадь газоносности составляет 854,4 га. Общая мощность горизонта составляет от 19,5 до 31 м, эффективная от 4 до 15,8 м. Общая мощность газоносного этажа составляет около 800 м. Средневзвешенная пористость составляет 26,5%.

Таблица 1.1-

Характеристика продуктивных горизонтов месторождения Узень

№№ п/п	Залежи	Глубина залега- ния, м	Тип залежи	Площадь, км ²	Тип коллекто- ра	Средняя эффективная толщина	Абсолютная отметка начального положения ГВК, м
1	VIII	595	пластово-свод.	1874,2	поровый	14,1	-320
2	X	693	пластово-свод.	1506,6	поровый	11,3	-476,5
3	XI-I	775	пластово-свод.	588,5	поровый	2,7	-530
4	XI-II	800	пластово-свод.	1232,2	поровый	6,9	-572
5	XII	900	пластово-свод.	8544	поровый	6,5	-656
6	XVIIIА	1383	пластово-свод.	2120	поровый	2,0	-1294
7	XVIIIА2+А3	1397	пластово-свод.	2931	поровый	5,7	-1303

2. АНАЛИЗ ИСТОЧНИКОВ ФОРМИРОВАНИЯ ОТХОДОВ В ПРОЦЕССЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

2.1 Образование и устойчивость водонефтяных эмульсий

Существует ряд общих теорий, объясняющих возникновение агрегативной устойчивости эмульсионных систем /1,2/.

Независимо от подхода к рассмотрению проблемы стабилизации эмульсий эти теории едины в том, что для придания агрегативной устойчивости эмульсионной системе, приготовленной из двух несмешивающихся жидкостей, необходимо присутствие третьего компонента, который выполняет роль стабилизатора /3/.

Причины образования промысловых нефтяных эмульсий определяются природой нефти и технологией её добычи. Нефтяная эмульсия образуется из нефти, пластовой воды и стабилизатора. Образование устойчивой нефтяной эмульсии происходит только после перемешивания нефти и воды в присутствии стабилизатора, содержащегося в нефтяной фазе. Перемешивание может осуществляться при энергичном барботировании газа через сырую нефть и воду или при высокой скорости движения нефти и воды через небольшое отверстие.

Наиболее вероятной причиной образования нефтяной эмульсии является перемешивание нефти с водой при работе насосов, откачивающих жидкость из скважин.

Нефтяная эмульсия стабилизируется адсорбционными пленками, которые являются физическим барьером для контакта между диспергированными глобулами воды. Этот барьер создают природные стабилизаторы – различные высокомолекулярные компоненты

нефти, которые действуют в сочетании с неактивными компонентами. Главными компонентами граничной пленки являются: комплексы порфирина, асфальтены, смолы, ионы, минеральные частицы (глина, ил, песок, соли), микрокристаллы парафина /4/.

Исследованиями П.А.Ребиндера и его школы /5-9/ установлено, что основной причиной устойчивости достаточно концентрированных эмульсий нефти является структурно-механический барьер, образующийся вокруг глобул воды в результате адсорбции на межфазной поверхности раздела фаз эмульгаторов, содержащихся в нефти.

По П.А.Ребиндеру стабилизацию нефтяных эмульсий обеспечивают:

- вещества с высокими поверхностно-активными свойствами – например, нафтеновые и жирные кислоты, которые образуют неструктурированные молекулярные слои;
- вещества с низкими поверхностно-активными свойствами – асфальтены, асфальтогенные кислоты и ангидриды. Эти соединения образуют структурированные слои, которые обеспечивают высокую стабилизацию эмульсий;
- твердые высокодисперсные вещества минерального и органического характера, которые вследствие избирательного смачивания фазами прилипают к диспергированным каплям и образуют прочные бронирующие слои. При этом частицы твердых эмульгаторов должны быть значительно меньше капелек воды.

Считают, что устойчивость образующихся эмульсий зависит не столько от концентрации эмульгаторов (асфальтенов, смол и др.) в нефти, сколько от коллоидного их состояния, которое, в свою очередь, определяется содержанием в нефти парафиновых и ароматических углеводородов и наличием в них веществ, обладающих дефлокулирующим действием /10-11/.

Кроме того, прочность межфазной пленки на границе раздела фаз нефть-вода зависит не только от состава и свойств, содержащихся в нефти эмульгаторов, но и от pH водной фазы /12/. Обычно в водной фазе нефтяной эмульсии содержатся ионы соединений, которые оказывают влияние на свойства адсорбированной пленки, образуя заряженный слой. В этом случае нефтяные эмульсии могут нести на поверхности заряды, под действием которых капли отталкиваются. Для каждой системы сырая нефть-вода существует оптимальный интервал pH, в пределах которого адсорбционный слой проявляет минимальные стабилизирующие свойства. Влияние pH водной фазы на прочность межфазной пленки объясняется тем, что полярные соединения нефти содержат кислотные и основные группы, следовательно, pH водной фазы влияет как на количество, так и на тип веществ, образующих межфазную пленку. Исследования /4/ позволили

установить, что жесткие межфазные пленки, образованные асфальтенами, более прочны в кислой среде, менее в нейтральной и становятся очень слабыми или превращаются в подвижные пленки в щелочной среде. Асфальтены обладают как кислотными, так и основными свойствами. В кислой среде они проявляют основные свойства, в щелочной – слабокислотные. Эмульгирующие свойства асфальтенов выше в кислой среде, а смол – в щелочной, поэтому прочность эмульсий, стабилизированных одновременно смолами и асфальтенами, изменяется в зависимости от pH водной фазы.

Устойчивость эмульсий измеряется временем их существования до полного разделения образующих эмульсию жидкостей. Для нефтяных эмульсий, полученных из разных нефтей, устойчивость измеряется продолжительностью от несколько секунд до многих лет.

Согласно теории структурно-механического барьера особенно сильным стабилизирующим действием обладают адсорбционные слои сильно сольватированные дисперсионной средой и диффузно в нее переходящие, которые являются своеобразными пленочными студнями – лиогелями /1/. Толщина защитного слоя на границе раздела фаз воды и нефти составляет 0,02-0,05 мкм. Эта величина была определена по макромодели, имитирующей процесс разрушения прослойки между двумя столкнувшимися каплями эмульгированной воды /13/. Так как размеры коллоидных частиц асфальтенов находятся в пределах 0,002-0,01 мкм, то число асфальтосмолистых частиц в защитном слое может колебаться от 2 до 10 /14/. Радиус асфальтеновых частиц в составе стабилизатора нефти был определен как $R=0,0353 \text{ мкм}$, а парафиновых – $R=0,099 \text{ мкм}$ /15/. Р.Виннифорд доказал, что асфальтены, выделенные из сырой нефти в разбавленных растворах способны давать ассоциаты – «мицеллы» с размером от 0,002 до 0,03 мкм и от 0,015 до 0,02 мкм /16/. Причем в сырой нефти наблюдается более сильное коагуляционное взаимодействие за счет большего размера сложных структурных единиц, чем в выделенных из нее фракциях /17-19/.

Компонентами защитной пленки также являются минеральные вещества и микрокристаллы порфирина. Комплекс порфирина в сырых нефтях находится в виде никельпорфирина или ванадилпорфирина, которые различаются полярностью, поверхностно активны и обладают пленкообразующей способностью. Минеральные компоненты, не проявляющие поверхностной активности, повышают вязкость защитной пленки и, тем самым, увеличивают стабильность эмульсии /4/.

Адсорбция на межфазной поверхности глобул воды высокодиспергированных инертных частиц изучена А.Ф.Корецким и А.Б.Тaubманом. Ими показано /20/, что твердые инертные частицы могут стабилизировать эмульсию только в том случае, если на

их поверхности адсорбированы поверхностно-активные вещества. Также было установлено, что устойчивость нефтяных эмульсий в присутствии твердых стабилизаторов не только определяется количественным содержанием, но и зависит от размеров и природы (полярности) этих частиц, которая, в свою очередь, может существенно меняться в зависимости от степени гидрофобизации или гидрофилизации их поверхности молекулами асфальто-смолистых, парафинистых и других компонентов нефти.

На практике твердые частицы механических примесей, независимо от их природы и источников попадания в продукцию нефтяных скважин, чаще всего образуют сплошные гидрофобные агломераты с асфальто-смолистыми и парафинистыми компонентами нефти и распределяются, в основном, в объеме нефтяной фазы. Часть этих компонентов при передиспергировании эмульсионных систем непосредственно входит в состав бронирующих защитных оболочек. В процессе обезвоживания нефти частицы механических примесей осаждаются вместе с крупными каплями воды на границу раздела фаз нефть-вода, образуя труднорасслаиваемые концентрированные промежуточные слои, которые являются потенциальным источником формирования и накопления ловушечных и амбарных нефтей, а также нефтешламов /20-23/. Следует отметить, что под ловушечной нефтью обычно понимают нефть и нефтепродукты, уловленные из канализационных линий, водоочистных сооружений, и, представляющие собой, как правило, достаточно прочную водонефтяную эмульсию. Под нефтяными шламами подразумеваются различные нефтесодержащие продукты - отходы, образующиеся при добыче, транспортировке и переработке нефти. Нефтешламы отличаются от ловушечных нефтей большим содержанием механических примесей, воды, меньшим содержанием органической фазы, большей стойкостью эмульсии к разрушению/24/. При длительном хранении в прудах нефтешламы под действием атмосферных осадков, воздуха, света меняют свои свойства, окисляются, легкие фракции выветриваются и испаряются, эмульсия упрочняется - стареет. Ловушечные нефти, как правило, подвергнуты изменениям под действием внешних воздействий в меньшей степени, чем нефтешламы и поэтому перерабатываются легче /25-27/.

Состав нефтешламов непостоянен и зависит от множества факторов. В литературе /28-29/ приводятся данные по составу ловушечных нефтей различных заводов и реже нефтешламов амбарных.

При хранении в прудах нефтешламы, независимо от места накопления (нефтепромыслы или нефтеперерабатывающие заводы), расслаиваются на несколько слоев:

- верхний слой - мало обводненная нефть, с содержанием примесей от 0,5% до 15% масс.;
- средний слой – мелкодисперсная эмульсия сложного типа («прямая» и «обратная») с содержанием воды до 60% масс. и механических примесей 2% масс.; средний слой обычно бывает наибольшим по объему; вода и механические примеси в нём могут увеличиваться монотонно сверху вниз, а также могут распределяться хаотично по объему; не исключается и практически однородное распределение;
- водяной слой – свободно отстоявшаяся пластовая вода с плотностью от 1,01 до 1,19 г/см³;
- придонный слой – это обычно вода с повышенным содержанием механических примесей от 60 до 80% масс.

Процесс концентрирования механических примесей в промежуточном эмульсионном слое наряду с повышением вязкости и плотности всей системы способствует также процессу структурообразования между отдельными частицами. Наличие объемного структурно-механического барьера является мощным стабилизирующим фактором /30/.

Механизм защитного действия твердых примесей заключается преимущественно в предотвращении утоньшения нефтяной прослойки между каплями /31/. Стабилизация нефтяных эмульсий механическими примесями возрастает в следующем ряду: песок, глина, сульфид железа, карбонаты и сульфаты кальция /3/.

Частицы песка (кварц) являются плохими структурообразующими компонентами нефти. Гидрофильная по своей природе поверхность частиц песка в присутствии деэмульгатора хорошо смачивается водой и способствует успешному их отмыву и переводу из нефтяной фазы в водную.

Частицы глины представлены более мелкими пластинчатыми кристаллами различных минералов. В высокоминерализованных пластовых водах глинистые частицы склонны к быстрой коагуляции и гидрофобизации. За счет этого на поверхности глинистых частиц адсорбируются асфальто-смолистые вещества. Толщина этого слоя значительно больше, чем на песке.

Из-за наличия ионов щелочноземельных металлов на поверхности глинистых частиц, наряду с физической адсорбцией, происходит хемосорбция асфальтенов и смол с образованием граничных слоев большей прочности.

Очень много механических примесей может появиться в продукции нефтяных скважин при нарушении ионного равновесия пластовых вод. Чаще всего в продукции нефтяных скважин наблюдается повышенное содержание сульфида железа - продукта взаимодействия сероводорода с ионами Fe^{2+} , Fe^{3+} или карбоната кальция, сульфата бария и т.п. /32/. Частицы сульфида железа образуются, возможно, в присутствии сероводорода в нефтяных пластах и ионов железа в пластовых водах /33-35/.

Авторами работы /33/ обоснован следующий механизм образования сульфида железа. Сероводород, диффундируя в водную фазу, диссоциирует на ионы H^+ с S_2 в нейтральной или щелочной среде. Затем, вследствие взаимодействия этих ионов с ионами Na^+ образуются растворимые в воде сульфиды Na_2S или NaHS . При слиянии такой водной фазы с железосодержащей водой происходит образование сульфида железа.

В работе /36-39/ показано, что при увеличении содержания сульфида железа в эмульсиях увеличивается и промежуточный слой. Наличие в нефти включений твердых частиц механических примесей, гидрофобизированных асфальто-смолистыми веществами и парафиновыми веществами, исключает утоньшение бронирующей оболочки до критических размеров (примерно 80-100 мкм), при которых возможен разрыв пленки, т.е. коалесценция капель /39/.

В природных условиях все перечисленные выше эмульгаторы встречаются одновременно в зависимости от природы добываемых нефтей, состава пластовых вод, характера пород на данном месторождении, а также от способа добычи нефти.

2.2 Механизм разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий

Процесс разрушения эмульсии зависит от её строения, характера природных стабилизаторов, состава нефти и т.д., поэтому эффективные технологические приемы для обезвоживания необходимо подбирать для каждого конкретного случая /40-43/.

Сущность процесса предварительной подготовки эмульсии к расслоению заключается в максимальном снижении её афегативной и кинематической устойчивости и включает несколько стадий.

На первой стадии этого процесса (флокуляция) капельки диспергированной фазы образуют скопление, в котором ещё не теряют индивидуальность. Это скопление может быть вторично диспергировано легким перемешиванием.

На второй стадии (коалесценция) происходит слияние капель при взаимном столкновении или контактировании с гидрофильной поверхностью, и их оседание под действием силы тяжести (седиментация). Это труднообратимая ступень процесса, т.к. для вторичного диспергирования необходимо очень сильное перемешивание /4,44/.

Наибольшее распространение получили термохимические методы воздействия, состоящие в обработке эмульсии деэмульгаторами в сочетании с термической обработкой.

В последние годы наметилась тенденция при разрушении эмульсии использовать не индивидуальные соединения, а композиции, которые наряду с деэмульгаторами содержат диспергаторы, смачиватели и высокомолекулярные полимеры /45/.

Помимо термической обработки, для разрушения эмульсии используют также и электрокоагуляцию – воздействие электрическим полем /46/. В отдельных случаях эффективным приемом может оказаться промывка или «полоскание» эмульсии, т.е. разбавление её чистой водой. Существуют и другие методы воздействия на эмульсию: центрифугирование, перемешивание, вибрация, обработка ультразвуком, фильтрация, способствующие в основном укрупнению капель воды /47-53/.

Особенность обезвоживания промежуточных слоев, ловушечных нефтей и нефтешламов состоит в том, что, как правило, не удастся ограничиться лишь одним из перечисленных выше приемов, и эффективная технология должна включать либо определенные сочетания, либо даже сочетание всех приемов /54-58/.

Проведенные, авторами работы /59/, исследования позволили несколько расширить теоретические представления о механизме разрушения устойчивых нефтяных эмульсий.

Мельчайшие частицы пород, сульфидов железа, нерастворимых солей в результате смачивания жидкостью и возникновения значительных сил поверхностного сцепления превращаются в центры коагуляции с образованием сначала нитей, перерастающих в пленки, что способствует образованию водонефтяной эмульсии высокой стойкости. При этом, под действием сил земной гравитации пленки, располагаясь в объеме водонефтяной эмульсии, принимают выгнутую форму. На их поверхности вместе с микрочастицами накапливаются не прореагировавшие ранее реагенты-деэмульгаторы. Они снижают прочность пленок и одновременно разрушают нефтяную оболочку на поверхности капель воды, находящихся в эмульсии нефти. При этом капли воды освобождаются из нефтяной оболочки и, контактируя с выгнутой пленкой, постепенно укрупняясь, стекают вниз до её впадины и после накопления прорывают её. Если капли воды стекают по наружной стороне пленки, то они, укрупнившись до критических размеров, срываются вниз до контакта с новой пленкой. При этом цепь пленок образует своего рода русла для транспортирования капель воды к границе водонефтяного контакта по криволинейной траектории.

Микрочастицы с каплями воды также стекают по выгнутым пленкам, накапливаются в их впадинах, разрывают и по вновь образованным руслам продолжают

двигаться к зоне раздела водной и нефтяной фаз. По мере осаждения, концентрация микрочастиц и удельная поверхность пленок возрастают. С достижением концентрации микрочастиц в пленках критической величины возросшие силы поверхностного сцепления замыкают пленки с формированием блоков, близких в идеальном случае к шарообразной форме. В зоне раздела фаз блоки образуют межфазный слой, имеющий плотную упаковку. С образованием межфазного слоя критической толщины начинается накапливание над ней четко видимого слоя водной фазы и процесс обезвоживания нефти резко ухудшается. Как показали визуальные наблюдения, жидкость по высоте отстойного резервуара в это время разделяется на 5 зон: обезвоженной нефти, обезвоживаемой нефти, накопление пластовой воды между обезвоживаемой нефтью и межфазным слоем, накопление межфазного слоя, дренажной водой.

Из анализа описанного процесса предварительного обезвоживания высоковязкой нефти методом гравитационного отстаивания можно заметить, что он состоит из пяти процессов.

В работе /60/ показано, что удаление природных стабилизаторов из нефти путем ультрацентрифугирования, осаждением низкокипящим парафиновым углеводородом или отбеливающими глинами, практически полностью предотвращает образование устойчивых эмульсий типа «вода в масле».

В технологии подготовки нефтяных эмульсий предусмотрено применение методов гидродинамического, электростатического и физико-химического воздействия в определенной последовательности и заданных режимах/61/.

В основе всех этих методов лежит принцип, изложенный Ребиндером П.А и его школой /1,3/. Разрушить структурно-механический барьер, препятствующий уменьшению толщины пленки при сближении капель и, тем самым, предотвращающий процесс их коалесценции, можно только с введением в систему более поверхностно-активных веществ, чем коллоидные стабилизаторы /62/.

Несмотря на многочисленные исследования о механизме действия деэмульгатора нет единого мнения. Так некоторые исследователи считают /63/, что эмульсия разрушается в результате контакта капли с раствором деэмульгатора, содержащего глобулы диспергированной пластовой воды. Вытеснив с поверхности глобулы природные эмульгирующие вещества, деэмульгатор образует гидрофильный адсорбционный слой, не обладающий структурно-механической прочностью и препятствующий образованию новых пленок на границе раздела. Капли воды при столкновении сливаются в более крупные и образуют водную фазу /64/.

Согласно гипотезе Неймана, разрушение эмульсии является коллоидно-физическим процессом, поэтому решающую роль играет не химическая структура деэмульгатора, а его коллоидные свойства. Деэмульгатор, адсорбируясь на границе раздела, изменяет смачиваемость природных эмульгаторов и способность перевода их с границы раздела в объем нефтяной или водной фазы. Сопоставляя действие водо- и нефтерастворимых деэмульгаторов, Нейман пришел к заключению, что водорастворимый деэмульгатор, оставаясь в водной фазе, способствует хорошему обезвоживанию нефти, но содержание нефтепродуктов в ней может быть высоким, в то время как нефтерастворимый деэмульгатор остается в обеих фазах и предотвращает диспергирование нефти в воде. Вследствие массопередачи, молекулы воды быстрее коалесцируют во втором случае.

Нейман показал /65/, что деэмульгатор после ввода в эмульсию разделяется на две части водо- и нефтерастворимую. Водорастворимая часть деэмульгатора непосредственно контактирует с глобулой пластовой воды, деэмульгатор в результате диффузии переходит в защитный слой и замещает бронирующую пленку. Нефтерастворимая часть деэмульгатора, адсорбируясь на границе раздела фаз, пептизирует бронирующие слои и вытесняет эмульгаторы с границы раздела фаз.

Распределение деэмульгатора между нефтяной и водной фазами зависит от его природы (водо- и нефтерастворимый), состава нефти, минерализации воды, обводненности, интенсивности и времени перемешивания, температуры деэмульсации. Один и тот же деэмульгатор распределяется в водонефтяном потоке различных месторождений по-разному, что связано с составом и свойствами природных ПАВ нефти.

В процессе разрушения эмульсий происходит «связывание» деэмульгатора в разной степени природными ПАВ и механическими примесями, содержащимися как в нефти, так и в водной фазе. Переходу деэмульгатора в нефтяную фазу способствуют превышение температуры деэмульсации над температурой помутнения деэмульгатора и минерализация воды /66-67/.

Некоторые исследователи /10/ считают, что при введении реагента-деэмульгатора в нефтяную эмульсию на границе раздела воды и нефти протекают следующие процессы:

- инверсия (обращение) смачивания поверхности твердых частиц, входящих в состав защитных слоев, в результате чего частицы будут целиком смачиваться какой-либо одной фазой - нефтью или водой, и втягиваться полностью внутрь этой фазы;
- адсорбционное вытеснение более поверхностно-активным реагентом молекулярных и коллоидных эмульгаторов, адсорбированных на нефте-водной границе раздела. Одновременно реагент должен оказывать пептизирующее

действие на гели этих эмульгаторов, то есть, адсорбируясь на поверхности коллоидных частиц, способствовать их диспергации в объемных фазах эмульсии.

- В результате этих процессов состав поверхностного слоя на границе раздела воды и нефти претерпевает коренные изменения. Все природные эмульгаторы, входящие в ее состав оказываются удаленными с границы раздела в объемные фазы, и их место занимает слой адсорбированных молекул реагента-деэмульгатора. Ясно, что этот слой не должен оказывать заметного стабилизирующего действия на капли воды, эмульгированных в нефти, т.к. в этом случае реагент, разрушив защитные слои природных эмульгаторов, сам будет стабилизировать эмульсию воды в нефти.

В работах /68-70/, авторы предполагают, что разрушение эмульсий представляет собой пятистадийный процесс, включающий смешение деэмульгатора с нефтяной эмульсией и доведение его до капель воды; разрушение защитных оболочек на каплях воды; сближение и контакт капель воды; слияние капель воды; разделение фаз.

Для осуществления данных стадий процесса в технологии подготовки нефти применяют три технологические операции /71/:

- обработку эмульсии деэмульгатором;
- подготовку эмульсии к разделению;
- отстаивание эмульсии.

При обработке эмульсии деэмульгатором завершаются первые две стадии процесса её разрушения, при подготовке к разделению – третья и четвертая, при отстаивании – пятая.

Технологическая операция, в свою очередь, включает набор различных технологических приемов. Например: операция по обработке эмульсии деэмульгатором предусматривает прием по вводу деэмульгатора в различном виде и через разные устройства в поток эмульсии, прием по транспортированию смеси деэмульгатора и эмульсии при соответствующем гидродинамическом режиме и др.

Очевидно, что качественные и количественные показатели процесса обезвоживания нефти могут быть достигнуты в том случае, если осуществится последовательное и полное завершение всех трех, входящих в него, технологических операций.

Для оценки полноты завершения первой технологической операции предложены методы /72-73/, позволяющие определить относительное количество воды, выделившейся

при отстаивании эмульсии в обычных условиях или центробежном поле. Найденная величина, которая обозначена как «степень разрушения нефтяных эмульсий», показывает, у какой части дисперсной фазы разрушились защитные оболочки.

Завершение второй технологической операции предложено характеризовать условным параметром – размером капель воды, рассчитанным при обработке полученных экспериментально кривых кинетики разделения эмульсии /74/. Данная предпосылка не вызывает сомнений, когда разделению подвергаются разбавленные нефтяные эмульсии (осажденные по Стоксу). Подобные условия существуют, например, на ступени термохимического обезвоживания и обессоливания. Разделение концентрированных эмульсий, происходит в находящемся на границе раздела фаз подвижном, «кипящем» слое, состоящим из укрупнившихся капель воды.

«Кипящий» слой имеет четкие верхнюю и нижнюю границы, отделяющие его от обезвоженной (до 2-5%) нефти и пластовой воды. Каждая капля воды в таком слое многократно в процессе коалесценции с соседними каплями увеличивает размеры, перемещается в нижнюю часть слоя и затем коалесцирует на границе раздела фаз. Подобно тому, как седиментационные кривые являются характеристикой разбавленных дисперсных систем, кривые кинетики разделения эмульсии могут служить характеристикой концентрированных дисперсных систем, показывая распределение капель воды по времени их «жизни» в слое. Поскольку, время «жизни» капель воды непосредственно связано с их первоначальным размером и степенью разрушения на них защитных оболочек, кривые кинетики разделения эмульсии дают практически полную информацию о первых двух технологических операциях: обработке эмульсии деэмульгатором и её подготовке к разделению.

Авторами /75/ предложен способ, основанный на получении седиментационных и кинетических кривых, характеризующих завершение выше перечисленных технологических операций, позволяющих оперативно вывести установку на оптимальный режим работы, либо обосновать комплекс мероприятий по её модернизации.

Деэмульгаторы, применяемые в процессах промысловой подготовки нефти, при концентрациях, равных удельным расходам, обычно не растворяются в нефтяной фазе эмульсии. Поэтому для равномерного распределения деэмульгатора в объеме нефтяной фазы эмульсии и создания оптимальных условий доставки деэмульгатора к поверхности капель эмульгированной воды необходимо интенсивное диспергирование деэмульгатора /76-79/.

Однако интенсивное перемешивание нефтяной эмульсии с деэмульгатором приводит к значительному диспергированию капель эмульгированной воды, что повышает

устойчивость эмульсии и содержание в ней остаточной воды. В каждом случае интенсивность и продолжительность перемешивания эмульсии с деэмульгатором должны обеспечивать максимальное диспергирование деэмульгатора в объеме нефтяной фазы и не допускать значительного диспергирования капльэмульгированной воды /80-81/.

Исходя из современных представлений о механизме формирования стойких нефтяных эмульсий известно, частицы механических примесей, имея дифильное строение поверхности, концентрируются на границе раздела фаз эмульсии, принципиально меняют структуру и состав защитных слоев на поверхности капль эмульгированной воды, что, в свою очередь, приводит к резкому увеличению устойчивости эмульсии.

Изменения состава строения защитных слоев, вызванные механическими примесями, выдвигают новые требования к деэмульгаторам, используемых в процессах подготовки нефтей с повышенным содержанием механических примесей. В этих условиях не срабатывает механизм разрушения защитных слоев на поверхности капль деэмульгированной воды, основанный на адсорбционным вытеснении природных стабилизаторов молекулами деэмульгатора, обладающими большей поверхностной активностью на данной границе раздела фаз / 87/.

Можно предположить, что применяемый для обработки эмульсионных нефтей, содержащих механические примеси, деэмульгатор должен иметь ряд специфических свойств, в т.ч. и адсорбироваться на поверхности минеральных частиц, изменяя дифильную структуру поверхности этих частиц на монофильную (гидрофобную или гидрофильную). В результате нарушаются контакты с водной или углеводородной фазой эмульсии, и частицы, поверхность которых стала монофильной, перейдут границы раздела фаз в объем водной или углеводородной фазы, способствуя разрушению защитных слоев на поверхности капль эмульгированной воды.

Представляется важным к новым требованиям к деэмульгаторам отнести их смачивающую способность.

С экологической точки зрения немаловажным в подготовке нефти помимо её качественных показателей, является качество дренажной воды, которая после предварительной очистки на специальных установках подается в систему поддержания пластового давления или используется для иных промысловых и бытовых нужд. В этом аспекте серьезные требования предъявляются к дренажной воде по остаточному содержанию механических примесей с высокомолекулярных частью нефти (асфальто-смолистые соединения и тугоплавкие парафины). Подобные парафино-смолистоасфальтеновые образования требуют разработки специальных технологических приемов и методов их переработки и утилизации, а также нахождения их применения в

различных отраслях народного хозяйства. В частности, технология должна обеспечивать высокое качество сбрасываемых вод при низких энерго- и материалозатратах. Содержание нефти и механических примесей в сточной воде и обуславливает выбор технологии водоподготовки /82-86/.

2.3 Пути предотвращения образования трудно разрушаемых водонефтяных эмульсий

Известной проблемой в процессе нефтедобычи является добыча, транспортировка и подготовка сероводородсодержащей нефти. Наличие такого агрессивного агента как сероводород, ведет к повышенной коррозии скважинного оборудования, трубопроводов, корпусов аппаратов. Появление в перерабатываемом сырье продуктов коррозии в виде сульфида железа, окислов железа и их соединений с органическими связующими входящими в состав нефти, приводит к образованию значительного количества трудно разрушаемой эмульсии даже при применении высокоэффективных реагентов-деэмульгаторов. Отмечено, что при содержании сульфида железа в нефтяной фазе более 100 г/т, удаление из нефти воды, минеральных примесей приводит к образованию промежуточного, не расслаивающегося слоя эмульсии нефти в воде. Для решения проблемы проявления сероводорода к настоящему времени разработано несколько способов борьбы с ним в продукции скважин:

- 1 Реагентная нейтрализация сероводорода в продукции добывающих скважин;
- 2 Катализное окисление с отдувкой кислородом воздуха на территории установок подготовки нефти;
- 3 Отдувка углеводородным газом;
- 4 Применение бактерицидов в системе поддержания пластового давления для борьбы с сульфатовосстанавливающими бактериями;
- 5 Безреагентные способы нейтрализации сероводорода.

У каждого из перечисленных способов существуют достоинства и недостатки.

Для реагентного и бактерицидного методов:

(+) – стандартное оборудование, малые энергозатраты, защита оборудования, начиная со скважины.

(–) – необходимость применения больших дозировок с соответствующими затратами на закупку, доставку, хранение и распределение по точкам применения.

Для катализаторного метода окисления:

(+) – высокая эффективность, универсальность (очистка и жидкости), высокая производительность.

(–) – большая материалоемкость, применение только на участках подготовки нефти, необходимость отказа от герметичной системы подготовки нефти.

Для отдувки углеводородным газом:

(+) – возможность применения попутного нефтяного газа, высокая производительность, относительная дешевизна.

(–) – необходимость применения газа, не содержащего сероводород, необходимость последующей его собственной очистки.

Безреагентные методы нейтрализации сероводорода к настоящему моменту практически не имеют промышленного применения в связи с отсутствием промышленно изготавливаемого оборудования, больших энергозатрат, сложностью самих технологий. Привлекательной стороной подобной технологии является отсутствие затрат на реагенты и способность подключения оборудования в необходимом месте.

Рассматривая возможные пути нейтрализации сероводорода, следует учитывать особенности продукции добываемой на месторождении «Узень». Средняя обводненность добываемой продукции составляет 80%. Нефть месторождения отличается высоким содержанием парафинов, смол и присутствием асфальтенов. Температура застывания такой нефти составляет 35-40°C, что влечет за собой необходимость широкого применения системы путевых подогревателей различного типа. Так как нефть, нефтяная эмульсия являются сложными многокомпонентными дисперсными образованиями то, циклический нагрев и охлаждение вносит свою долю структурных изменений сырья. При этом может происходить образование новых соединений и композиций уже не растворимых в нефти и водной фазе.

Скважинная жидкость после поднятия на поверхность первоначально проходит печи путевого подогрева (нагрев через теплоноситель- вода), в дальнейшем добытая продукция подогревается в радиантных печах прямого нагрева и поступает на вход УПСВ. Проходя все процедуры отделения от нефти, вода в дальнейшем подвергается очистке и передается в систему ППД для утилизации. Изменения, которые претерпевает попутно добываемая с нефтью вода, также могут вносить свой вклад в образование «сажи» и плохо разрушаемых промежуточных слоев.

По современным представлениям нефть – это сложная, коллоидная система органических соединений в которой, твердые соединения (асфальтены, карбены, карбоиды) диспергированы в смеси взаиморастворимых смол и гибридных структур

полициклических и линейных углеводородов. Стабильность такой коллоидной системы, обусловлена наличием в ней поверхностно-активных компонентов, химической природой высокомолекулярных углеводородов и соотношением ее основных компонентов – углеводородов, смол и асфальтенов /88/.

Асфальтены и образующиеся чаще всего после нагрева их модификации (карбены и карбонды) – твердые, неплавкие вещества с плотностью несколько больше 1 и молекулярной массой 1000-5000 и более. Общее содержание асфальтенов в нефти Узеньского месторождения доходит до 6%, в смолисто-асфальтоновой ее части – 13% асфальтенов, 87% смол. Еще более 100 лет назад Д.И.Менделеев подчеркивал что, чем тяжелее нефть, тем менее жесткому термическому нагреву она должна подвергаться, если мы хотим избежать термической деструкции наиболее высокомолекулярных её компонентов. Так же для условий нефтеперерабатывающих предприятий отмечалось, что для бессернистых нефтей в процессе отгонки бензиново-керосиновой фракции (до 260°C), идет простая концентрация смолисто-асфальтеновых веществ. В тоже время для сернистых нефтей, помимо концентрирования, идут процессы образования асфальтенов за счет превращения смолистой части нефти.

Учитывая, что в продукции Узеньского месторождения присутствуют сульфиды железа, железная окалина, силикаты и алюмосиликаты (частицы пластовой породы), то вполне вероятно ожидать низкотемпературную (~200°C) каталитическую конденсацию асфальтенов в карбены и карбоиды.

Исходя из предположения что «сажа» – это модификация асфальтенов, содержащихся в добываемой нефти, был проведен анализ на содержание органической составляющей отобранных проб. Результаты органического анализа проб представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1-

Результаты анализа проб промежуточных слоев (трудноразрушаемой эмульсии)

Проба	Результаты определения			Соотношение С/Н	Примечание
	%С	% Н	% N		
1	45,27	11,26	отсутст.	4,02	скважинная групповая
	45,64	12.16	отсутст.	3,75	проба неоднородна
2	58,61	9,98	следы	8,40	путевая, корректор масс
	57,15	10,21	следы	5,60	проба неоднородна
3	58.72	11,58	следы	5,07	РВС УПСВ
	57,00	11,92	следы	4,78	

Полученные результаты анализа говорят об относительной стабильности состава представленных образцов промежуточных слоев и увеличения содержания углерода (на 10-20 %).

Подобные изменения, можно охарактеризовать, как процессы конденсации асфальтеновой части продукции месторождения. Представлены далее данные по ИК-спектральному анализу, которые также не опровергают эти предположения (изменения спектра частот в области $1600-1800\text{ см}^{-1}$ относящиеся к валентным колебаниям $\text{C}=\text{C}$ группы в поликонденсированном ароматическом ядре). Однако окончательное подтверждение выдвинутых предположений потребует полной расшифровки ИК-спектров образцов, изучением других спектральных частот (ПМР, ЯМР, рентгеноструктурный анализ).

Для Узеньского месторождения предлагается реагентный метод борьбы с сероводородом и последствиями его проявлений. Опубликованные в печати результаты тестирования различных реагентов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2-

Результаты тестирования нейтрализаторов сероводорода

№ п/п	Наименование реагента	Содержание H_2S в пробе нефти, ppm		Абсорбционная емкость H_2S кг/т
		исходное	после	
1	2	3	4	5
1	Моноэтаноламин	134,6	76,6	120
		202	49,9	300
2	Na_2CO_3	202	160,7	80
3	Сульфачек	202	118,4	170
4	ПАК	202	148,8	110
5	ПСВ 3401 Д	134,4	42,7	180
		171	41,7	260
6	ПСВ 3401 Б	135,4	56,2	160
		134,6	28	210
7	Сонпар-6401	217,7	207,3	20
8	Сонпар-5402	217,7	172,7	90
9	Сонпар-6403	217,7	186	60
10	Сондем 4401-131	174,5	133,5	80
11	Сондем 4403-183	174,5	99	150
12	Сонцид-8102	174,5	38,7	270
13	Сонцид-8103	122,6	89,9	0,07
14	Сонцид-8104	122,6	100,3	40
15	Сонкор 9011	122,6	199,1	150
16	9510	122,6	222,8	200
17	9601	122,6	191,5	140
18	Gaz Treat 120	177,4	87,1	180
19	Gaz Treat K-131	177,4	64,4	0,23
20	Gaz Treat 157	122,6	105,1	0,04
21	«Альтолсан»	122,6	182,1	0
22	НСМ-1 марка А	224,3	95	260
23	НСМ-1 марка Б	224,3	138,8	170
24	НСМ-2	224,3	65,8	300
25	НТН 50 А	329,9	163,6	305
26	НТН 50 Б	329,9	194,9	270
27	НТН 50 С	329,9	172,9	300
28	СНПХ №1	257	192,5	130
29	СНПХ №2	257	208,8	0,1

30	СНПХ №3	257	204,5	110
31	СНПХ №4	257	145,8	220
32	Ранкоук-152	220	127	310

Предварительные исследования на модельной нефти разработанного для Узеньского месторождения реагента Ранкоук-152 показали высокую его эффективность по отношению к сероводороду (таблица 2.3).

Для более полной оценки предлагаемого реагента необходимо провести расширенные опытно-промышленные испытания непосредственно на скважинах в натурных условиях месторождения.

Для месторождения Узень проявления сероводорода существует не по всему месторождению, а выявляются локально на некоторых скважинах групповых устройствах. Максимальная ранее найденная концентрация сероводорода в исследованных скважинах (1276, 7863, ГУ-46) составляла 200-300 г/м³ скважинной продукции.

Отмечено, что продукция, пройдя через печи с прямым нагревом (радиантные без теплоносителя) приобретает определенное количество мелкодисперсной примеси нерастворимой как в нефтяной среде, так и водной фазе которую и относят к «саже». В летний сезон, когда печи подогрева не работают, картина образования мехпримесей существенно не меняется.

В таблице 2.3 приведены концентрации сероводорода на момент отбора жидкости.

Таблица 2.3-

Данные анализа на содержание сероводорода и мехпримесей

Объект	Скважина №			ГУ-46	КорМас-3	УПСВ-2 вход	УДО-12 (УПСВ)	КНС-7
	1276	7186	7863					
Содержание Na ₂ S, мг/л	165	<0,7	280	14,2	<0,7	14	<0,7	нет данных
Осаждение после 12 ч отстоя	нет	нет	нет	нет	осадок 1,95 г/дм ³	осадок 3,7 г/дм ³	осадок 4,0 г/дм ³	осадок 0,29 г/дм ³
Примечание	чист.	чист.	чист.	чист.	сажа (+)	сажа (+)	сажа (+)	сажа (+)

Выводы

1. Природа промежуточных слоев представляется как комплекс сульфидов и оксидов железа с асфальтенами в сочетании с карбенами и карбоидами.
2. Для предотвращения образования сероводорода необходимо:

А) В первую очередь для определения объектов зараженности и локальных источников, провести мониторинг содержания биогенного сероводорода по всему месторождению во всей системе пласт – скважина – наземное оборудование.

В) В водоводы низкого давления по наиболее зараженным направлениям, с учетом гидродинамических особенностей пласта, подать ударную дозировку бактерицидов, с последующим дозированием бактериостатических концентраций.

С) В добывающих скважинах с высоким содержанием сероводорода установить дозирование нейтрализатора сероводорода.

Предлагаемые меры позволят значительно снизить или полностью ликвидировать неорганическую часть «сажи».

3. Что касается органической составляющей промежуточных слоев, то убрать ее после образования в печах прямого нагрева можно только на установках УПСВ с помощью флокулянтов и коагулянтов, так как карбены и карбоиды не растворимы ни в нефти, ни в воде. Напоминая по своим свойствам конденсированные полимеры, они практически не поддаются разрушению. Наиболее целесообразно удалять их из сферы процесса демульсации на УПСВ с применением технологий их флокулирования и коагулирования, с последующей закачкой со сточной водой в наиболее обводненные участки месторождения в роли реагентов повышения нефтеотдачи.

3. ПРОВЕДЕНИЕ КОМПЛЕКСА ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОТХОДОВ

3.1 Методическая часть

Оценка технологии разрушения промслоев с помощью композиции ДН-9010 различных составов (Состав I, Состав II, Состав III) проводилась по следующим параметрам:

- содержание воды в исходных образцах и остаточное содержание воды $W_{\text{ост.}}$, %;
- содержание хлористых солей в исходных образцах и в полученной нефти, мг/л;
- содержание механических примесей в исходных образцах и в полученной нефти, % с помощью описанных ниже методик.

3.1.1 Методика проведения эксперимента

Эксперимент проводился методом «бутылочной пробы» (статический отстой). Пастообразные образцы промслоев нагревали при температуре 50⁰С в течение 15-20 минут, переводя их в жидкое состояние. В отстойники наливали 43, 42, 41, 40 грамм промслоя, затем вносилось соответственно 7, 8, 9, 10 грамм композиции для разрушения промслоев, что соответствовало 7%, 8%, 9%, 10% от промслоя. Далее проводилось перемешивание 10-ти кратным переворачиванием отстойников, и отстойники помещались в водяную баню. Объем выделившейся при разрушении промслоя воды фиксировали через 0,5; 1; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0; 3,5; 4,0 часов. По истечении 4-х часов нагрев отключали и выдерживали промслои в водяной бане при спадающей температуре (4-5⁰С) в течение 20 часов. По истечении времени отстоя нефтяную фазу отделяли.

Эффективность композиции (Состав I, Состав II, Состав III) оценивали по следующим параметрам:

- количество выделившейся воды, мл;
- остаточное содержание воды в нефти, %;
- содержание солей в нефти, мг/л;
- содержание механических примесей, %.

3.1.2 Методика определения воды отгонкой с органическим растворителем (Метод Дина и Старка) ГОСТ 14870-77

Сущность метода заключается в отгонке воды и смеси вещества с растворителем, образующим азеотропную смесь с водой. В качестве растворителя используют бензол по ГОСТ 5955-75 или толуол по ГОСТ 5789-78.

Массу навески нефтяной эмульсии выбирают в зависимости от предполагаемой массовой доли воды таким образом, чтобы отогнанный объем воды в градуированном цилиндре составлял 0,3-0,8 см³.

Навеску анализируемой эмульсии или нефти помещают в колбу и прибавляют 50-100 см³ растворителя.

Содержимое колбы тщательно перемешивают и вносят для равномерного кипения кусочки фарфора. Колбу соединяют с насадкой Дина-Старка и нагревают в колбогрейке до кипения. Кипячение прекращают, когда объем воды в приемнике (насадке) перестает увеличиваться и верхний слой растворителя в приемнике станет прозрачным.

Вся отогнанная вода должна собраться в нижней части приемника. Капли воды, осевшие на стенках приемника или трубке холодильника, сталкивают стеклянной палочкой с резиновым наконечником. После охлаждения жидкости в приемнике до комнатной температуры отмечают объем отогнанной воды.

Массовую долю воды (X₂) в процентах вычисляют по формуле:

$$X_2 = \frac{V \times \rho \times 100}{m} \quad (3.1)$$

где V - объем воды в приемнике, см³;

ρ - плотность воды, г/см³;

m - масса навески, г.

3.1.3 Методика определения хлористых солей (ГОСТ 21534-76)

- 1 Пробу нефти хорошо перемешивают в течение 10 минут встряхиванием. Сразу после встряхивания пипеткой берут пробу в количестве, указанном в таблице 3.1.

Таблица 3.1-

Количество пробы нефти в зависимости от концентрации хлористых солей

Массовая концентрация хлористых солей, г/дм³	Объем нефти, см³
до 50	100
св. 50 до 100	50
св. 100 до 200	25
св. 200	10

- 2 Пробу анализируемой нефти переносят в делительную воронку с мешалкой. Остаток нефти со стенок пипетки тщательно смывают толуолом в объеме, указанном в таблице 3.2.

Таблица 3.2-

Объем растворителя (толуола) в зависимости от количества нефти	
Объем нефти, см ³	Объем растворителя, см ³
От 10 до 25	20
св. 25 до 50	40
св. 50 до 100	от 80 до 100

Содержимое делительной воронки перемешивают 1-2 минуты мешалкой (500-600 об/мин), затем приливают 100 см³ горячей дистиллированной воды и экстрагируют хлористые соли, перемешивая содержимое воронки в течение 10 минут. Если при этом образуется эмульсия, то для ее разрушения добавляют 5-7 капель 2%-ного раствора деэмульгатора. После экстракции фильтруют водный слой через стеклянную конусообразную воронку с бумажным фильтром в коническую колбу вместимостью 250 мл.

Содержимое делительной воронки промывают 35-40 см³ горячей дистиллированной воды, которую сливают через стеклянную конусообразную воронку с бумажным фильтром в ту же коническую колбу. Фильтр промывают 10-15 см³ горячей дистиллированной воды. Всего на промывку расходуют 50 см³ воды.

Для проверки полноты извлечения хлористых солей готовят несколько водных вытяжек, каждую из них экстрагируют не менее 5 минут. Каждую водную вытяжку титруют отдельно.

- 3 В колбу с подготовленной для титрования водной вытяжкой приливают 0,2 моль/дм³ раствора азотной кислоты до pH = 4 и 10 капель 1% спиртового раствора дифенил карбазида и титруют 0,01% раствором азотнокислой ртути до появления слабо розового окрашивания, не исчезающего в течение 1 минуты. Окраску анализируемого раствора сравнивают с окраской контрольного опыта (в коническую колбу наливают 150 мл дистиллированной воды, 2 мл 0,2 моль/дм³ раствора азотной кислоты, 10 капель 1% спиртового раствора дифенил карбазида и титруют 0,01% раствором азотнокислой ртути до появления слабо розового окрашивания, не исчезающего в течение 1 минуты).

- 4 Обработка результатов:

Массовую долю хлористых солей (X), мг/дм³ вычисляют по формуле:

$$X = \frac{(V_1 - V_2) \times T \times 1000 \times A}{V_3} \quad (3.2)$$

где, V_1 - объем 0,01 % $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$ израсходованной на титрование водной вытяжки, мл;

V_2 - объем 0,01 % $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$ израсходованной на титрование холостой пробы, мл;

V_3 - объем нефти, взятой для анализа, мл;

T - титр раствора $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$;

1000 - коэффициент для пересчета массовой концентрации хлористых солей в 1 дм^3 нефти;

A - коэффициент, выражающий отношение объема, до которого была разбавлена водная вытяжка, к объему раствора, взятому для титрования (при титровании всей водной вытяжки $A = 1$).

3.1.4 Методика определения механических примесей (ГОСТ 6370—83)

- 1 Пробу нефти хорошо перемешивают встряхиванием в течение 5 минут в емкости, заполненной не более чем на 3/4 ее вместимости.
- 2 Бумажный фильтр промывают тем же раствором, который применяют при испытании, помещают в чистый сухой стаканчик для взвешивания (бокс). Стаканчик с фильтром с открытой крышкой сушат в сушильном шкафу при температуре 105 ± 2 °C в течение 45 минут, после чего стаканчик закрывают крышкой, охлаждают в эксикаторе в течение 30 минут и взвешивают с погрешностью не более 0,0002 г.

Стаканчик с фильтром высушивают и взвешивают до получения расхождения между двумя последовательными взвешиваниями не более 0,0004 г. Повторные высушивания фильтра производят в течение 30 минут.

- 3 В стакан вместимостью 600 или 1000 см^3 помещают подготовленную пробу нефти и разбавляют подогретым толуолом в соотношении 1:5. Содержимое стакана фильтруют через подготовленный фильтр, помещенный в стеклянную воронку.

Раствор наливают на фильтр по стеклянной палочке, воронку с фильтром наполняют раствором не более чем на 3/4 высоты фильтра. Остаток на стакане смывают на фильтр чистым толуолом.

После фильтрации фильтр с осадком промывают подогретым толуолом до тех пор, пока на фильтре не будет следов нефти и толуол не будет стекать совершенно чистым.

Дополнительно промывают фильтр подогретой спирто-толуольной смесью. Затем промывают фильтр горячей водой.

- 4 По окончании промывки фильтр с осадком переносят в стаканчик для взвешивания и сушат с открытой крышкой в сушильном шкафу не менее 45 минут при температуре 105 ± 2 °С, после чего стаканчик закрывают крышкой, охлаждают в эксикаторе в течение 30 минут и взвешивают с погрешностью не более 0,0002 г.

Стаканчик с фильтром высушивают и взвешивают до получения расхождений между двумя последовательными взвешиваниями не более 0,0004 г. Повторные высушивания фильтра проводят в течение 30 минут.

Массовую долю механических примесей (X) в процентах вычисляют по формуле:

$$X = \frac{(m_1 - m_2) \times 100}{m_3} \quad (3.3)$$

где, m_1 - масса стакана + фильтр + примеси;

m_2 - масса стакана + фильтр чистый;

m_3 - масса пробы.

3.2 Экспериментальная часть

Для анализа состава жидких отходов подготовки нефти была использована технология разрушения высокостойких промежуточных слоев (патент № 2325428 РФ) «Способ разрушения промежуточного эмульсионного слоя, образующегося в процессе обезвоживания нефти».

Данная технология подразумевает комплексное воздействие на структуры высокоустойчивых эмульсий. В состав композиции входит кислотный компонент, растворитель-гомогенизатор, поверхностно-активные вещества различных классов.

Механизм разработанной технологии подразумевает:

- растворение твердых стабилизаторов (солей сульфида и окислов железа и др.);
- разрыхление адсорбционных слоев естественных ПАВ при миграции через межфазную границу растворителя;
- замещение естественных ПАВ нефти синтетическими ПАВ.

Для разрушения представленных промслоев были выбраны композиция ДН-9010 (Состава I, Состава II, Состава III).

Полученные образцы промслоев с различных уровней (1м, 2м, 3м, 4м от дна) и отстойника представляли собой пастообразную нефтяную эмульсию.

Нами было определено содержание воды, солей и механических примесей.

Образец отобранный с 1 метра от дна содержал:

- солей - 17550 мг/л;
- механических примесей - 1,91 %;
- воды - 34 %.

Образец, отобранный с 2-х метров от дна содержал:

- солей - 14625 мг/л;
- механических примесей - 1,46 %;
- воды - 20 %.

Образец, отобранный с 3-х метров от дна содержал:

- солей - 18600 мг/л;
- механических примесей - 4,98 %;
- воды - 28 %.

Образец, отобранный с 4-х метров от дна содержал:

- солей - 5850 мг/л;
- механических примесей - 1,12 %;
- воды - 16 %

Образец, отобранный с отстойника содержал:

- солей - 18675 мг/л;
- механических примесей - 3,08 %;
- воды - 13 %.

3.2.1 Исследование реологических характеристик промысла и полученной нефти в процессе разрушения промысла

Проведено изучение реологических характеристик образца, отобранного из РВС-1 (4 м от днища), до обработки реагентом и отсепарированного от воды промысла после обработки реагентом при удельном расходе ДН-9010 (Состав I) при удельном расходе 20 % объем. и температуре $70 \pm 2^{\circ}\text{C}$ в течение 4 часов. Измерения проводились с помощью ротационного вискозиметра погружного типа «Полимер РПЭ-1М» при температурах 40, 50, 60°C . Заданная температура поддерживалась в термостатируемой ячейке прибора, подсоединенной к термостату U-2.

Принцип действия вискозиметра, основан на измерении момента сопротивления сдвигу, испытываемого материала, помещенного в зазор между воспринимающими элементами, при вращении одного из них с постоянной угловой скоростью, путем преобразования угла закручивания упругого элемента во временной интервал,

пропорциональный динамической вязкости. При исследуемых температурах динамическая вязкость снижается с ростом скорости сдвига нелинейно, как следует из приведенных рисунков (3.1, 3.2, 3.3), где для сравнения даны зависимости образца промытого до и после обработки его композицией ДН-9010 (Состав I). Как следует из приведенных рисунков, обработка промытого композицией ДН-9010 (Состав I) снижает динамическую вязкость в среднем в 2 раза. Таким образом, наряду с отделением воды, т.е. разрушением высоковязкой нефтяной эмульсии, уменьшением содержания механических примесей, хлористых солей и введением органического растворителя, содержащимся в составе композиции, улучшает его реологические свойства, т.е. способствует улучшению его текучести.

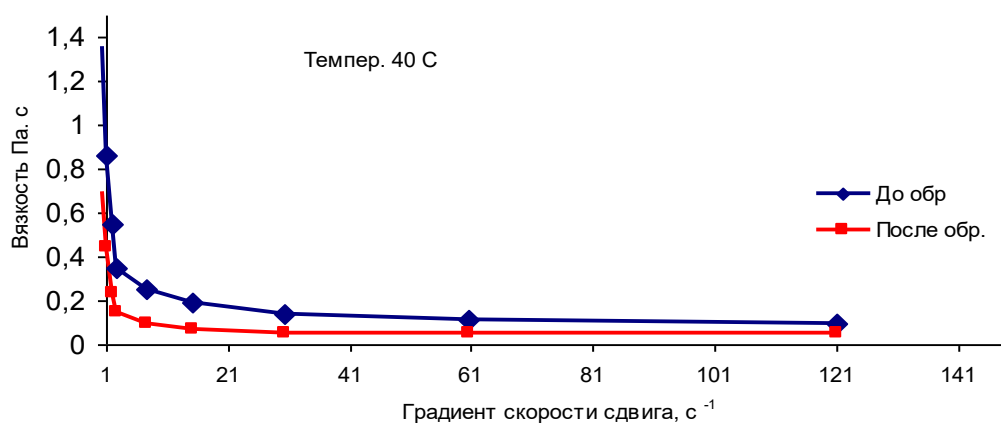


Рисунок 3-1- Зависимость вязкости от скорости сдвига при $T=40^{\circ}\text{C}$

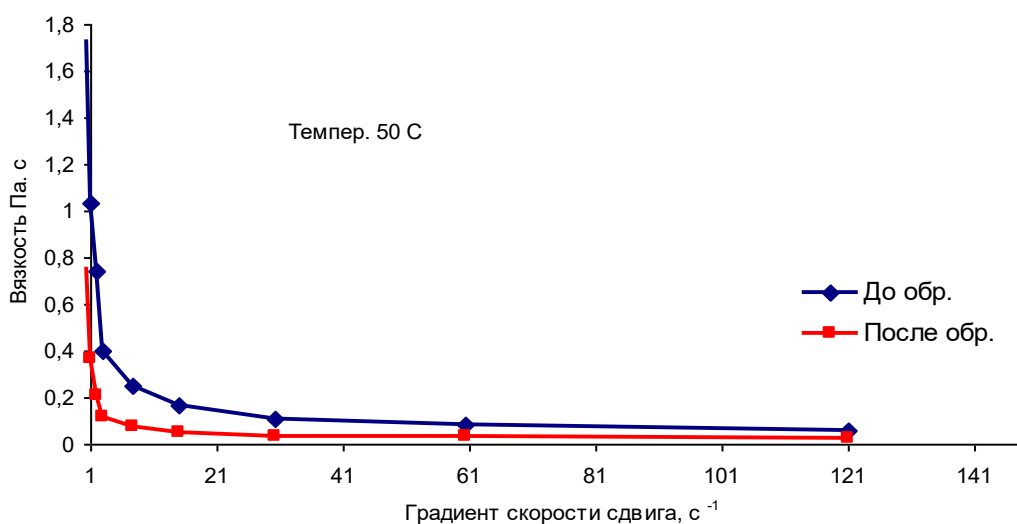


Рисунок 3-2- Зависимость вязкости от скорости сдвига при $T=50^{\circ}\text{C}$

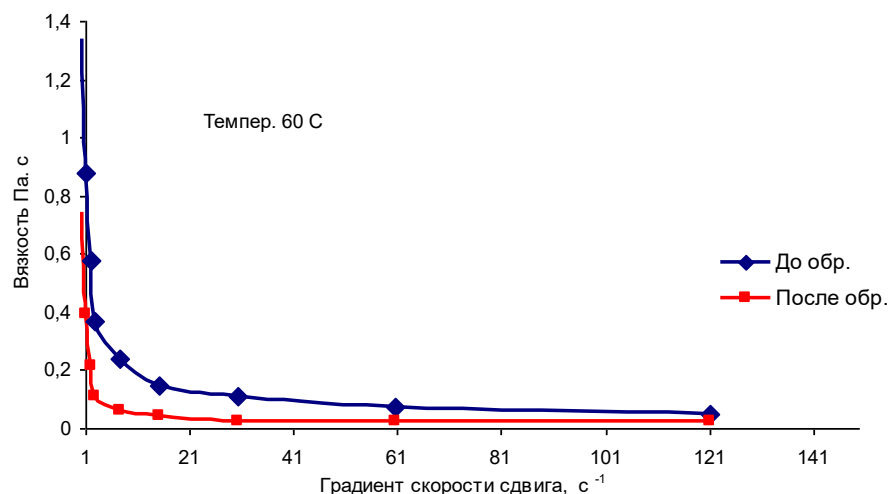


Рисунок 3-3- Зависимость вязкости от скорости сдвига при $T=60^{\circ}\text{C}$

3.2.2 Лабораторное исследование процесса разрушения промслоев при выбранном удельном расходе композиции, состава композиции и температуры

В заключительной стадии экспериментальной части исследования нами были выбраны технологические параметры процесса разрушения высокоустойчивой эмульсии (промслоя). Образцы промслоев были обработаны композицией ДН-9010 (Состав I) при удельном расходе 20 % объем. от промслоя и температуре $70 \pm 2^{\circ}\text{C}$. Эффективность технологии при обработке промслоев композицией ДН-9010 (Состав I) оценивалась по следующим параметрам:

- остаточное содержание воды в полученной нефти, Wост., % ;
- остаточное содержание хлористых солей в полученной нефти, мг/л ;
- остаточное содержание механических примесей в полученной нефти, %.

Результаты испытаний представлены в таблице 3.3 .

Таблица 3.3-

Результаты испытаний композиции ДН-9010 (Состав I)

Место отбора пробы промслоя	Композиция и удельный расход, %	Температура отстоя, $^{\circ}\text{C}$	Время отстоя, час	Содержание в исходном образце			Остаточное содержание в полученной нефти		
				воды, %	солей, мг/л	мех.примесей, %	воды, %	солей, мг/л	мех. примесей, %
ЦППН РВС-1 (1 м от днища)	ДН-9010 (Состав I)	70	24	34	17550	1,91	0,06	1140	0,463
ЦППН РВС-1 (2 м от днища)	ДН-9010 (Состав I)	70	24	20	14625	1,46	0,09	1684	0,147
ЦППН РВС-1 (4 м от днища)	ДН-9010 (Состав I)	70	24	16	5850	1,12	0,09	2964	0,0124

днища)									
отстойник	ДН-9010 (Состав I)	70	24	13	18175	3,08	0,12	1638	0,146
ЦППН Смесь промслова с РВС-1 (3 м от днища + 4 м от днища) в соотноше нии 30 % + 70%	ДН-9010 (Состав I)	70	24	10	6612	1,4	0,25	1592	0,634

Результаты, представленные в таблице 3.3 показывают, что данная технология и состав композиции для разрушения промслоев с различных уровней РВС-1 и отстойника могут быть использованы для утилизации промслоев на ЦППН с получением нефти с содержанием остаточной воды от 0,06 до 0,25 %, с содержанием солей 1140-2964 мг/л и содержанием механических примесей от 0,0124 до 0,634 % при удельном расходе композиции ДН-9010 (Состав I) 20 % объем. от промслова и температуре отстоя 70⁰С.

4. ПРОЕКТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ЗАКАЧКИ В ГАЗОВЫЙ ГОРИЗОНТ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

В настоящее время на территории Казахстана реализуются крупномасштабные проекты, связанные с освоением нефтегазовых месторождений. Несомненная экономическая выгода, которую несет в себе развитие нефтегазового комплекса, не снимает актуальную эколого-социальную проблему утилизации и захоронения нефтепромысловых отходов.

Основными проблемами при проектировании и захоронении жидких отходов на нефтерпомыслах являются:

- 1 переменный состав, высокая обводненность и агрессивность нефтешламов;
- 2 наличие большого количества неучтенных нефтепромысловых отходов за предыдущий период эксплуатации месторождения;
- 3 значительное расхождение фактических и отчетных данных по количественному и качественному составу жидких отходов в процессе подготовки нефти;
- 4 отсутствие инфраструктуры, транспортная удаленность и сложные инженерно-геологические условия.

Все эти сложности в той или иной степени присущи месторождению Узень.

Накопленный опыт проектирования полигонов захоронения отходов указывает на необходимость использования комплексного подхода при проектировании нефтепромысловых объектов и инфраструктуры как единого целого с расчетом открытия полигона утилизации жидких отходов уже на начальной стадии разработки месторождения.

К сожалению, к настоящему времени в Казахстане еще не разработан единый нормативный документ по организации полигонов утилизации жидких отходов процесса подготовки нефти в выработанные газовые горизонты. Поэтому настоящие исследования базируются на перечисленных в списке литературы нормативных документах, а также многие положения взяты из стандарта СТО Газпром 18-2005, «Гидрогеоэкологический контроль на специализированных полигонах размещения жидких отходов производства в газовой отрасли».

4.1 Определение объемов водно-нефтяной эмульсии в процессе подготовки нефти

Одной из важных проблем, имеющих в настоящее время в процессе подготовки нефти месторождения Узень, является образование устойчивых, трудноразрушаемых водонефтяных эмульсий, которые в некоторых случаях имеют вид эмульсий с примесью

гидрофобного осадка – «сажи». Механизм образования таких эмульсий и их свойства описаны в главе 2.

По данным наблюдений в ЦППН месторождения Узень за последние несколько лет среднесуточный объем поступления эмульсии с примесью «сажи» изменяется в широких пределах и в среднем на 01.07.20г. достигает 295 м^3 . Таким образом, за год образуется примерно 108 тыс. м^3 эмульсии с примесью «сажи». Наибольшее количество эмульсии образуется во время проведения сложных геолого-технических мероприятий, как, например, гидроразрыв пласта или другие мероприятия, связанные с химизацией процесса нефтедобычи. Так, например, в феврале 2020 г., когда массово проводились работы по ГРП, среднесуточный объем трудноразрушаемой эмульсии достигал 800 м^3 . Резкое увеличение трудно разрушаемой эмульсии также отмечают авторы отчета «Исследование влияния геля ГРП на стабилизацию водно-нефтяных эмульсий месторождения Узень АО «Озенмунайгаз» (авторы Рагулин В.В. Телин А.Г., Уфа, 2018 г.), что указывает на неравномерность процесса образования трудно разрушаемой эмульсии.

В различные годы накопленный объем водно- нефтяной эмульсии изменялся в незначительных пределах. В 2010 г. он составлял $67\,700 \text{ м}^3$ эмульсии с примесью «сажи».

(Проект по утилизации жидких отходов от процессов подготовки нефти путем закачки их в выработанные с 2 по 12 газовые горизонты месторождения Узень, КазНИПИмунайгаз, 2010 г.). В 2018 г. сотрудники КазНИПИмунайгаз также выполнили работу «Изучение условий образования трудноразрушаемой нефтяной эмульсии (ТРНЭ) и разработка рекомендаций по ее разрушению». По их данным среднесуточный объем трудно разрушаемой эмульсии составил 198 м^3 .

По данным геологической службы АО «Озенмунайгаз» в процессе подготовки нефти в виде эмульсии с примесью «сажи» теряется в среднем от 1 до 10 % всей добытой нефти. При годовом уровне добычи нефти на месторождении Узень в 5,6 млн. тонн нефти, объем жидких отходов подготовки нефти может составить до $56\,000 \text{ м}^3$.

В настоящее время большая часть отходов перерабатывается установкой «Трикантер». Среднесуточная производительность этой установки равна $270 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Остальная часть складировается в накопительных резервуарах. Количество накопленных на 01.07.2020 г. жидких отходов процесса подготовки нефти в виде трудноразрушаемой водонефтяной эмульсии с примесью «сажи» составляет 32898 м^3 . Объем накопленных отходов в различных технологических емкостях приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1-

Накопленный на 01.07.2020 г. объем трудноразрушаемой водонефтяной эмульсии с примесью «сажи»

№ п.п.	Объект	Резервуар	Вместимость, м³	Объем отходов, м³
1	ЦППН	PBC-1	20 000	7018
		PBC-2	20 000	0
		PBC- 3	20 000	5843
		PBC-10	10 000	316
		PBC-11	2 000	0
		PBC-12	2 000	1207,8
		Итого:	74 000	14384
2	УПСВ-1	PBC-1	5 000	1553
		PBC-2	5 000	3037
		PBC-3	5 000	0
		PBC-4	5 000	3927
		PBC-5	10 000	0
		PBC-6	10 000	2134
		PBC-7	20 000	5781
		Итого:	60 000	16434
3	УПСВ-2	PBC-1	5 000	0
		PBC-2	5 000	742
		PBC-3	5 000	326
		PBC-4	5 000	0
		PBC-5	10 000	497
		PBC-6	10 000	138
		PBC-7	20 000	376
		Итого:	60 000	2080
Всего:				32 898

Из приведенных цифр видно, что утилизации подлежат следующие объемы отходов:

- 1 Ежедневно поступающие 295 м³/сут, из которых значительная часть перерабатывается установкой «Трикантер». Накопленные на 01.07.2020 г. – 32 898 м³.

Если предположить, что накопленные отходы необходимо утилизировать в течение 2021-2032 г.г., то количество эмульсии для утилизации ежесуточно составит 7,5 м³. С учетом вновь поступающего количества отходов в объеме примерно 60-65 м³/сут., интенсивность утилизации составит примерно 70 м³/сут. Так как для подготовки эмульсии к закачке в пласт ее необходимо разбавить сточной водой в пропорции 1:1, гидродинамические расчеты проведены на утилизацию среднесуточного объема 140 м³.

4.2 Определение состава водно-нефтяной эмульсии

При предварительной и товарной подготовке нефти на УПСВ-1, УПСВ-2 и ЦППН в нефтяных отстойниках-водоотделителях (типа ОГ-200) и в технологических резервуарах происходит систематическое накопление нефтешламов, которые представляют собой многокомпонентные физико-химические смеси, состоящие, главным образом, из высокомолекулярные соединения нефти (асфальтены, смолы, твердые парафины), воды и механических примесей (частицы горных пород, окислы металлов, гели ГРП, остатки буровых растворов, сульфид железа и карбон-карбанойдных смесей (нефтепромысловики их называют «сажи».

По внешнему виду нефтешламы представляют собой пастообразную водонефтяную эмульсию черно-серого цвета (рис 4.1). Состав нефтешлама зависит от следующих факторов:

- соотношение нефтепродуктов, воды и механических примесей;
- содержания углеводородов, которые могут достигать до 70%;
- количества механических примесей, интервал которых может составлять от 15% до 80% в массовых долях;
- плотность нефтешлама в среднем колеблется от 830-1700 кг/м³;
- температура застывания в зависимости от состава составляет от -3° С до +50°С (рис. 4.2-4.3).

Скопившийся нефтешлам на днищах оборудования в системе сбора и подготовки нефти приводит к снижению качества подготовки нефти и интенсивному коррозионному износу оборудования, тем самым сокращая срок его эксплуатации.

Для разработки технологии промывки отстойников от нефтешлама из технологических аппаратов ЦППН месторождения Узень были отобраны пробы нефтешлама и в лаборатории АО «КазНИПИмунайгаз» произведен их физико-химический

анализ. Результаты физико-химического анализа нефтешлама из аппаратов ЦППН месторождения Узень представлены в таблице 4.2 /106,107/.

Таблица 4.2-

Физико-химический анализ нефтешлама из аппарата ЦППН

№ п/п	Наименование параметра	Результат
1	Плотность при 20°C, г/см ²	0,9214
2	Содержание воды, % масс.	37,36
3	Содержание механических примесей, % масс.	22,06*
4	Содержание нефтепродуктов, % масс, их них:	40,58
	• нефтяная эмульсия, % масс	11,58
	• парафинов, % масс	15
	• асфальто-смолистых веществ, % масс	14
5	Содержания хлористых солей, мг/л	5147
6	Температура застывания, °C	+33

**-механические примеси представляют, в основном, сульфид железа (хлопья темного цвета).*

Как следует, из данных, представленных в таблице, в пробах нефтешлама, представляющих собой густую вязкую систему, содержание механических примесей составляет -22,06%, парафина -15%, асфальто-смолистых веществ -14%.

В результате длительного нахождения в аппаратах нефтешламы подвергается «старению», приобретает устойчивость и трудно поддаются разрушению.



Рисунок 4-1 Фото образца водонефтяной эмульсии



Рисунок 4-2 Фото водонефтяной эмульсии в жидком состоянии



Рисунок 4-3 Фото застывшей водонефтяной эмульсии

Снимок нефтешлама под микроскопом представлен на рис.4.4.

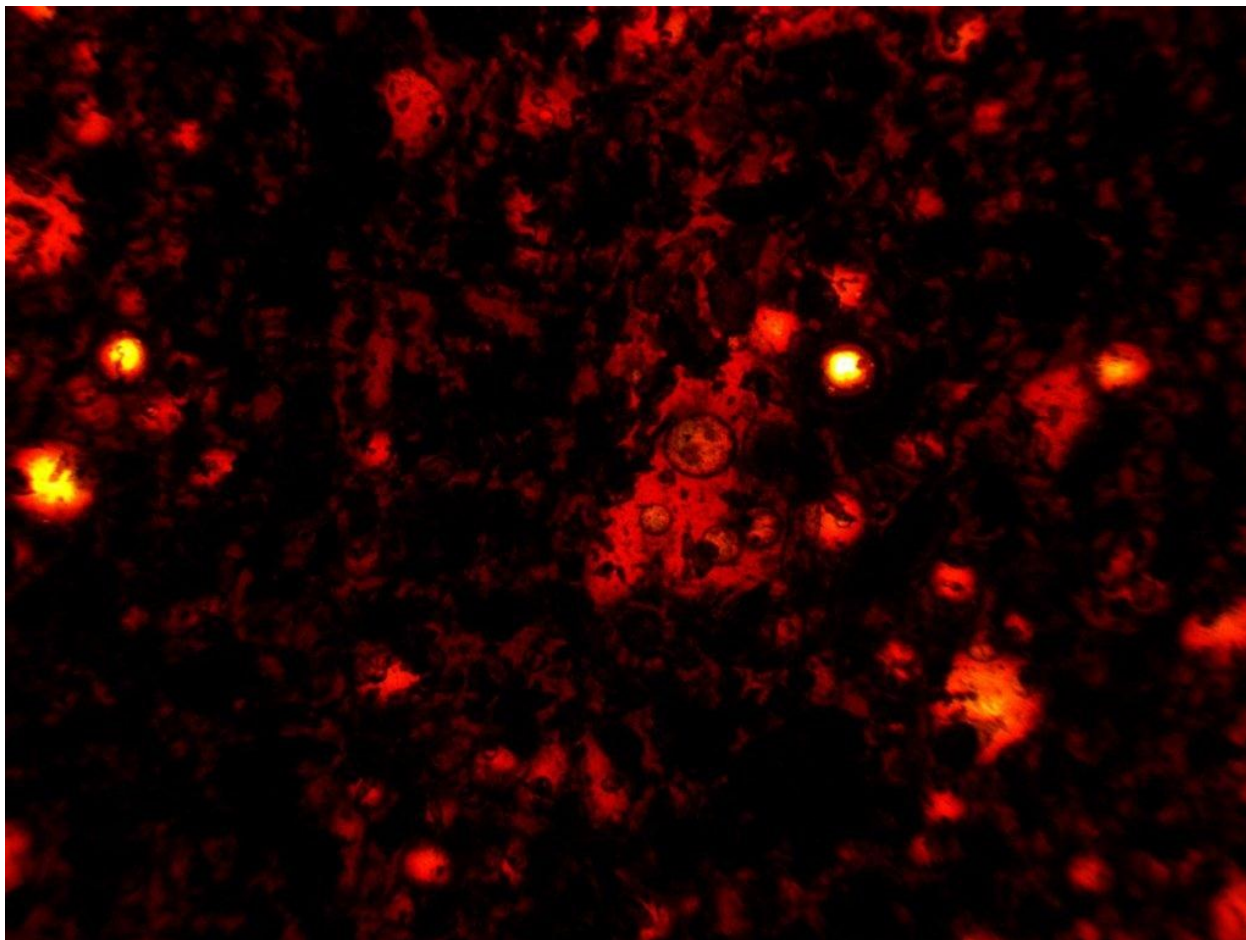


Рисунок 4-4 Вид нефтешлама ЦППН под микроскопом

4.3 Определение содержания сульфида железа в промежуточном слое РВЧ-1 ЦППН

В лаборатории Уфимского НТЦ был проведен анализ содержания сульфида железа промежуточном слое технологического резервуара №1 ЦППН. Методика выделения солевых неразложившихся кислотным составом примесей из промежуточного слоя состояла в следующем.

Промежуточный слой разбавлялся петролейным эфиром в объемном соотношении 1:10 и отложения центрифугировались при числе оборотов центрифуги 6000 об/мин.

После накопления необходимого количества осадка он промывался от органической части хлороформом до обесцвечивания фильтрата. Высушивался при 105 °С до постоянной массы.

Проба отложений полностью представлена комковатыми и порошковатыми магнитными частицами бурого цвета, легко разминающимися в порошковатую

глиноподобную массу, состоящую из мельчайших чешуек гидроксидов железа (продуктов коррозии) и частицы неясного состава

Элементный и компонентный состав отложений представлены в таблицах 4.3- 4.5

Таблица 4.3 -

Элементный анализ сухого остатка после высушивания

Спектр	Na	Mg	Si		P	S	Cl	K	Ca	Fe	Sr	O
Спектр 10	24.63	1.13	0.23		5.54	0.77	24.2	0.36	4.71	13.54	1	23.9
Спектр 11	29.54	0.43	0.1		2.15	0.59	38.73	0.36	2.31	7.5	0.7	17.6
Спектр 12	21.89	1.08	0.13		4.92	0.95	22.07	0.35	4.82	18.68	1.29	23.83
Спектр 13	19.49	1.26	0.18		6.06	1.64	18.81	0.32	6.44	17.95	1.68	26.17
Среднее	23.89	0.97	0.16		4.67	0.99	25.95	0.35	4.57	14.42	1.17	22.87

Таблица 4.4 -

Элементный анализ отложений, выделенных из промежуточного слоя

Спектр	Na	Mg	Al	Si	S	Cl	K	Ca	Fe	Sr	Ba	O
Спектр 1	1,84	0,69	0,75	1,68	8,23	3,71	0,26	3,35	37,53	1,41	10,61	29,8
Спектр 2	1,81	0,52	0,83	1,81	9,38	3,44	0,25	3,02	35,54	1,17	11,07	30,99
Спектр 3	1,57	0,57	0,97	1,48	8,1	3,1	0,18	2,8	40,36	1,04	9,81	29,86
Спектр 4	7,3	0,69	0,61	1,27	6,16	11,07	0,2	2,79	32,04	1,17	10,4	26,15
Среднее	3,13	0,62	0,79	1,56	7,97	5,33	0,22	2,99	36,37	1,2	10,47	29,2

Таблица 4.5 –

Компонентный анализ отложений, выделенных из промежуточного слоя

Химическое соединение	Содержание, %
Глинистые частицы	5,2
MgO	1,1
BaSO ₄	19,0
SrSO ₄	2,3
Продукты коррозии – оксиды и гидроксиды железа	39,4
FeS	16,2
KCl	0,4
NaCl	8,4
CaCO ₃	8,0

Таким образом, в выделенном неразложившемся кислотным составом осадке солевых примесей из промежуточного слоя наблюдается присутствие солей – кальцита, барита, целестина, оксидов и гидроксидов железа и сульфида железа.

Расчетное количество сульфида железа в промежуточном слое составляет 1692 мг/дм³.

Результаты исследований позволяют еще раз констатировать, что в состав нефтешлама входят механические примеси и продукты коррозии в виде соединений железа. Содержание сульфида железа в технологических резервуарах УПНиПО высокое и колеблется в пределах от 61 до 7502,5 мг/л, содержание механических примесей от 0,018 до 6,78% масс., что приводит к стабилизации трудно-разрушаемой нефтяной эмульсий в технологических резервуарах.

Зачистка аппаратов-отстойников и резервуаров от нефтешламов выполняется в целях обеспечения эксплуатационной надежности резервуаров, соблюдения технических требований, устранения дефектов, выполнения ремонтных работ и сохранения качества нефти.

Целью данного исследования является реализация технологических процессов, обеспечивающих утилизацию имеющихся и вновь образующихся нефтешламов на УПСВ-1,2 и ЦППН УПНиПО АО «Озенмунайгаз».

4.4. Геологические и гидрогеологические условия для создания специализированных полигонов

Специализированный полигон представляет собой комплекс надземных и подземных сооружений, предназначенных для обезвреживания, переработки и изоляции от окружающей природной среды твердых и жидких отходов, образующихся в процессе разведки недр, добычи и производства топлива из углеводородосодержащего жидкого и газового природного сырья. При удовлетворительных геолого-гидрогеологических условиях специализированный полигон захоронения жидких отходов производства (СПЗЖ) сооружают на территориях горных отводов газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений и других объектов. Их можно сооружать в следующих горно-геологических условиях:

- в водоносных горизонтах, в выработанных газовых (газоконденсатных) нефтяных залежах или непосредственно в эксплуатируемой залежи;
- в изолированном поглощающем горизонте, расположенном над/под залежью или далеко за ее пределами;
- в гидравлически изолированном от залежи УВ горизонте или имеющем с ней совершенную сообщаемость;
- в терригенном или карбонатном коллекторе.

В условиях месторождения Узень наиболее предпочтительным вариантом является закачка жидких отходов подготовки нефти в выработанные газовые горизонты со 2 по 12. Характеристика газовых горизонтов приведена в таблице 4.6. Геологическое строение месторождения Узень изучено очень хорошо. За время эксплуатации месторождения с 1960 г. пробурено более 7000 скважин, в которых проведен полный комплекс геофизических исследований, опробование и определение свойств пород по керну. Поэтому обобщение имеющихся материалов позволяет обосновать выбор участка основного купола месторождения Узень для захоронения водно-нефтяной эмульсии (рис.4.5).

В меловом разрезе Основного свода месторождения Узень выделено 10 газовых залежей: II, III, IV, V, VI, VIII, X, XI-1, XI-2, XII, залегающих на глубинах от 180 до 900 метров. Запасы газа по меловым газовым горизонтам месторождения Узень (II, III, IV, V, VI, VIII, X, XI₁, XI₂, XII) были подсчитаны Институтом Геологии и Геофизики (ныне ТОО «КазНИГРИ») и объединением «Мангышлакнефть» по состоянию на 1 ноября 1964 года и представлены ГКЗ СССР (Протокол заседания №4540 Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых от 23 февраля 1965г, (г.Москва).

При рассмотрении запасов газа в ГКЗ СССР запасы II-VI горизонтов из подсчета запасов были исключены вследствие низких пластовых давлений, ограниченных запасов газа и недостоверности подсчетных параметров.

III-XI газовые горизонты приурочены к альбским отложениям. Нижняя часть альбских отложений сложена глинами с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов, которые образуют в разрезе пачку толщиной -120м. Глины темно-серые, иногда почти черные, алевритистые, обычно тонкослойные. Песчаники серые, темно-серые, мелкозернистые, в различной степени сцементированные. Выше по разрезу преобладают песчаники и алевролиты, а глинистые отложения играют подчиненную роль, образуя частые, но малотолщинные прослои. Эта пачка толщиной до 150м перекрывается глинисто-алевритовыми отложениями.

В верхней части альба доминируют пески, содержащие конкреции песчаников и нередко фосфоритовую гальку. Общая мощность альбского яруса составляет 543м - 607м.

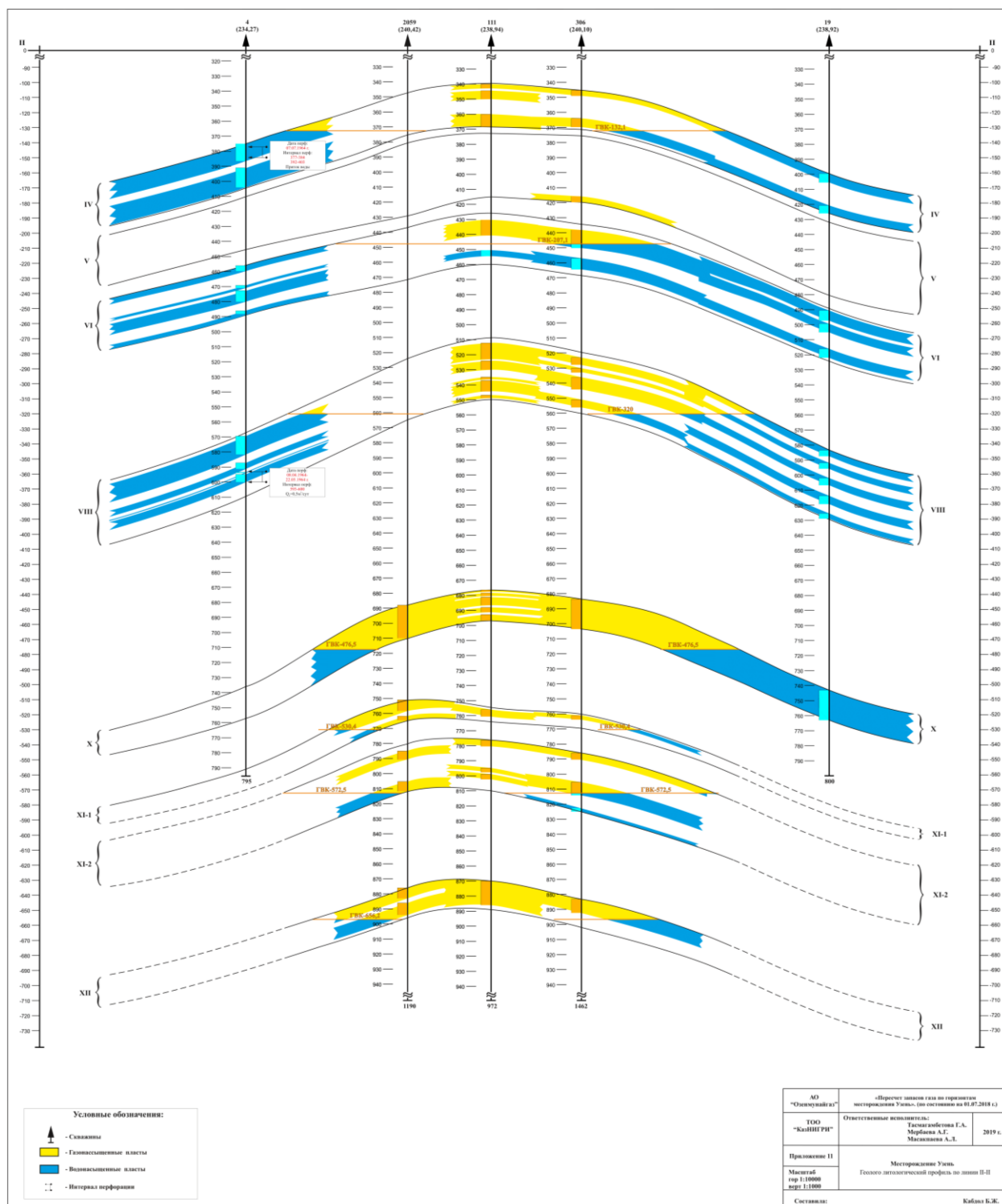


Рисунок 4-5 Геолого-литологических профилей основного купола месторождения Узень

Анализ геолого-гидрогеологических характеристик пластов показывает, что выработанные газовые горизонты с II по XII не имеют гидравлической связи с нефтяной залежью и при захоронении жидкости гидравлическое влияние нагнетания распространяется по всей непрерывно проницаемой части пласта.

В течение всего проектного срока захоронения должны соблюдаться следующие условия:

- поглощающий горизонт должен быть перекрыт надежной изолирующей крышкой;
- поглощающий горизонт должен обладать достаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами для приема проектных объемов захороняемых жидких отходов производства;
- жидкие отходы производства должны быть локализованы в пределах установленных границ горного отвода;
- взаимодействие жидких отходов производства с пластовыми водами и породами поглощающего горизонта должно исключать необратимое снижение фильтрационных свойств поглощающего горизонта и нарушение устойчивости призабойной зоны; при установленной несовместимости определяют меры необходимой подготовки жидких отходов производства перед их захоронением.

Фактически все перечисленные требования, за исключением последнего пункта, для выработанных газовых горизонтов выполняются идеально. Что касается взаимодействия закачиваемых жидких отходов с породами поглощающего горизонта, предполагается, что в процессе длительной закачки будет происходить коагуляция пород призабойной зоны поглощающих скважин, что потребует периодически проводить соответствующие обработки (что подробно будет описано ниже).

Подземные воды II, III, IV, VI горизонтов относятся к сульфатно-натриевому типу.

Минерализация воды II горизонта 11, 2 г/л, III – 4,7-5,2 г/л, IV–13,6 г/л, VI –9,7 г/л. В IX горизонте вода гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 9,5-13,5 г/л, в X горизонте – хлор-кальциевого типа с минерализацией 10,7-10,9 г/л.

Подземные воды XI горизонта относятся к хлор-магниевому типу с минерализацией 14 г/л, XII горизонта – к хлор-кальциевому типу с минерализацией 19,2-21,77 г/л.

Наблюдается закономерность изменения плотности подземных вод с увеличением глубины – от 1,006 до 1,02 г/см³.

Наиболее полные сведения о составе подземных вод приведены в таблице 4.6 /110/.

На участке разведки получили распространение сульфатно-хлоридные и хлоридные натриевые воды с минерализацией 5,1-9,7 г/дм³.

По площади распространения и объему резервуара наиболее подходящими для закачки эмульсии с целью ее утилизации являются VIII и X горизонты. Однако VIII горизонт залегает на глубине 595 м, а над ним находится водоносный альбский

комплекс, который на участке полигона вскрывается скважинами на глубинах 193-261 м. Его полная мощность в некоторых местах составляет 560-582 м. В кровле комплекса залегает слой глин мощностью около 13-35 м, отделяющий этот комплекс от вышележащего водоносного сеноманского горизонта. Ниже и до подошвы комплекса (775-790 м) залегают ритмично чередующиеся слои глин и песков. (Жексембаев Ю.М., Андрусевич В.И., Рачков С.И. и др. Отчет о результатах работ по разведке технических подземных вод для поддержания пластового давления в нефтесодержащих горизонтах месторождений Узень и Карамандыбас (с подсчетом эксплуатационных запасов по состоянию на 1 ноября 2014 г. по работам 2013-14 г.г.). Поэтому для утилизации водно-нефтяной эмульсии выбран X горизонт, средняя глубина залегания которого равна 693 м. Поскольку между X газовым горизонтом и альбским водоносным горизонтом залегают VIII и IX газовые горизонты, изолированных друг от друга мощными глинистыми пластами, и подземные воды этих горизонтов из-за высокой минерализации не представляют практического интереса, а от XIII нефтяного горизонта X горизонт также хорошо изолирован мощной толщей XI и XII газовых горизонтов, также разделенных глинистыми пластами, выбранный X газовый горизонт представляется наиболее подходящим для утилизации водно-нефтяной трудно разрушаемой эмульсии, образующейся в процессе добычи и подготовки нефти. Таким образом, наиболее подходящим для захоронения водно-нефтяной эмульсии является X газовый горизонт.

4.5 Время работы полигона и обоснование количества поглощающих скважин

По техническому заданию время работы полигона было определено в 12 лет. Поэтому гидродинамические расчеты и математическое моделирование проводились на 12 лет эксплуатации полигона. В дальнейшем, при геолого-гидродинамическом моделировании задача была усложнена, и прогнозные расчеты были проведены по годам на 12 и 25 лет. Причем, результаты расчетов на заданный период эксплуатации 12 лет как по математическому моделированию, так и по геолого-гидродинамическому показали хорошую сходимость.

Скважины-кандидаты выбирались из имеющегося фонда газовых скважин. После тщательного изучения существующего фонда скважин для закачки водно-нефтяной трудноразрушаемой эмульсии подобраны 9 газовых скважин, работающих на разные горизонты (табл. 4.6).

Таблица 4.6 -

Перечень газовых скважин, рекомендованных для закачки эмульсии

№ п/п	№ скв.	НД	Местор.	Сост. фонда	Дата ввода в экспл.	Гор.	Блок	Факт. забой	Искус. забой	Интервал перфорации
1	100	3	Узень	флс	1969	10	2	468см	971	431-462
2	105	3	Узень	б/д	1970	4	2а	340см	980	307-308,4
3	102	3	Узень	б/д	1965	10	2а	710см	971	680-687
4	527	3	Узень	б/д	1967	10	3а	755	1360	704-720
5	222	3	Узень	б/д	1966	10	3а	720	1430	692-710
6	111	3	Узень	д/ф	1968	4	2а	395	395	337-369
7	109	3	Узень	д/ф	1969	10	2а	720	720	680-690
8	3258	3	Узень	б/д	1977	8, 10	3а	773	773	558-564;712-725
9	5730	3	Узень	б/д	1989	10	3а	809	809	696-708

Из 9 скважин в действующем фонде находятся только две: №№ 109 и 111. В бездействии находятся еще 6 скважин. Скважина № 100 в фонде ликвидированных скважин. : скважин работали на X горизонт, скважины №№ 105 и 111 на IV горизонт, а скважина № 3258 на VIII и X горизонты.

Для того, чтобы подготовить скважины для закачки водно-нефтяной эмульсии, по каждой скважине составлен план ГТМ, которые необходимо выполнить для получения информации, на основе которой будет приниматься решение о возможности использования скважины для закачки эмульсии. План мероприятий приведен в табл. 4.8.

По основным скважинам, намеченным для закачки, были проведены ГИС и ГДИС. Геофизические исследования скважин проводились на герметичность эксплуатационной колонны и отсутствие заколонных перетоков. Гидродинамические исследования проводятся для уточнения параметров пласта. Основные характеристики нагнетательных скважин и поглощающего горизонта, полученные по данным гидродинамических исследований, включают:

- приемистость нагнетательных скважин;
- коэффициент приемистости;
- гидропроводность;
- пьезопроводность;
- проницаемость.

Параллельно рассматривались резервные скважины для закачки водно-нефтяной эмульсии из числа действующих, возвратных и законсервированных скважин. Эти же скважины при необходимости можно использовать в качестве наблюдательных. Всего предлагается 10 скважин: №№ 6028, 216, 4118, 4688, 2126, 2762, 7100, 7576, 3236 и 4114. Общие сведения по этим скважинам приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7-

Перечень резервных скважин, рекомендованных для закачки эмульсии

№ п/п	№ скв.	НП	ГУ	гор.	Дэ/к	технич. состояние	сост. по фонду
1	216	8	12	16	146/114	удовл.	НРС
2	4118	8	12	17	146	удовл.	в работе
3	4688	8	12	14	168	ост. КРС	в работе
4	2126	8	55	13	146/114	удовл.	в работе
5	2762	8	12	13	139,7	удовл.	НРС
6	7100	ЦПД-1	3а	14	168/114	удовл.	в работе
7	7576	8	55	13	168	ост. КРС	НРС
8	3236	8	12	16	146	ФЛС	ФЛС
9	4114	8	12	15	146	удовл.	в работе
10	6028	10	10	10	168	удовл.	бездействии

Для определения оптимального для закачки количества скважин проводились расчеты для четырех вариантов. Первый- в 9 скважин, и три варианта- в три различные скважины. Последние три варианта мало чем отличаются по результатам расчетов. Поэтому чисто организационно был выбран вариант № 4 одновременной закачки в скважины №№ 527, 3258 и 5730. В качестве резервной скважины предлагается использовать скважину № 109. Все расчеты приведены в следующей главе.

5. ВИДЫ И ОБЪЕМЫ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ

5.1 Перечень видов и объемов подготовительных, опытных и лабораторных работ

Для обоснования возможности закачки водно-нефтяной эмульсии в выработанные газовые горизонты в течение 2019- 2020 г.г. были выполнены следующие виды работ:

- детальный анализ геологического строения выбранного для захоронения участка месторождения Узень. С этой целью проработаны фондовые материалы, приведенные в списке использованной литературы /105-112/. Были изучены каротажные материалы по 9 основным и 10 резервным газовым скважинам для закачки в пласт;
- гидрогеологические условия участка месторождения Узень, выбранного для захоронения водно-нефтяной эмульсии. Были использованы фондовые материалы, а также «Отчет о результатах работ по разведке технических подземных вод для поддержания пластового давления в нефтесодержащих горизонтах нефтяных месторождений Узень и Карамандыбас с подсчетом эксплуатационных запасов по состоянию на 1 ноября 2014 г.», Алматы, ТОО Гидрогеологическая научно-производственная фирма «КазГИДЭК», 2014 г.
- геофизические исследования проведены на пяти скважинах с целью определения герметичности эксплуатационной колонны и заколонных перетоков;
- гидродинамические исследования на скважинах №№ 527, 109 и 5730 с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов Х газового горизонта. Продолжительность и методика исследований приведены ниже;
- опытные закачки подготовленной для закачки водно-нефтяной эмульсии и буферного раствора в скважины №№ 109, 527 и 5730. Объем закачки в каждую скважину составил от 1 700 до 2 200 м³. Продолжительность- до 1 месяца.
- режимные наблюдения во время опытных закачек эмульсии. В течение всего времени закачки в соседних скважинах проводились наблюдения за изменениями пластовых условий;
- лабораторные исследования химического состава пластовых вод, совместимость пластовых вод и водно-нефтяной эмульсии;
- математическое моделирование процесса закачки водно-нефтяной эмульсии в три скважины;
- построение геолого-гидродинамической модели и четыре варианта расчета на 12 и 25 лет эксплуатации полигона.

Результаты по всем перечисленным видам работ приводятся ниже (рис. 5.22).

5.2 Геологические условия участка захоронения водно-нефтяной эмульсии.

Выбранный участок X газового горизонта для закачки отходов подготовки нефти в виде водно-нефтяной эмульсии расположен в пределах основного свода месторождения Узень. Залежь X горизонта является пластово-сводовой с явно выраженным поднятием в центральной части, хорошо изолированной как по подошве, так и по кровле. По подошве мощность толщи, отделяющей его от XIII нефтяного горизонта, составляет от 250 до 400 м, а по кровле от меловых водоносных горизонтов отделяют породы девяти газовых горизонтов мощностью более 500 м. Причем соотношение проницаемых и водонепроницаемых слоев находится в среднем в соотношении 1:8, т.е. на 500 метровую толщу приходится более 400 м водоупорной породы. Исходя из этого, выбранный X газовый горизонт представляется наиболее подходящим для утилизации водно-нефтяной трудно разрушаемой эмульсии, образующейся в процессе добычи и подготовки нефти (рис. 5.1).

На рисунке 5.1. показано соотношение мощности проницаемой части X газового горизонта и водонепроницаемой кровли и подошвы. Как уже указывалось, средняя мощность проницаемого X горизонта составляет 12 м, средняя мощность непроницаемой кровли составляет 80 м, сложенной пластичными глинами и глинисто-мергелистыми породами, а непроницаемый водоупор, залегающий в подошве горизонта, имеет среднюю мощность 60-70 м. Сложен мощной толщей глинисто-мергелистых пород, среди которых встречаются редкие тонкие прослои песчаников, алевролитов и известняков. Плотность подстилающих пород в среднем равна $2,05 \text{ т/м}^3$, пористость не превышает 12%, что свидетельствует об отсутствии значимой трещиноватости. На рис. 5.2 показана карта распределения пористости пород X газового горизонта и расположение основных и резервных скважин для закачки водно-нефтяной эмульсии.

Приведенные сведения свидетельствуют о том, что X горизонт является идеальным хранилищем водно-нефтяной эмульсии. Площадь газового горизонта составляет 14 119 тыс. м^2 , объем порового пространства составляет более 65 млн. м^3 . На рис. 5.3. и 5.4 приведены продольный и поперечный разрезы X газового горизонта, на которых видно, что поглощающие скважины приурочены к сводовой части залежи. Поэтому весь планируемый для закачки объем водно-нефтяной эмульсии будет аккумулирован в сводовой части залежи, являющейся природной «ловушкой» для газа. А с учетом того, что подвижность водно-нефтяной эмульсии значительно ниже подвижности пластовой воды, и она носит явно выраженный гидрофобный характер, с высокой долей вероятности

можно предположить, что миграции закачиваемых отходов подготовки нефти за пределы намеченного для захоронения полигона, не будет.

Ниже приводятся характеристики по геологической модели X газового горизонта. Геологическая модель построена с учетом всей геологической информации по 46 скважинам, пробуренным в пределах газового контура X горизонта.

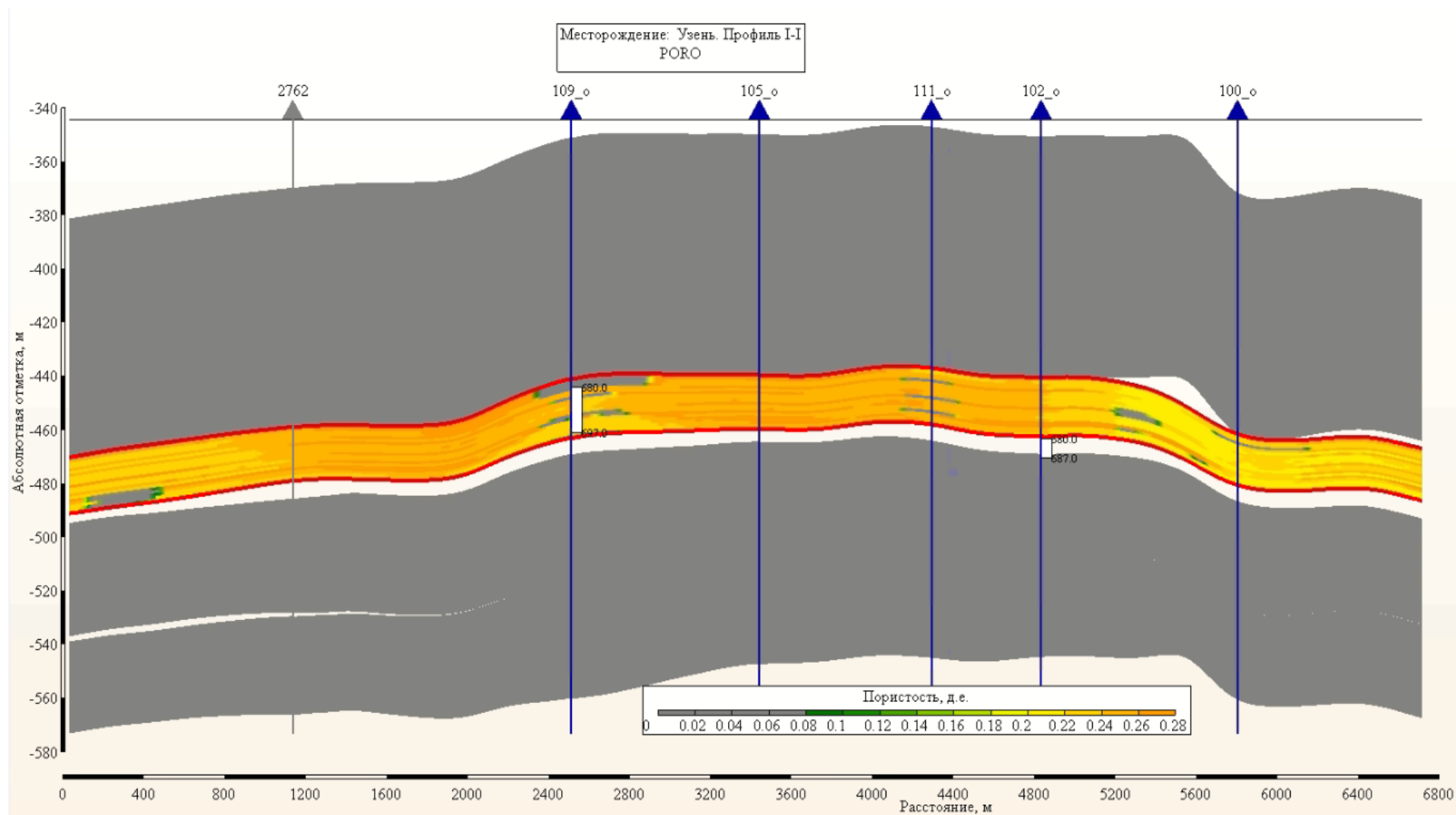


Рисунок 5-1 Схематический геологический профиль главного свода месторождения Узень по X горизонту, показывающий соотношение мощности проницаемой и непроницаемой толщи в подошве к кровле горизонта

Таблица 5.1 Характеристика газовых горизонтов Узеньского месторождения.

Показатели	Величина	УЗЕНЬ				
		VIII	X	XI-I	XI-II	XII
1	2	3	4	5	6	7
Средняя глубина залегания	H, м	595	693	775	800	900
Тип залежи		пластово-сводовая	пластово-сводовая	пластово-сводовая	пластово-сводовая	пластово-сводовая
Тип коллектора		поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
Размеры залежи: длина/ширина	LB, м	9300x3000	8400x2700	5600x1500	7700x2200	6600x1800
Площадь газоносности	Sr, м ²	18742090	15066900	588500	1233200	8544000
Средняя толщина эффективная	hэф., м					
Средняя толщина газонасыщения	hr., м	14,08	11,25	2,69	6,90	6653
Средняя насыщенность газом		0,59	0,576	0,609	0,545	0,690
Средняя насыщенность связанной водой						
Пористость	m, доли ед.	0,306	0,306	0,30	0,273	0,268
Проницаемость	K, мкм ²	300	250	400	350	
Пластовое давление	P, Мпа	4,306	5,97	6,66	7,04	8,1
Пластовая температура	T, °C	35,2	41,8	44,6	46,3	50,4
Средние свойства флюидов в стандартных условиях:						
Плотность газа		0,580	0,607	0,608	0,608	0,616
Плотность воды			1,008	1,102	1,102	1,02
Вязкость газа						
Начальные балансовые запасы газа		1745,6	1547,5	166,9	775,5	715,5
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений пласта						
A		0,075	2,84	7,3	2,0	2,53
B		0,0012	0,0029	0,0775	0,021	0,01

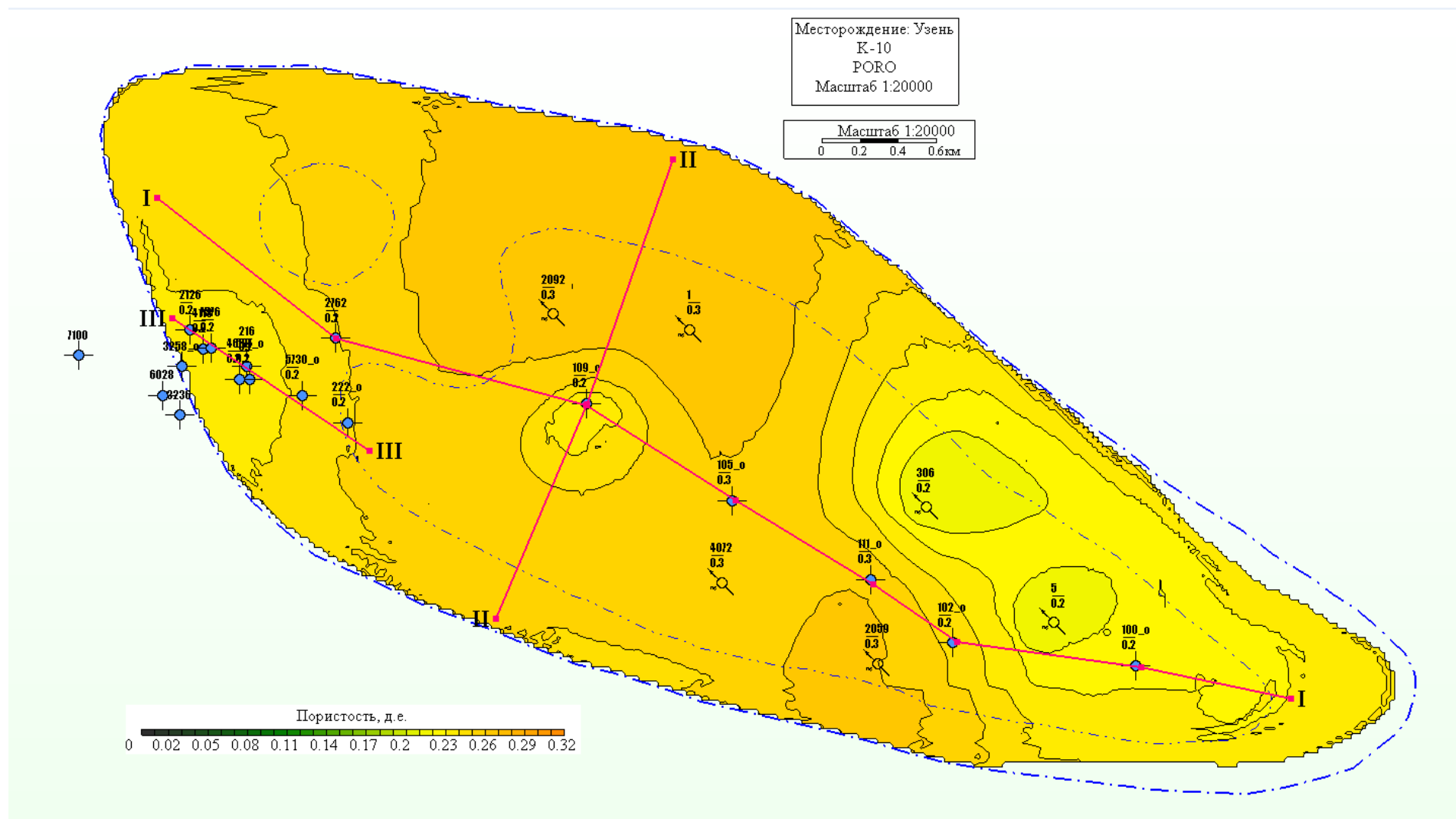


Рисунок 5-2 Карта распределения пористости пород X газового горизонта и расположение основных и резервных скважин для закачки водно-нефтяной эмульсии.

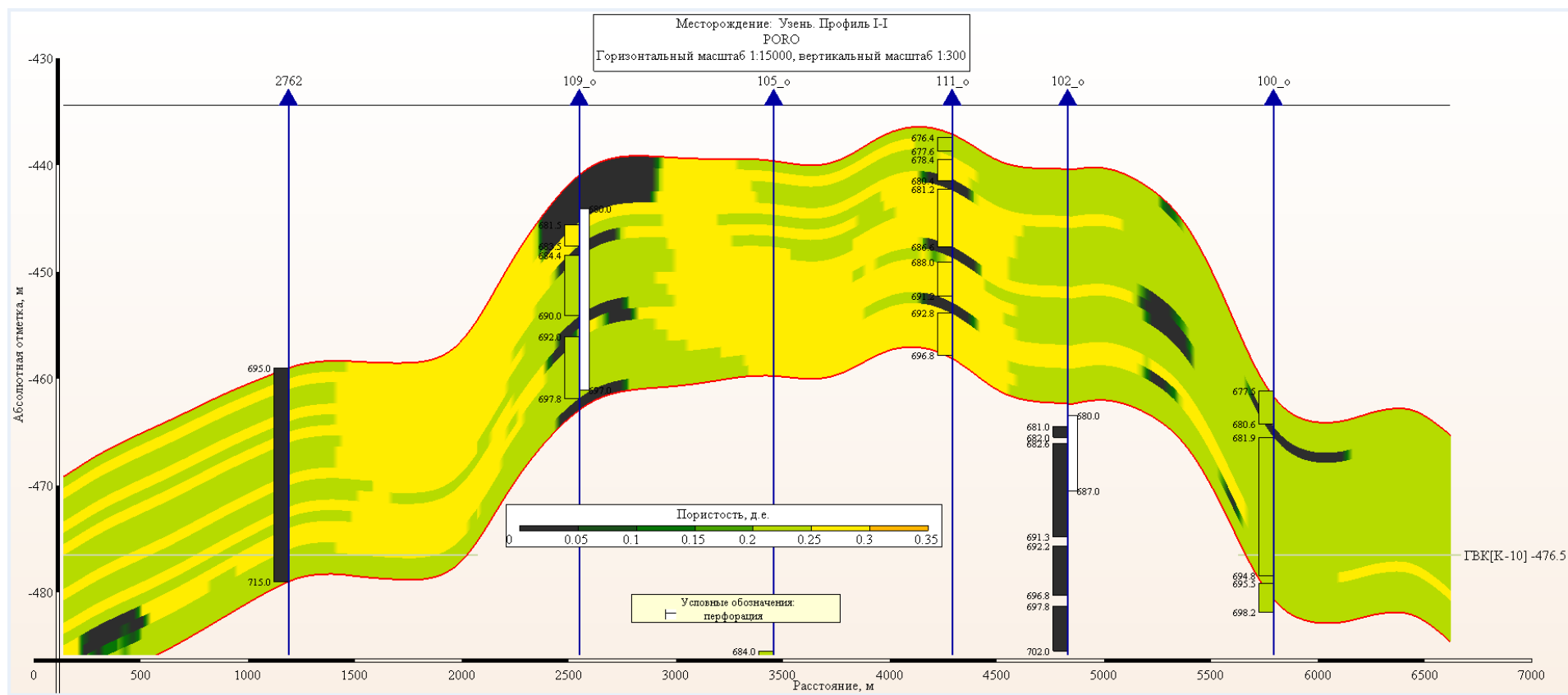


Рисунок 5-3 Геологический профиль распределения пористости пород X газового горизонта по скважинам №№ 2762- 109, 105, 111, 102, 100.

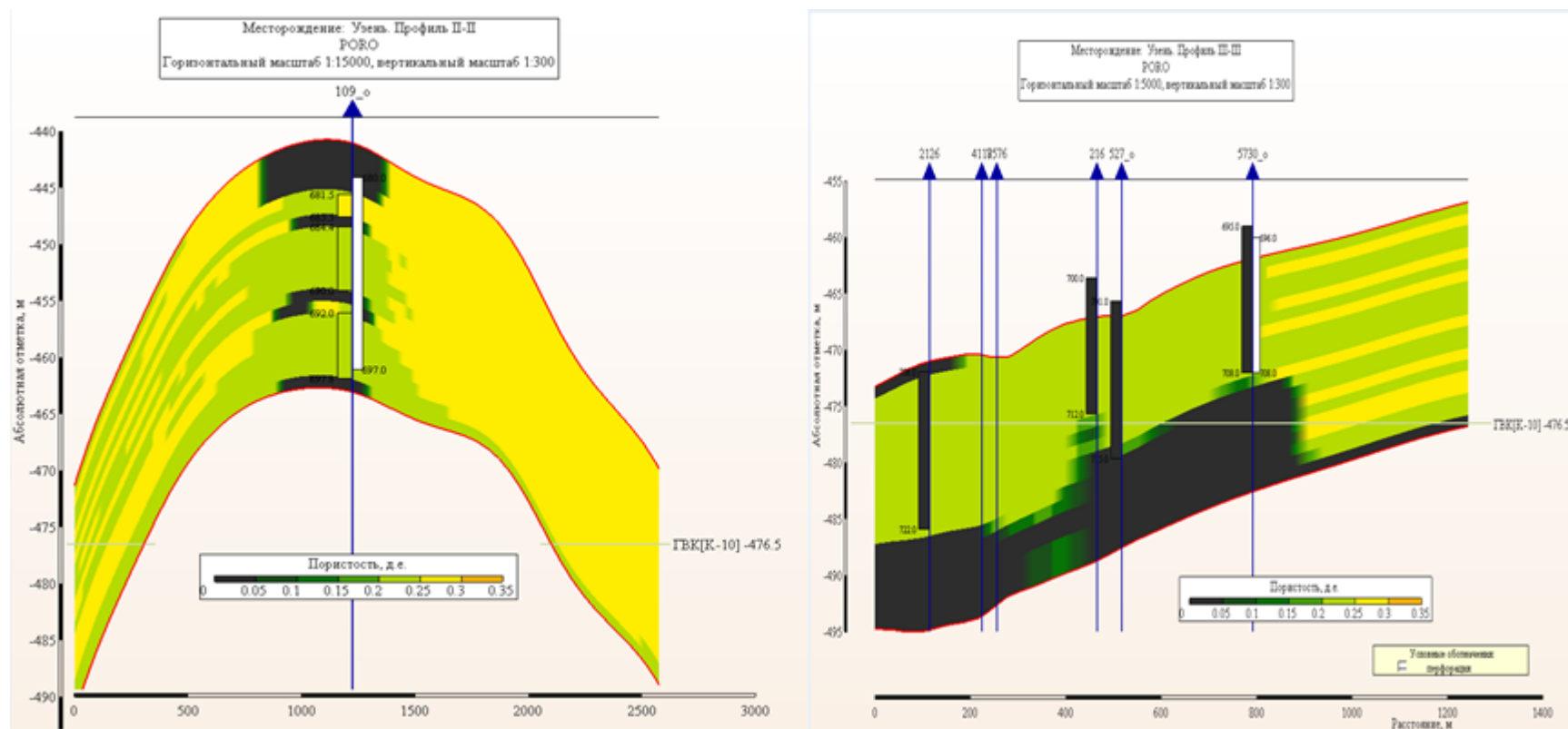


Рисунок 5-4 Геологические профили распределения пористости пород X газового горизонта по скважинам №№109 и 2126, 4118, 7576, 5730

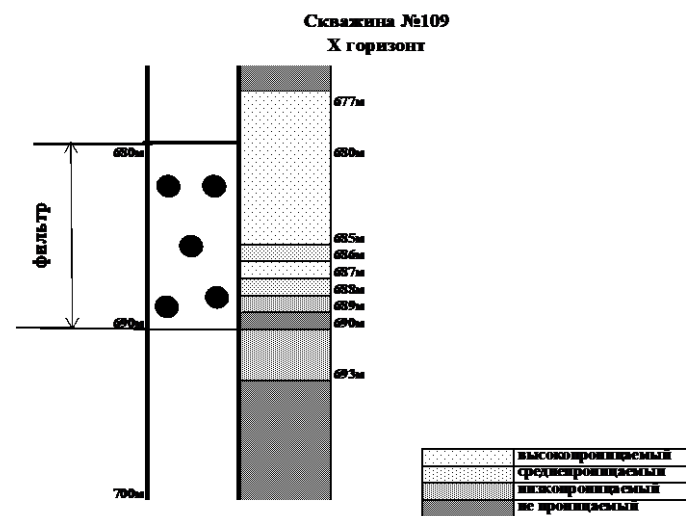
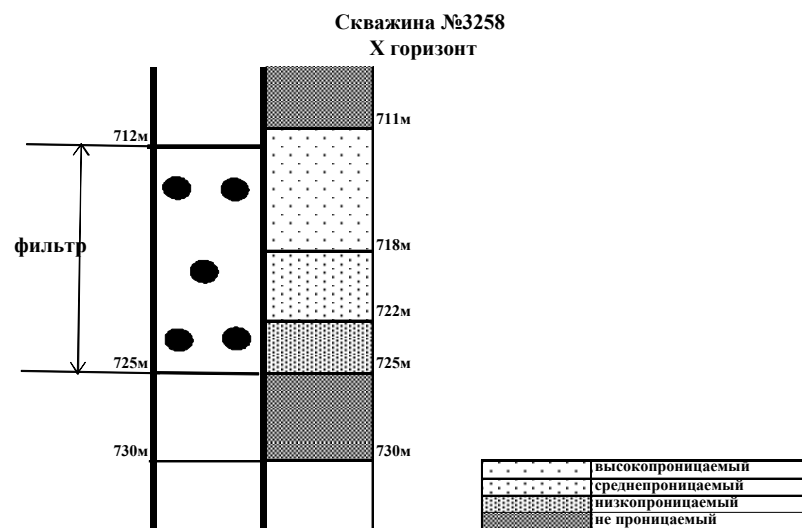
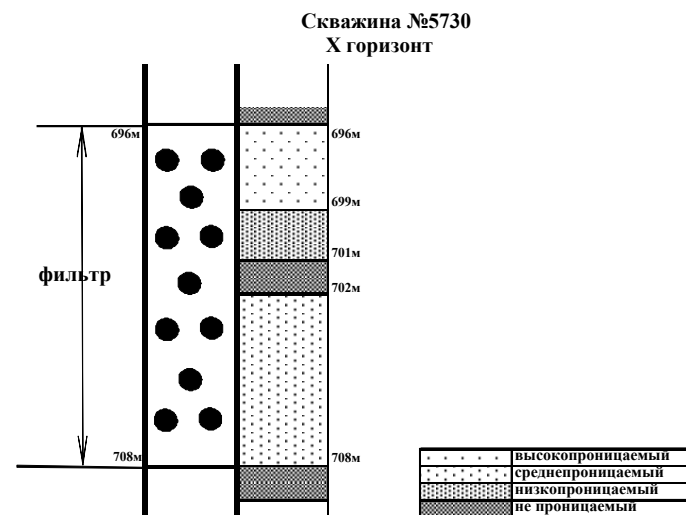
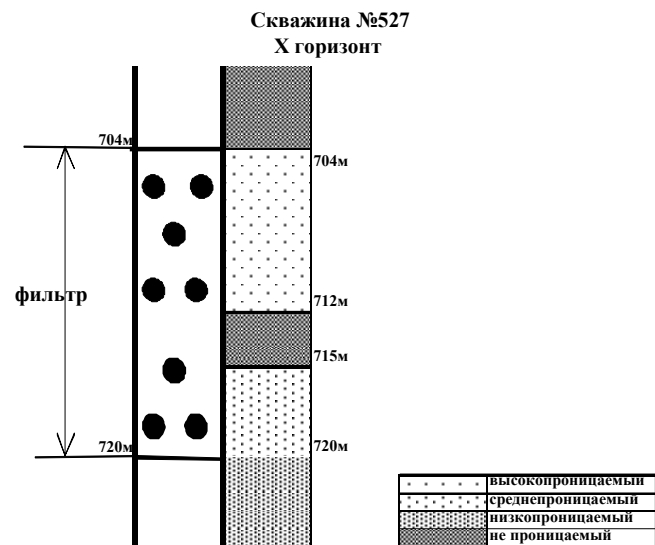


Рисунок 5-5 Конструкция скважин (№№ 527, 5730, 3258, 109) и литологическое строение X-го горизонта месторождения Узень

Таблица 5.2 Химический состав подземных вод газовых горизонтов месторождения Узень

№№ скв.	Гори-зонт	Интервал перфФо-рации, м	РН	Плотность, г/см3	Сухой остаток, г/л	Изм. Ед.	А Н И О Н Ы				К А Т И О Н Ы				Суммарное содержание, мг/экв.	Коэффициенты		Тип воды (по Сулину)
							Cl	SO ₄	HCO ₃	Na	Na+K	K	Ca	Mg		rNa ⁺ /rCl ⁻	SO ₄ /Cl	
Г-3	II	260-262	7,2		11,2	мг/л	4732,93	2400,15	158,60		3514,40		333,20	203,25		1,14	0,37	С - Н
						мг/экв.	133,32	50,20	2,60		152,80		16,66	16,66	372,24			
						%мг/экв	73,30	26,40	1,30		82,10		8,95	8,95				
Г-1	III	414-419	6,6		4,719	мг/л	741,30	1613,58	152,50	1567,5		19,42	176,35	97,28		1,39	0,61	С-Н
						мг/экв.	49,10	33,82	2,50	68,15		0,51	8,80	8,00	170,80			
						%мг/экв	77,40	20,50	2,10	80,10		0,77	10,03	9,10				
Г-4	IV	377-384 392-403	7,2		13,64	мг/л	6085,20	2400,00	85,40		4752,60		294,00	35,87		1,2	0,29	С-Н
						мг/экв.	171,50	50,20	1,40		205,46		14,70	2,94	446,20			
						%мг/экв	76,40	22,50	0,70		97,90		6,60	1,40				
Г-11	VI	456-459 460-463		1,0072	9,65	мг/л	3861,62	2126,63	292,80		3296,13		163,70	79,26		1,31	0,43	С-Н
						мг/экв.	108,65	44,30	4,80		143,31		8,17	6,52	316,00			
						%мг/экв	68,94	28,04	3,02		90,70		5,16	4,14				
К-21	VI II	573-576		1,008	10,29	мг/л	5328,30	209,04	1396,90		3971,41		58,05	34,60		1,15	0,03	Г-Н
						мг/экв.	150,26	4,36	22,90		172,07		2,60	2,85	355,04			
						%мг/экв	84,50	2,70	12,80		96,94		1,46	1,60				
Г-108	IX	576-579		1,007	11,24	мг/л	5890,95	15,11	1526,61		4319,40		30,21	24,17		1,33	0,01	Г-Н
						мг/экв.	165,94	0,31	25,03		187,77		1,50	2,01	382,56			
						%мг/экв	86,74	0,16	13,10		98,16		0,80	1,04				
Г-9	X	736-738 743-749	7,8	1,006	10,85	мг/л	6168,00	223,00	449,00	3722,00		359,00	100,00	121,00		0,93	0,06	Х-К
						мг/экв.	174,00	4,63	7,40	166,83		4,22	4,98	10,00	372,06			
						%мг/экв	9354,00	2,50	3,96	87,00		4,96	2,68	5,36				
Г-106	XI	792-800 843-849	6,8	1,012	13,96	мг/л	8789,73	280,00	341,60		2713,54		215,60	1590,15		0,48	0,02	Х-М
						мг/экв.	247,60	5,60	5,60		117,98		10,78	130,34	517,90			
						%мг/экв	95,60	2,17	2,17		45,60		4,18	50,20				
Г-2	XI I	944-948	6,9	1,02	19,20	мг/л	11494,26	50,00	231,80		7042,14		196,00	155,43		0,95	0,003	Х-К
						мг/экв.	323,78	1,00	3,80		306,18		9,80	12,74	656,30			
						%мг/экв	98,82	0,03	1,15		93,62		2,97	3,87				

На рис. 5.2. приведена карта пористости X горизонта, на которой расположены поглощающие скважины (основные и резервные) для закачки водно-нефтяной эмульсии. Все основные скважины расположены в зоне высокой пористости пород коллектора более 25%. На рис. 5.3-5.4 показаны разрезы, продольный и поперечный, на которых видно, что центральная часть X горизонта представляет собой «ловушку» с явным поднятием в центральной части с амплитудой до 20 м. На рис. 5.5. показана схема конструкции поглощающих скважин с элементами геологического строения участка. По этим схемам хорошо видно, что как в подошве, так и в кровле X горизонта залегает выдержанная толща глин мощностью не менее 15 м, являющаяся надежным изолирующим слоем, препятствующим межгоризонтным перетеканиям утилизируемой жидкости.

Из приведенных фактов можно сделать вывод, что X газовый выработанный горизонт является наиболее подходящим для утилизации водно-нефтяной эмульсии, получаемой в процессе добычи и подготовки нефти.

5.3 Гидрогеологические условия участка захоронения водно-нефтяной эмульсии

5.3.1 Общая характеристика участка

При организации работ по закачке жидких отходов процесса подготовки нефти необходимо учитывать определенные требования к водовмещающим породам водоносных горизонтов-коллекторов и к составу закачиваемой жидкости.

По гидрогеодинамическим особенностям бассейны пластовых вод имеют вертикальную зональность, которую следует учитывать при оценке их пригодности для захоронения промышленных стоков в недра. Всего выделяют три зоны: интенсивного водообмена, затрудненного водообмена и весьма затрудненного водообмена [89,90,91].

Зона интенсивного (активного) водообмена, достигает глубины 300-500 м и соответствует региональному эрозионному врезу. Для нее характерны наиболее высокие скорости движения подземных вод и тесная связь с поверхностными водами. Чаще всего именно подземные воды этой зоны используются для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Очевидно, что эта зона не может быть использована для захоронения промышленных стоков.

Зона затрудненного (замедленного) водообмена находится ниже базиса дренирования (500-700 м) и характеризуется пониженными скоростями движения и замедленными темпами водообмена – десятки тысяч лет. В некоторых случаях подземные

воды этих зон могут быть использованы для технического водоснабжения. Поэтому, для захоронения промышленных стоков зоны затрудненного водообмена также непригодны.

Зона весьма затрудненного (пассивного) водообмена располагается в наиболее глубоких частях впадин (свыше 700 м) и отличается возобновлением ресурсов подземных вод в масштабе геологического времени – миллионы лет. Естественные скорости движения подземных вод в этой зоне весьма малы и изменяются от 0.05 до 0.1 м в год. В этой зоне распространены подземные воды высокой минерализации – рассолы (более 50 г/л) преимущественно хлоридного натриевого и кальциевого состава. Такие зоны наиболее подходят для захоронения промышленных стоков.

В природе приведенная выше гидрогеодинамическая зональность часто нарушается вследствие проявления тектонических процессов и хозяйственной деятельности человека. Например, в результате разработки нефтегазовых месторождений приконтурные подземные воды также вовлекаются в разработку, что способствует интенсивному водообмену и попаданию их в добываемую продукцию.

Представленные гидрогеодинамические зоны позволяют в процессе анализа определить наиболее закрытую гидрогеологическую структуру, глубокие водоносные горизонты которой возможно использовать для захоронения промышленных стоков. При этом необходимо учитывать литологические особенности водовмещающих пород, которые по величине проницаемости подразделены на пять классов: 1 класс - очень хорошо проницаемые с коэффициентом проницаемости K более 1 Дарси; 2 класс - хорошо проницаемые с K от 0,1 до 1 Дарси; 3 класс - среднепроницаемые коллекторы с K от 0,01 до 0,1 Дарси; 4 класс - слабопроницаемые коллекторы с K от 0,001 до 0,01 Дарси; 5 класс - практически непроницаемые или просто непроницаемые породы с K от 0 до 0,001 Дарси.

Мангистау-Устюртская система артезианских бассейнов, по схеме гидрогеологического районирования Казахстана, принятой в 2005 году (Т.К.Айтуаров, Д.А. Касымбеков, Д.К. Калитов), является территорией, благоприятной для захоронения промышленных стоков. В качестве пластов-коллекторов могут быть рекомендованы альб-сеноманский, неоком-аптский и нижнее-среднеюрский водоносные комплексы, имеющие примерно одинаковые коллекторские свойства. Однако сложные геолого-структурное строение и гидрогеологические условия района требуют дальнейшего изучения гидродинамического режима бассейнов, особенно в районах интенсивной добычи углеводородного сырья.

Гидрогеологические условия газо-нефтяного месторождения Узень изучались в процессе разведки и эксплуатации газовых и нефтяных гори зонтов. В 2014 г. проведена разведка подземных вод месторождения Узень для технического водоснабжения

месторождения. В качестве потенциальных горизонтов рассматривались подземные воды альбских отложений. Отложения альбского комплекса на характеризуемой территории развиты повсеместно, за исключением площадей, где на дневную поверхность выходят юрские и пермо-триасовые образования. В пределах Центрально-Мангышлакской тектонической зоны они выходят на поверхность, занимая присводовые части многочисленных положительных структур второго и третьего порядка. На остальной территории альбские отложения погружаются на значительную глубину - до 800-1200 м.

Представлены альбские отложения довольно однообразной толщей, состоящей из чередования песков, песчаников и глин общей мощностью 500-700 м.

Пески серые и зеленовато-серые мелкозернистые, часто глинистые. Глины темно-серые до черных, часто песчанистые.

В зонах раскрытого залегания водовмещающих пород формируются грунтовые воды, которые в зависимости от гипсометрических особенностей местности залегают на глубинах от 10-25 до 80-100 м в районе гор Актау. В отдельных случаях они вскрываются колодцами глубиной 5-10 м.

На остальной территории получили распространение напорные воды. При этом с глубиной залегания водовмещающих пород увеличивается и высота пьезометрического напора.

На основании изучения и интерпретации материалов промысловой геофизики и построения региональных корреляционных схем, в настоящее время в водоносном альбском комплексе, распространенном на территории Южно-Мангышлакского артезианского бассейна, выделяется 7 относительно разобщенных друг от друга водоносных горизонтов.

В гидрогеологическом отношении изученность альбских отложений весьма неравномерная как в площадном аспекте, так и по разрезу.

Достаточно хорошей изученностью характеризуются участки разведанных ранее Куюлусского и Асарского водозаборов и вновь разведанный участок Узеньский.

На Куюлусском водозаборе в эксплуатации находятся сеноманский, I и II альбские горизонты. Наиболее водообильным является I альбский горизонт, на который приходится 75-80% воды, отбираемой на водозаборе. Водовмещающими породами являются три слоя песков общей мощностью 40-50 м, разделенные прослоями глин мощностью от 2-5 м до 20 м. Отметки пьезометрической поверхности I альбского горизонта изменяются от 126 м в области питания в районе Куюлусского водозабора до 67 м в Узеньской впадине.

Водообильность пород I горизонта достаточно высокая. Дебиты скважин на самоизливе достигают 30-40 $\text{дм}^3/\text{с}$ (впадина Карагие). Удельные дебиты составляют 0,4-

2,25 дм³/с.

В зоне Куялусского водозабора получили развитие слабоминерализованные (2-4 г/дм³) воды. К западу, югу и востоку минерализация подземных вод увеличивается до 8-12 г/дм³.

На Асарском водозаборе хорошо изучены V-VI-VII горизонты водоносного альбского комплекса. Водовмещающими являются мелкозернистые пески мощностью около 60 м.

Водообильность отложений V-VII горизонтов достаточно высокая. Дебит скважин достигает 32,2 дм³/сут при понижении уровня воды на 36,4 м. Подземные воды соленые с минерализацией 9 г/дм³, по составу сульфатно-хлоридные. Пьезометрический уровень установился на отметке 101,8 м.

На вновь разведанном Узеньском участке отдельно изучены III-IV, V-VI и VII горизонты альбского комплекса.

Водовмещающим породами являются мелкозернистые пески. Водообильность горизонтов сравнительно высокая. Дебиты скважин на III-IV горизонты достигает 37,5 дм³/с при понижении уровня воды на 131 м. Дебиты скважин на V-VI горизонты достигают 23,3 дм³/с при понижении уровня воды на 192,2 м. VII горизонт на Узеньском участке вообще слабоводообилён. Дебиты скважин не превышают 0,7 дм³/с при понижении уровня воды на 53,4 м.

Установлено, что величина напора и его абсолютные отметки увеличиваются с глубиной залегания водоносных горизонтов. Так, если в III-IV горизонтов абсолютные отметки уровней воды составляют 110-115 м, то в V-VI они составляют 120-125 м, а в VII горизонте – 127 м.

На Узеньском участке получили распространение хлоридные натриевые воды с минерализацией 5-7 г/дм³ и сульфатно-хлоридные натриевые воды с минерализацией 9-10 г/дм³. Химический состав подземных вод, приуроченных к газовым горизонтам, приведен в табл. 5.2.

Питание подземных вод альбских отложений происходит только на ограниченных участках, где эти породы выходят на поверхность в районе Горного Мангышлака. Величина питания невелика. В частности в зоне влияния Куялусского водозабора величина питания подземных вод не превышает 1500 м³/сут.

Разгрузка подземных вод альбского комплекса предполагается в глубоких впадинах типа Карагие в акватории Каспийского моря.

Продуктивный водоносный альбский комплекс залегает на большой глубине и не подвержен влиянию внешних климатических факторов. В подобных условиях уровень

режим подземных вод и их химический состав в многолетнем разрезе остаются неизменными. Возможные колебания уровня подземных вод в годовом цикле не превышают 0,5-1,0 м. При величине напора подземных вод до 800 м эти колебания составляют доли % и не влияют на достоверность подсчета запасов подземных вод.

Действительная скорость потока подземных вод при коэффициенте фильтрации 1-2 м/сут не превышает нескольких метров в год, так что изменений химического состава в годовом цикле не происходит /110/.

Область питания и разгрузки находятся далеко (десятки километров) от участка захоронения водно-нефтяной эмульсии. Поэтому для дальнейших расчетов по выбранному участку X горизонта принимаются граничные условия как неограниченный напорный водоносный горизонт.

Как уже отмечалось в разделе 4.4., буферными горизонтами для X газового горизонта сверху являются VIII и IX газовые горизонты, изолированных друг от друга мощными глинистыми пластами, подземные воды которых из-за высокой минерализации не представляют практического интереса и не используются. Буферными горизонтами снизу являются мощные толщи XI и XII газовых горизонтов, также разделенных глинистыми пластами, подземные воды которых также не используются для каких-либо целей. Поэтому X газовый горизонт представляется наиболее подходящим для утилизации водно-нефтяной трудно разрушаемой эмульсии, образующейся в процессе добычи и подготовки нефти.

5.3.2 Гидрологическая характеристика поглощающего горизонта

Геологический профиль X газового горизонта, выбранного для закачки водно-нефтяной эмульсии, приведен на рис. 5.1. Мощность горизонта в пределах основного свода месторождения Узень по данным разведки в среднем составляет 12 м. Литологически отложения представлены ритмично переслаивающимися алевроитами и песками и слабо сцементированными песчаниками. Средняя пористость составляет 0,36, а проницаемость, определенная в лабораторных условиях, составляет 250 мД. Зависимость проницаемости водовмещающих пород альбского водоносного комплекса от проницаемости показана на рис. 5.6.

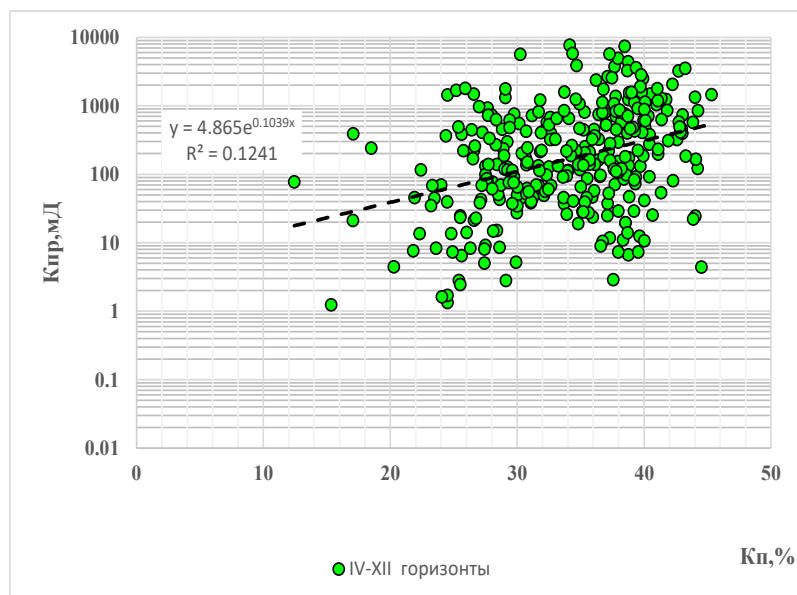


Рисунок 5-6 Зависимость проницаемости водовмещающих пород альбского водоносного комплекса от пористости.

В разрезе альба выделяется 7 основных слоёв песков мощностью 4-75 м. Эти слои распространены во всём Южно-Мангышлакском артезианском бассейне и воды, содержащиеся в них, являются основным источником технического водоснабжения на характеризуемой территории.

Отметим, что по результатам разведочных работ на Узеньском участке было установлено, что величина коэффициента пьезопроводности не превышает $5,0 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{сут}$ и влияние закачки на новом участке практически не скажется на других водозаборах, т.к. даже в случае вертикально перетока из X горизонта в эксплуатируемый VII горизонт, что практически невозможно. Действительная скорость потока подземных вод при коэффициенте фильтрации 1-2 м/сут не превышает нескольких метров в год, так что изменений химического состава в годовом цикле не происходит.

Подземные воды хлор- кальциевого типа минерализацией 10,7-10,9 г/л. Кровля X горизонта состоит из глин темно-серых до чёрных, реже зеленовато-серых, алевроитистых, иногда слабокарбонатных. Пористость по данным лабораторных исследований не превышает 0,12, глины водонепроницаемые с начальным градиентом фильтрации до 11 МПа. Мощность кровли в среднем равна 30 м. Залегающие в подошве водоупорные породы имеют аналогичные свойства, мощностью до 50 м.

5.3.3 Гидрогеологическая характеристика буферных горизонтов

Буферными горизонтами сверху являются VIII и IX газовые горизонты, снизу XI и XII. IX газовый горизонт на участке полигона захоронения практически отсутствует. Поэтому режимные наблюдения за закачкой водно- нефтяной эмульсии будут

проводиться за подземными водами VIII горизонта, имеющего мощность 14 м. Сложен он песками и слабосцементированными песчаниками, с прослоями алевролитов. Средняя пористость равна 0,306, а проницаемость 300 мД. По химическому составу подземные воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 9,5-13,5 г/л. Между VIII и X горизонтами залегает хорошо выдержанный слой плотных глин с водопроницаемыми прослоями IX горизонта. Общая мощность этого слоя составляет примерно 90 м.

XI нижний буферный горизонт отделен от X горизонта 50 метровой глинистой толщей. Водовмещающие породы плотные пески и слабо сцементированные песчаники с пористостью 0,3 и средней проницаемостью 400 мД. Подземные воды XI горизонта относятся к хлор-магниевого типу с минерализацией 14 г/л.

Из приведенных данных видно, что в поглощающем горизонте и буферных химизм подземных вод и минерализация значительно отличаются. Поэтому при проведении режимных наблюдений по изменению этих показателей можно будет судить о влиянии утилизации водно-нефтяной эмульсии на окружающую среду.

5.4 Геофизические исследования

Геофизические исследования проводились с целью определения герметичности эксплуатационной колонны и наличия заколонных перетоков. Исследования проводились в пяти скважинах, определенных для опытных закачек водно-нефтяной эмульсии в пласт. В процессе работ проводился следующий комплекс исследований:

- термометрия при закачке и термометрия в остановленной скважине;
- локатор муфт и ГК;
- РГД (непрерывная запись) и РГД для определения расхода жидкости;
- манометрия.

По результатам ГИС определялось наличие или отсутствие заколонных перетоков и герметичность эксплуатационной колонны, а также определялись поглощающие интервалы в поглощающих скважинах. Результаты исследований приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3

Результаты геофизических исследований в скважинах-кандидатах для закачки эмульсии.

№ скважины	Дата исследований	Интервал перфорации		Интервал ухода		К охвата	Герметичность колонны
		кровля	подошва	кровля	подошва		
109	26.06.2019	680	690	680	689	0,9	Герметична

222	23.06.2019	692	710	692	707	0,83	Герметична
527	25.06.2019	704	720	705	718	0,81	Герметична
3258	27.06.2019	712	725	712 560	725 564	0,9	Нарушение в интервале 560-564
5730	28.06.2019	696	708	697	707	0,83	Герметична

Из пяти исследованных скважинах у скважины № 3258 установлена негерметичность эксплуатационной колонны. В четырех других скважинах эксплуатационные колонны герметичны, коэффициент охвата закачкой высокий- от 0,81 до 0,9. Это свидетельствует, что перфорированный интервал скважины работает хорошо и проводить дополнительных мероприятий по восстановлению приемистости не нужно.

Скважину № 3258 из списка скважин-кандидатов для проведения опытных работ исключили из-за негерметичности эксплуатационной колонны. В дальнейшем эту скважину планируется использовать для закачки водно-нефтяной эмульсии при условии проведения ремонтно-изоляционных работ и качественной изоляции ранее перфорированного интервала на VIII горизонт.

5.5 Гидродинамические исследования

На трех скважинах №№ 109, 527 и 5730 проводились гидродинамические исследования методом КВД (кривых восстановления давления). Исследования проводились с помощью прибора PPS-25 № 8573 (глубинный манометр-термометр). Обработка данных как кривой восстановления давления проводилась при помощи специализированного программного продукта PanSystem. Выбор скважин обусловлен прежде всего тем, что скважины №№ 527 и 5730 в первую очередь намечали для проведения закачки водно-нефтяной эмульсии. Третья скважина № 3258, в которую также планируется проводить закачку, находится в непосредственной близости от первых двух, поэтому условия закачки предположительно будут одинаковыми. Также при проведении ГИС в ней обнаружено нарушение герметичности э/колонны, и дальнейшее использование этой скважины возможно после устранения негерметичности. Для опытных исследований была выбрана третья скважина № 109, рассматриваемая как резервная для закачки. Кроме того, она расположена в сводовой части основного купола. Поэтому необходимо также знать гидродинамические характеристики этой части полигона.

Результаты исследований приведены ниже.

Скважина № 527

В результате гидродинамических исследований на скважине 527 месторождения Узень от 02-06.07.19 г. была получена таблица данных (забойных давлений), которая содержит 445 замеров давлений. Продолжительность записи данных составила 1.90 часа. На основе данных замеров получена кривая изменений забойных давлений (рис.5.7).

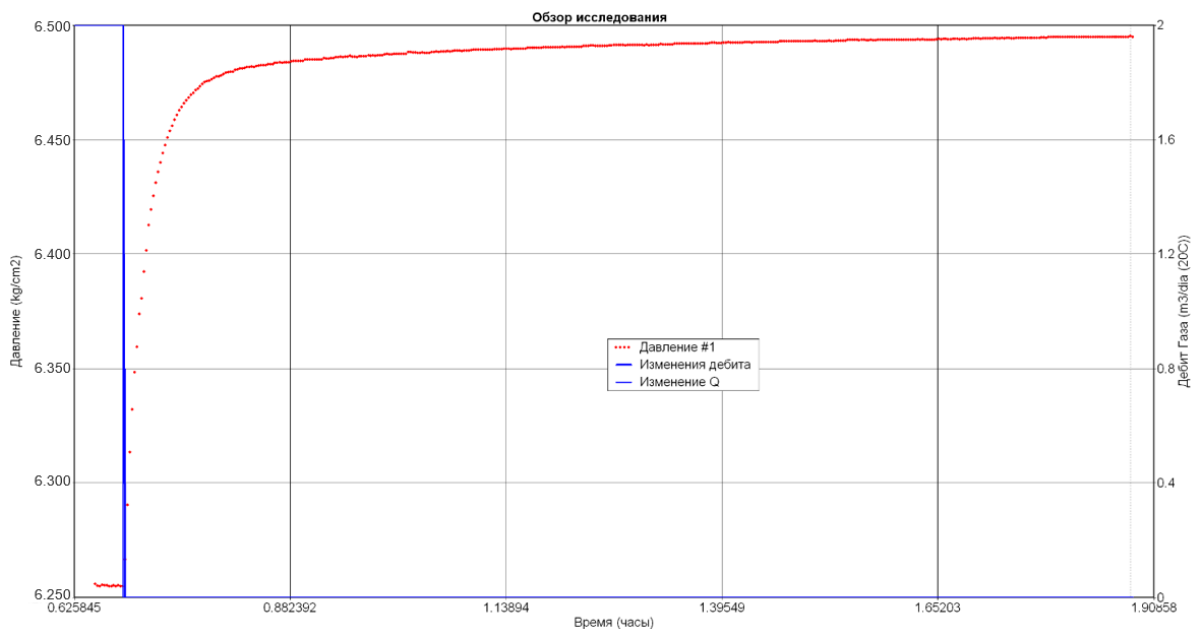


Рисунок 5-7 Изменение забойного давления во времени (КВД)

На рисунке 5.8 приведены первичные, эмпирические данные изменения забойного давления с течением времени.

В результате обработки данной кривой были получены следующие результаты (Рис.5.9).

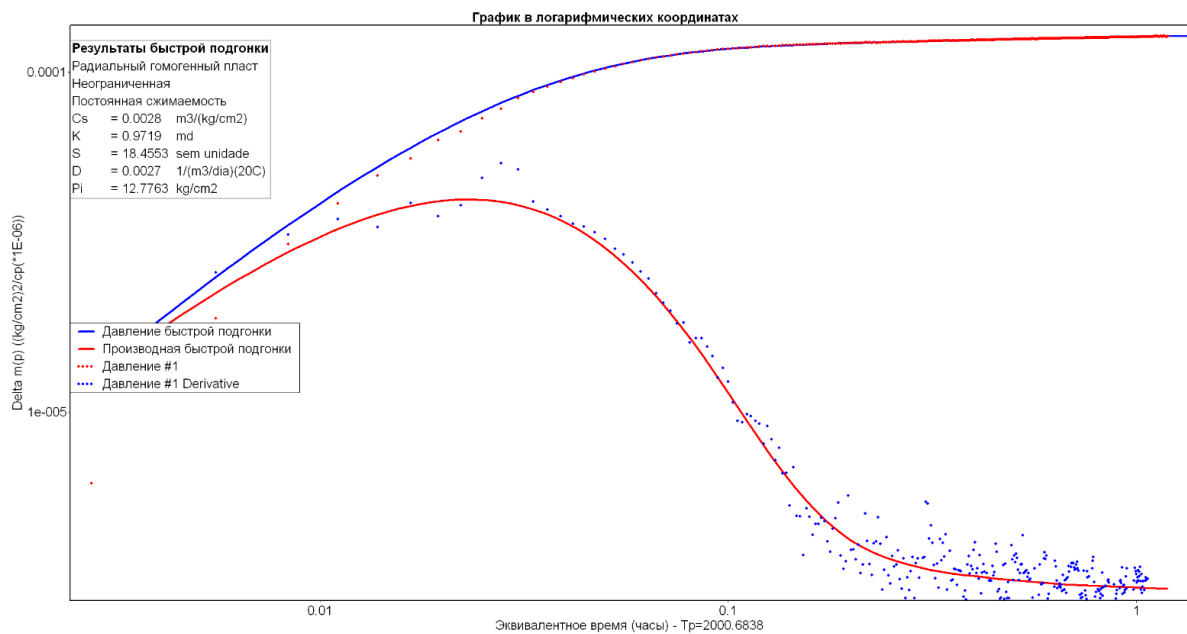


Рисунок 5-8 Изменение забойного давления во времени в логарифмических координатах и ее производная.

На данном графике представлена кривая восстановления давления, построенная в логарифмических координатах и ее производная. По производной КВД определяются модель течения и фильтрационно-емкостные свойства пласта.

Далее представлен график течения в пласте (рис.5.8)

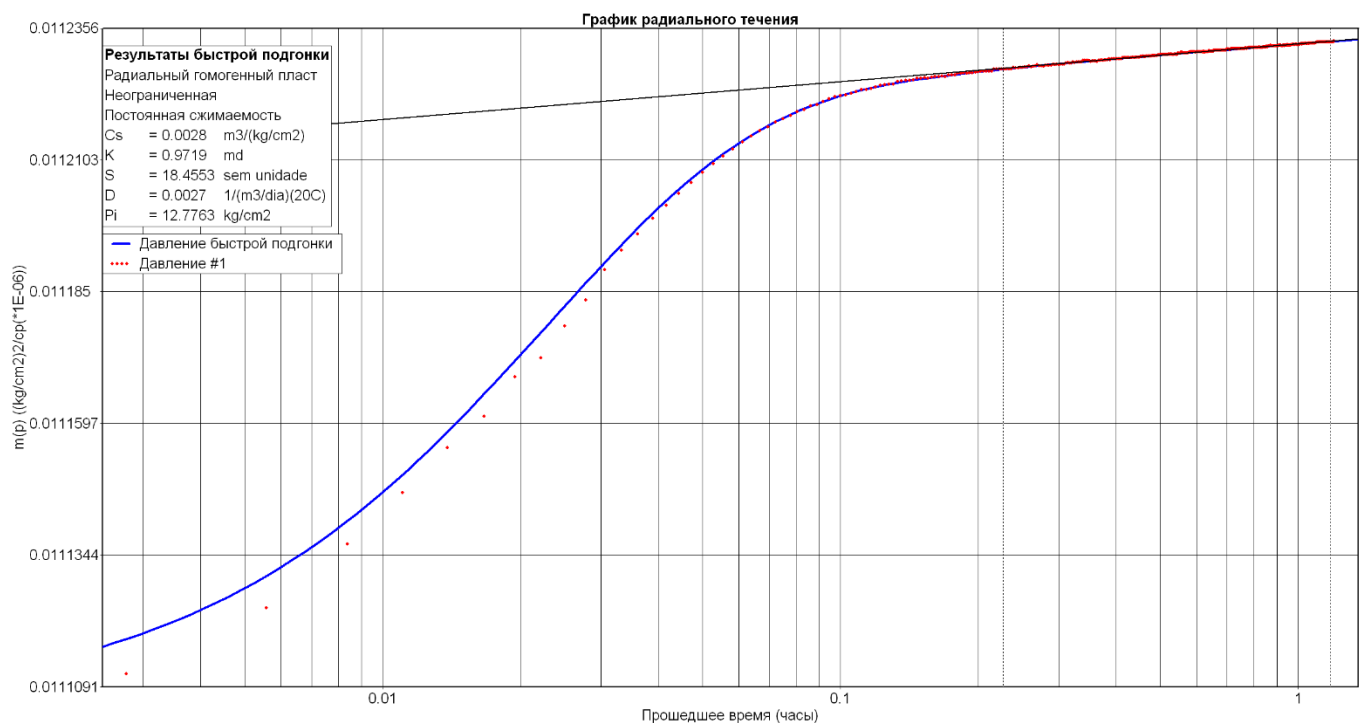


Рисунок 5-9 График радиального течения

Данный график показывает наличие радиального течения в пласте.

По результатам графо-аналитической обработки данных кривых определены следующие параметры: модель течения, проницаемость, скин-фактор, Рпл, пьезопроводность и гидропроводность пласта.

Результаты обработки КВД по скважине № 527.

Данные по параметрам границ

Тип границы пласта:	Неограниченная
Площадь дренирования	$7.1191 \cdot 10^5 \text{ м}^2$
Dietz форм-фактор	0.4010

Данные по параметрам модели

Модель тип	Радиальный гомогенный пласт
Проницаемость	0.972 мД
Скин фактор	18.45
Коэффициент зависимости скина от дебита	$2.6865 \cdot 10^{-3} \text{ 1/(м}^3/\text{сут)}(20\text{C})$

Данные по притоку

Интерполированное пластовое давление	6.39 кг/см ²
Дебит	2.0 м ³ /сут
Коэффициент д'Арсси течения (В)	82.22 (кг/см ²) ² /ср/(м ³ /сут)
Коэффициент не-д'Арсси течения (F)	$7.8092 \cdot 10^{-3} \text{ (кг/см}^2\text{)}^2/\text{ср(м}^3/\text{сут)}^2$
Пьезопроводность	$1.51 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2/\text{с}$
Гидродропроводность	$1.24 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$
Максимальный потенциальный дебит теоретический	160.285 м ³ /сут (20С)

Скважина № 109.

В результате гидродинамических исследований на скважине 109 месторождения Узень от 06-08.07.19г. была получена таблица данных (забойных давлений), которая содержит 23902 замера давлений. Продолжительность записи данных составила 66.38 часа. На основе данных замеров получена кривая изменений забойных давлений (рис.5.10).

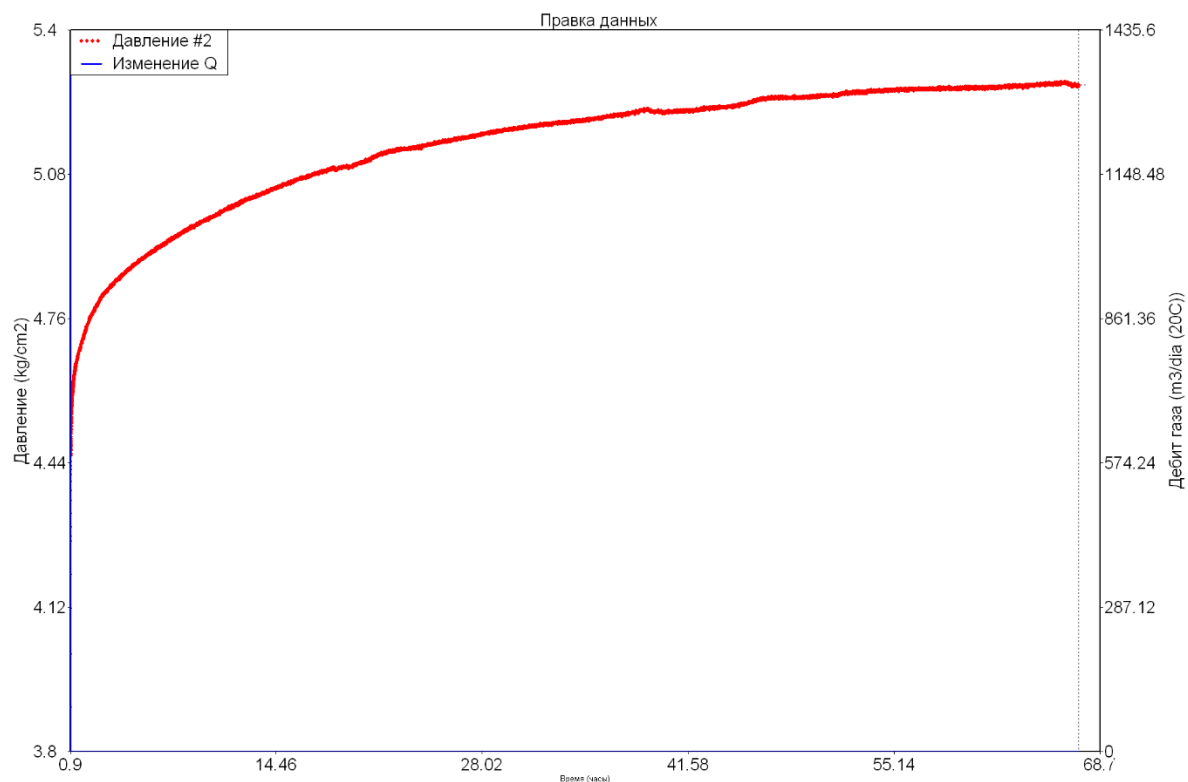


Рисунок 5-10 Изменение забойного давления во времени (КВД).

- На рисунке 5.11 приведены первичные, эмпирические данные изменения забойного давления с течением времени.

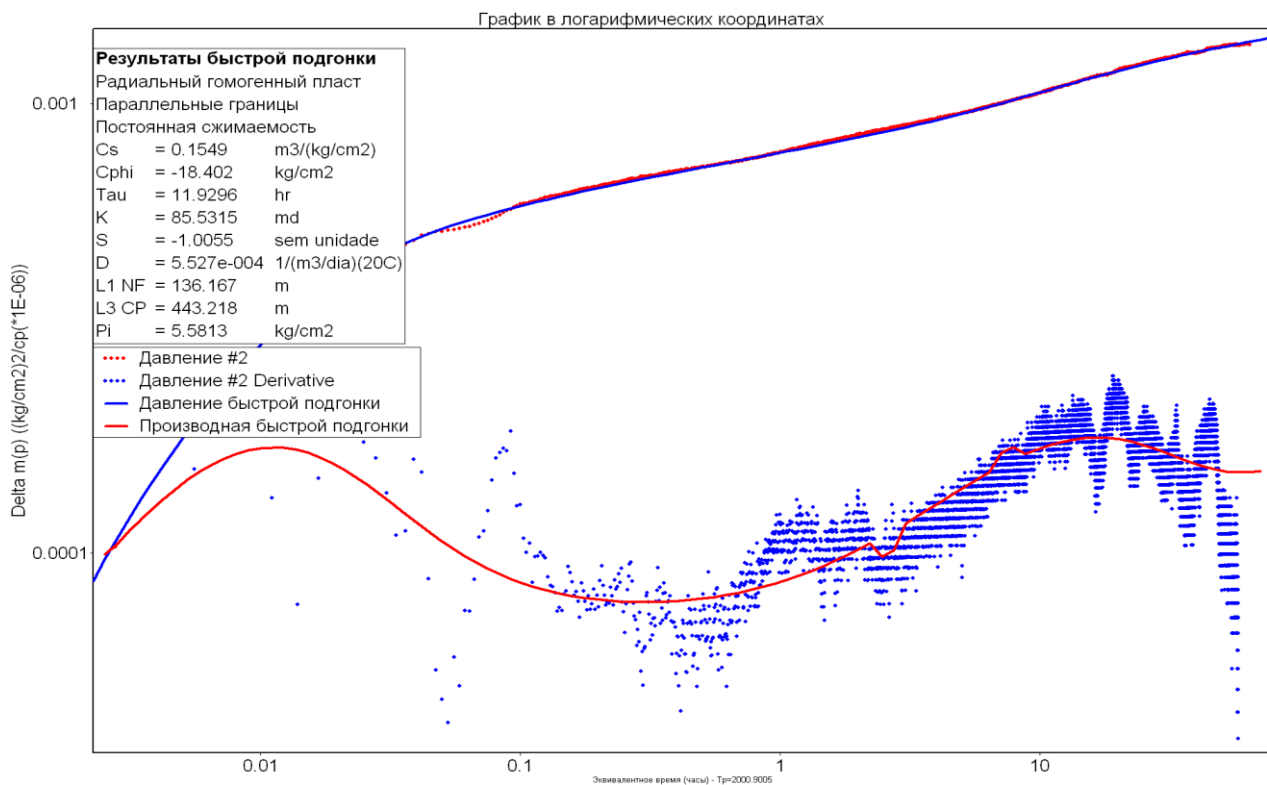


Рисунок 5-11 Изменение забойного давления во времени в логарифмических координатах и ее производная.

На данном графике представлена кривая восстановления давления построенная в логарифмических координатах и ее производная. По производной КВД определяются модель течения и фильтрационно-емкостные свойства пласта. Далее представлен график течения в пласте (рис.5.12).

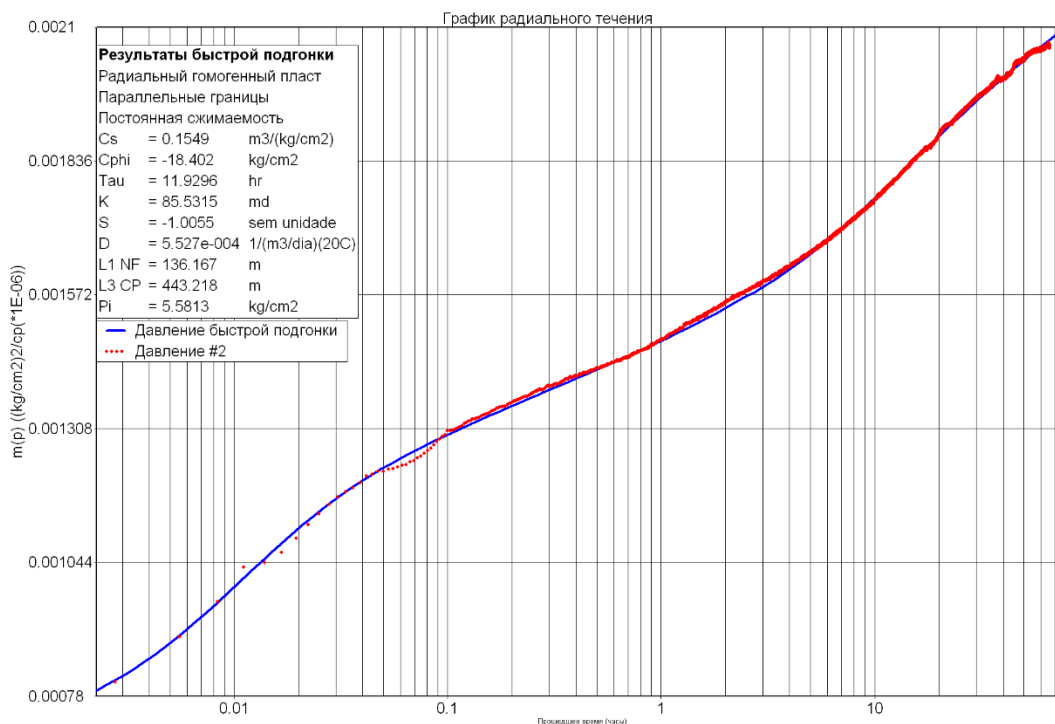


Рисунок 5-12 График радиального течения.

Данный график показывает наличие радиального течения в пласте.

По результатам графо-аналитической обработки данных кривых определены следующие параметры: модель течения, проницаемость, скин-фактор, $R_{пл}$, пьезопроводность и гидропроводность пласта.

Результаты обработки КВД по скважине № 109

Данные по параметрам границ

Тип границы пласта:	Параллельные границы
Расстояние до непроницаемой границы	136.16 м
Расстояние до границы постоянного давления	443.21 м
Площадь дренирования	196250 м ²
Dietz форм-фактор	31.20

Данные по параметрам модели

Модель тип	Радиальный однородный пласт
Проницаемость	385.53 мД

Скин фактор	-1.00
Коэффициент зависимости скина от дебита	$5.5270 \cdot 10^{-4} \text{ 1/(м}^3\text{/сут)}(20\text{C})$

Данные по притоку

Интерполированное пластовое давление	5.58 кг/см ²
Дебит	1435.6 м ³ /сут
Коэффициент д'Арси течения (B)	1.0926 (кг/см ²) ² /ср/(м ³ /сут)
Коэффициент не-д'Арси течения (F)	$6.8458 \cdot 10^{-5} \text{ (кг/см}^2\text{)}^2\text{/ср(м}^3\text{/сут)}^2$
Пьезопроводность	0.133 м ² /с
Гидродропроводность	0,0291 м ³ /МПа*с

Скважина № 5730.

В результате гидродинамических исследований на скважине № 5730 месторождения Узень от 13-17.07.19г. была получена таблица данных (забойных давлений), которая содержит 34678 замеров давлений. Продолжительность записи данных составила 96.13 часа. На основе данных замеров получена кривая изменений забойных

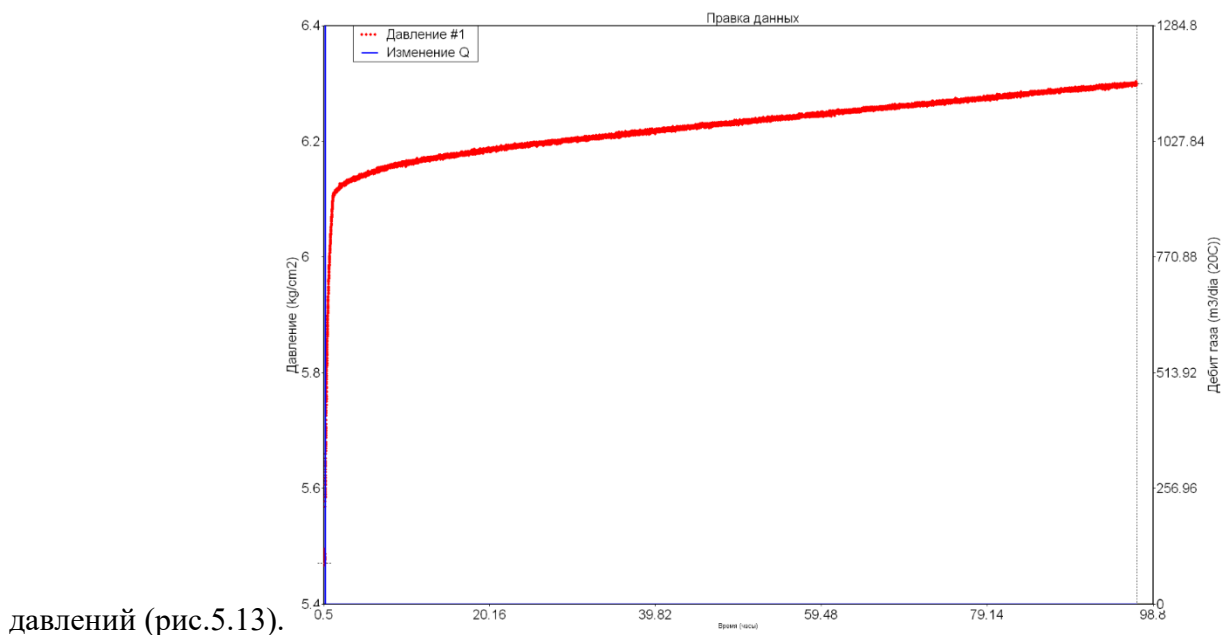


Рисунок 5-13 Изменение забойного давления во времени (КВД).

На рисунке 5.13 приведены первичные, эмпирические данные изменения забойного давления с течением времени.

В результате обработки данной кривой были получены следующие результаты (рис.5.14).

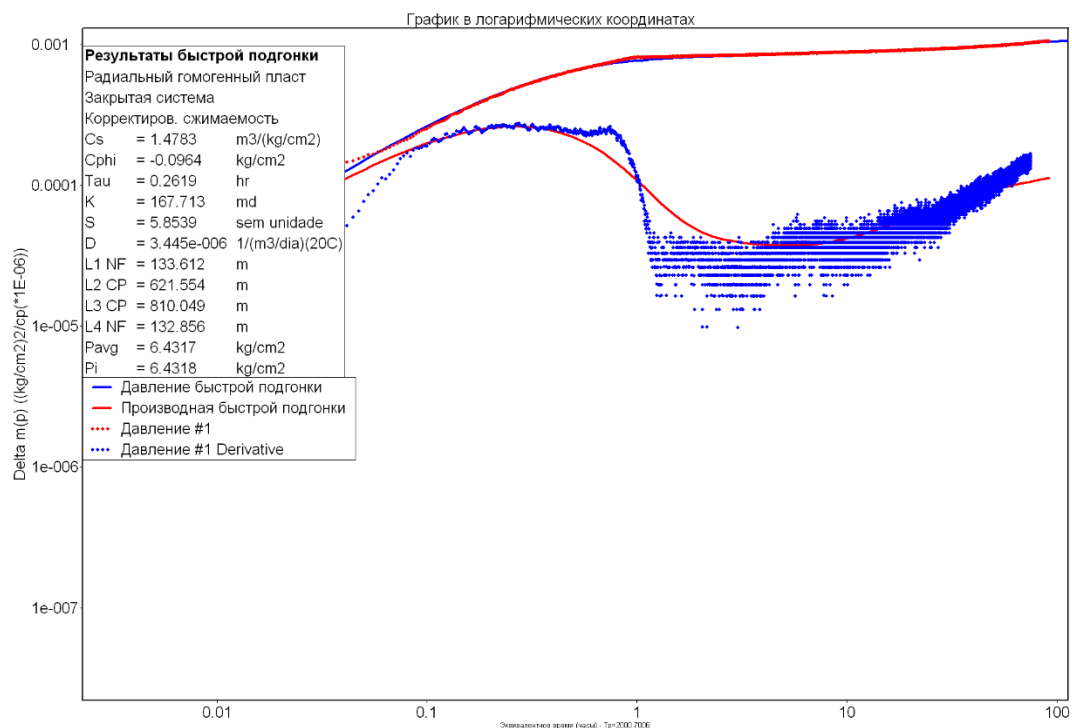


Рисунок 5-14 Изменение забойного давления во времени в логарифмических координатах и ее производная.

На данном графике представлена кривая восстановления давления, построенная в логарифмических координатах и ее производная. По производной КВД определяются модель течения и фильтрационно-емкостные свойства пласта.

Далее представлен график течения в пласте (рис.5.15).

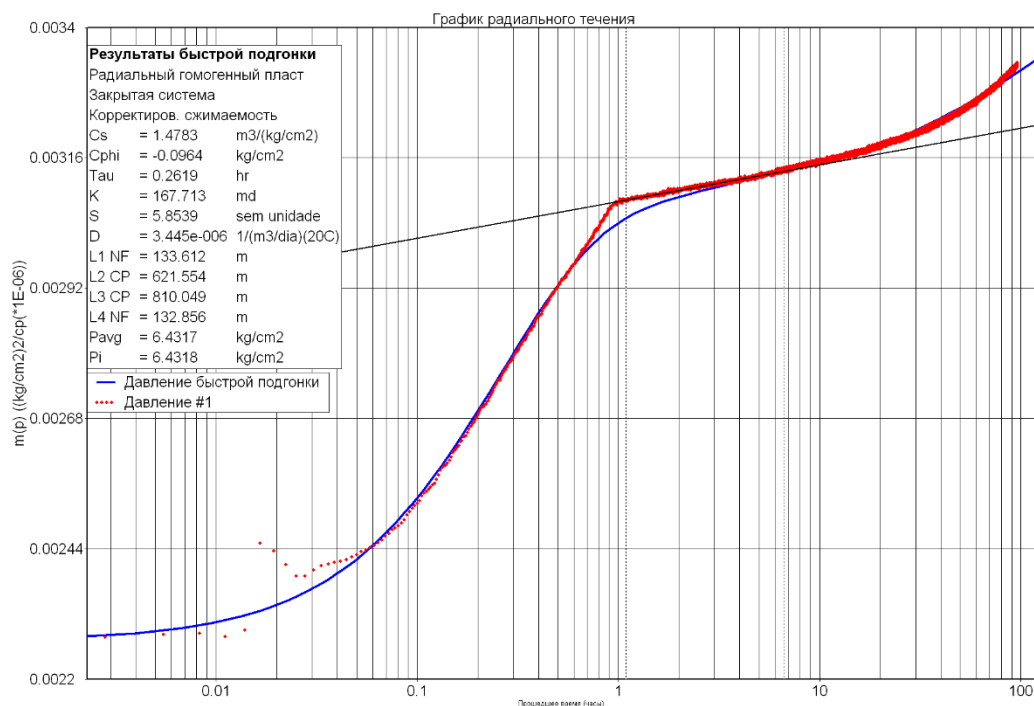


Рисунок 5-15 График радиального течения

Данный график показывает наличие радиального течения в пласте.

По результатам графо-аналитической обработки данных кривых определены следующие параметры: модель течения, проницаемость, скин-фактор, Рпл, пьезопроводность и гидропроводность пласта.

Результаты обработки КВД по скважине № 5730

Данные по параметрам границ

Тип границы пласта:	Закрытая система
Расстояние до непроницаемой границы	133.61 м
Расстояние до границы постоянного давления	621.55 м
Расстояние до границы постоянного давления	810.05 м
Расстояние до непроницаемой границы	132.85 м
Площадь дренирования	$7.1191 \cdot 10^5 \text{ м}^2$
Dietz форм-фактор	0.4010

Данные по параметрам модели

Модель тип	Радиальный гомогенный пласт
Проницаемость	167.71 мД
Скин фактор	5.85
Коэффициент зависимости скина от дебита	$3.4450 \cdot 10^{-6} \text{ 1/(м}^3/\text{сут)}(20\text{C})$

Данные по притоку

Интерполированное пластовое давление	6.43 кг/см ²
Дебит	1284.8 м ³ /сут
Коэффициент д'Арсси течения (В)	0.8291 (кг/см ²) ² /ср/(м ³ /сут)
Коэффициент не-д'Арсси течения (F)	$1.8214 \cdot 10^{-7} \text{ (кг/см}^2\text{)}^2/\text{ср(м}^3/\text{сут)}^2$
Пьезопроводность	0.217 м ² /с
Гидродропроводность	0,0656 м ³ /МПа*с

Все параметры, полученные при проведении гидродинамических исследований, были использованы для математического и геолого-гидродинамического моделирования закачки водно-нефтяной эмульсии в пласт. Сопоставление результатов КВД по трем скважинам показали, что в силу различного расположения скважин, результаты получились несколько различными. Поэтому для математического моделирования и аналитических расчетов приняты усредненные значения проницаемости и гидро-

пьезопроводности, а для гидродинамического моделирования приняты полученные для каждой скважины величины этих показателей.

5.6 Опытные нагнетания водно-нефтяной эмульсии в поглощающие скважины и режимные наблюдения.

С целью выявления каких-либо особенностей в организации закачки водно-нефтяной эмульсии в выработанный 10-й газовый горизонт были подобраны и подготовлены для пробной закачки три скважины №№ 109, 527 и 5730. Эти скважины расположены в непосредственной близости от УПСВ-1 и организовать пробные закачки в них можно было с наименьшими трудозатратами.

Методика проведения опытных закачек проводилась в три этапа: сначала, в течение примерно, 10 дней закачивалась сточная вода из водовода. Затем по технологии, описанной в п. 6.3, в течение примерно 10 дней закачивалась разбавленная в два раза и подогретая водно-нефтяная эмульсия, после этого также примерно в течение 10 дней проводилась закачка сточной воды.

Результаты работ приведены на рисунках 5.15-5.17.

Скважина № 109.

Схематически конструкция скважины приведена на рис. 5.5. Скважина расположена в сводовой части месторождения Узень. Интервал перфорации 680-697 м. Другие сведения приведены в табл. 5.1.

Пробная закачка была начата 30.01.20 г и закончена 28.02.20 г.

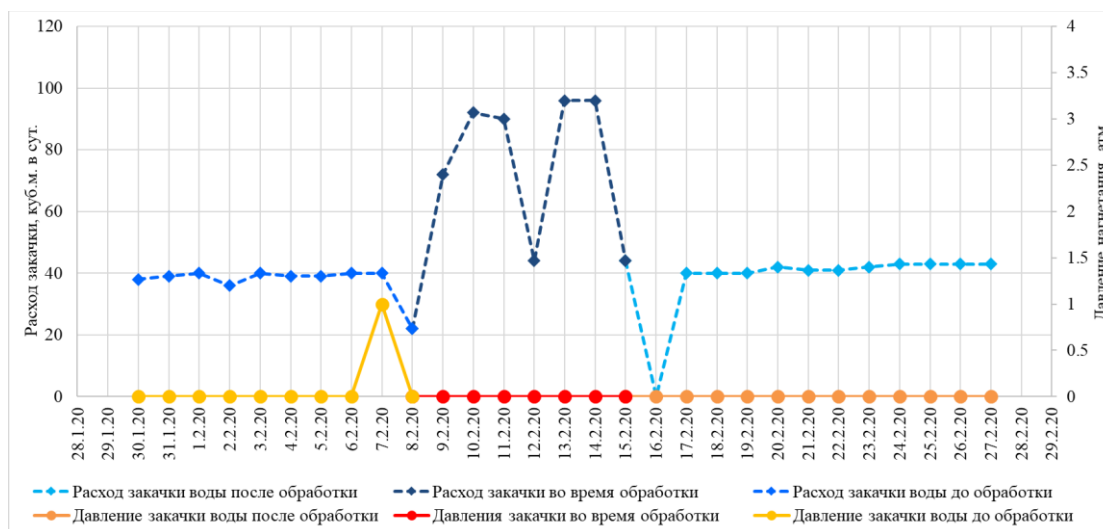


Рисунок 5-16 Результаты пробной закачки водно-нефтяной эмульсии в скважину № 109

Как видно из графика, в течение 10 суток до закачки эмульсии (обработки), проводилась закачка сточной воды с расходом 40 м³/сут. Давление при этом практически равнялось нулю. Затем в течение 7 суток проводилась пробная закачка водно-нефтяной эмульсии в объеме 580 м³ с средним расходом 80 м³/сут. Несмотря на двукратное увеличение расхода закачиваемой жидкости по сравнению с предыдущей порцией закачки сточной воды, давление по-прежнему осталось нулевым. Следующие десять суток производилась закачка сточной воды с расходом 40 м³/сут, давление также не поднялось.

Аналогичные результаты получены по двум другим пробным закачкам (рис. 5.17 и 5.18).

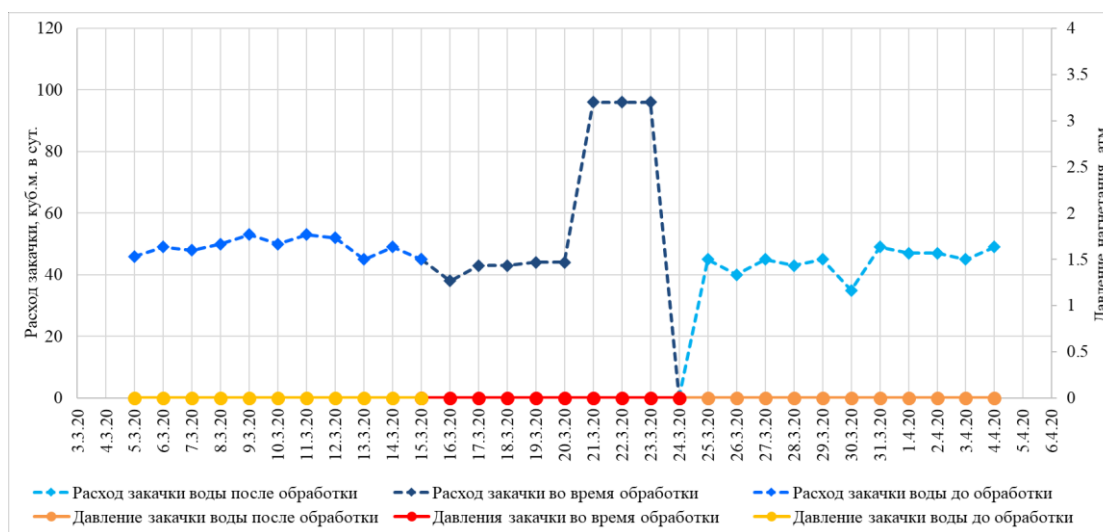


Рисунок 5-17 Результаты пробной закачки водно-нефтяной эмульсии в скважину № 527

В скважину № 527 в период с 29.03.20 г. по 21.04.20 г. проводилась пробная закачка: 11 суток закачивалась сточная вода с средним расходом 50 м³/сут, затем 8 суток осуществлялась закачка подготовленной водно-нефтяной эмульсии в объеме 700 м³ с расходом до 100 м³/сут, затем 11 суток закачивалась сточная вода с расходом 40 м³/сут. Давление в течение всего времени опытной закачки было 0.

В скважину № 5730 в период с 3.03.20 г. по 4.04.20 г. проводилась пробная закачка: 4 суток закачивалась сточная вода с средним расходом 30 м³/сут, затем 9 суток осуществлялась закачка подготовленной водно-нефтяной эмульсии в объеме 750 м³ с расходом до 100 м³/сут, затем 11 суток закачивалась сточная вода с средним расходом 30 м³/сут. Давление в течение всего времени опытной закачки было 0.

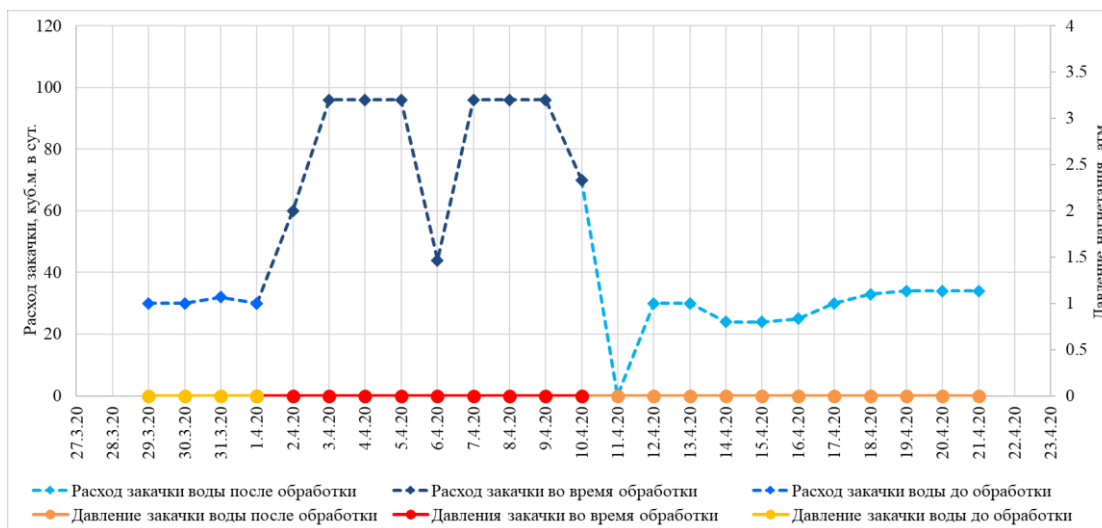


Рисунок 5-18 Результаты пробной закачки водно-нефтяной эмульсии в скважину № 5730

По результатам пробных закачек водно-нефтяной эмульсии можно сделать выводы о том, что закачка водно-нефтяной эмульсии в расчетных объемах до 140 м³ (по второму, третьему или четвертому вариантам в три скважины предполагается закачивать 33 м³ в одну скважину) вполне допустима без каких либо отрицательных последствий.

Для изучения влияния закачки водно-нефтяной эмульсии на пластовые воды X горизонта во время опытных закачек проводились замеры забойного давления и температуры в близлежащих скважинах. Так, при проведении закачки в скважину № 527 в соседней скважине № 216, расположенной на расстоянии 84 м, проводились непрерывные замеры давления и температуры. При закачке в скважину № 5730 в качестве наблюдательной использовалась скважина № 222, расположенная на расстоянии 350 м. При закачке в скважину № 109 в качестве наблюдательной использовалась скважина № 2092, расположенная на расстоянии 390 м.

Для замеров забойного давления и температуры в наблюдательных скважинах использовались глубинные термометры-манометры PPS-25, который спускается в скважину на уровне интервалов перфорации и непрерывно фиксирует температуру и давление пластовых вод.

Температура закачиваемой композиции составляла порядка 50 °С, а температура сточной воды, закачиваемой перед закачкой водно-нефтяной эмульсии и после, незначительно отличалась от пластовой температуры, около 41 °С. Поэтому никаких изменений температуры зафиксировано не было. Изменить температуру закачки по технологическим причинам было невозможно. Поэтому замеры температуры в наблюдательных скважинах оказались мало информативными.

Забойные давления в наблюдательных скважинах также оставались практически неизменными, что свидетельствует о незначительном влиянии предусмотренных проектом объемов закачки в первые месяцы работы полигона. Причем, математические расчеты и математическое моделирование подтверждают вывод о незначительном увеличении пластового давления на конечный расчетный срок эксплуатации полигона.

Результаты замеров давления и температуры приведены в наблюдательных скважинах приведены на рис.5.19-5.21.

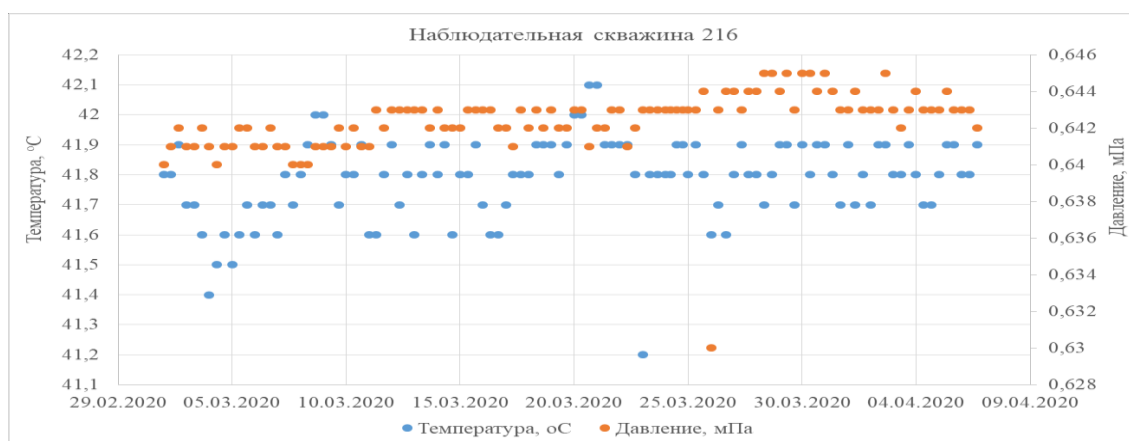


Рисунок 5-19 Динамика забойного давления и температуры скважины № 216 во время опытной закачки в скважину № 527

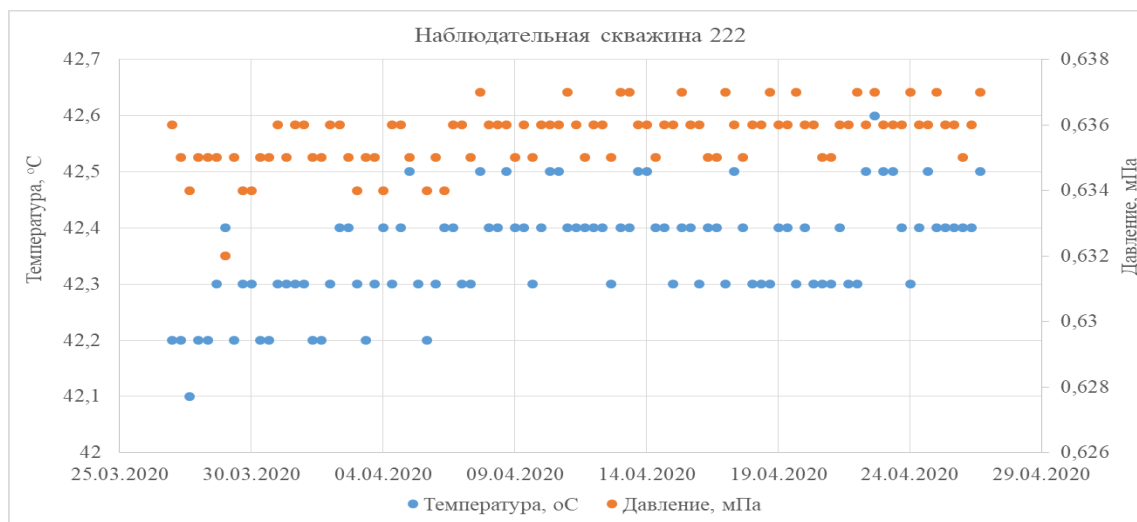


Рисунок 5-20 Динамика забойного давления и температуры скважины № 222 во время опытной закачки в скважину № 5730

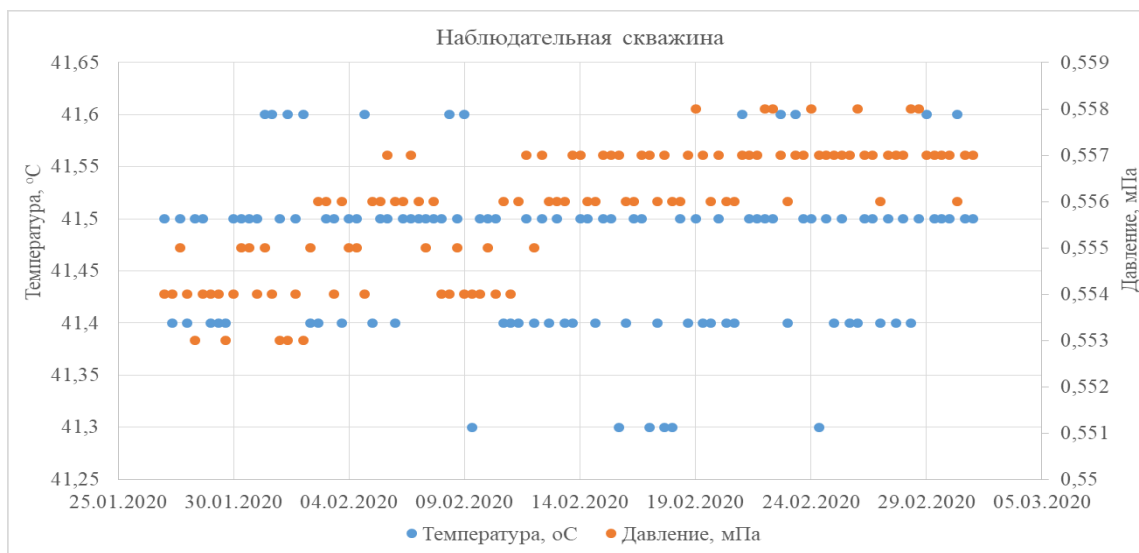


Рисунок 5-21 Динамика забойного давления и температуры скважины № 2092 во время опытной закачки в скважину № 109

Замеры давления в наблюдательной скважине № 216, расположенной на расстоянии 84 м от скважины № 570, в которую закачивалась водно-нефтяная эмульсия, проводились непрерывно. На график выведены результаты с дискретностью 6 часов. Как видно по графику 5.19, за 5 недель закачки жидкости, давление в наблюдательной скважине практически не изменилось: начальное составило 0,641 МПа, конечное 0,643 МПа.

Аналогичные результаты получены в двух других наблюдательных скважинах.

На рис. 5.20 показаны результаты замеров температуры и давления в скважине № 222, расположенной на расстоянии 350 м от скважины № 5730, в которую с 25.03 по 29.04.2020 г. проводилась опытная закачка водно-нефтяной эмульсии. Температура при незначительных колебаниях, сопоставимых с погрешностью измерения, оставалась неизменной. При этом отмечался незначительный рост давления: от 0,635 МПа до 0,636 МПа.

На рис. 5.21 показаны результаты замеров температуры и давления в скважине № ..., расположенной на расстоянии 150 м от скважины № 109, в которую с 25.01 по 5.03.2020 г. проводилась опытная закачка водно-нефтяной эмульсии. Как и других случаях, температура на протяжении всего периода закачки оставалась неизменной 41,5 °C с незначительными колебаниями. Что касается давления, то в скважине также отмечался незначительный рост от 0,555 до 0,557 МПа.

Незначительный рост давления на тысячные доли МПа и практически неизменная температура в наблюдательных скважинах говорит о том, что существенных изменений термодинамических условий на полигоне закачки водно-нефтяной эмульсии за весь

период его эксплуатации происходить не будет. Об этом также свидетельствуют математические расчеты, приведенные в следующем разделе.

5.7 Определение совместимости закачиваемой водно-нефтяной эмульсии с пластовыми водами

Важным вопросом при оценке влияния на геологическую среду является совместимость закачиваемой водно-нефтяной эмульсии с пластовыми водами. Поскольку в процессе подготовки эмульсии к закачке предусматривается ее разбавление сточной водой, рассмотрен вопрос о совместимости ее с пластовыми водами.

Сточные воды с объектов УПСВ-1, 2 представляют собой слабые рассолы со средней суммарной минерализацией 58,0 г/л и плотностью 1,041 г/л. Тип воды по Сулину — хлоркальциевый. Воды жесткие, нейтральные при водородном показателе (pH) — 6,5. В воде присутствуют ионы сульфата до 56,4 мг/л. Ионы кальция и магния содержатся в среднем на уровне 3406,0 мг/л и 1342,4 мг/л соответственно, в следствие чего воды являются очень жесткими со значениями, достигающими 280,0 мг- экв/л. Суммарно, хлориды, натрий и калий образуют более 90 % от ионного состава.

При сравнении полученных показателей с требованиями для закачиваемых в пласт вод, приведенных в СТ РК 1662-2007, пробы имеют следующие значения:

- механических примесей 191,3 мг/л (допустимо 50 мг/л), нефтепродуктов — 103, мг/л (допустимо 50 мг/л). Как видно из соотношения, для закачки в пласт сточных вод необходимо предусмотреть их предварительную очистку. В частности, в разделе 7.2 такая очистка предусмотрена с последующим разбавлением водой в соотношении 1:1.

Также были проведены замеры сероводорода на выходах (НФС), средние значения которого составили менее 1,0 мг/л.

Таблица 5.4

Требования для закачиваемых в пласт вод согласно СТ РК 1662-2007

№ п.п.	Проницаемость (K) пористой среды коллектора, мкм ²	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		Механических примесей	Нефтепродуктов
1	K<0,1	До 3	До 5
2	0,1- 0,35	3-15	5-15
3	0,35-0,6	15-40	15-40
4	K> 0,6	40-50	40-50

Совместимость по химическому составу является важнейшим требованием при организации закачки воды в пласт. Подземные воды X газового горизонта являются хлор-кальциевого типа с минерализацией 10,7-10,9 г/л.

Совместимость сточных и пластовых вод оценивалась величиной образующегося осадка в ходе химических реакций при смешении вод. Исследования показали, что при нагревании до смеси происходит выпадение в осадок, в основном, карбоната кальция - до 137 мг/л. Причиной выпадения осадка в виде нерастворимых солей является химический состав пластовой воды, и качество сточной воды на процесс выпадения осадка не влияет. Следует отметить, что сточная вода в составе водно-нефтяной эмульсии находится в связанном состоянии, и поэтому непосредственно не вступает в реакцию с пластовыми водами.

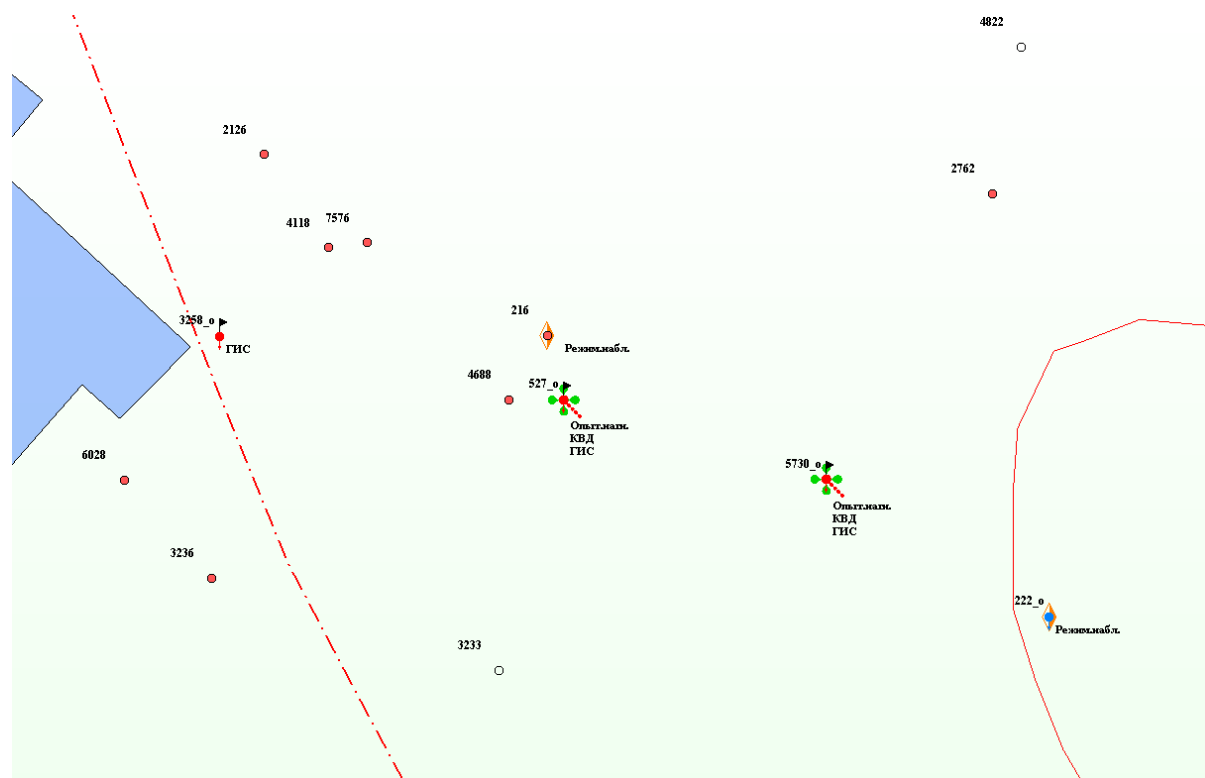
Отдельно рассматривалась совместимость водно-нефтяной эмульсии и пластовых вод X газового горизонта /113/.

В рамках разработки состава для ограничения водопритока на основе сточных вод и водно-нефтяной эмульсии проводились фильтрационные исследования, которые показали, что приготовленный в определенных пропорциях состав способствует снижению проницаемости коллектора по воде, и увеличению проницаемости по нефти, что также свидетельствует о возможности закачки сточных вод в газовые горизонты/110/.

В случае снижения приемистости поглощающих скважин вследствие длительной их эксплуатации, предусматриваются мероприятия по восстановлению приемистости (раздел 7.4.). Приведенные выводы также можно найти в работах /111,112/.

Специально изучался вопрос расслоения водно-нефтяной эмульсии при взаимодействии с пластовой водой. С этой целью сначала была приготовлена водно-нефтяная эмульсия для закачки посредством ее разбавления сточной водой из УПСВ-1, затем смесь нагревалась до 60 °С тщательно перемешивалась, после чего полученная композиция вводилась в пластовую воду X горизонта. Далее исследования проводились по «BOTTLE TEST» на автоматическом анализаторе стабильности многокомпонентных систем «MultiScan MS 20». Результаты исследования обрабатывались с помощью программного обеспечения «MSC 20».

Как показали проведенные работы, в термодинамических условиях 10-го газового горизонта расслоения водно-нефтяной эмульсии в течение месяца не происходило. Также не наблюдалось выпадения каких-либо осадков, что свидетельствует об отсутствии взаимодействия планируемых к закачке объемов водно-нефтяной эмульсии с подземными водами X газового горизонта месторождения Узень.



Условные обозначения:



Опыт.набл.



КВД



ГИС



Режим.набл.

Рисунок 5-22 Карта фактического материала

6. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ И ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

6.1 Расчет подземного растекания жидких отходов производства

В условиях отсутствия гидравлической связи между поглощающим горизонтом и залежью УВ в поглощающем горизонте при закачке происходит повышение давления (ΔP , кгс/см²), которое определяют по формуле

$$\Delta P = \frac{Q}{4\pi K_{\text{лат}} h_{\text{эф}}} \ln \frac{2,25 \chi t}{r_0^2}, \quad (6.1)$$

где Q -приемистость, м³/сут;

χ -пьезопроводность, м²/сут;

t - время эксплуатации, сут;

$K_{\text{лат}}$ - проницаемость латеральная, Дарси.

r_0 – радиус скважины или приведенный радиус нагнетательного узла, м.

Расчеты показывают, что в процессе закачки давление за счет упругих сил пласта возрастет не более чем на 7,15 атм. Если учесть, что при проведении пробных закачек давление на устье скважины было равно нулю, то на расчетный срок эксплуатации полигона 12 лет давление закачки возрастет до 7, 15 атм.

Теоретические расчеты не учитывают проницаемость породы в призабойной зоне пласта, которая существенно снижается в процессе закачки жидких отходов производства. Поэтому на практике давление будет возрастать значительно быстрее, и при достижении 30 атм. необходимо будет проводить очистку призабойной зоны. Ориентировочная периодичность – 1 раз в год. Технология проведения работ будет описана ниже.

Расчет радиуса подземного растекания жидких отходов на конечный срок эксплуатации R_a рассчитывают по формуле:

$$R_a = \sqrt{\frac{\sum V_{\text{ж}}}{\pi \cdot h_{\text{эф}} \cdot m_{\text{эф}}}}, \quad (6.2)$$

где $h_{\text{эф}}$ - эффективная мощность, м, определяют по геофизическим данным;

$m_{\text{эф}}$ - эффективная пористость, доли единиц.

Как было показано выше, средний объем водно-нефтяной эмульсии, предназначенный для утилизации, составит $70 \text{ м}^3/\text{сут}$. В процессе подготовки жидких отходов к закачке в выработанные газовые горизонты для снижения вязкости и концентрации механических примесей водонефтяные эмульсии с примесью «сажи» необходимо смешивать со сточными водами в пропорции 1:1 (подробно процесс подготовки жидких отходов к закачке в пласт описан ниже). Поэтому общий расход закачки отходов в пласт составит $140 \text{ м}^3/\text{сут}$. За 12 лет эксплуатации полигона общий объем утилизированных отходов составит $140 \times 365 \times 12 = 613\,200 \text{ м}^3$. Эффективная мощность для X горизонта составляет 11 м, эффективная пористость 0,306. Таким образом, расчетное значение радиуса подземного растекания составит 239 м (если закачку производить в одну скважину). С учетом того, что ближайшие поглощающие скважины №№ 527 и 5730 находятся на расстоянии более 500 м, а также с учетом того, что закачка будет проводиться в три скважины, радиус растекания эмульсии на конечный период эксплуатации полигона составит 140 м (табл.6.1). Из этого можно сделать вывод об отсутствии взаимного влияния поглощающих скважин на процесс утилизации жидких отходов в течение 12 лет эксплуатации полигона.

6.2. Математическое моделирование (симуляционная модель)

Исходные данные для постановки задачи

- Расход стоков для утилизации с учетом разбавления - $140 \text{ м}^3/\text{сут}$
- Количество поглощающих скважин - 3
- Время работы поглощающих скважин – 12 лет

Объем стоков удваивается вследствие их разбавления перед закачиванием в поглощающие скважины.

Стоки предполагается закачивать в горизонт X.

Основные параметры горизонта:

- Мощность - 11,25м
- Пористость – 0,306
- Проницаемость – 250 мкм^2

В пласте в настоящее время находится газ, давление которого принимается равным атмосферному.

При работе поглощающей скважины вблизи фильтра происходит кольтматация порового пространства пород. Предполагается, что в процессе эксплуатации проницаемость пород равномерно уменьшается до 20% от первоначальной к концу

каждого года работы скважины. После этого проницаемость скачкообразно восстанавливается.

Расчет нагрузки на каждую скважину:

В первые два года эксплуатации предполагается закачивать накопившийся объем водно-нефтяной эмульсии плюс ежедневно образующийся объем:

Суммарный среднесуточный расход стоков, закачиваемых в скважины с большим запасом составит 140 м^3 . Учитывая, что одновременная закачка будет производиться в 3 скважины, на одну скважину принимается средняя нагрузка $47 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Результаты расчета радиуса обводненной зоны вокруг поглощающей скважины приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1-

Расчет радиуса обводненной зоны вокруг поглощающей скважины

Год	Объем эмульсии, м^3	Объем водонасыщенной зоны пласта, м^3	Радиус водонасыщенной зоны вокруг скважины, м
2021	8875,5	17155	39,85
2022	17155	34310	56,36
2023	26030,5	52061	69,43
2024	34906	69812	80,40
2025	43781,5	87563	90,04
2026	52657	105314	98,75
2027	61532,5	123065	106,75
2028	70408	140816	114,19
2029	79283,5	158567	121,17
2030	88159	177038	128,03
2031	97034,5	194069	134,05
2032	105910	211820	140,05

Требуется:

Рассчитать изменение давления в центре фильтра скважины в процессе ее эксплуатации.

Задача решается методом математического моделирования с помощью программы **GMS**

6.0

Постановка задачи и схематизация условий

- Считается, что свойства газа в пласте близки к идеальным.
- Свойства закачиваемой эмульсии в скважины значительно отличаются от свойств чистой вод.
- При закачке эмульсии вытесняет газ и пластовая вода, не смешиваясь с ними.

- При моделировании необходимо учитывать перемещение границы «вода-газ» в плане с периодичностью не реже одного раза в год.
- Давление на границе «вода-газ» не изменяется. Граница имитируется на модели как граничное условие I рода.
- Задача решается сроком на 12 лет.

Работа каждой скважины имитируется в виде стока, расход которого в первые два года задается равным **140 м³/сут**, а в последующие годы **50 м³/сут**.

В разрезе **X** горизонт схематизирован в виде однослойного пласта с непроницаемыми верхней и нижней границами. Режим фильтрации в водонасыщенной зоне нестационарный, напорный.

Размер моделируемой области в плане выбран в соответствии с максимальным диаметром обводненной зоны и составляет 219 на 219м. В плане моделируемая область аппроксимирована неравномерной ортогональной сеткой $M \times N = 350 \times 350$, шаг которой изменяется от 0.25м в центральной части модели до 1м на периферии.

Коэффициент фильтрации обводненной зоны рассчитывался следующим образом.

Коэффициент проницаемости для **X** горизонта равен 250 мкм² или 0.25 дарси.

Соотношение между коэффициентом фильтрации **K** и коэффициентом проницаемости **K_п** определяется исходя из: 1 дарси = 0.85 м/сут

Таким образом, коэффициент фильтрации обводненной зоны:

$$K = 0.85 \times 0.25 = 0.213 \text{ м/сут} \quad (6.3)$$

В непосредственной близости от поглощающей скважины коэффициент фильтрации линейно изменяется в процессе моделирования в пределах одного шага сеточной аппроксимации (0,25м) от 0.213 м/сут в начале каждого года до 0,0426 м/сут в конце каждого года на каждом шаге решения прогнозной задачи.

Шаг решения прогнозной задачи – 2 месяца.

Используемые в расчетах коэффициенты гидропроводности и пьезопроводности, полученные при проведении гидродинамических исследований в скважинах методом КВД (кривые восстановления давления), имеют несколько отличную от принятых в гидрогеологических расчетах размерность: м²/сут. По результатам КВД по скважине № 527 получены следующие результаты: пьезопроводность $1.51 \cdot 10^{-2}$ м²/с, гидродропроводность $1.24 \cdot 10^{-2}$ м³/МПа*с.

Различие заключается прежде всего в том, что в гидрогеологических расчетах используется коэффициент фильтрации, а в нефтяной гидрогеологии используется коэффициент проницаемости.

$$K = \frac{Kn \cdot \gamma}{\mu'} \quad \text{или} \quad Kn = \frac{K \cdot \mu'}{\gamma} \quad K \text{ (6.4),}$$

где γ - объемный вес воды, г/см³;

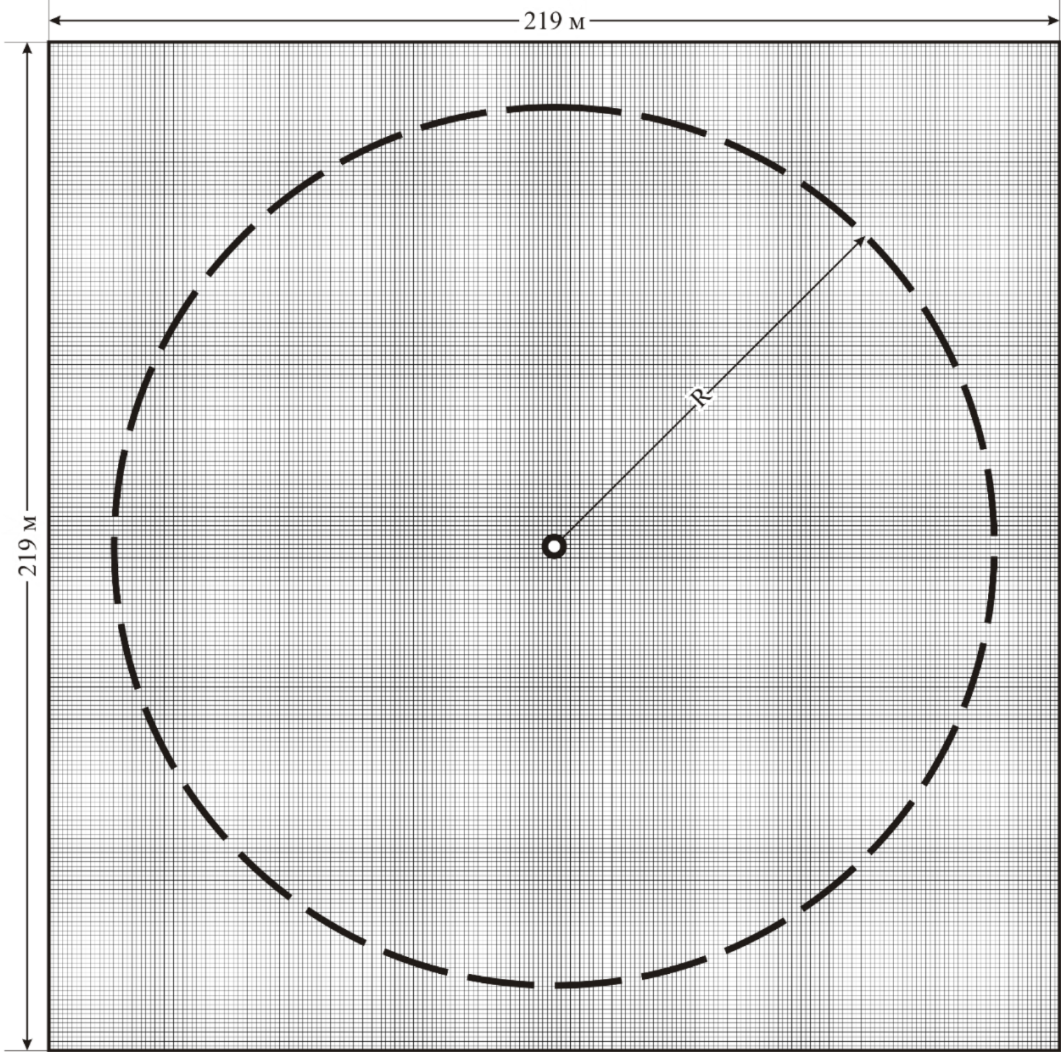
μ' - динамический коэффициент вязкости, Па*с.

Таким образом за единицу проницаемости пористой среды принимается проницаемость такого ее образца, который имеет длину 1 см, площадь поперечного сечения 1 см² и через который при падении давления на одну техническую атмосферу (981*102), протекает 1 см³/с жидкости вязкостью 0,001 Па*с. Т.о $1Д = 1,02 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2$

Как отмечалось выше, соотношение между коэффициентом фильтрации K и коэффициентом проницаемости K_n определяется исходя из: 1 дарси = 0.85 м/сут. Отсюда следует, что коэффициент пьезопроводности равен $1.51 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2/\text{с}$ или $1,3 \cdot 10^3 \text{ м}^2/\text{сут.}$ Коэффициент гидродропроводности $1.24 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$ соответствует 1,05 м²/сут.

Схема постановки прогнозной задачи моделирования закачки водно-нефтяной эмульсии в поглощающую скважину приведена на рис. 6.1.

Схема постановки прогнозной задачи моделирования закачки промстоков в поглощающую скважину



Размер сеточной аппроксимации моделируемой области 350х350 блоков
Шаг сети изменяется от 0.25 м до 1 м

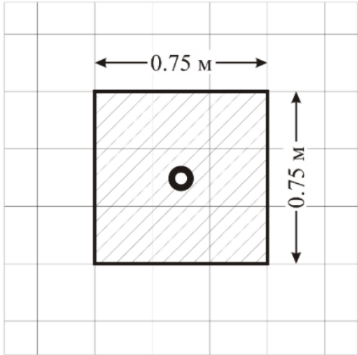
Изменение радиуса обводненной зоны
в процессе решения прогнозной задачи

год	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
R	48.62	68.76	73.50	77.96	82.18	86.19	90.02	93.70	97.24	100.65	103.95	107.15

Изменение коэффициента фильтрации
в течение каждого года прогнозного периода

месяц	январь февраль	март апрель	май июнь	июль август	сентябрь октябрь	ноябрь декабрь
коэффициент фильтрации, м/сут	0.213	0.17892	0.14484	0.11076	0.07668	0.0426

Фрагмент центральной части модели



- линия задания граничных условий I рода
- поглощающая скважина
- область изменения коэффициента фильтрации
- сеточная аппроксимация моделируемой области
- граница модели

Рисунок 6-1 Схема постановки прогнозной задачи моделирования закачки водно- нефтяной эмульсии в поглощающую скважину

Трехмерная нестационарная фильтрация потока подземных вод в гетерогенной и анизотропной среде в общем случае описывается уравнением (6.5):

$$\frac{\partial}{\partial x} (K_{xx} \frac{\partial h}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y} (K_{yy} \frac{\partial h}{\partial y}) + \frac{\partial}{\partial z} (K_{zz} \frac{\partial h}{\partial z}) - W = S_s \frac{\partial h}{\partial t} \quad (6.5)$$

с начальными условиями

$$h(x, y, z, t) = H_0(x, y, z) \quad \text{на } \Omega, t = 0$$

с граничными условиями

$$h(x, y, z, t) = H(x, y, z, t) \quad \text{на } \Gamma_1, t \geq 0$$

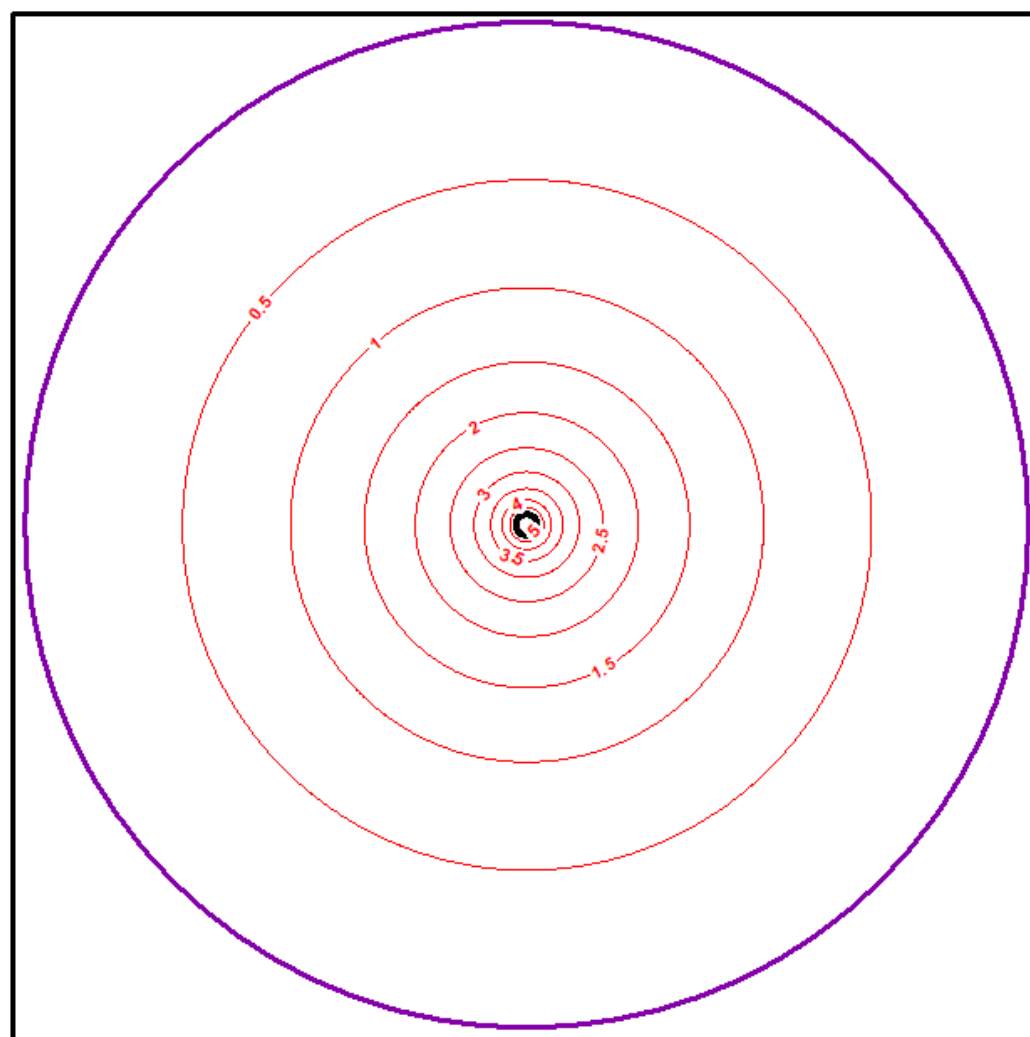
$$K_n \frac{\partial h(x, y, z, t)}{\partial n} = Q(x, y, z, t) \quad \text{на } \Gamma_2, t \geq 0$$

где K_{xx}, K_{yy}, K_{zz} - коэффициенты фильтрации по направлению координатных осей x, y и z (Lt^{-1}); h –напор (L); W – объемный поток на единицу объема, представляет источники и/или стоки воды (t^{-1}); S_s – коэффициент водоотдачи пористого материала (L^{-1}); t – время (t). В общем случае функции $S_s, K_{xx}, K_{yy}, K_{zz}$ могут быть функциями пространственных координат ($S_s = S_s(x, y, z), K_{xx}(x, y, z)$ и т.д.) и W – функцией пространственных координат и времени ($W = W(x, y, z, t)$). Ω – моделируемая область, $H_0(x, y, z)$ – известное распределение напора в начальный момент времени; Γ_1 – граница с заданным напором, $H(x, y, z, t)$ – значение напора вдоль границы Γ_1 ; Γ_2 – граница с заданным расходом воды, K_n – коэффициент фильтрации по нормали к границе Γ_2 , $Q(x, y, z, t)$ – расход воды на единицу объема; λ – коэффициент, характеризующий взаимосвязь с внешней фильтрационной средой, h_B – уровень воды во внешней фильтрационной среде.

В непосредственной близости от поглощающей скважины коэффициент фильтрации линейно изменялся в процессе моделирования в пределах одного шага сеточной аппроксимации (0,25м) от 0.213 м/сут в начале каждого года до 0,0426 м/сут в конце каждого года на каждом шаге решения прогнозной задачи. Шаг решения прогнозной задачи – 2 месяца.

График изменения давления в центре фильтра поглощающих скважин, построенный по результатам моделирования, приведен на рис. 6.2. Наибольшее увеличение давления в центре фильтра поглощающих скважин (на 72.05 м водяного столба) произойдет к концу двенадцатого года их эксплуатации полигона. Причем, увеличение давления в центре фильтра поглощающих скважин относительно давления на начальный момент их эксплуатации будет происходить плавно без каких-либо скачков.

Схематическая карта прогнозного повышения давления в X горизонте через 12 лет эксплуатации полигона приведена на рис. 6.2.



0 10 20 40
метры

- | | |
|---|--|
|  | Изолинии прогнозного повышения давления, м (водяного столба) |
|  | Поглощающая скважина |
|  | Граница обводненной зоны |
|  | Граница модели |

**Рисунок 6-2 Схематическая карта прогнозного повышения давления в X горизонте
(по состоянию на конец 2032 года)**

6.3. Геолого-гидродинамическое моделирование

С целью проверки расчетов математического моделирования закачки водно-нефтяной эмульсии в скважины X выработанного газового горизонта проводилось геолого-гидродинамическое моделирование. Стратиграфически объект относится к отложениям мела, в площадном отношении находится в основном куполе месторождения Узень. Залежь пластово-сводовая, коллектор - терригенный.

Согласно отчетным данным («Пересчет запасов газа по горизонтам месторождения Узень (по состоянию на 01.07.2018 г.)») объект X имеет следующие геолого-физические характеристики, принятые для дальнейшего моделирования:

- средняя глубина залегания 693 м;
- тип коллектора – пористый;
- площадь газоносности 14 119 тыс.м²;
- средняя эффективная толщина 12.6 м;
- средняя пористость 0.306;
- средняя проницаемость 250 мкм²;
- коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,798 д.ед;
- газоводяной контакт (ГВК) установлен на отметке - 476,5 м;
- начальное пластовое давление 6 Мпа;
- начальная пластовая температура 41.8 °С;
- плотность пластовой воды 1.008 г/см³;
- выработка запасов газа на текущий момент 100 %.

Основные слагающие породы – рыхлые слабосцементированные песчаники и алевролиты. Особенностью является почти полное отсутствие псаммитовой фракции крупнее 0,5 мм и наличие большого количества диспергированных в коллекторах глин. Цемент по составу глинистый, основным компонентом в нем является каолинит.

Остаточная водонасыщенность не является постоянной величиной и зависит от местоположения участка над газоводяным контактом.

Для построения геолого-гидродинамической модели создана база данных, включающая данные по основному и резервному фонду скважин, а также структурные поверхности и контур ГВК, принятый в отчетном документе. Внесены следующие данные:

- координаты и альтитуды устья скважин;
- координаты и отметки пластопересечений скважин;

- отметки и параметры результатов интерпретации ГИС (проницаемые интервалы);
- отметки перфораций и цементных мостов;
- структурные карты кровли и подошвы горизонта (взяты со структурных планов отчета «Пересчет запасов газа по горизонтам месторождения Узень (по состоянию на 01.07.2018 г.)»);
- контур ГВК, принятый в отчете «Пересчет запасов газа по горизонтам месторождения Узень (по состоянию на 01.07.2018 г.)».

Приведенная информация использовалась для проведения дальнейшего геологического и гидродинамического моделирования.

Построенная геологическая модель по материалам 46 пробуренных скважин, позволила рассчитать:

- структурные карты (кровля и подошва);
- карту толщин;
- куб песчанистости;
- куб пористости;
- куб проницаемости;
- куб водонасыщенности.

Куб проницаемости строился исходя из построенного куба пористости, по зависимости, принятой в отчетных документах и уточненный по фактическим данным РИГИС.

Куб водонасыщенности строился по стандартной логарифмической зависимости и уточнялся по фактическим данным РИГИС.

Сетка модели строилась с расчетом максимального учета всех скважин, контуров и структурных построений. Размеры построенной регулярной сетки составил: 514x274x20, общий размер модели 2816720 ячеек.

Площадной размер ячеек 25x25м, выбран так, чтобы в одну ячейку не попадали бы две скважины (кратчайшее расстояние между двумя скважинами 41м – между скв.4118 и 7576 резервного фонда).

Ниже приведены карты, построенные на основании кубов модели.

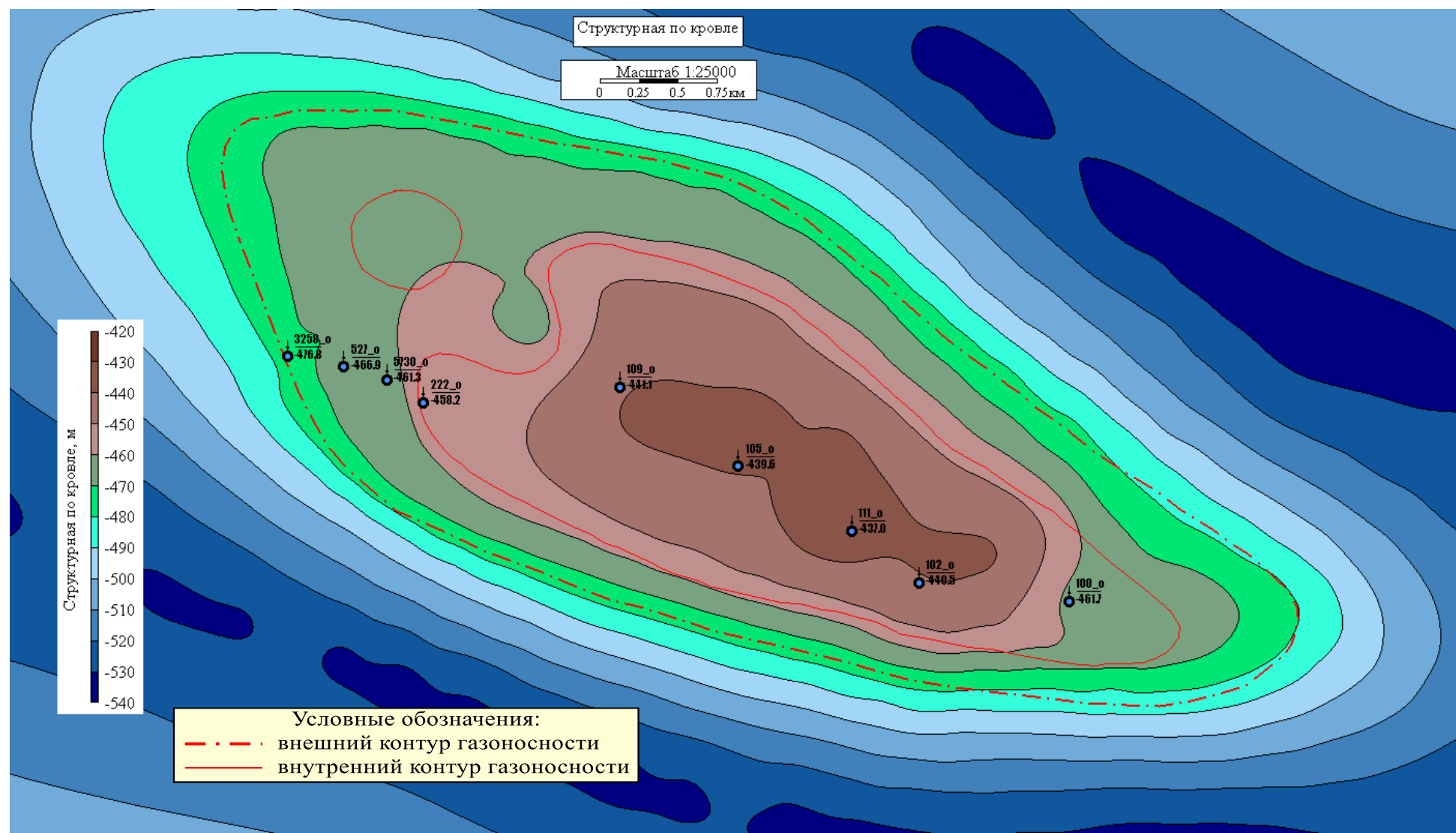


Рисунок 6-3 Структурная карта по кровле X горизонта

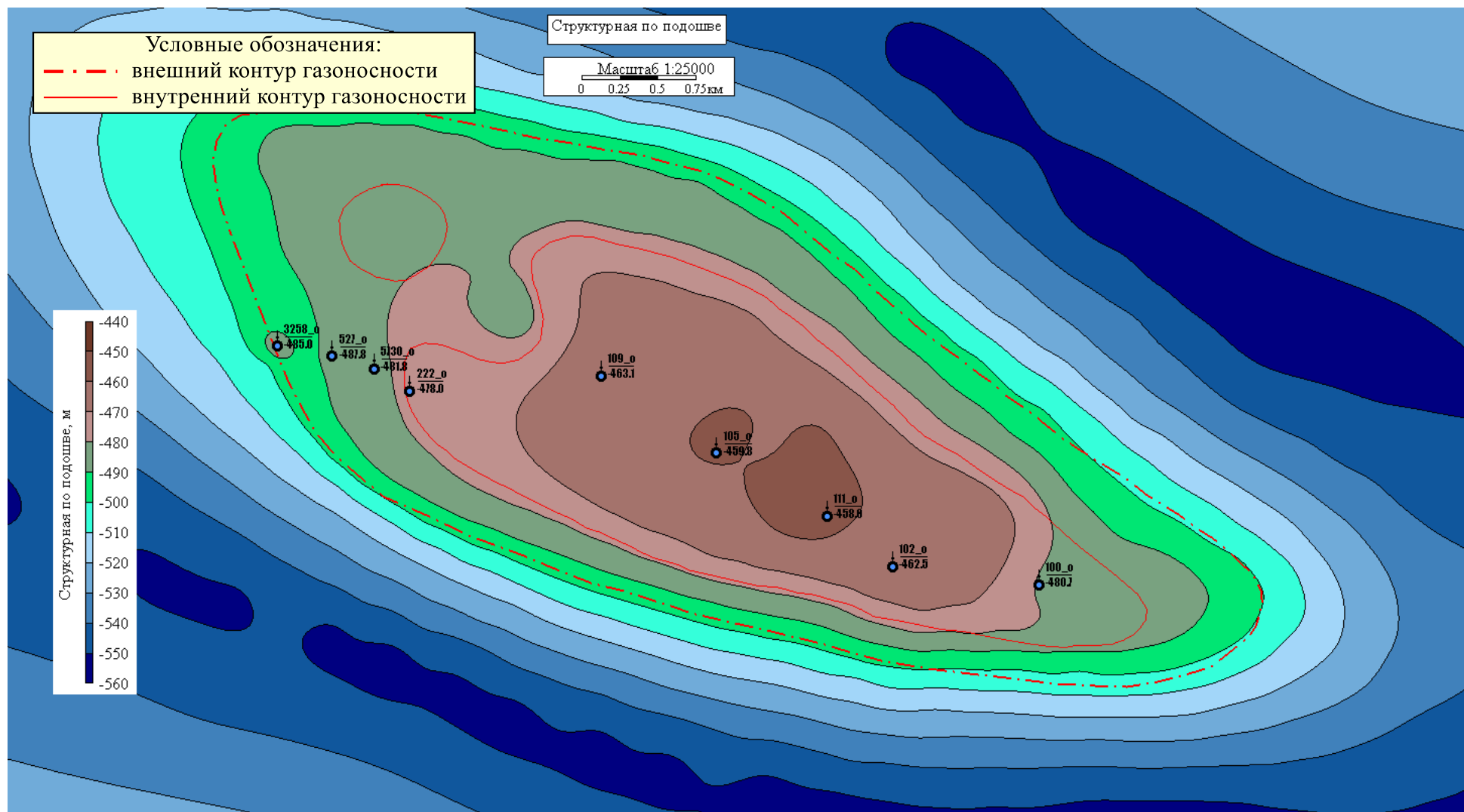


Рисунок 6-4 Структурная карта по подошве X горизонта.

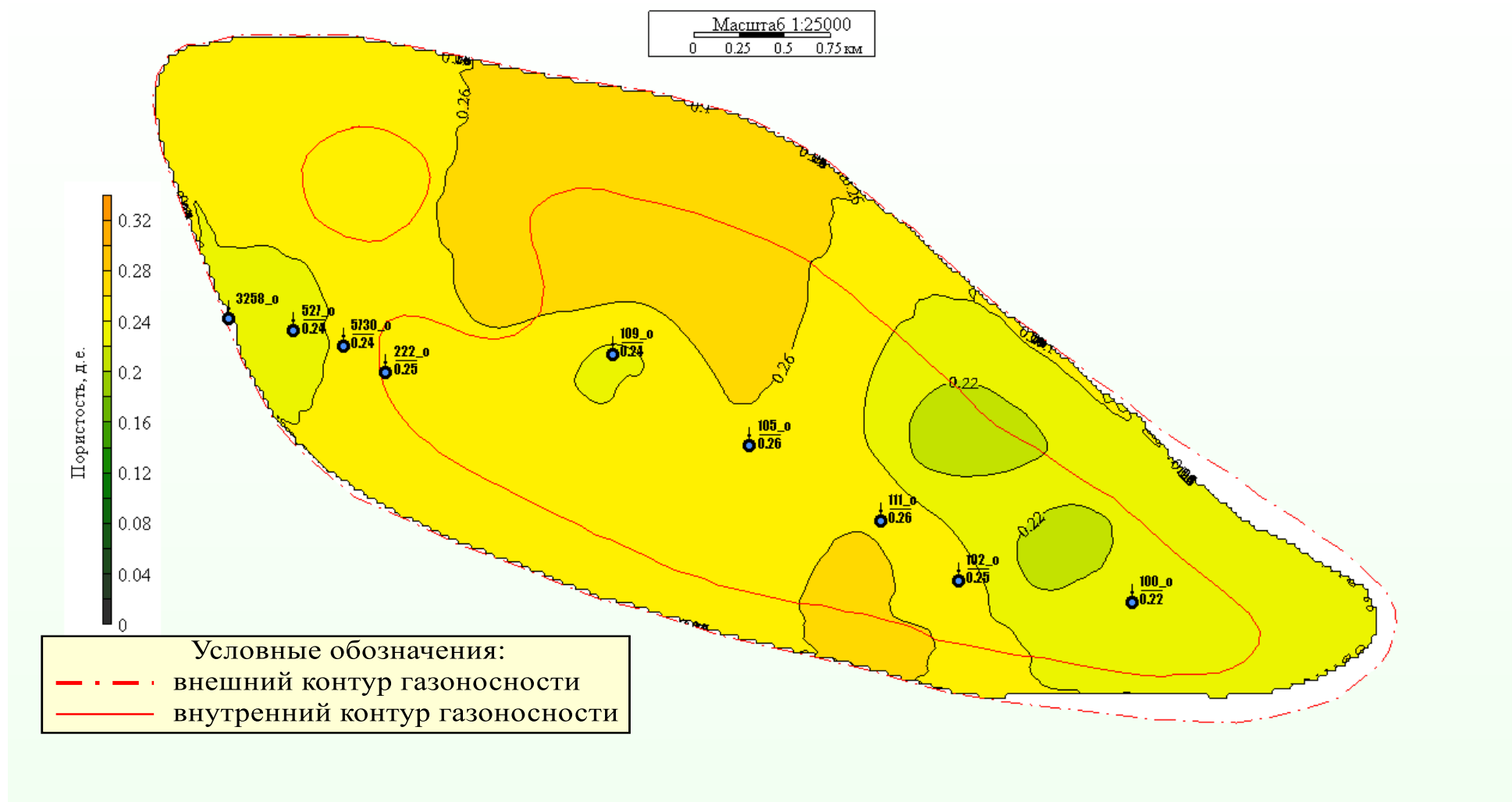


Рисунок 6-5 Карта X горизонта по кубу пористости

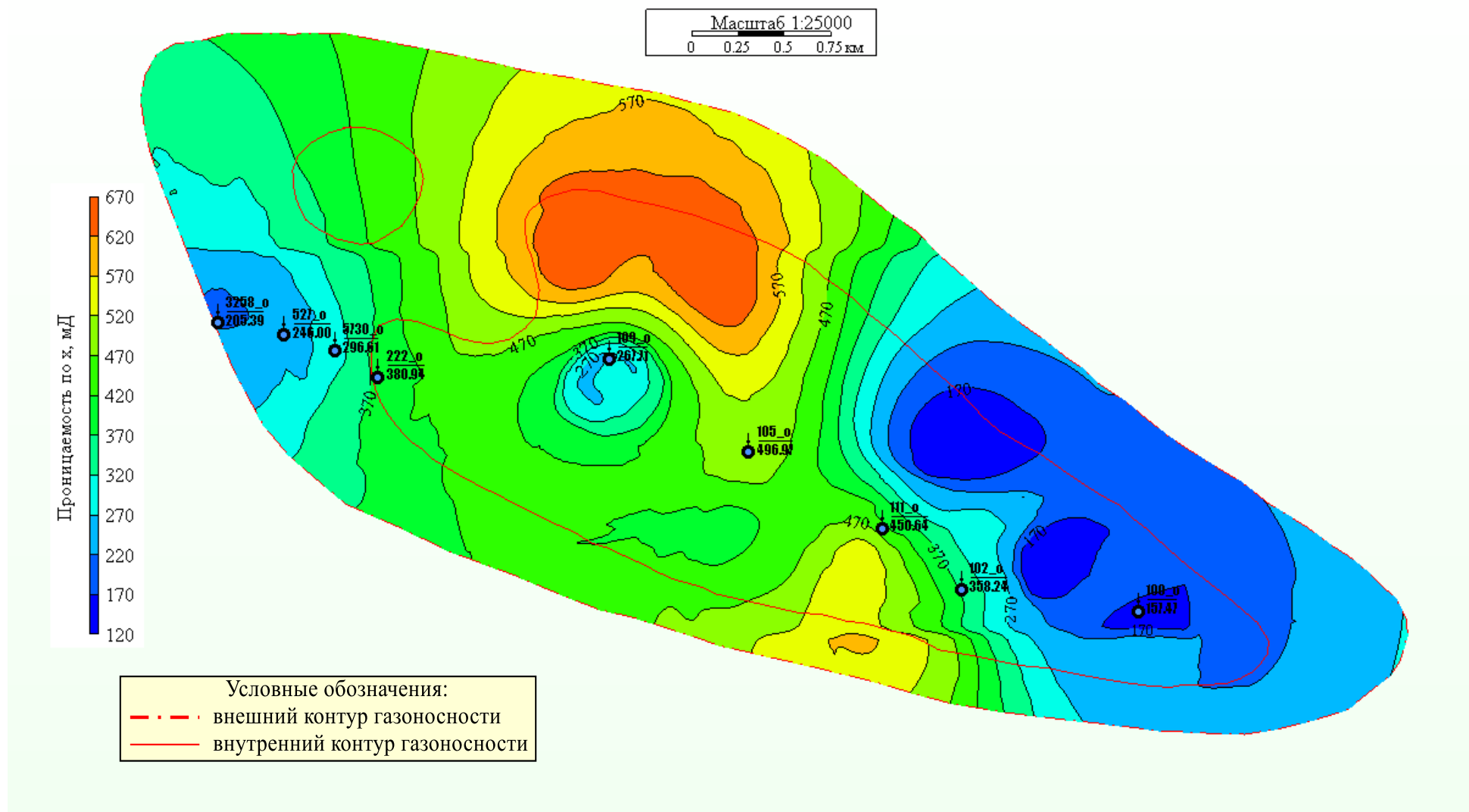


Рисунок 6-6 Карта X горизонта по кубу проницаемости

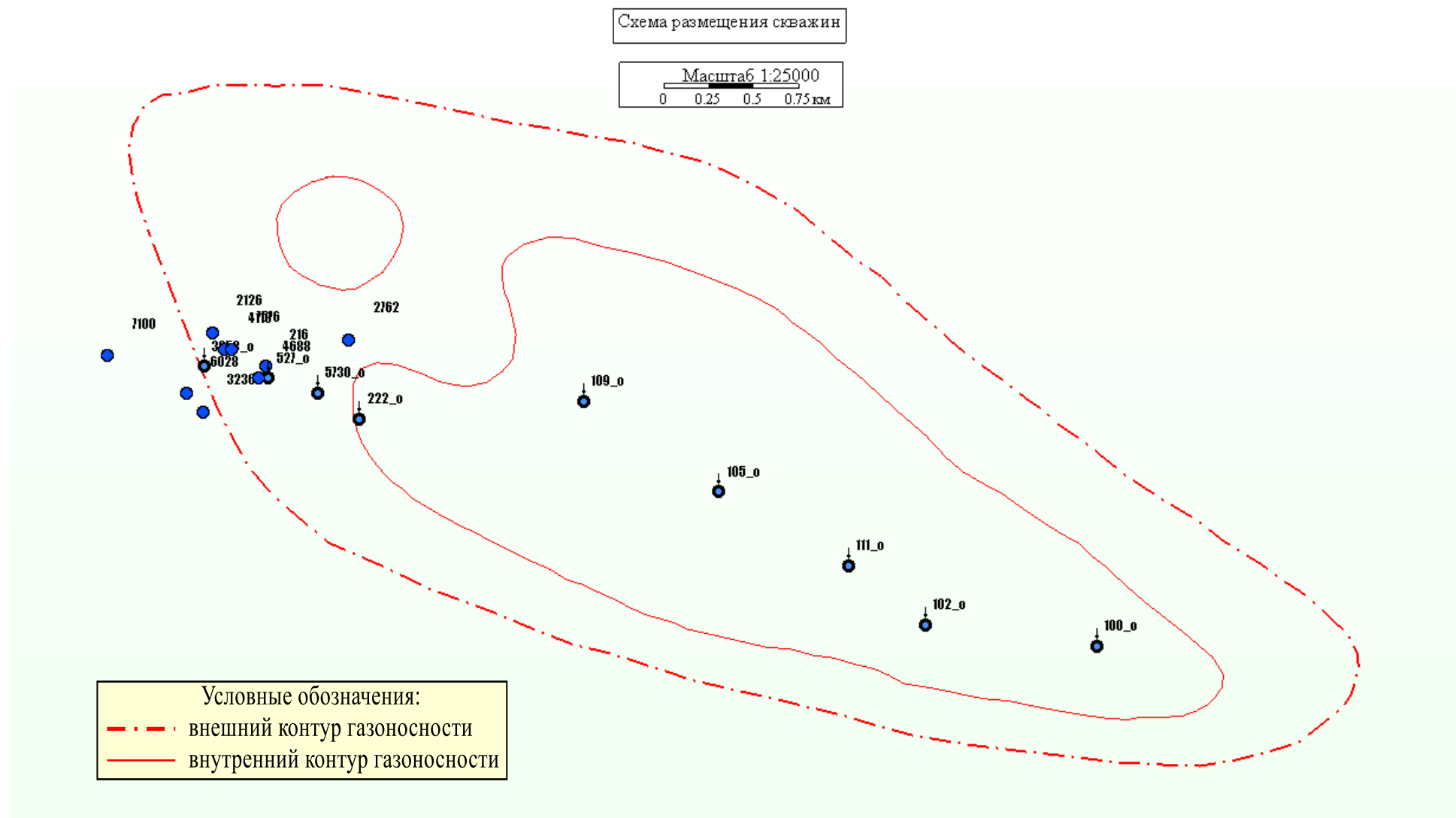


Рисунок 6-7 Схема размещения скважин основного и резервного фонда

На основании построенной геологической модели без проведения процедуры укрупнения (upscaling) конвертирована основа для гидродинамической модели.

В дальнейшем для проведения гидродинамического расчета приняты следующие условия:

- ограничение забойного давления 30 ат;
- ограничение закачки – без ограничения (программа производит подбор приемистости);
- период расчета: 12 и 25 лет (по годам), с 01.01.2021 г.;
- плотность закачиваемой жидкости 0.9 г/см³.

Для проведения моделирования необходимы данные по перфорации скважин. Часть скважин основного фонда не перфорирована на моделируемый объект (перфорация ниже или выше), что видно из таблицы исходных данных. Для таких скважин перфорация занесена условно, от кровли до подошвы пласта.

Таблица 6.2-

Перфорация поглощающих скважин по исходным данным.

Скважина	Глубина верхней границы интервала перфорации, м	Глубина нижней границы интервала перфорации, м
100_o	-	-
102_o	-	-
105_o	-	-
109_o	680	697
111_o	-	-
527_o	704	720
222_o	692	710
3258_o	710	720
5730_o	696	708

Одной из задач геолого-гидродинамического моделирования было определение оптимального количества поглощающих скважин, в которые одновременно будет производится закачка водно-нефтяной эмульсии. Поэтому для расчетов были выбраны следующие варианты: 1) одновременная закачка во все 9 скважин; 2) одновременная закачка в 3 скважины №№ 100, 109, 111; 3) одновременная закачка в три скважины №№ 102, 105, 222; 4) одновременная закачка в три скважины №№ 3258, 527, 5730.

После проведения расчетов получены следующие показатели утилизации водно-нефтяной эмульсии по 4 вариантам закачки в различных сочетаниях работы поглощающих скважин.

6.3.1. Закачка водно-нефтяной эмульсии в девять поглощающих скважин (вариант № 1).

Результаты расчетов приведены в табл. 6.3 и 6.4, а также на рис. 6.8 и 6.9.

Таблица 6.3-

Изменение суммарной приемистости поглощающих скважин на период проведения закачки.

Год	Приемистость, м ³ /сут
2021	685.87
2022	673.28
2023	667.26
2024	664.22
2025	661.84
2026	659.86
2027	658.14
2028	656.59
2029	655.17
2030	653.86
2031	652.61
2032	651.42
2033	650.31
2034	649.28
2035	648.31
2036	647.41
2037	646.55
2038	645.75
2039	644.98
2040	644.24
2041	643.54
2042	642.87
2043	642.22
2044	641.60
2045	640.99
Общее	653.03

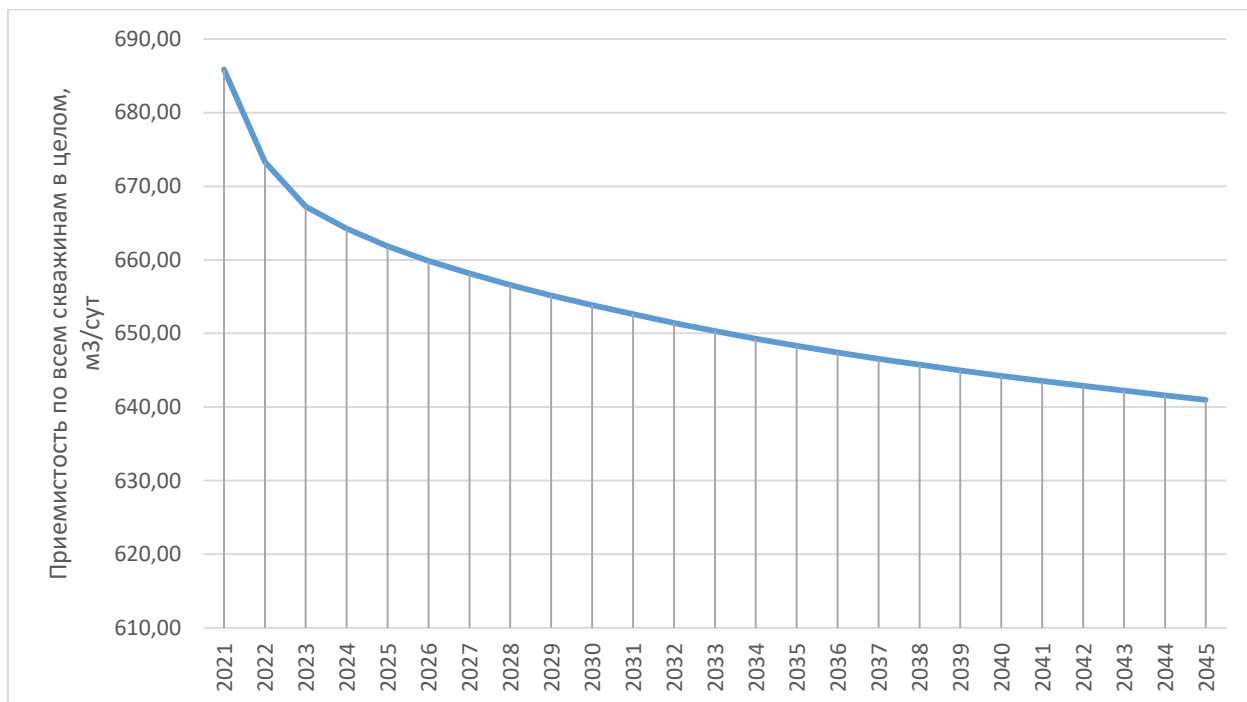


Рисунок 6-8 Изменение суммарной приемистости поглощающих скважин на период проведения закачки.

Изменение приемистости отдельных поглощающих скважин приведены в табл. 6.4.

**Таблица 6.4-
Изменение приемистости поглощающих скважин на весь период проведения закачки.**

Приемистость по годам, м ³ /сут\№№Скв.	100_o	102_o	105_o	109_o	111_o	222_o	3258_o	527_o	5730_o
2021	89.38	69.18	63.79	30.63	67.99	49.22	236.03	52.95	26.69
2022	86.99	68.52	63.34	30.21	67.60	48.50	230.54	51.41	26.17
2023	85.88	68.10	62.98	30.00	67.28	48.14	228.22	50.73	25.93
2024	85.29	67.88	62.79	29.90	67.11	47.95	227.15	50.35	25.80
2025	84.87	67.70	62.65	29.83	66.98	47.81	226.26	50.04	25.70
2026	84.53	67.57	62.53	29.77	66.87	47.69	225.51	49.77	25.61
2027	84.26	67.45	62.43	29.73	66.79	47.58	224.85	49.53	25.51
2028	84.03	67.35	62.34	29.69	66.72	47.47	224.27	49.31	25.41
2029	83.83	67.26	62.26	29.66	66.65	47.36	223.74	49.11	25.30
2030	83.65	67.18	62.20	29.63	66.59	47.25	223.25	48.92	25.20
2031	83.49	67.10	62.13	29.61	66.54	47.15	222.78	48.73	25.09
2032	83.35	67.03	62.07	29.59	66.48	47.05	222.33	48.54	24.98
2033	83.22	66.96	62.01	29.57	66.43	46.95	221.91	48.36	24.88
2034	83.10	66.90	61.96	29.55	66.39	46.86	221.53	48.20	24.78
2035	82.99	66.84	61.91	29.54	66.34	46.78	221.17	48.06	24.69
2036	82.88	66.78	61.86	29.52	66.30	46.70	220.83	47.93	24.61
2037	82.78	66.73	61.81	29.51	66.25	46.63	220.51	47.81	24.53
2038	82.69	66.68	61.77	29.49	66.21	46.55	220.20	47.69	24.46
2039	82.60	66.63	61.72	29.48	66.17	46.49	219.90	47.59	24.40
2040	82.52	66.58	61.68	29.47	66.13	46.42	219.62	47.49	24.33
2041	82.44	66.53	61.64	29.46	66.09	46.35	219.35	47.40	24.28
2042	82.36	66.48	61.60	29.44	66.05	46.29	219.09	47.32	24.22
2043	82.29	66.43	61.56	29.43	66.01	46.23	218.84	47.24	24.17
2044	82.22	66.39	61.53	29.42	65.97	46.18	218.60	47.17	24.13
2045	82.15	66.34	61.49	29.41	65.94	46.12	218.36	47.10	24.08
Среднее	83.75	67.14	62.16	29.66	66.55	47.11	222.99	48.75	25.00
Максимум	89.38	69.18	63.79	30.63	67.99	49.22	236.03	52.95	26.69
Минимум	82.15	66.34	61.49	29.41	65.94	46.12	218.36	47.10	24.08

Расчеты также показали, что при заданных темпах закачки за период с 2021 по 2032 гг в 9 поглощающие скважины можно закачать 2884463.37 м³ водно-нефтяной эмульсии, а до 2045 г. 5948107.33 м³. Результаты расчетов приведены в табл. 6.5 и на рис. 6.9. По отдельным скважинам сведения приведены в табл. 6.6.

**Таблица 6.5-
Накопленные объемы закачки водно-нефтяной эмульсии по объекту в целом за весь расчетный период.**

год	накопленная закачка, м ³
2021	234509.83
2022	480290.90
2023	723867.51
2024	966994.66
2025	1208582.55
2026	1449446.67
2027	1689681.04
2028	1930005.95

2029	2169153.29
2030	2407822.67
2031	2646033.91
2032	2884463.37
2033	3121833.15
2034	3358826.49
2035	3595467.63
2036	3832425.74
2037	4068423.84
2038	4304127.70
2039	4539550.45
2040	4775348.85
2041	5010245.85
2042	5244897.54
2043	5479312.24
2044	5714140.77
2045	5948107.33
Общий	5948107.33

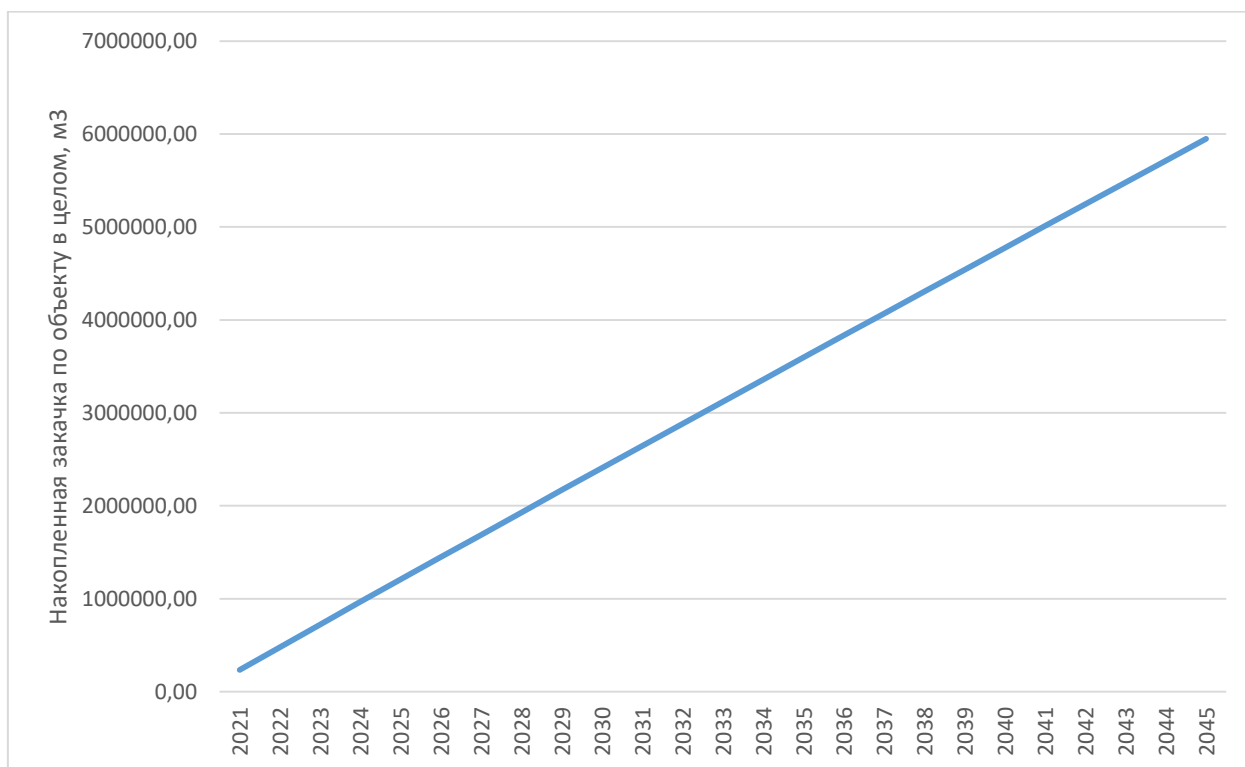


Рисунок 6-9 График накопленной закачки водно-нефтяной эмульсии во все 9 поглощающих скважин на период с 2021 по 2045 г.г.

Как видно из рис. 6.9 , график накопленной закачки имеет практически линейный характер, что свидетельствует об отсутствии теоретических возможностей осложнений в процессе закачки водно-нефтяной эмульсии.

**Таблица 6.6-
Накопленная закачка водно-нефтяной эмульсии за весь период по отдельным скважинам**

Накопленная закачка по годам, м ³ \скв	100_o	102_o	105_o	109_o	111_o	222_o	3258_o	527_o	5730_o
2021	30459	24045	22098	10659	23386	17189	78913	18241	9519
2022	62218	49060	45220	21686	48062	34894	163066	37011	19073
2023	93571	73917	68211	32636	72620	52467	246373	55532	28539

2024	124793	98762	91195	43579	97183	70019	329516	73964	37983
2025	155773	123475	114063	54465	121631	87471	412106	92232	47366
2026	186630	148138	136888	65333	146041	104881	494422	110400	56714
2027	217387	172759	159676	76184	170420	122250	576497	128480	66027
2028	248143	197410	182494	87051	194839	139626	658583	146530	75329
2029	278741	221960	205222	97878	219168	156912	740251	164456	84566
2030	309275	246480	227924	108694	243475	174160	821739	182312	93764
2031	339750	270972	250601	119502	267761	191370	903057	200099	102921
2032	370257	295506	273318	130333	292095	208590	984433	217866	112066
2033	400633	319948	295953	141126	316344	225728	1065434	235520	121148
2034	430964	344367	318568	151913	340575	242834	1146294	253116	130195
2035	461255	368764	341165	162694	364789	259910	1227023	270659	139209
2036	491590	393207	363806	173499	389054	277004	1307848	288201	148218
2037	521806	417564	386368	184269	413236	294023	1388335	305651	157173
2038	551989	441902	408913	195034	437403	311016	1468709	323060	166102
2039	582140	466221	431443	205794	461555	327983	1548976	340431	175008
2040	612342	490588	454019	216580	485758	344973	1629360	357814	183915
2041	642433	514871	476519	227331	509880	361893	1709425	375117	192776
2042	672495	539137	499005	238079	533988	378790	1789395	392390	201619
2043	702530	563385	521476	248822	558082	395666	1869274	409633	210443
2044	732622	587684	543995	259591	582228	412568	1949282	426897	219274
2045	762606	611899	566439	270327	606295	429402	2028985	444088	228065
Итого	762606	611899	566439	270327	606295	429402	2028985	444088	228065

Гидродинамическое моделирование показало, что при существующей схеме размещения скважин, в которые будет проводиться нагнетание водно-нефтяной эмульсии, за 12 лет можно будет закачать 2884463.37 м³ водно-нефтяной эмульсии, а за 25 лет 5948107 м³ смеси. Результаты по отдельным скважинам отличаются почти на порядок. Наибольшее количество водно-нефтяной эмульсии можно закачать в скважину № 5258- всего 2028985 м³, наименьшее количество водно-нефтяной эмульсии можно закачать в скважину № 5730- всего 228065 м³.

6.3.2. Вариант закачки в три скважины основного фонда №№100, 109, 111

(вариант № 2).

После проведения расчетов, получены следующие показатели закачки по трем скважинам в целом:

Таблица 6.7-
Изменение суммарной приемистости поглощающих скважин на период проведения закачки.

Год	Приемистость, м ³ /сут
2021	188.85
2022	185.93
2023	184.74

2024	184.04
2025	183.54
2026	183.16
2027	182.86
2028	182.62
2029	182.43
2030	182.26
2031	182.12
2032	182.00
2033	181.89
2034	181.80
2035	181.71
2036	181.63
2037	181.56
2038	181.50
2039	181.44
2040	181.38
2041	181.33
2042	181.29
2043	181.24
2044	181.20
2045	181.16
Среднее	181.16

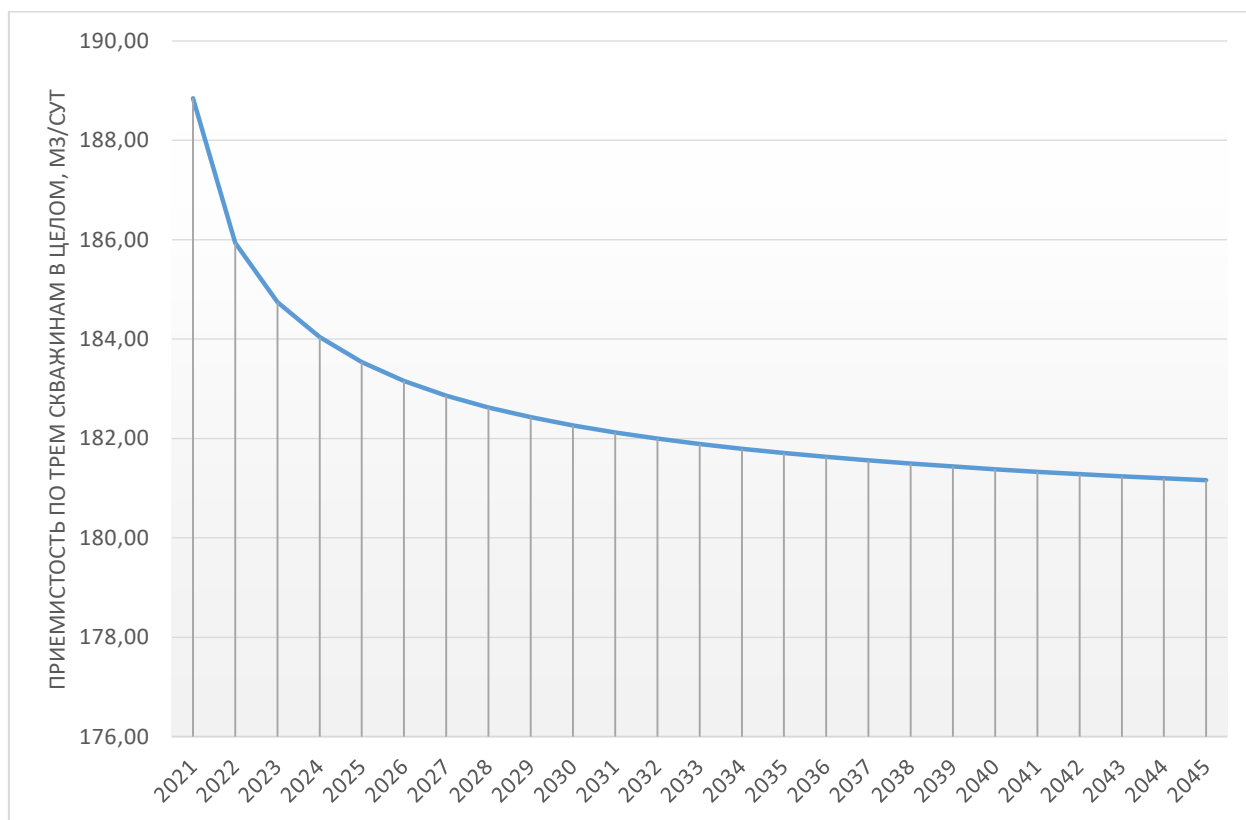


Рисунок 6-10- Изменение суммарной приемистости трех поглощающих скважин на период проведения закачки.

По скважинам получены следующие показатели приемистости, м³/сут:

**Таблица 6.8-
Изменение приемистости трех поглощающих скважин на весь период проведения закачки.**

Год\Скв.	100 о	109 о	111 о
2021	89.38	30.63	67.99
2022	86.99	30.21	67.60
2023	85.88	30.00	67.28
2024	85.29	29.90	67.11
2025	84.87	29.83	66.98
2026	84.53	29.77	66.87
2027	84.26	29.73	66.79
2028	84.03	29.69	66.72
2029	83.83	29.66	66.65
2030	83.65	29.63	66.59
2031	83.49	29.61	66.54
2032	83.35	29.59	66.48
2033	83.22	29.57	66.43
2034	83.10	29.55	66.39
2035	82.99	29.54	66.34
2036	82.88	29.52	66.30
2037	82.78	29.51	66.25
2038	82.69	29.49	66.21
2039	82.60	29.48	66.17
2040	82.52	29.47	66.13
2041	82.44	29.46	66.09
2042	82.36	29.44	66.05
2043	82.29	29.43	66.01
2044	82.22	29.42	65.97
2045	82.15	29.41	65.94
Среднее	84.86	30.11	67.58
Максимум	89.62	30.87	68.36
Минимум	83.66	30.01	67.49

Накопленные показатели объемов закачки по трем скважинам в целом и по отдельным скважинам приведены в табл. 6.9 и 6.10, а также на рис. 6.11.

Таблица 6.9-

Накопленные объемы закачки водно-нефтяной эмульсии по трем скважинам в целом за весь расчетный период.

год	накопленная закачка, м3
2021	64845.16
2022	132724.49
2023	200162.60
2024	267527.03
2025	334522.34
2026	401377.70
2027	468124.63
2028	534966.70
2029	601554.23
2030	668081.74
2031	734557.13
2032	801169.99
2033	867560.98
2034	933917.02
2035	1000241.95
2036	1066720.47
2037	1132990.79
2038	1199238.06
2039	1265463.75
2040	1331850.56

2041	1398037.08
2042	1464206.65
2043	1530359.99
2044	1596679.09
2045	1662802.95
Итого	1662802.95

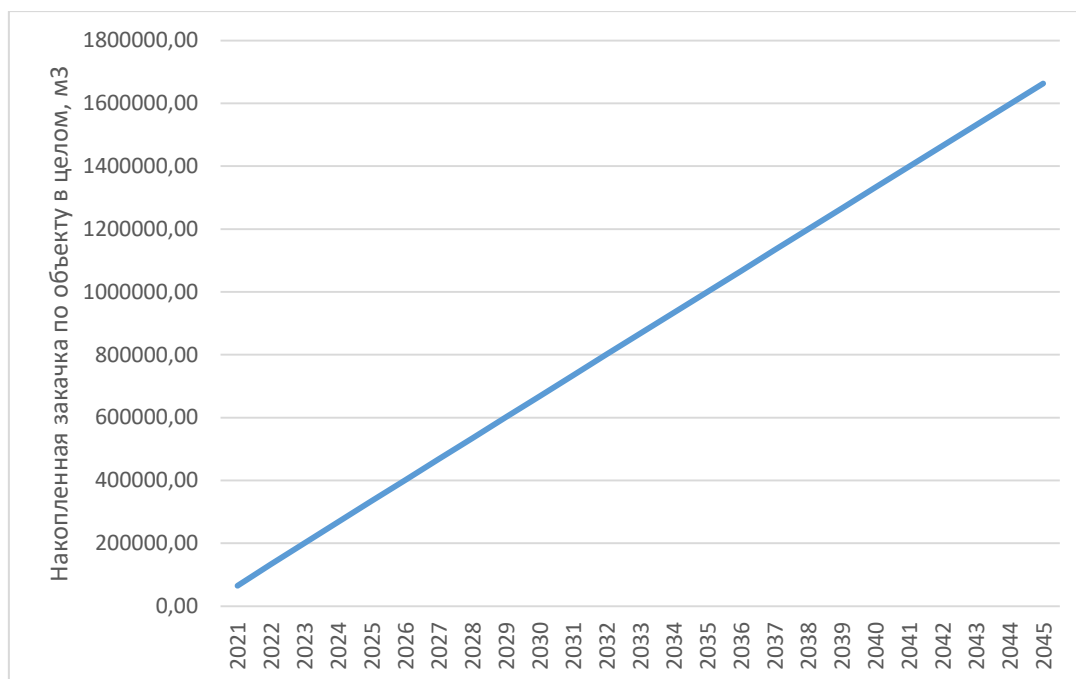


Рисунок 6-11- График накопленной закачки водно-нефтяной эмульсии в 3 поглощающие скважины на период с 2021 по 2045 г.г.

**Таблица 6.10-
Накопленная закачка водно-нефтяной эмульсии за весь период по отдельным скважинам**

год\скв	100_о	109_о	111_о
2021	30618.87	10730.00	23496.30
2022	62595.05	21839.01	48290.43
2023	94246.38	32893.57	73022.65
2024	125778.57	43952.65	97795.81
2025	157081.05	54962.74	122478.55
2026	188272.67	65959.40	147145.63
2027	219375.98	76945.75	171802.90
2028	250491.16	87954.58	196520.97
2029	281459.98	98927.46	221166.79
2030	312376.15	109896.07	245809.52
2031	343245.88	120861.18	270450.07
2032	374160.08	131853.65	295156.26
2033	404953.27	142814.00	319793.71
2034	435714.18	153772.62	344430.22
2035	466445.94	164730.00	369066.01
2036	497235.22	175716.32	393768.93
2037	527914.92	186671.84	418404.04
2038	558572.55	197626.73	443038.77

2039	589209.44	208581.12	467673.19
2040	619910.29	219565.20	492375.06
2041	650508.57	230519.07	517009.44
2042	681089.72	241472.92	541644.00
2043	711654.56	252426.71	566278.73
2044	742287.82	263410.36	590980.91
2045	772823.48	274363.92	615615.55
Итого	772823.48	274363.92	615615.55

При существующей схеме размещения скважин, в которые проводится нагнетание флюида в скважины №№ 100, 109, 111, за 12 лет возможно будет закачать 801169.99 м³, а за 25 лет 1662803 м³ смеси.

6.3.3. Вариант закачки в три скважины основного фонда №№ 102, 105, 222 (вариант №3).

После проведения расчетов, получены следующие показатели закачки по трем скважинам в целом и по каждой скважине отдельно приведены в табл. 6.11 и 6.12 соответственно, а также на рис. 6.12.

Таблица 6.11-
Изменение суммарной приемистости поглощающих скважин на период проведения закачки.

Год	Приемистость, м3/сут
2021	185.10
2022	183.62
2023	182.81
2024	182.32
2025	181.96
2026	181.69
2027	181.48
2028	181.31
2029	181.16
2030	181.04
2031	180.92
2032	180.82
2033	180.73
2034	180.65
2035	180.58
2036	180.51
2037	180.45
2038	180.40
2039	180.35
2040	180.30
2041	180.26
2042	180.22
2043	180.19
2044	180.15
2045	180.12
Среднее	180.12

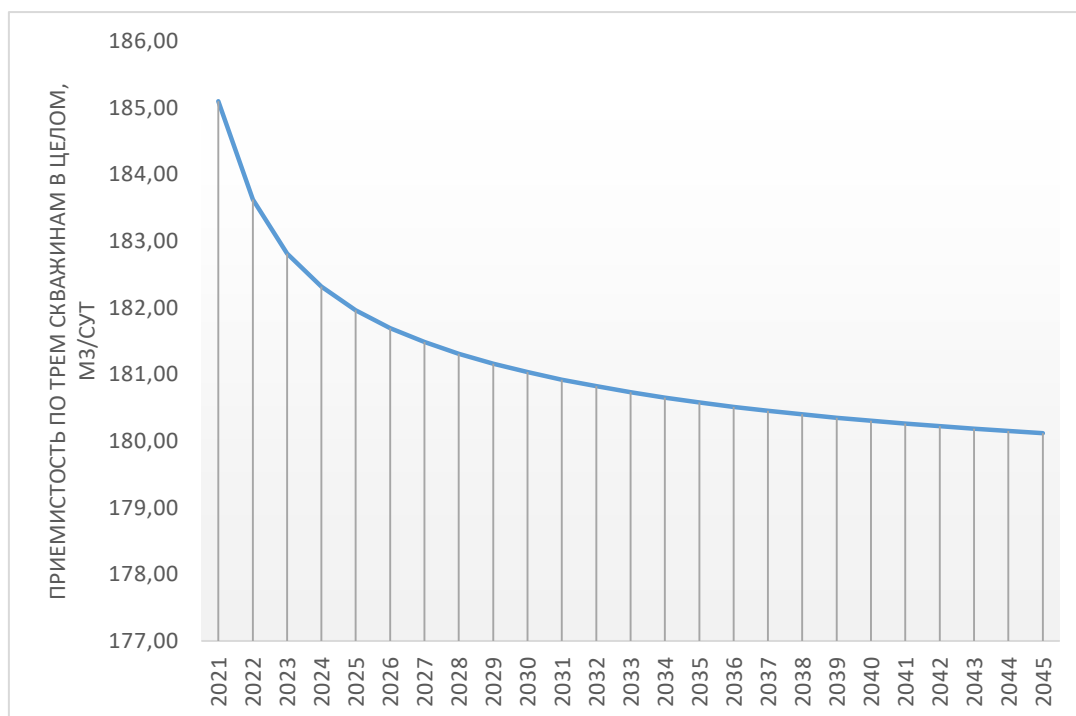


Рисунок 6-12 Изменение суммарной приемистости трех поглощающих скважин на период проведения закачки.

По отдельным скважинам получены следующие показатели приемистости, м³/сут:

Таблица 6.12-
Изменение приемистости трех поглощающих скважин на весь период проведения закачки.

Год\Скв.	102 о	105 о	222 о
2021	70.23	64.73	50.14
2022	69.70	64.37	49.56
2023	69.40	64.13	49.29
2024	69.23	63.98	49.11
2025	69.11	63.87	48.99
2026	69.02	63.78	48.90
2027	68.95	63.72	48.82
2028	68.89	63.66	48.76
2029	68.84	63.61	48.70
2030	68.80	63.58	48.66
2031	68.77	63.54	48.62
2032	68.74	63.51	48.58
2033	68.71	63.48	48.55
2034	68.68	63.45	48.51
2035	68.66	63.43	48.49
2036	68.64	63.41	48.46
2037	68.63	63.39	48.44
2038	68.61	63.37	48.42
2039	68.60	63.35	48.40
2040	68.58	63.34	48.38
2041	68.57	63.32	48.37
2042	68.56	63.31	48.35
2043	68.55	63.30	48.34
2044	68.54	63.28	48.33
2045	68.53	63.27	48.31
Среднее	68.86	63.61	48.70
Максимум	70.23	64.73	50.14

Минимум	68.53	63.27	48.31
---------	-------	-------	-------

Накопленные показатели закачки водно-нефтяной эмульсии по трем поглощающим скважинам в целом и по отдельности приведены в табл. 6.13 и 6.14, а также на рис. 6.13.

Таблица 6.13-
Накопленные объемы закачки водно-нефтяной эмульсии по трем скважинам в целом за весь расчетный период.

год	накопленная закачка, м ³
2021	64052.65
2022	131084.5
2023	197817.2
2024	264549
2025	330967.9
2026	397288.5
2027	463531.4
2028	529891.1
2029	596014.8
2030	662092.9
2031	728129.7
2032	794310.4
2033	860277.5
2034	926215.2
2035	992126.8
2036	1058195
2037	1124060
2038	1189906
2039	1255734
2040	1321726
2041	1387522
2042	1453303
2043	1519071
2044	1585005
2045	1650748
Итог	1650748

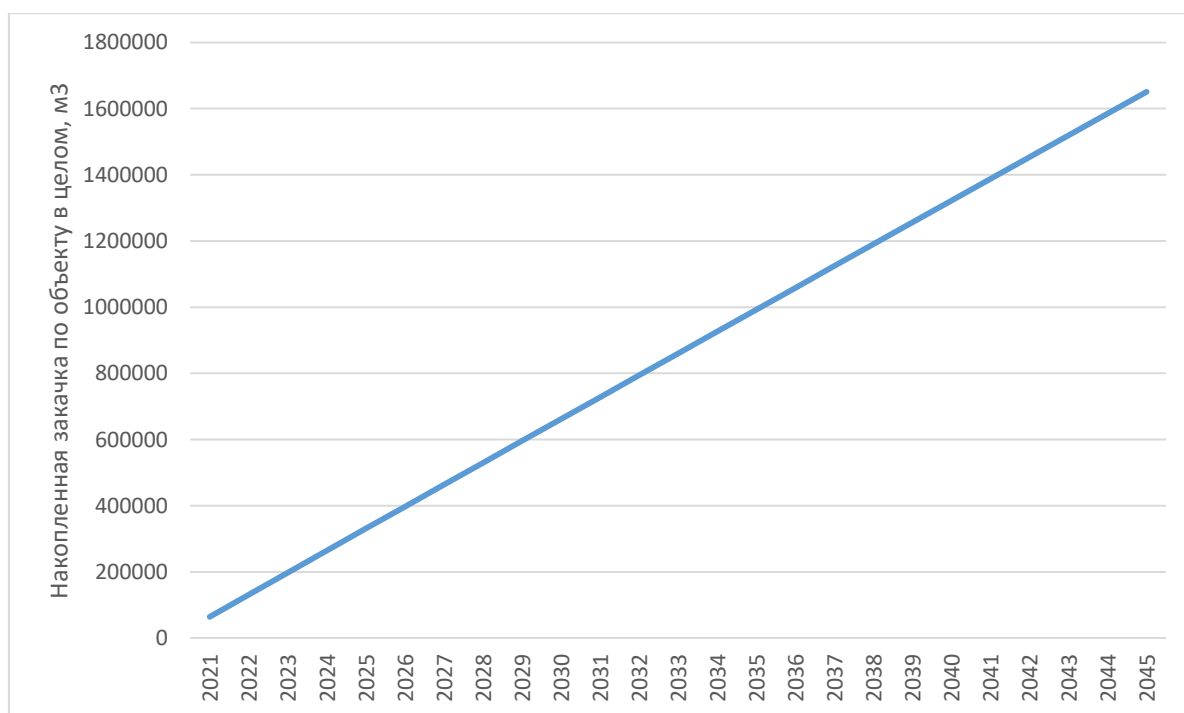


Рисунок 6-13 График накопленной закачки водно-нефтяной эмульсии в 3 поглощающие скважины на период с 2021 по 2045 г.г.

**Таблица 6.14-
Накопленная закачка водно-нефтяной эмульсии за весь период по отдельным скважинам**

год\скв	102_о	105_о	222_о
2021	24221.34	22357.03	17474.27
2022	49662.51	45856.72	35565.21
2023	74995.94	69265.30	53555.97
2024	100335.16	92681.09	71532.74
2025	125559.77	115992.32	89415.78
2026	150751.61	139272.43	107264.42
2027	175917.79	162528.74	125084.87
2028	201131.78	185828.30	142931.02
2029	226259.09	209047.46	160708.21
2030	251371.85	232252.79	178468.26
2031	276472.15	255444.62	196212.93
2032	301629.63	278688.13	213992.68
2033	326707.79	301857.94	231711.76
2034	351777.04	325018.66	249419.50
2035	376838.64	348170.42	267117.76
2036	401961.91	371377.52	284855.29
2037	427010.18	394514.23	302535.99
2038	452052.64	417644.35	320209.43
2039	477089.76	440768.33	337875.92
2040	502190.95	463950.19	355584.48
2041	527219.42	487063.55	373238.70
2042	552243.91	510171.82	390887.44

2043	577264.65	533275.20	408530.93
2044	602350.40	556437.22	426217.83
2045	627364.37	579531.71	443851.78
Итого	627364.37	579531.71	443851.78

Таким образом, при существующей схеме размещения поглощающих скважин, в которые проводится нагнетание флюида, за 12 лет можно закачать 794310.4 м³ водно-нефтяной эмульсии, а за 25 лет возможно будет закачать 1650748 м³ смеси.

6.3.4. Основной вариант закачки в три скважины основного фонда №№ 3258, 527, 5730 (вариант № 4).

После проведения расчетов, получены следующие показатели закачки по трем скважинам в целом и по каждой скважине отдельно приведены в табл. 6.15 и 6.16 соответственно, а также на рис. 6.14.

Таблица 6.15-
Изменение суммарной приемистости поглощающих скважин на период проведения закачки.

Год	Приемистость, м3/сут
2021	317.99
2022	313.12
2023	310.08
2024	307.99
2025	306.94
2026	305.98
2027	305.11
2028	304.06
2029	303.43
2030	302.81
2031	302.23
2032	301.65
2033	301.11
2034	300.62
2035	300.16
2036	299.74
2037	299.35
2038	298.98
2039	298.64
2040	298.32
2041	298.02
2042	297.73
2043	297.45
2044	297.19
2045	296.94
Среднее	302.63

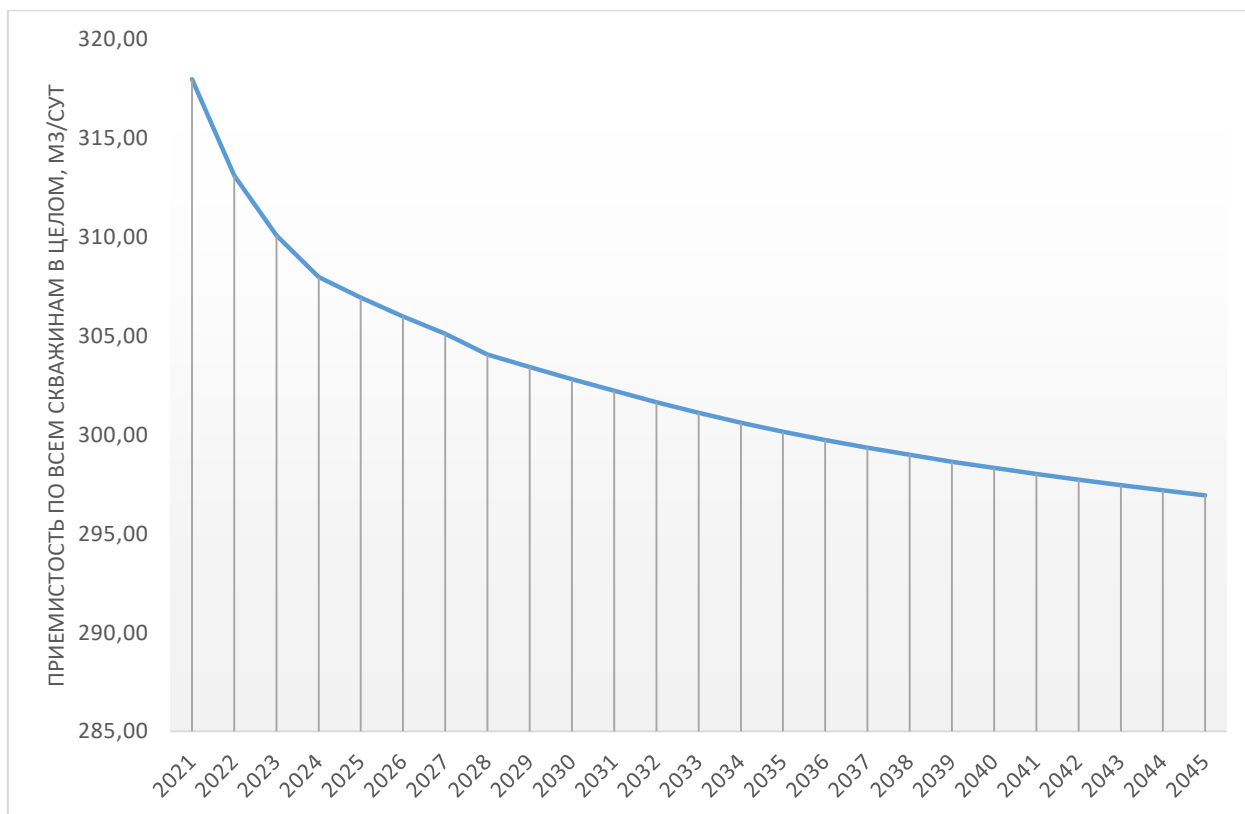


Рисунок 6-14 Изменение суммарной приемистости трех поглощающих скважин на период проведения закачки.

По скважинам получены следующие показатели приемистости, м³/сут:

Таблица 6.16-
Изменение приемистости трех поглощающих скважин на весь период проведения закачки.

Год\Скв.	3258 о	527 о	5730 о
2021	238.23	53.08	26.68
2022	234.93	51.91	26.27
2023	232.59	51.37	26.12
2024	230.99	50.98	26.02
2025	230.30	50.71	25.93
2026	229.66	50.47	25.85
2027	229.07	50.26	25.77
2028	228.31	50.05	25.71
2029	227.91	49.88	25.64
2030	227.51	49.72	25.58
2031	227.13	49.57	25.52
2032	226.77	49.42	25.47
2033	226.43	49.27	25.41
2034	226.11	49.15	25.36
2035	225.82	49.03	25.31
2036	225.55	48.93	25.26
2037	225.29	48.83	25.22
2038	225.05	48.75	25.18
2039	224.82	48.67	25.15
2040	224.61	48.60	25.11
2041	224.40	48.53	25.08
2042	224.20	48.47	25.05
2043	224.01	48.42	25.02
2044	223.83	48.37	25.00
2045	223.65	48.32	24.97

Среднее	227.49	48.32	25.51
Максимум	238.23	53.08	26.68
Минимум	223.65	48.32	24.97

Накопленные показатели закачки водно-нефтяной эмульсии по трем поглощающим скважинам в целом и по отдельности приведены в табл. 6.17 и 6.18, а также на рис. 6.15.

Таблица 6.17-

Накопленные объемы закачки водно-нефтяной эмульсии по трем скважинам в целом за весь расчетный период.

год	накопленная закачка, м3
2021	107501.33
2022	221861.59
2023	335070.14
2024	447824.67
2025	559866.53
2026	671556.91
2027	782938.83
2028	894230.55
2029	1004986.37
2030	1115517.35
2031	1225834.00
2032	1336243.50
2033	1446152.30
2034	1555880.54
2035	1665441.09
2036	1775147.64
2037	1884412.12
2038	1993543.65
2039	2102550.19
2040	2211737.53
2041	2320515.39
2042	2429187.40
2043	2537759.44
2044	2646532.82
2045	2754917.94
Итого	2754917.94

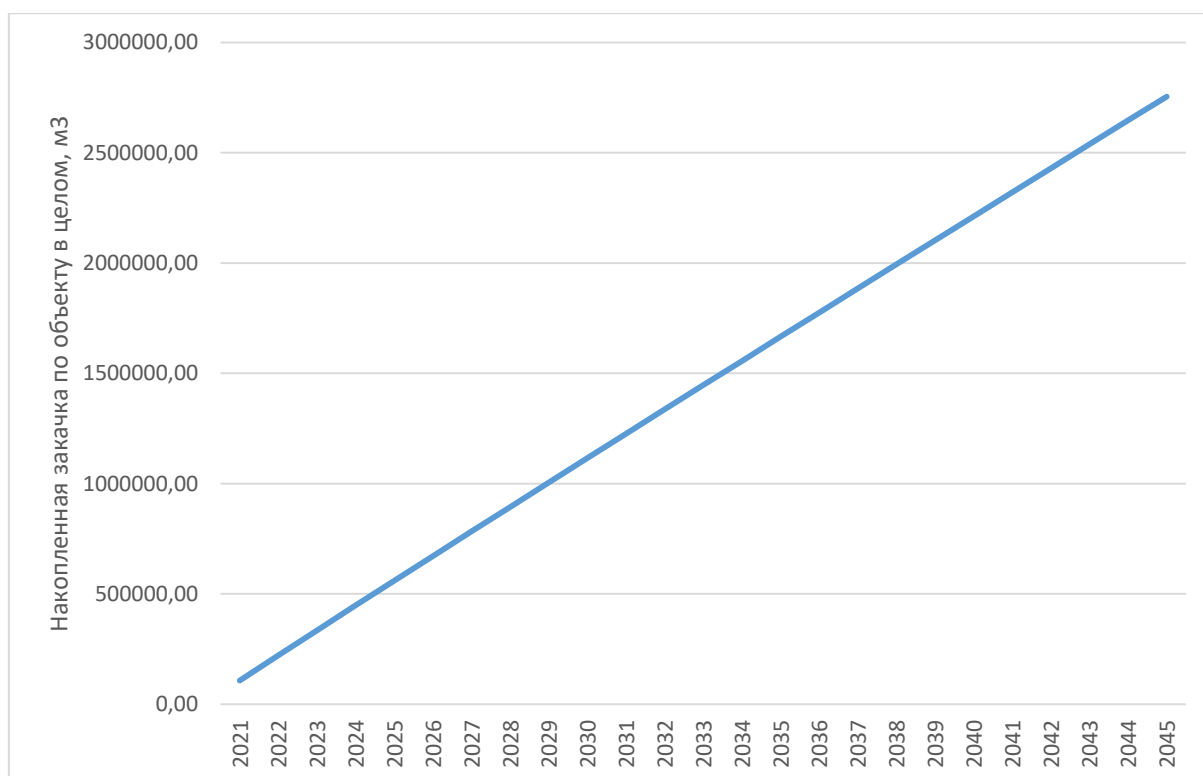


Рисунок 6-15 График накопленной закачки водно-нефтяной эмульсии в 3 поглощающие скважины на период с 2021 по 2045 г.г.

**Таблица 6.18-
Накопленная закачка водно-нефтяной эмульсии за весь период по отдельным скважинам**

год\скв	3258_о	527_о	5730_о
2021	79699.28	18287.89	9514.16
2022	165511.87	37244.35	19105.37
2023	250430.94	55998.19	28641.01
2024	335000.37	74661.02	38163.29
2025	419065.85	93172.89	47627.79
2026	502896.13	111597.74	57063.04
2027	586522.32	129945.46	66471.05
2028	670085.96	148263.87	75880.73
2029	753275.01	166471.35	85240.02
2030	836318.47	184621.38	94577.51
2031	919224.58	202715.93	103893.49
2032	1002224.77	220804.22	113214.51
2033	1084872.57	238789.95	122489.78
2034	1167405.30	256729.21	131746.03
2035	1249831.20	274625.81	140984.08
2036	1332383.25	292533.39	150231.00
2037	1414616.90	310358.17	159437.05
2038	1496762.84	328151.94	168628.87
2039	1578825.32	345917.41	177807.46
2040	1661033.34	363705.56	186998.63
2041	1742940.73	381421.27	196153.39

2042	1824775.32	399114.74	205297.34
2043	1906540.38	416787.77	214431.29
2044	1988462.70	434489.81	223580.31
2045	2070096.56	452125.53	232695.85
Итого	2070096.56	452125.53	232695.85

Вывод: при существующей схеме размещения скважин, в которые планируется закачка водно-нефтяной эмульсии, за 12 лет возможно будет закачать 1336243.50 м³, а за 25 лет 2754917.94 м³ смеси.

Проведенные расчеты показали, что все четыре рассмотренных варианта закачки удовлетворяют поставленной задаче. Сравнительные результатов расчетов приведены в табл. 6.19.

Таблица 6.19-
Результаты расчетов закачки водно-нефтяной эмульсии в поглощающие скважины по разным вариантам

Варианты	Суммарный допустимый объем закачки на период с		Суммарная приемистость поглощающих скважин, м ³ /сут		
	2021-2032 г.г., м ³	2021-2045 г.г., м ³	На начало закачки в 2021 г.	На конец 2032 г.	На конец закачки в 2045 г.
1. Закачка в 9 скважин (№№ 100, 109, 111, 102, 105, 222, 3258, 527, 5730)	2884463.37	5 948 107	658	651.42	640
2. Скважины №№ 100, 109, 111	801169.99	1 662 802	188	182.00	181
3. Скважины №№ 102, 105, 222	794310.4	1 650 748	185	180.82	180
4. Скважины №№ 3258, 527, 5730	1336243.50	2 754 917	317	301.65	296

Расчеты показали, что все предложенные варианты закачки водно-нефтяной эмульсии удовлетворяют необходимым условиям. Наиболее предпочтительным вариантом является четвертый вариант, т.к. во –первых, поглощающие скважины №№ 3258, 527 и 5730 достаточно компактно расположены, что упрощает организацию закачки, и, во-вторых, емкостные возможности по отношению к скважинам вариантов 2 и 3 значительно выше, поэтому «запас прочности» этого варианта также значительно больше. Также в пользу четвертого варианта говорит расстояние до УПСВ 1, где будет расположен узел подготовки воднонефтяной эмульсии к закачке. Длина выкидной линии составит для четвертого варианта не более 2 км (рис. 7.3-7.4).

Общий объем закачки на конец 2032 г. в три скважины (вариант 4) по данным моделирования составит 2 754 917 м³, что существенно превышает возможное количество образования водно-нефтяной эмульсии. Если предположить, что существующие темпы образования водно-нефтяной эмульсии останутся неизменными, то на конец 2032 г. с учетом ее разбавления сточной водой в два раза, объем подлежащей утилизации эмульсии составит 613 200 м³. Из этого можно сделать вывод, что выбранный для утилизации вариант № 4 позволяет осуществить закачку водно-нефтяной эмульсии, подлежащей утилизации, с большим запасом (в 4,5 раз).

7. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА УТИЛИЗАЦИИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В ВЫРАБОТАННЫЕ ГАЗОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ

7.1 Подготовка жидких отходов производства к захоронению в поглощающий горизонт

Степень очистки закачиваемой в поглощающий горизонт жидкости, при условии её удовлетворительной совместимости с пластовой водой и породой, определяется коллекторскими свойствами поглощающего горизонта. Степень очистки должна обеспечивать устойчивую приемистость нагнетательных скважин при установленных параметрах закачки. Показатели загрязнения должны определяться для каждого горизонта исходя из имеющегося практического опыта или в лабораторных условиях. Поскольку опыта утилизации жидких отходов процесса подготовки нефти в выработанные газовые горизонты в Казахстане еще не существует, необходимая степень очистки жидких отходов производства должна определяться с помощью опытных закачек в скважину и (или) по результатам лабораторных работ.

Выбор метода подготовки жидких отходов производства начинают с проведения опытных работ по совместимости жидкостей каждого источника жидких отходов производства между собой, с пресной водой, с пластовой водой и породами поглощающего горизонта.

Жидкие отходы производства считаются совместимыми с пластовыми водами и породами поглощающего горизонта, если снижение проницаемости при закачке отходов не превышает 20 % /92, 93/.

После подтвержденной на лабораторном уровне совместимости проводят опытные закачки жидких отходов производства в нагнетательную скважину и при устойчивых режимах закачки устанавливают нормативные содержания примесей в жидких отходах производства для данного полигона, которые, по мнению авторов /92, 93/, не должны превышать:

- по механическим примесям - 300 мг/дм³;
- нефтепродуктам:

а) диспергированным - 150 мг/дм³;

б) растворенным - не ограничено;

- окисному железу - 3 мг/дм³;
- сероводороду - 15 мг/дм³;
- диэтиленгликолю - 4 г/дм³;

- по метанолу - 40 г/дм³;
- растворенному кислороду - 5 мг/дм³;
- рН - не ниже 6,8.

Жидкие отходы процесса подготовки нефти в виде трудноразрушаемой водонефтяной эмульсии с примесью «сажи» для закачки в пласт необходимо подготовить таким образом, чтобы утилизируемая жидкость соответствовала выше перечисленным требованиям.

Отобранные для анализа образцы промыслов с различных уровней (1м, 2м, 3м, 4м от дна) и отстойника представляли собой пастообразную нефтяную эмульсию, состав которой приведен в табл. 2.1.

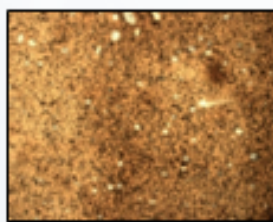
Содержание механических примесей в исследованных образцах в 2-3 раза превышает допустимые концентрации для закачки жидких отходов подготовки нефти в выработанные газовые горизонты. Причем, их содержание с глубиной отстойника возрастает. Кроме того, как показано в главах 2 и 3, реологические свойства жидких отходов таковы, что без предварительной подготовки закачка их в пласт невозможна. Поэтому настоящий проект предусматривает подготовку жидких отходов к закачке в следующей последовательности:

- откачка жидких отходов подготовки нефти в промежуточный резервуар;
- смешение с подтоварной водой в пропорции 1:1 для придания жидкости необходимой вязкости;
- подогрев и закачка в трубопровод, подводящие отходы к поглощающей скважине;
- второй подогрев (при необходимости) и закачка в скважину.

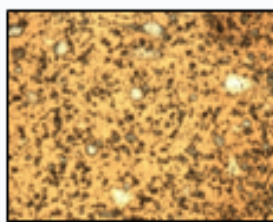
Анализ состава ТРНЭ

1. Смесь проб ВНЭ из РВС-3 (ЦППН) 16.02.18г.

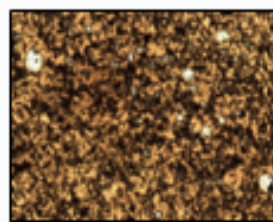
2. Смесь проб ВНЭ из РВС-3 на трикантер 06.03.18



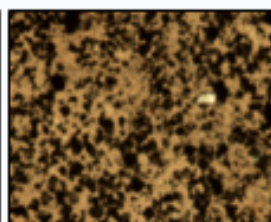
Увеличение 50×



Увеличение 100×



Увеличение 10×



Увеличение 50×

1. ВНЭ с РВС - 3 содержит глобулы воды различного диаметра — от 0,001 до 0,4 мм, из которых количество крупных (средне- и грубодисперсных) глобул более 20 мкм (20 – 400 мкм) незначительно. В основном преобладают мелкодисперсные глобулы от 1 до 20 мкм, также присутствуют очень мелкодисперсные глобулы, размер которых находится в не пределах обнаружения микроскопа (менее 1 мкм).

Мелкие глобулы воды стабилизированы продуктами коррозии (сульфид железа), налипшие на поверхность бронирующих оболочек глобул воды и препятствующие сливанию капель, с асфальтено-смолопарафиновыми частицами, образуя устойчивые агрегаты, которые концентрированы на границе раздела фаз.

2. Смесь проб ВНЭ из РВС - 3 ЦППН на менее 0,01 мм до 0,09 мм, преобладает 0,04 – 0,06 мм, глобул много, механических примесей много, незначительное содержание песчинок



Внешний вид промежуточных слоев
РВС-4 УПСВ-2,
РВС-1 ЦППН

Рисунок 7-1- Вид промежуточного слоя.

Учитывая высокое повышенное содержание сульфидов железа в водонефтяной эмульсии, обусловившие их повышенную коррозионную активность, настоящий проект предусматривает проведение коррозионного мониторинга оборудования, участвующего в процессе утилизации жидких отходов процесса подготовки нефти. Методика проведения коррозионного мониторинга приведена в главе 8.

7.2. Организация закачки водно-нефтяной эмульсии, образующейся в процессе подготовки нефти на ЦППН и УПСВ-1.

В настоящее время применяется технологический комплекс по переработке нефтесодержащих осадков и утилизацию отходов с повышенным содержанием природных радионуклидов. Установка компактна, обладает малой металлоемкостью и может быть состыкована с любой отстойной аппаратурой.

Технологический процесс на ЦППН осуществляется в следующей последовательности:

- набирается сточная или морская вода на технологический резервуар до 3 метров;

- затем туда подается нефтешлам;
- циркуляция с помощью центробежных насосов для смешения нефтешлама с водой;
- разогрев жидкости до 70-80°C на месте путем циркуляции через существующие печи подогрева;
- ввод в поток деэмульгатора;
- отстой и разделение разрушенной водонефтяной эмульсии от 48 до 72 часов;
- извлечение и транспортировка нефтесодержащего сырья на другой технологический резервуар для подачи на установку Трикантер;
- извлечение и транспортировка разбавленной с водой нефтешлам на узел откачки;
- откачка смеси в сторону УПСВ-1.

Установка состоит из следующих технологических аппаратов, блоков и узлов (рис.7.2):

- блок насосной подачи нефтесодержащего сырья;
- узел смешения (диспергирования) нефтесодержащего сырья с промывной водой;
- блок насосный для откачки нефтесодержащего сырья на УПСВ-1.

Нефтешламы с содержанием воды до 50% от РВС-1 ($V=20000\text{м}^3$) или РВС-2 ($V=20000\text{м}^3$) ЦППН подаются с помощью центробежного насоса в печь подогрева марки ПТБ-10/64, где нагревается до 70-80°C. Подогретая смесь подается обратно на РВС-1, где происходит смешивание с технической водой. Затем получившаяся эмульсия отстаивается для разделение разрушенной водонефтяной эмульсии от 48 часов до 72 часов. С верхнего 9 метрового перетока с РВС-1 разрушенная эмульсия подается с помощью центробежного насоса на РВС-3 для подачи на установку Трикантер. Затем разбавленный нефтешлам подается в центробежный насос для дальнейшей транспортировки по трубопроводу до РВС-5000 УПСВ-1.

На УПСВ-1 технологический процесс осуществляется в следующей последовательности:

- прием смеси от ЦППН на РВС-3 или 4 ($V=5000\text{м}^3$);
- в случае необходимости подача с нижнего перетока (5 или 3 м) с РВС-1 или 2 на РВС-3 или 4 нефтешлама;
- разогрев жидкости до 70-80°C путем циркуляции через печи подогрева ПТБ-10/64;
- откачка разогретого нефтешлама с помощью поршневого насоса НБ-125 для нагнетания в пласт.

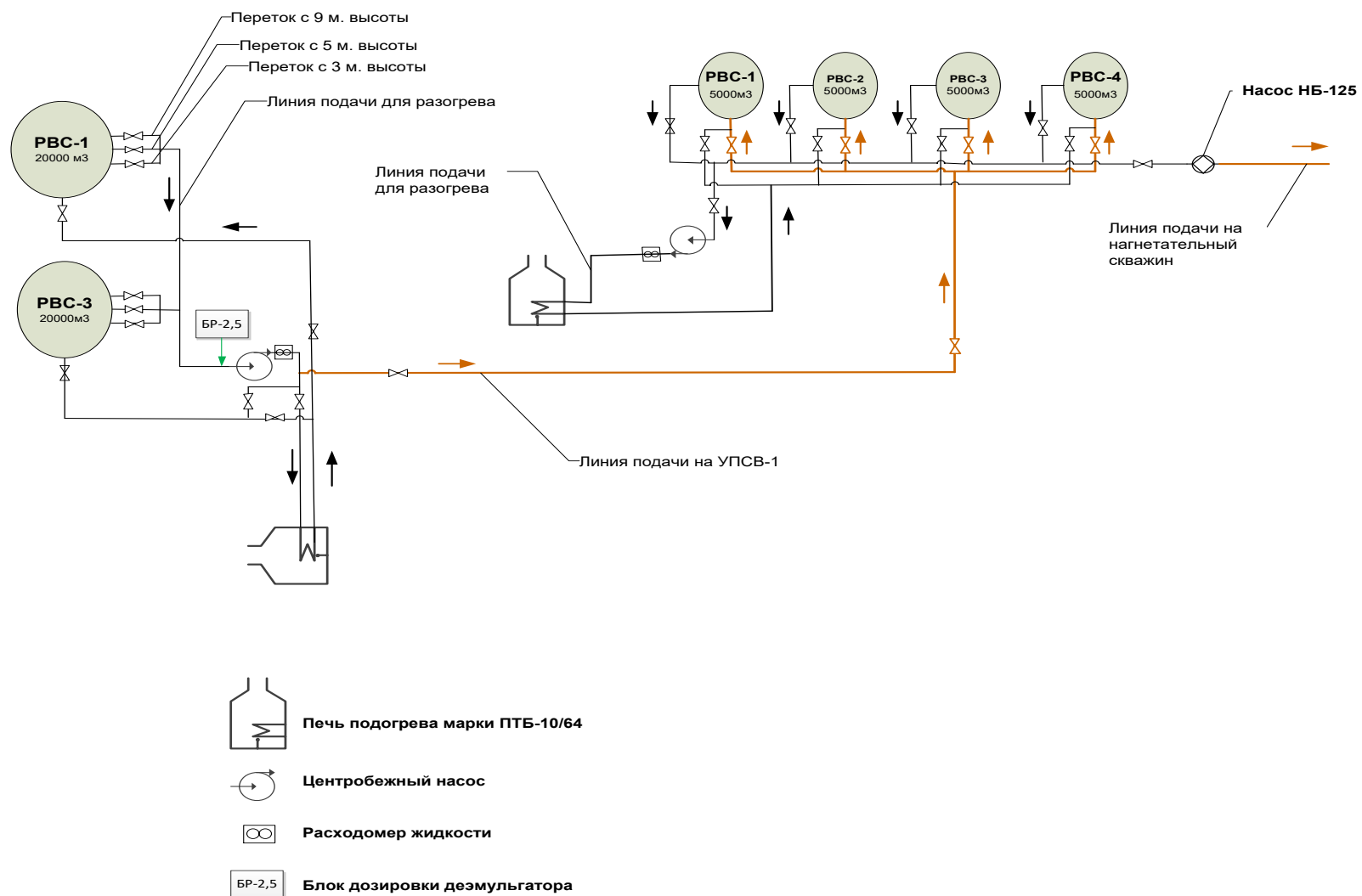


Рисунок 7-2 Принципиальная схема обработки и утилизации нефтешламов на ЦППН и УПСВ-1

В связи с наличием в нефтешламах тяжелых фракций (парафинов, асфальтенов и др.) их текучесть будет прямо определяться сезонной температурой. Температура плавления парафинов изменяется от 30 до 60° С. В летнее время на солнце температура нефтешламов может достигать 80°С.

Наиболее эффективно разделять нефтешламы в летний период: в несколько раз уменьшаются энергозатраты на их разжижение.

7.3. Рекомендации по организации полигона захоронения

На основании полученных расчетов и характеру расположения на планируемом для захоронения водно-нефтяной эмульсии участке, наиболее подходящими являются скважины №№ 570, 3258 и 5730. Скважины компактно расположены в непосредственной близости от УПСВ-1 и для организации закачки больших дополнительных затрат средств не потребуется.

Для соединения блока подготовки жидких отходов на УПСВ-1 с поглощающими скважинами необходимо строительство двух ниток трубопровода диаметром 159 мм протяженностью 655 м от УПСВ до скважины № 5730, и 365 м от УПСВ до скважины № 527. Скважина № 3258 находится в непосредственной близости от УПСВ, длина трубопровода не превысит 50 м. В скважине № 3258 необходимо провести ремонтно-изоляционные работы с целью изоляции интервала 560-564 м, т.к. ранее скважина работала на VIII горизонт. Также планируется в качестве резервной скважины использовать скважину № 109. Длина водовода составит 2 190 м. Дополнительной подготовки скважин к закачке водно-нефтяной эмульсии не требуется.

Детальный геологический разрез поглощающей части этих скважин приведен на рис. 5.5. Из дополнительного оборудования к существующему необходимо добавить для обеспечения подогрева эмульсии до 70-80°С путем циркуляции через печи подогрева ПТБ-10/64, и поршневой насос НБ-125 для закачки подогретой эмульсии в пласт.

Как показано в разделе 4.1, среднесуточный объем водно-нефтяной эмульсии, подлежащий утилизации, составит 70 м³, а с учетом разбавления эмульсии сточной водой, объем закачки составит 140 м³/сут. Цифра взята с большим запасом с учетом возможных пиковых значений образования эмульсии. Учитывая, что одновременная закачка будет производится в 3 скважины, на одну скважину принимается средняя нагрузка 47 м³/сут.

В процессе закачки водно-нефтяной эмульсии в поглощающие скважины возможна кольматация пород прискважинной зоны. Поэтому в следующем разделе приведены методы восстановления приемистости скважин.

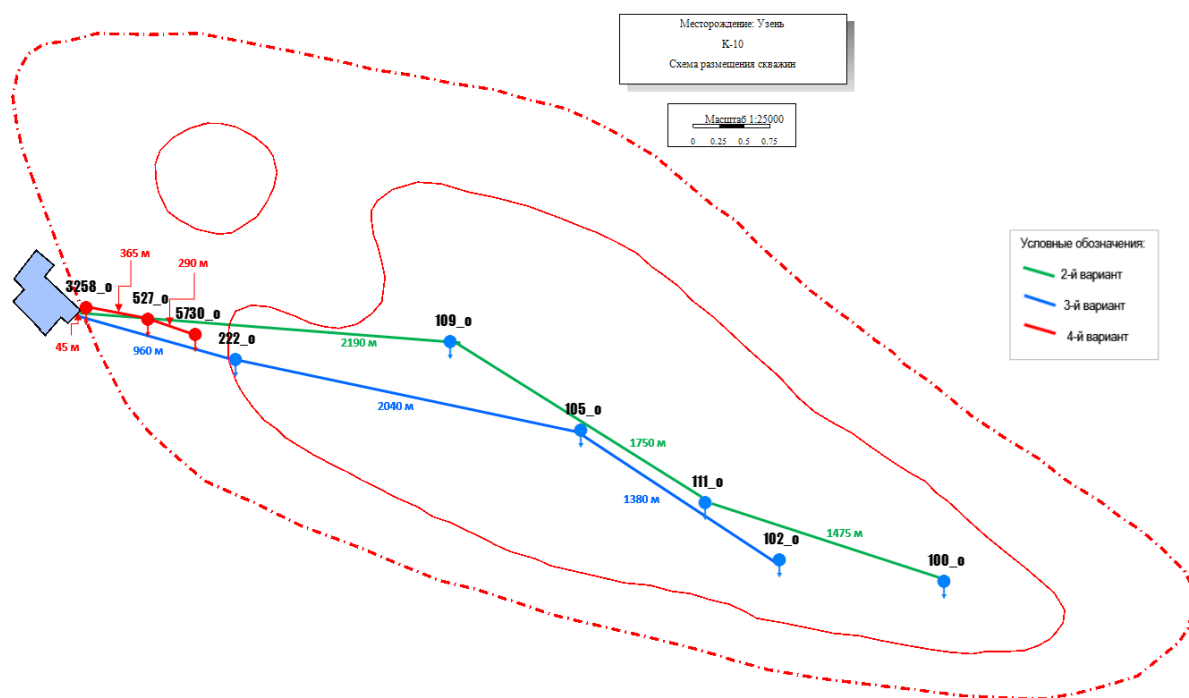


Рисунок 7-3 Схематический план прокладки трубопроводов ЦППН-Упсв-1 – монофоль. Красным цветом обозначена линия нагнетания нефтешлама по 4 (основному) варианту

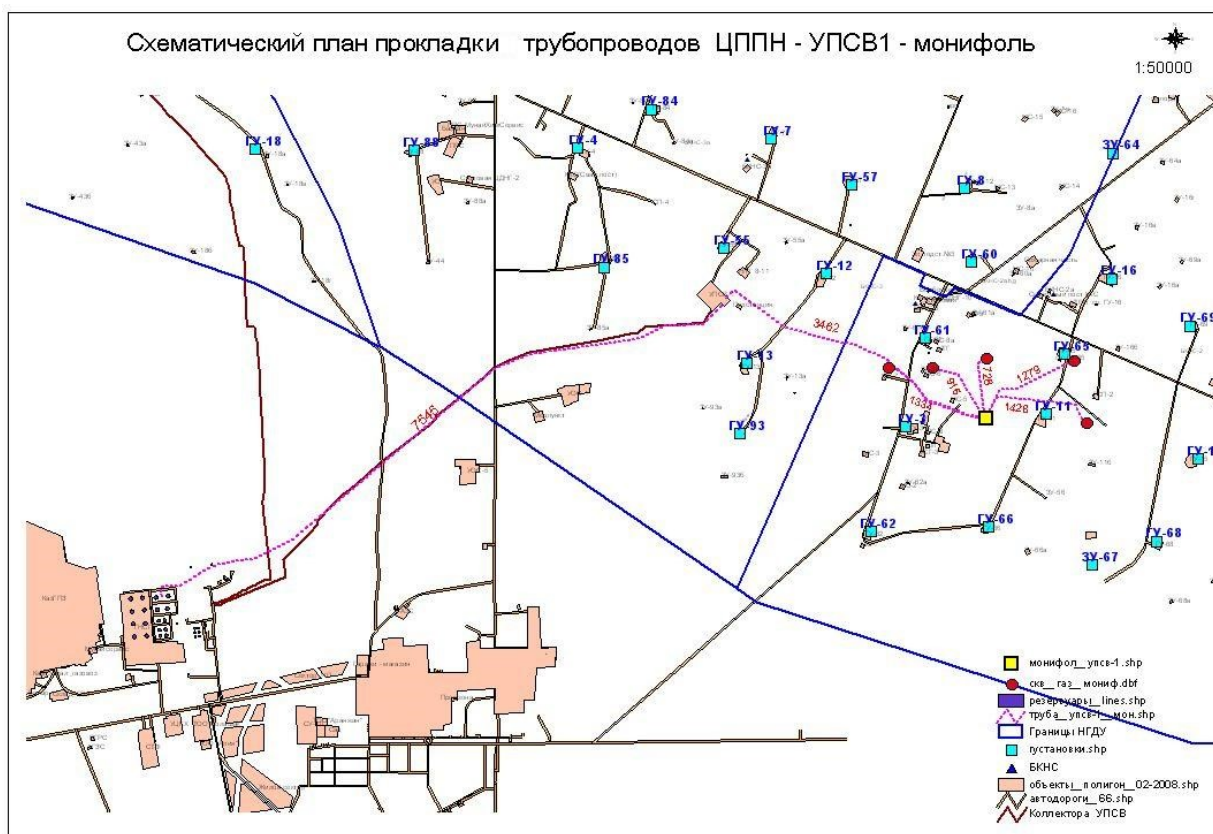


Рисунок 7-4 Схематический план существующих трубопроводов УППН-УПСВ 1- манифоль.

7.4. Восстановление приемистости поглощающих скважин

Как уже отмечалось, в процессе длительной закачки жидких отходов подготовки нефти будет происходить когельматация пород, особенно в призабойной зоне, что потребует периодически проводить соответствующие обработки для восстановления приемистости поглощающих скважин. Таких методов может быть несколько.

7.4.1 Технология волнового физико-химического и гидроимпульсного воздействия на ПЗП

Технология волнового физико-химического и гидроимпульсного воздействия на ПЗП с помощью струйных насосов и применения многокомпонентного кислотного состава (МКС) предусматривает проведение работ по закачке в пласт технологической жидкости МКС с последующим волновым воздействием в режиме циклических или постоянных депрессий. В процессе восстановления давления происходит дренирование пласта струйным насосом с целью извлечения продуктов реакции из призабойной зоны. В некоторых случаях для увеличения проницаемости путем создания в призабойной зоне системы микротрещин и физического разрушения когельматантов требуется проведение комплексной технологии физико-химического и бароциклического воздействия.

Технология предусматривает закачку в пласт данных реагентов и проведение циклов гидрокислотного удара в среде активной технологической жидкости (АТЖ).

При выполнении комплексного воздействия на пласт за один спуско-подъем инструмента можно выполнить циклическое воздействие в режиме «депрессия-репрессия» или «депрессия-восстановление давления», закачку в пласт интенсифицирующего состава, повторное циклическое дренирование для извлечения продуктов реакции, непрерывное дренирование в течение 6-12 часов и запись кривой восстановления давления.

Обработку пласта составами можно выполнять как перед циклическим дренированием пласта, так и между этапами дренирования.

При выполнении обработки перед циклическим воздействием на пласт, при спуске компоновки инструмента в корпусе струйного насоса (рис. 7.5) следует установить вставку «физико-химической обработки пласта», перекрывающую циркуляционные окна корпуса.

После этого необходимо выполнить дренирование пласта и очистку его от продуктов реакции с применением струйного насоса.

Воздействие осуществляют в режиме «депрессия-репрессия» или «депрессия-восстановление давления».

Схема работ со струйным насосом

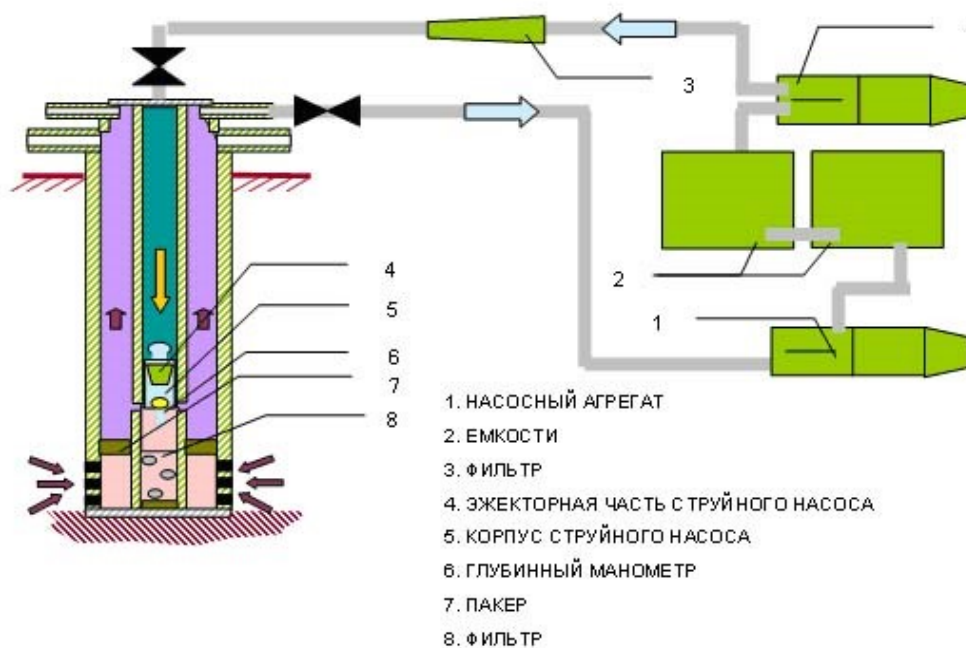


Рисунок 7-5 Схема работ со струйным насосом

Воздействие на пласт в режиме «депрессия - восстановление давления» осуществляют при условии, если струйный насос или компоновка НКТ оборудованы клапаном - отсекателем. При отсутствии клапана - отсекателя выполняют воздействие в режиме «депрессия-репрессия».

Произвести циклическое воздействие на пласт путем периодической прокачки агрегатом рабочей жидкости и остановок: 35-60 циклов прокачки жидкости по 15-60 минут при давлении на агрегате 100-250 атм. и остановок по 3-10 минут. Режим дренирования (давления на агрегате) выбирают исходя из получения максимального прироста дебита. Для определения рабочего режима выполняют несколько циклов дренирования на разных режимах и путем сопоставления приростов дебитов определяют оптимальный. Во время воздействия на пласт после каждого цикла откачки необходимо тщательно контролировать объем жидкости, поступившей из пласта. Восстановление проницаемости призабойной зоны контролируется по росту дебита скважины в каждом последующем цикле по отношению к предыдущему, при одинаковых режимах дренирования в рассматриваемых циклах. После стабилизации значения дебита в течение последних 8-10 циклов обработку прекращают. После окончания циклического воздействия скважину отработывают в фазе «депрессия» в течение 3-6 часов при давлении на агрегате, обеспечивающем максимальный приток. Через каждые 30-60 минут контролируют объем поступившей из пласта жидкости. Останавливают скважину для записи кривой восстановления давления (КВД) на 10-18 часов.

Спускают в НКТ на каротажном кабеле цанговый захват и извлекают из струйного насоса «депресссионную» вставку для избежания перелива при подъёме компоновки из скважины. Плавно увеличивая нагрузку на НКТ, срывают пакер. Компоновку инструмента поднимают из скважины.

После подъема оборудования расшифровывают запись глубинного манометра и рассчитывают гидродинамические параметры пласта.

7.4.2. Технология обработки МКС в сочетании с гидравлическим ударом

Перед спуском компоновки инструмента гидроударного устройства (рис.7.6) необходимо прошаблонировать и скреперовать эксплуатационную колонну в интервале установки пакера шаблоном на 2 мм больше диаметра пакера в нерабочем состоянии и длиной не менее длины пакера.



Рисунок 7-6 Устройство для гидрокислотного удара

Спустить компоновку инструмента для выполнения воздействия на пласт в следующей последовательности:

- гидроударное устройство устанавливается в середине интервала перфорации или напротив закольматированного или низкопроницаемого пропластка;
- НКТ 1-3 шт. (длиной 8-30 метров);
- пакер;
- НКТ до устья скважины.

Обвязать устье скважины с насосным оборудованием согласно схеме. Опрессовать коммуникации на 1,5 кратное ожидаемое рабочее давление. Восстановить циркуляцию в скважине.

Приготовить состав и закачать в НКТ на циркуляции приготовленный раствор химреагента объемом 1 м³, довести состав до зоны перфорации и плавно разгружая инструмент на забой, произвести запакеровку.

Сбросить с устья шар минимального диаметра. Выждать время, необходимое для посадки шара (10 минут при глубине 600-800 метров).

Закреть затрубное пространство. Произвести гидрокислотный удар путем создания на устье скважины давления, равного давлению разрыва тарированной диафрагмы в гидроударном устройстве.

Путем закачки в НКТ технологической жидкости произвести закачку в пласт интенсифицирующего состава, с определением принимающей способности скважины и регистрацией давления нагнетания. Разрядить скважину.

Последовательно провести до 6 гидроударов по описанной выше схеме. При проведении каждого цикла гидроудара регистрируется максимальное давление (давление разрыва диафрагмы), а при продавке реагента в пласт регистрируется объем и время продавки.

После проведения последнего гидроудара в среде технологической жидкости закачать в пласт оставшийся объем раствора с определением приемистости и давления нагнетания.

Закреть скважину на реакцию на 4 – 12 часов в зависимости от типа состава раствора.

Разрядить скважину, затем, плавно увеличивая нагрузку на НКТ, сорвать пакер. Компоновку инструмента поднять из скважины и произвести заключительный комплекс мероприятий.

7.4.3 Газлифтный метод

В условиях СПЗЖ способ газлифта выполняет две функции:

- выносит материал, кольматирующий призабойную зону нагнетательной скважины;
- удаляет из воды призабойной зоны пузырьки газа, снижающие эффективную пористость коллектора.

Метод газлифта основан на снижении градиента давления жидкости в стволе скважины с помощью газа, имеющего значительно меньшую плотность. Принципиальная схема его воздействия на пласт показана на рисунке 6.11. Оптимальный режим газлифта находят путем установки клапана в лифтовых трубах на такой глубине, чтобы образуемая депрессия на пласт позволяла выносить с забоя минеральные частицы, не разрушая коллектора призабойной зоны.

Поскольку в поднимаемой на поверхность жидкости предполагается наличие механических примесей, подъемник необходимо спускать до забоя, а на расчетной глубине (глубине спуска башмака) устанавливается муфта с рабочими отверстиями, количество и площадь поперечного сечения которых должны обеспечить пропуск

расчетного объема закачиваемого газа при перепаде давлений не более 0,15 МПа. При такой схеме предотвращается образование песчаной пробки, и подъемник работает без пульсаций.

Контроль за качеством восстановления приемистости скважины определяют по кривым КВД до и после проведения ремонтных работ или по величине приращения приемистости при одинаковых условиях закачки.

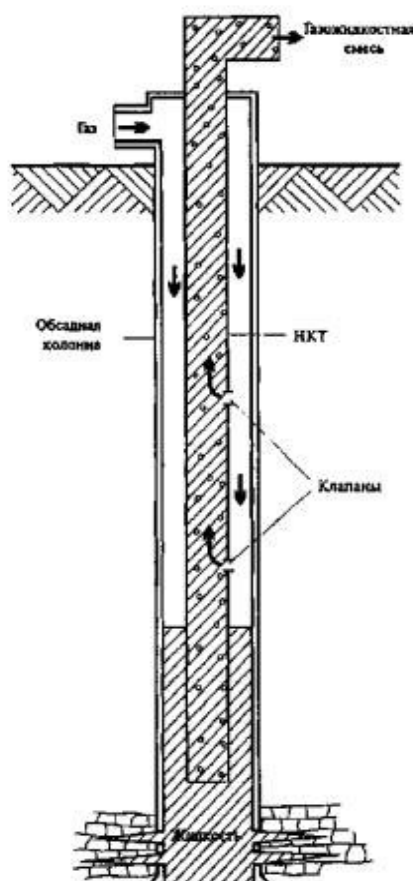


Рисунок 7-7 Газлифт

7.4.4 Восстановление приемистости поглощающих скважин с помощью колтюбинга.

Под колтюбингом понимают специальную установку, предназначенную для проведения технологических операций при капитальном и подземном ремонтах скважин, а также для бурения нефтяных и газовых скважин различных конструкций и профилей с использованием колонны гибких труб. Колтюбинг, как одно из перспективных направлений специализированного оборудования нефтегазодобывающей промышленности, основан на использовании гибких непрерывных труб, которые

заменяют традиционные сборные колонны труб при работах внутри скважин. Спектр выполнения внутрискважинных работ с использованием гибкой колонны труб достаточно широк и разнообразен, при этом в каждом конкретном случае, применение именно этой технологии даёт нефтедобывающей компании ряд неоспоримых преимуществ. **Колтюбинговая технология** может применяться для очистки скважины после закачки в поглощающую скважину водно-нефтяной эмульсии, причем промывку скважины можно проводить как с использованием специальной технологической жидкости, так и без нее. Благодаря использованию подобной методики, заметно увеличивается межремонтный интервал и сокращается период возврата скважины в эксплуатацию.

8. ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ПОЛИГОНА

Разделы по контролю за состоянием окружающей среды на СПЗЖ являются неотъемлемой частью проектов на их сооружение и эксплуатацию.

Основные принципы и направления организации мониторинга изложены в специальных руководствах и публикациях /92,93,97./, согласно которым его разработка начинается уже на стадии разведочных и строительных работ по созданию полигона.

Комплекс сооружений СПЗЖ должен обеспечить:

- предотвращение возможных изливов жидких отходов производства на поверхность;
- снабжение технологических узлов с большой вероятностью аварийности автоматическими контролирующими устройствами и аппаратурой;
- природоохранные и санитарные условия (мониторинг);
- санитарно-гигиеническую безопасность обслуживающего персонала.

8.1. Организация зон санитарной охраны.

В целях предотвращения загрязнения подземных вод и окружающей среды в процессе эксплуатации полигона предусматриваются мероприятия, исключающие возможность поступления загрязнений в водозабор и водоносный горизонт. Для этих целей предусматривается создание зон санитарной охраны (ЗСО).

Если по площади или глубине расчетный ареал подземного растекания жидких отходов производства выходит за границы горного отвода нефтегазодобывающей организации, то на недостающую часть горного массива оформляется дополнительное разрешение. По представленным расчетам расчетный ареал подземного растекания жидких отходов не выходит за границы горного отвода. Полигон должен иметь санитарно-защитную зону (СЗЗ), состоящую из одного или двух поясов. Первый пояс СЗЗ ограничивается пятнадцатиметровым радиусом от нагнетательной скважины и должен быть огорожен. На нем устанавливаются предупредительные знаки, и на его территории запрещается пребывание посторонних лиц. На остальных технологических объектах полигона, расположенных вне первого пояса СЗЗ, действует условная пятиметровая зона.

Второй пояс СЗЗ ограничивают периметром расчетной зоны подземного растекания жидких отходов производства с коэффициентом увеличения площади в полтора раза. В

нашем случае она устанавливается в размере 153 м x 1,5= 230 м. В настоящем случае расчетные значения растекания закачиваемой водно-нефтяной эмульсии в поглощающие скважины не оказывают влияния на соседние поглощающие скважины, никак не проявляются на поверхности, поэтому в организации второй зоны санитарной охраны нет необходимости.

8.2. Гидрогеоэкологический мониторинг работы СПЗЖ

Эксплуатация СПЗЖ должна сопровождаться оформлением и ведением гидрогеоэкологического мониторинга и гидрогеоэкологического паспорта, в котором фиксируются начальные гидрогеоэкологические условия на момент пуска СПЗЖ в эксплуатацию и результаты регулярных исследований в процессе его эксплуатации. По результатам этих исследований ежегодно составляют краткие отчеты, включающие сведения последующим показателям:

- Структура и состав наблюдательной сети;
- Основные технологические узлы полигона;
- Характеристика подземных вод поглощающего горизонта, в.т.ч.
 - а) Гидродинамический режим (пластовое давление, уровни жидкости в скважинах);
 - б) Гидрохимический режим;
 - в) Температурный режим;
 - г) Положение подземного ареала растекания жидких отходов производства, а именно:
 - Характеристика жидких отходов производства (вид, объемы, химический состав, санитарно-биологическое состояние и т.п.);
 - Режим закачки в нагнетательные скважины;
 - Система контроля за подземным захоронением жидких отходов производства и утилизацией шлама, их эффективность и результаты;
 - Возникшие и возможные аварийные ситуации, связанные с захоронением жидких отходов производства, и способы их ликвидации;
 - Отклонения от прогнозных оценок расчетов эксплуатации полигона и гидрогеоэкологические последствия;

- Результаты анализа состояния окружающей среды;
- Перечень согласований с надзорными и контролирующими организациями.

Гидрогеоэкологический паспорт оформляется работниками организации с участием научно-исследовательской организации, осуществляющей авторский надзор за эксплуатацией СПЗЖ.

Гидрогеоэкологический мониторинг эксплуатации СПЗЖ, находящегося в пределах горного отвода газодобывающей организации, проводится в рамках общего производственно-экологического мониторинга за эксплуатацией этой организации и реализуется как локальный мониторинг. Согласно «Инструкции по организации и ведению режимных наблюдений за уровнем, напором, дебитом, температурой и химическим составом подземных вод в системе государственного мониторинга подземных вод», утвержденной приказом Комитета геологии и недропользования МЭМР РК от 09.11.2004 г. №144-п на всех водозаборах и месторождениях подземных вод недропользователь обязан вести режимные наблюдения. То же самое относится к эксплуатации СПЗЖ.

В процессе эксплуатации полигона захоронения водно-нефтяной эмульсии планируется проводить регулярные наблюдения в трех скважинах: № 216 оборудовать на XII горизонт, являющийся буферным горизонтом снизу, скважину № 222 на нижний VIII горизонт (буферный горизонт снизу), и для страховки на IV горизонт планируется скважина № 2762. Во всех скважинах планируется проведения комплекса мероприятий до начала эксплуатации горизонта, и в течение всего периода эксплуатации.

Базой информационного сопровождения гидрогеоэкологического локального мониторинга являются геолого-промысловые и лабораторные (опытно-экспериментальные) и др. исследования в следующем объеме:

8.2.1. Геолого-промысловые исследования

Во всех исследуемых скважинах проводят следующие работы:

- шаблонирование и определение текущего забоя;
- замер статического (на данный период) уровня жидкости в скважине;
- замер забойного давления и температуры.

В поглощающих скважинах при откачках проводят замеры, необходимые для расчета гидродинамических параметров, и отбирают пробы выносимой жидкости и шлама.

В наблюдательных скважинах глубинным пробоотборником отбирают пробу жидкости и один раз в два года проводят откачки жидкости из скважины в размере двух скважинных объемов с отбором проб жидкости и газа (на устье и глубинным пробоотборником).

В глубинных пробах определяют объемы газа и воды и замеряют рН и количество гидрокарбонат-иона; пробы воды консервируют на металлы, нефтепродукты и органические соединения.

В поглощающих скважинах, используемых для контрольных целей, проводят:

- а) замер устьевых давлений;
- б) отбор проб газа (два раза в год);
- в) отбор попутных вод из скважины два раза в год.

Пробы отбирают один раз в квартал: 1) до отстоя, 2) после отстоя.

При газлифтом способе восстановления приемистости:

- а) замеряют расход и давление газа в газлифтной скважине (газопроводе);
- б) отбирают пробы скважинной жидкости в начале, середине и конце проведения газлифта;
- в) замеряют объемы вынесенных жидкостей и удельные содержания шлама.

Частота проведения газлифта определяется временем снижения приемистости скважины за период эксплуатации на 30 % от исходного; во всех пробах сразу после отбора определяют рН и гидрокарбонат-ион.

8.2.2. Геофизические методы исследования

проводят для решения задач:

- а) определение негерметичности эксплуатационных колонн и насосно-компрессорных труб (по предварительным данным скважина № 102 из основного списка кандидатов для утилизации водно-нефтяной эмульсии, имеет нарушение эксплуатационной колонны) ;

- б) оценка качества заколонного цементаж;
- в) определение профиля приемистости поглощающих скважин и др.

В поглощающих скважинах такой комплекс исследований необходимо проводить не реже 1 раза в год, а в наблюдательных скважинах - 1 раз в 5 лет.

8.2.3. Гидродинамические исследования

Для оценки скорости изменения параметров пласта и пород призабойной зоны скважины необходимо проводить гидродинамические исследования в поглощающих и наблюдательных скважинах. Это исследование методом установившихся режимов закачки и Исследование методом восстановления давления (с учетом технической возможности исследования методом восстановления уровня).

Следует также предусмотреть проведение трассерных исследований на трех основных поглощающих скважинах 1 раз в 5 лет.

8.2.4. Комплекс лабораторных и опытно-экспериментальных работ

Лабораторные исследования заключаются в следующем:

- определение физико-химических показателей пластовых вод, техногенных жидкостей и утилизируемых жидкостей (промстоков);
- выявление информативных показателей (коррелятивов) для идентификации пластовых вод и посторонних жидкостей;
- выявление загрязнителей;
- характер физико-химических превращений в подземных водах и вмещающих породах;
- анализ водорастворенных газов;

При восстановлении приемистости следует отобрать пробы используемых технологических жидкостей.

Каждые 5 лет следует проводить проверку результативности принятой системы контроля за состоянием окружающей и гидрогеологической среды и ее фактического состояния. Соответственно необходимо вносить коррективы в практические мероприятия и выполнять уточненные проекты утилизации жидких отходов подготовки нефти 1 раз в 5 лет.

Общий объем и периодичность проведения режимных наблюдений приведены в табл. 8.1.

Таблица 8.1 -
Комплекс исследований контроля за эксплуатацией пространства недр с целью закачки водно-нефтяной эмульсии в X газовый горизонт

Виды исследований	Категории и виды скважин	
	Поглощающие	Наблюдательные
Замер дебитов жидкости, буферного и затрубного давления, температуры на устье.	Дебит воды – ежесуточно. Давление забойное – 1 раз в квартал. Р и Т в режиме работающей скважины ежесуточно и при проведении КВД.	Давление и температура на устье – ежемесячно.
Определение пластового давления	Разовые исследования во всех поглощающих скважинах и при ГТМ 1 раз в год	Разовые исследования во всех наблюдательных скважинах и при ГТМ 1 раз в 2 года
Исследование методом установившихся режимов закачки	Разовые исследования во всех поглощающих скважинах при ГТМ, по мере необходимости	По мере необходимости
Исследование методом восстановления давления (с учетом технической возможности исследования методом восстановления уровня)	Разовые исследования во всех вновь поглощающих скважинах , 1 раз в год	По мере необходимости
Геофизические исследования скважин	Разовые исследования во всех вновь скважинах каждый год	Разовые исследования во всех скважинах 1 раз в 5 лет
Исследование профиля приемистости	Разовые исследования 1 раз в год	Разовые исследования по мере необходимости
Определение состояния обсадных колонн и цементного камня	Разовые исследования по мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и пр.)	Разовые исследования по мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и пр.)
Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ подземных вод		По графику 1 раз в год
Отбор устьевых проб и химический анализ	1 раз в квартал	По мере необходимости
Трассерные исследования	1 раз в 5 лет	
Анализ качества закачиваемой водно-нефтяной эмульсии	1 раз в 10 дней	

8.3. Коррозионный мониторинг для выявления коррозионных процессов

К наиболее важным факторам, влияющим на характер и скорость коррозии подземного и наземного нефтепромыслового оборудования, относятся:

- состав и свойства пластовой воды, содержание сероводорода, диоксида углерода и кислорода;
- состав и свойства воды и содержание коррозионноактивных примесей (H_2S , CO_2 и др.);
- состав и свойства солей различного происхождения, (сульфиды железа, карбонаты Ca, Mg, Fe и др.), образующихся на стенках водоводов;
- наличие и природа абразивных частиц (механических примесей).

В практике защиты нефтепромыслового оборудования используются:

- технологические методы, направленные на создание условий эксплуатации месторождения, обеспечивающие наименьшее коррозионное разрушение оборудования;
- неметаллические и металлические покрытия;
- коррозионностойкие трубы;
- электрохимическая (катодная) защита;
- ингибиторная защита, которая является основным методом защиты от коррозии в настоящее время и на перспективу.

Существует несколько способов классификации ингибиторов по классу химического соединения (неорганические и органические), по pH среды (в кислой, нейтральной, щелочной среде), по температуре применения (низкотемпературные и высокотемпературные), по растворимости в среде (водорастворимые, вододиспергируемые, углеводородорастворимые), по механизму действия (адсорбционные и пассивирующие). В кислых средах применяют органические адсорбционные ингибиторы, которые влияют на кинетику электродных процессов. Адсорбция ингибиторов приводит к снижению скорости коррозионного процесса за счет увеличения перенапряжения одного или обоих электродных процессов. При введении ингибитора, наблюдается не только снижение скорости растворения металла, но и изменение физических и химических свойств его поверхности, вследствие адсорбции ингибитора на поверхности металла. Механизм действия ингибиторов – это совокупность процессов адсорбции ингибитора и последующего воздействия адсорбированного вещества на протекание электрохимических реакций.

Для предотвращения сероводородной коррозии, необходимым средством является замена промежуточного комплекса $(\text{Fe-H-S-H})_{\text{адс}}$, стимулирующего коррозию и наводороживание на другой комплекс, в состав которого войдет органический радикал.

Отмечено, что хотя наличие сероводорода и повышает коррозионную активность нефтепромысловых сред, одновременно это повышает и эффективность некоторых органических ингибиторов за счет эффекта синергизма. Такой эффект проявляется для ингибиторов, содержащих в своем составе аминогруппы.

В состав исследуемых нами ингибиторов входят вещества, содержащие функциональные группы $(\text{R})\text{-NH}_2=\text{NH}, =\text{N}, =\text{NR}^+, \text{NR}_4^+$, которые при адсорбции образуют своеобразный барьер, затрудняющий выход катионов из металлической решетки в раствор.

Азотсодержащие ингибиторы эффективно препятствуют наводороживанию вследствие образования плотной адсорбционной пленки, препятствующей проникновению H^+ , их разряду и диффузии вглубь металла.

Разработаны и широко применяются на промыслах различные ингибиторы коррозии. Их основными оценочными критериями являются высокая эффективность защиты при небольших дозировках (не более 50 г/т), низкая стоимость, технологичность и стабильность качества реагента.

В связи с кризисными процессами в экономике наблюдаются значительные колебания указанных показателей. Поэтому для обеспечения надежности и стабильности ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии необходимо использовать ингибиторы коррозии нескольких заводов-изготовителей, чтобы всегда имелась возможность перехода на другой реагент.

Для коррозионного мониторинга на нефтепромыслах существует два основных метода оценки коррозионной активности жидкости: гравиметрический и электрохимический.

Гравиметрические исследования коррозионных сред

Гравиметрические исследования по оценке коррозионной активности проводятся в U-образной цилиндрической ячейке по ОСТ 39-099-79. Схема испытаний в U-образной ячейке представлена на рисунке 8.1.

Температура испытываемой среды поддерживалась 20-30°C, продолжительность испытаний – 6 часов.

Двугорлый сосуд заполняется исследуемым раствором (рис. 8.2). Испытание контрольных образцов проводится в исследуемых средах. Образцы помещаются в колено меньшего диаметра двугорлого сосуда.

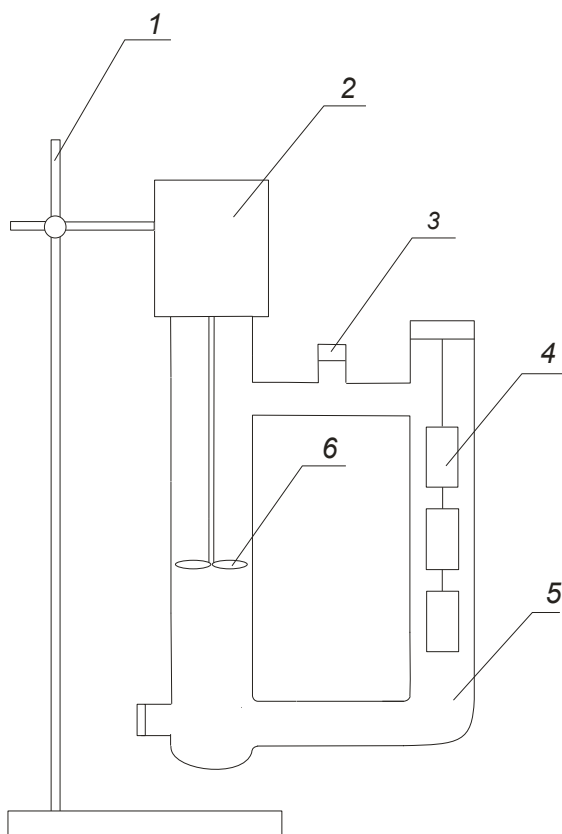


Рис. 8.1 Схема U-образной ячейки

(1-штатив; 2-герметизированный привод; 3-пробка; 4-образцы-свидетели; 5-испытуемая среда; 6-лопасти)

По окончании испытания образцы вынимаются, осматривается, выясняется характер коррозии по поверхности образца. О скорости коррозии судят по потере массы образца с единицы поверхности.

Исследования проводятся на образцах, изготовленных из Ст.3.

Электрохимические исследования коррозионных сред

Электрохимические исследования проводятся с помощью прибора – индикатора скорости коррозии Монитор-2.

Индикатор скорости коррозии предназначен для оперативного контроля коррозионной агрессивности по отношению к нелегированной стали жидких нефтепромысловых сред, имеющих удельное сопротивление менее 1000 ом/см.

Функционирование прибора основано на принципе Штерна-Гири, полученном теоретически, путем дифференцирования уравнения поляризационной кривой вблизи стационарного потенциала коррозии.

В общем случае этот принцип читается так: ток коррозии ($i_{кор}$) обратно пропорционален поляризационному сопротивлению (R_p) поверхности электрода, измеренному вблизи стационарного потенциала коррозии.

$$I[\text{мА}] = k[\text{мВ}]/R_{\pi}[\text{Ом}] \quad (8.1)$$

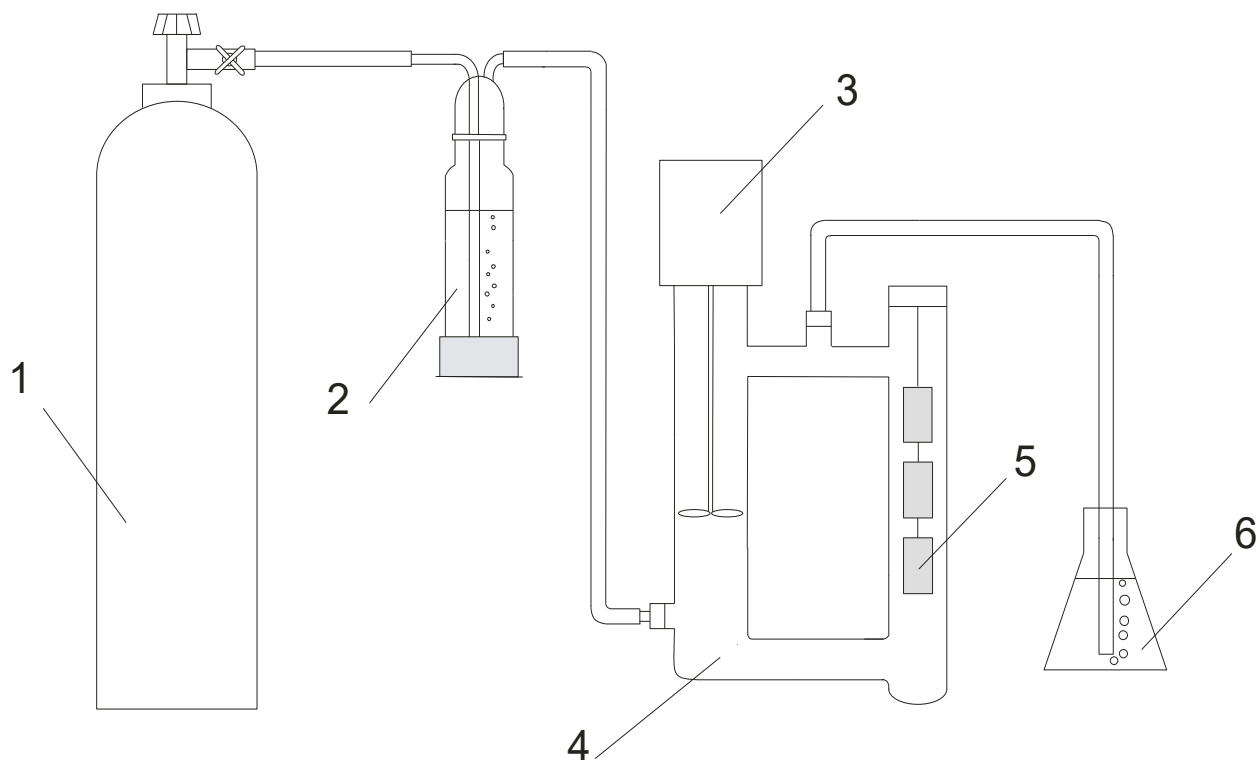


Рис. 8.2 Схема коррозионных испытаний в циркуляционной ячейке (1-баллон с азотом; 2-поглотитель примесей; 3-герметизированный привод; 4-ячейка для испытаний; 5-образцы-свидетели; 6-колба-поглотитель)

Теоретический коэффициент пропорциональности для двухэлектродного датчика определяется по формуле:

$$k = 2 \cdot 0.434 \cdot b_a \cdot b_k / (b_a + b_k) \quad (8.2),$$

где: b_a и b_k [мВ], соответственно наклоны анодных и катодных тафелевских прямых в полулогарифмических координатах.

Для электродов, выполненных из железа или низколегированной стали в соответствии с законом Фарадея перевод токового показателя коррозии в глубинный производится по формуле [3]:

$$\text{Кор}[\text{мм/год}] = 11.7 \cdot I[\text{мА}] / S[\text{см}^2] \quad (8.3),$$

где: S [см²] - площадь электрода.

Теоретическая зависимость для скорости коррозии (Кор) запишется в виде:

$$\text{Кор}[\text{мм/год}] = 11.7 \cdot 0.868 \cdot b_a \cdot b_k / (b_a + b_k) / S \cdot 1/R_{\pi} \quad (8.4).$$

При площади электродов, поставляемых в комплекте с датчиком, $S = 4.7 \text{ см}^2$ это выражение примет следующую форму:

$$\text{Кор[мм/год]} = 2.16 \cdot b_a \cdot b_k / (b_a + b_k) \cdot 1/R_{\text{п}} \quad (8.5),$$

где: $K = 2.16 \cdot b_a \cdot b_k / (b_a + b_k)$ - является теоретической константой датчика.

Для организации коррозионного мониторинга на полигоне по закачке жидких отходов производства месторождения Узень предлагается использовать гравиметрический и электрохимический методы. Гравиметрические исследования необходимо проводить в лабораторных условиях. Для этого необходимо раз в месяц отбирать пробы воды из водоводов и помещать в них, как было указано выше, стандартный образец испытываемого материала.

Для оперативного контроля процессов коррозии предпочтительно использовать электрохимический метод. Для этого с помощью прибора – индикатора скорости коррозии Монитор-2, один раз в месяц производятся замеры токового показателя коррозии, которые сопоставляются, и, таким образом, определяется динамика коррозионных процессов. Такие контрольные точки необходимо организовать на всех магистральных трубопроводах в количестве не менее 3.

8.4. Соответствие применяемых технологий современному уровню

Проблемы рационального использования природных ресурсов, связанные с интенсификацией производственной деятельности, давно переросли из разряда экономических в социально-политические. Глобальный характер экологических проблем, предсказанный еще в начале 20-го века В.И. Вернадским в работах о ноосфере, определяет главную задачу современной экологии – разработку научных подходов в области функционирования биосферы в условиях постоянно растущей на нее техногенной нагрузки. Это обуславливает постоянный интерес к научным разработкам в области геоэкологии.

Как уже отмечалось выше, накопленный опыт проектирования полигонов захоронения отходов указывает на необходимость использования комплексного подхода при проектировании нефтепромысловых объектов и инфраструктуры по подготовке нефти и захоронению отходов производства как единого производственного цикла. В процессе эксплуатации месторождения неизбежно происходит ухудшение структуры остаточных запасов нефти, что в конечном итоге приводит к росту обводненности добываемой продукции, а это в свою очередь способствует образованию стойких трудноразрушаемых эмульсий.

Причины образования промысловых нефтяных эмульсий определяются природой нефти и технологией её добычи. Нефтяная эмульсия образуется из нефти, пластовой воды и стабилизатора. Образование устойчивой нефтяной эмульсии происходит только после перемешивания нефти и воды в присутствии стабилизатора, содержащегося в нефтяной фазе, которым, как правило, является сульфид железа.

В процессе подготовки нефти происходит разделение добываемой продукции на нефть, воду и промежуточный слой, представляющий собой водонефтяную эмульсию и механические примеси. На разных стадиях эксплуатации месторождения объем промежуточного слоя может составлять от одного до десяти процентов всей добываемой нефти. На месторождении Узень в настоящее время это примерно 9 % или 180 м³/сут. И вопрос переработки и утилизации, как и на любом крупном нефтедобывающем предприятии, стоит остро.

Передовой опыт крупных нефтедобывающих компаний показывает три направления использования жидких отходов процесса подготовки нефти: полная или частичная переработка с применением физических или химических методов; использование

промслоев в качестве составного компонента при производстве каких-либо материалов; закачка в выработанные горизонты. Именно эти три направления рассмотрены в настоящем проекте:

1 Разрушение стойких эмульсий химическими методами с получением товарной нефти.

2 Использование промежуточных слоев для приготовления эмульсионно-дисперсного состава, применяемого для закачки в пласт с целью повышения нефтеотдачи пластов.

3 Утилизация посредством закачки в выработанные газовые горизонты месторождения.

Разрушение стойких эмульсий химическими методами с получением товарной нефти

Эта технология получила широкое распространение на месторождениях АО «ТатНефть». Проведенные лабораторные работы показали применимость ее на месторождении Узень. Результаты исследований, представленные в разделе 3.2, показывают, что данная технология и состав композиции для разрушения промслоев с различных уровней РВС-1 и отстойника могут быть использованы для утилизации промслоев на ЦППН с получением нефти, содержащей остаточной воды от 0,06 до 0,25 %, солей 1140-2964 мг/л и механических примесей от 0,0124 до 0,634 %.

Недостатком технологии является то, что она рассчитана на достаточно постоянный состав промслоев, чего в реальности не бывает. Поэтому эффективность применения технологии зависит от состава исходного материала и правильного подбора рецептуры разрушающего состава. И даже после вторичной переработки промслоя какая-то часть эмульсии останется неразрушенной, и ее необходимо будет утилизировать.

Использование промежуточных слоев для приготовления эмульсионно-дисперсного состава, применяемого для закачки в пласт с целью повышения нефтеотдачи пластов.

Эта технология разработана в ОАО «ОТО» (г. Самара) под руководством Позднышева Г.Н./3/, а позднее в ТОО «Геосервис» и АО КазНИПИмунайгаз /95,96/. Также, как и в первом случае, сильно варьирующий состав промслоев осложняет приготовление эмульсионно-дисперсной композиции с заданными свойствами. Кроме того, подбор стабилизирующего компонента для состава и его стоимость пока не

позволяют говорить о массовом применении данной технологии. И, тем не менее, проведенные опытные работы на месторождениях Самарской области в 2006-2008 годах показали высокую эффективность предлагаемой технологии, составляющую более 2500 т нефти на одну скважину/операцию.

В настоящем проекте, по результатам лабораторных исследований, дано предварительное обоснование возможности использования жидких отходов подготовки нефти в процессе приготовления эмульсионно-дисперсных составов для целей повышения нефтеотдачи пластов. Однако для практического применения необходимо разработать, согласовать с уполномоченными государственными органами и утвердить технологический регламент, в котором следует отразить: требования к закачиваемой композиции; технологию приготовления композиции заданного состава и качества; технико-экономическое обоснование применения технологии эмульсионно-дисперсных составов. После этого можно применять технологию для повышения нефтеотдачи пластов на месторождении.

9. ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

Данный раздел определяет минимальные требования, необходимые для создания безопасных условий работы и по выбору способов и путей их достижения.

При разработке данного проекта учитывались международные нормы безопасности и нормы безопасности Республики Казахстан, в том числе: Кодекс о недрах и недропользовании РК (с изменениями и дополнениями от 25.06.2020 г.)

Водный кодекс Республики Казахстан, 2014 г.

Экологический кодекс РК от 9.01.2007 г. №212 с изменениями, внесенными Законами РК от 27.12.2017 г. № 26 и 24.05.2018 г. №156.

Единые Правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом МЭ РК №239 от 15.06.2018 г.

Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащий сероводород», одобренные и согласованные с Агентством по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан.

9.1. Права, обязанности и ответственность недропользователя

Недропользователь несет ответственность за:

- безопасность проведения работ, осуществляемых на контрактной территории;
- ведение установленной документации по безопасности;
- предоставление государственным органам установленной отчетности по всем работам, включая работы субподрядчика;
- координацию и оказание содействия в работе инспекций государственных контролирующих органов и выполнение законных предписаний в установленные сроки.

На каждом объекте будет назначен представитель, который несет ответственность за безопасное проведение всех операций на всех сооружениях и за безопасность персонала, который обладает квалификацией и опытом необходимым для выполнения должностных обязанностей и за координацию работы контролирующих органов при проведении инспекций. Будет обеспечен беспрепятственный допуск инспекторам контролирующих органов и доставка их на inspectируемый объект с учетом погодных условий, наличия транспорта и обеспечения безопасности персонала, инспекторов и проводимых работ.

При пуске сооружений в эксплуатацию будет заранее (за 30 дней до планируемого) уведомлен Центральный исполнительный орган государства в области энергетики, индустрии и торговли, который создает комиссию из представителей контролирующих органов и местной исполнительной власти по приемке законченных строительством объектов в эксплуатацию. Оператор будет обеспечивать своевременное представление проектов месторождения Узень для согласования с органами технического надзора. До начала работ Оператором будет разработана Система управления охраной здоровья, труда и окружающей среды (ОЗТ и ОС), где определяется политика в области ОЗТ и ОС. В системе ОЗТ и ОС дается оценка рисков и предлагаются мероприятия по их снижению и др. А также будут разработаны технологические регламенты работы установок, правила и инструкции по выполняемым работам, будут иметься копии проектов, сертификаты на различное оборудование, акты о его испытании и другие документы, имеющие отношение к безопасности объекта.

9.2. План безопасного ведения работ

Основой безопасного ведения работ на объектах месторождения Узень является: выявление возможных вариантов аварийных ситуаций; разработка мероприятий по обеспечению безопасности и предотвращению возможных аварийных ситуаций; разработка мероприятий по устранению аварийных ситуаций.

Чрезвычайная ситуация

Техногенная чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде.

Мероприятия по снижению рисков возникновения возможных чрезвычайных ситуаций.

Ввиду того, что основные технологические процессы по подготовке и закачке в выработанные горизонты жидких отходов - герметизированы и в рабочем режиме не представляют угрозы для загрязнения среды. Основными мероприятиями по снижению рисков и предотвращению возможных чрезвычайных ситуаций являются: сохранение герметичности этих систем; соблюдение правил техники безопасности и охраны труда; автоматизация технологических процессов; обеспечение системы аварийного останова; автоматизация системы пожаротушения; наличие автоматической пожарной сигнализации и системы сигнализации об опасных концентрациях газов и т.д.

Механические риски

Все оборудование, инструменты, трубопроводы, емкости и прочее производственное оборудование, применяемое на объекте, будет иметь сертификаты и будет соответствовать установленным задачам.

Открытые движущие и вращающиеся части механизмов и оборудования будут иметь ограждения, кожухи и экраны, где это применимо.

Проект предполагает применение герметичных систем сепарации, подготовки и транспортировки, а также системы дренажа. В технологических системах будет предусмотрена аппаратура обнаружения аварийных ситуаций, отсекательная и регулирующая арматура, стопорные вентили и другие устройства остановки, предохранительные устройства, устройства огнетушения и локализации огня, а также автоматические системы автоматического погашения взрывов.

Электрические риски

Для снижения риска возгорания и взрыва опасных смесей, будет осуществляться техническое обслуживание электрооборудования, в соответствии с ППР (планово предупредительные работы).

Электрооборудование, расположенное на участках сооружения, определяемых как опасные зоны, предусматривается во взрывозащищенном исполнении.

Эксплуатация электрических систем будет производиться квалифицированным персоналом, имеющим допуск к работе с высоким напряжением. Технический персонал, ведущий обслуживание электроустановок, будет обеспечен соответствующим диэлектрическим инструментом и средствами индивидуальной защиты в диэлектрическом исполнении с двойной изоляцией и кабелями с размыкателями цепи на землю.

Технологическое оборудование и буровые вышки предусматриваются с защитой от молний.

Система «Допуска к ведению работ»

Будет использована система «Допуск к ведению работ», при которой требуется, чтобы соответствующим уполномоченным должностным лицом, выдавалось разрешение на проведение опасного или нестандартного вида деятельности.

Система Допуска будет обеспечивать получение соответствующего разрешения (наряд допуска) с описанием мер предосторожности, которые необходимо предпринять при проведении нестандартных или опасных видов деятельности, включающих обслуживание сосудов, работающих под давлением, огневые работы, электротехнические работы, операции в ограниченном пространстве и работу с радиоактивными, ядовитыми и взрывчатыми веществами и другие.

Порядок Допуска будет определяться в рабочих процедурах и будет включен в План безопасного ведения работ, представляемого на согласование контролирующим органам Республики Казахстан.

Мониторинг и аварийная сигнализация

Обнаружение пожара, запуск системы аварийной остановки, включение пенного, водяного пожаротушения, включение системы орошения, отключение отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, включение звуковых сигналов тревоги, с целью достижения максимальной защиты персонала, защиты окружающей среды являются основным назначением систем обнаружения пожара.

Целью системы обнаружения пожара являются: раннее обнаружение пожара; извещение персонала об опасности; запуск системы аварийной остановки; запуск систем пожаротушения и пожарозащиты.

Приборы обнаружения пожара будут установлены в местах, где возникновение пожара рассматривается, как потенциальная угроза установке.

Пожарные детекторы будут подобраны для определенных площадок индивидуально для реагирования при первых признаках пожара.

Потенциально взрывоопасные участки, где имеется опасность возгорания, а также точки на открытом воздухе будут оснащаться автоматическими системами пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией. На всех подстанциях и на компрессорных установках будут предусмотрены углекислотные пожаротушители.

Линейное тепловое детектирование будет использовано на опасных сосудах и насосах, располагающихся на открытой площадке.

Пункты ручного запуска аварийной сигнализации стратегически располагаются по всем площадкам и на выходе из операторной. Эти пункты запуска сигнализации будут типа «разбей стекло». С момента запуска они будут оставаться во включенной позиции до момента переустановки вручную, включая замену стекла.

Система контроля будет иметь резервные батареи и зарядную систему, что позволяет последовательно отключать систему контроля в случае сбоя подачи энергии на площадке. Резервные батареи обеспечивают эксплуатацию в течение двух часов.

Общие меры безопасности.

На объектах месторождения Узень запроектированы сооружения по добыче и подготовке нефти и газа, относящиеся к различным категориям и классам производств.

В соответствии этим, в производственном процессе обращаются и хранятся следующие взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества: нефть, газовый

конденсат, топливный газ, пропан, триэтиленгликоль, ингибитор коррозии, ингибитор парафиноотложений, метанол, некондиционная нефть, дизельное топливо.

Персонал и посетители, вновь прибывшие на объект, будут проходить вводный инструктаж для того, чтобы ознакомиться с требованиями безопасности при нахождении на объекте, а также с действиями, которые необходимо предпринять при возникновении чрезвычайных ситуаций.

На объектах, требующих постоянного присутствия персонала, созданы медицинские пункты по оказанию первой медицинской помощи. Медицинские пункты оснащены соответствующим оборудованием, средствами и медикаментами.

Все работающие на территории объектов месторождения будут обеспечены средствами индивидуальной защиты: спецодежда, спецобувь, аптечки первой медицинской помощи, индивидуальные изолирующие дыхательные аппараты, перчатки, индивидуальные сигнализаторы сероводорода и др.

На территории объектов месторождения предусматривается стационарная система пожаротушения, стационарное орошение аппаратов, стационарное автоматическое пенное пожаротушение, газовое пожаротушение, пожарное депо, противопожарные резервуары, противопожарный водопровод. Проектируемые установки оснащаются первичными средствами пожаротушения.

Обслуживающий персонал будет применять изолирующие дыхательные аппараты для выполнения операций, предусмотренных технологией производства работ в условиях возможного выделения ВХВ как первоочередная мера при возникновении аварийной ситуации. Объекты, на которых имеется вероятность аварийного соприкосновения персонала с ядовитыми и опасными веществами, будут оборудованы аварийными душами, которые обеспечивают разовую дозу воды 200 л, а также пунктами промывания глаз.

На всех технологических участках будут предусмотрены порошковые огнетушители, первичные средства тушения пожара и пожарные гидранты по двум сторонам участка.

Решения по технике безопасности и охраны труда

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выделений вредных, взрыво - пожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов, высокий уровень автоматизации производственных процессов и дистанционный контроль, вентиляция производственных помещений, применение оборудования, трубопроводов и приборов в коррозионно-стойком исполнении,

обеспечение коррозионной защиты металлоконструкций, применение сталей, применение оборудования со специальными покрытиями и многослойных аппаратов, обеспечение наличия аварийных отсекателей. А также будут применяться технологические методы защиты от коррозии – ингибирование, нейтрализация, разбавление.

Защита аппаратов и оборудования, работающих под давлением, предусматривается с установкой предохранительных клапанов, запорной арматуры, средств автоматического контроля, измерения и регулирования технологических параметров.

На всех напорных трубопроводах от каждого насоса установлены обратные клапаны. Все насосы заземлены независимо от наличия заземления электродвигателей, находящихся на одной раме.

Все элементы технологического оборудования и трубопроводов должны быть термо- и теплоизолированы. Для обслуживания арматуры, приборов, люков, аппаратов на высоте более 1,8 м предусмотрены стационарные лестницы и площадки с ограждениями.

Аппараты и оборудование, работающее под давлением, будут обеспечены предохранительными клапанами, запорной арматурой, средствами автоматического контроля, измерения и регулирования технологических параметров.

Горячие поверхности оборудования с температурой наружных поверхностей более 45⁰С, и трубопроводы закрыты предохранительными кожухами или тепловой изоляцией и подняты на высоту 2,0 м от пола или площадки.

Открытые насосные должны быть оборудованы навесами и съемными щитами для защиты насосов и персонала от солнечной радиации, пыли, песчаных и снежных заносов.

Для промывки и обезжиривания деталей будут применяться негорючие эмульсии и растворы.

Для снижения шума и вибрации от технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия: шумящие и вибрирующие механизмы заключены в кожухи, установлены гибкие связи, упругие прокладки и пружины; тяжелое вибрирующее оборудование будет установлено на самостоятельные фундаменты, применены вибробезопасные и малошумящие машины, дистанционное управление, сокращено время пребывания в условиях вибрации и шума, на рабочих местах в компрессорных с целью осмотра отдельных узлов используются средства индивидуальной защиты.

Система аварийного останова (САО)

САО способна получать сигналы от систем технологического контроля, а также пожарных систем и систем обнаружения газа, и передавать сигнал тревоги в системы

аварийной остановки. Аварийный останов (АО) будет вызываться датчиками АО, а также вручную оператором на пульте управления.

Все клапаны АО с взрывобезопасными приводами и в случае аварии будет приводить системы в безопасное положение.

Предусматривается четыре уровня остановки:

- уровень 1 – остановка оборудования по месту;
- уровень 2 – отключение установки и изоляция в пределах основных выкидных линий;
- уровень 3 – технологическое отключение всех установок и систем при технологической неполадке и полная изоляция без снижения давления;
- уровень 4 – полная остановка комплекса, снижение давления и продувка оборудования инертным газом.

Защита персонала

Для обеспечения требования по защите персонала, по территории месторождения должны находиться следующие предметы по безопасности:

- защитные очки, шлемы, перчатки, обувь и одежда – в складах по технике безопасности;
- переносные датчики обнаружения газа – в складах по технике безопасности;
- противогазы – в складах по технике безопасности и в специальных местах;
- душевые комнаты, установки для промывки глаз – во всех необходимых местах;
- изолирующие дыхательные аппараты для всех работающих;
- комплект первой медицинской помощи – во всех зданиях.

Знаки безопасности и предупреждающие знаки

Все рабочие места обеспечены инструкциями, схемами, предупредительными знаками и надписями. Производственные объекты должны иметь указатели, надписи, необходимые знаки, такие как: «Посторонним вход воспрещен», «Электрическая опасность», «Каски обязательны», «Въезд только по пропускam», «Не курить» и др. На всех установках объектов месторождения в зонах видимости будут расположены указатели направления ветра (флюгер), выполненные на мачте высотой 5,0 м со штоком высотой 1,2 м.

Планы безопасности, указывающие основные и вспомогательные маршруты эвакуации и местоположение основных пунктов расположения противопожарного оборудования, помещены в стратегических точках. Каждый план обеспечения

безопасности должен иметь в одном углу ключ, указывающий на общую компоновку комплекса.

Предупредительные знаки и стрелки, указывающие направление к ближайшему маршруту эвакуации и выхода, помещаются через определенные интервалы. Если работник стоит на занятой площадке, знак с указанием направления к маршруту эвакуации должен быть виден. Внутренние знаки выполнены с фотолюминесцентным эффектом, другие знаки соответственно либо светоотражающие, либо с фотолюминесцентным эффектом. В целом предупредительные знаки следующие: принудительные; запрещающие; предупреждающие; пожарное оборудование; условие безопасности; общая информация; знаки и маркировки специального назначения.

Мероприятия по спасению и эвакуации персонала

При эвакуации персонала можно задействовать моторные аварийные спасательные транспортные средства и внедорожники.

По звуковому сигналу персонал объектов обязан перейти по переходным мостикам в назначенный пункт сбора во временном убежище. На случай перекрытия доступа к мостикам, или повреждения последних, предусматривается альтернативный пункт сбора.

Первоначальный пункт сбора персонала подают по системе общей сигнализации (система вещания). Сразу по подаче сигнала сбора весь персонал обязан обезопасить свои рабочие посты и как можно скорее прибыть в пункт сбора. Аварийные бригады должны собраться на своих аварийно-восстановительных пунктах. Если доступ к пункту сбора заблокирован, персонал должен собираться в альтернативном пункте согласно приказу.

Группа управления действиями в аварийных ситуациях собирается в аварийной диспетчерской, которая размещается либо в радиорубке, либо в главной диспетчерской. Начальник объекта оценивает обстановку и при необходимости направляет аварийную бригаду на устранение ситуации.

Все прибывшие в пункт сбора обязаны немедленно отчитаться о своем прибытии и зарегистрироваться в электронной системе ИД. После прибытия и регистрации в пункте сбора каждый член персонала обязан надеть спасательный костюм и ждать дальнейших указаний. Члены группы управления действиями в аварийных ситуациях должны оставаться на своих постах, пока не убедятся, что все члены персонала на месте и ждать поступления дальнейших указаний. Персонал обязан оставаться в пункте сбора до получения инструкций по системе радиовещания покинуть или оставить объект.

Чтобы избежать дезорганизации в аварийной ситуации, самое главное – это знать основные принципы и порядок сбора, эвакуации и покидания объекта. Порядок можно сообщить на начальных ознакомительных этапах и отработать его в ходе регулярных

учебных тревог. По прибытии на объект весь персонал, а также посетители обязаны пройти вводный инструктаж, в котором разъясняются ответственность каждого человека, а также действия, которые они обязаны предпринимать в случае аварии.

В ходе вводного инструктажа персоналу разъясняются:

- как найти пункт сбора, а также резервные пункты сбора;
- как различить аварийные сигналы на объекте и предпринимать соответствующие
- действия;
- зачем нужны защитная одежда и спасательные костюмы;
- как обозначены маршруты эвакуации и покидания объекта;
- □как следует реагировать на объявления в пункте сбора, а также дается представление об организации чрезвычайных ситуаций, возглавляемой начальником объекта или его заместителем.

Ознакомление с порядком сбора закрепляется регулярными учениями. Обычно учения проводятся не менее раза за каждую вахту (раз в две недели).

Система общей аварийной сигнализации является составной частью системы связи общего пользования. Система общей аварийной сигнализации представляет собой единую полностью резервированную систему, спроектированную в соответствии с правилами и инструкциями.

Маршруты эвакуации и доступа будут планироваться так, чтобы обеспечить наличие не менее двух совершенно разных маршрутов, ведущих с каждой отдельной зоны объекта к временному укрытию. Это позволяет остальному персоналу быть в безопасном месте до достижения момента, когда ситуация будет под контролем или когда станет возможной эвакуация.

Конструкция временных укрытий будет рассчитана на выдерживание потенциально опасных событий.

Пункт сбора будет рассчитан на размещение всего персонала объекта. Основная цель пункта – предоставить защищенную зону, где собирается персонал для подсчета и надевания спасательных костюмов и защитной одежды, пока начальник объекта оценивает ситуацию и осуществляет план аварийных действий; отсюда по команде персонал может упорядоченно перейти к средствам эвакуации. Поскольку пункт сбора предоставляет относительно высокую степень защиты в сравнении с погрузкой на эвакуационное средство, персонал остается здесь, пока не поступит команда на выход или на погрузку в средства эвакуации.

Аварийная группа собирается на одном из пунктов согласно указанию начальника объекта. Группа управления действиями при аварийных ситуациях собирается в аварийной диспетчерской в готовности координировать связь и общие меры по ликвидации ситуации.

Выбранное эвакуационное средство будет размещаться рядом с пунктом сбора временного укрытия. На каждом средстве эвакуации предусматриваются:

- внутренний источник сжатого воздуха для подачи воздуха горения к двигателю и
- дыхательного воздуха для персонала, чтобы замедлить поступление потенциально опасных веществ в течение не менее 10 минут;
- электрическая аккумуляторная система, обеспечивающая достаточную мощность для запуска двигателя (двигателей) и обеспечения внутреннего освещения в течение 10 часов;
- радиостанция метрового диапазона;
- внешняя водоспринклерная система, включающаяся дизельным мотором транспортного средства в целях защиты от пожаров.

В комплекте предусматривается оборудование, достаточное, чтобы персонал мог эвакуироваться с объекта в чрезвычайных обстоятельствах. Сюда входят: спасательный костюм, водонепроницаемый костюм, дымозащитный капюшон, сигнальный фонарик, перчатки и защитная обувь. В стратегических местах на объектах будет размещаться дополнительное оборудование, позволяющее аварийным бригадам спасти пострадавших. В состав дополнительного оборудования будут входить аварийно-спасательное оборудование, применяемое при вертолетных авариях, оборудование первой помощи и носилки.

Мероприятия по безопасной работе промысла и персонала

В разделе предусмотрены мероприятия по технике безопасности, обеспечивающие нормальную работу промысла и безопасную работу обслуживающего персонала.

Персонал должен быть предварительно проинструктирован и обучен безопасным приемам работы в соответствии с «Едиными правилами охраны недр при разработке месторождений полезных ископаемых в РК», «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности».

Предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности, промсанитарии и противопожарной безопасности в целях предупреждения несчастных случаев и обеспечения нормальных и комфортабельных условий труда и отдыха в соответствии с действующими в Республике Казахстан стандартами и нормами.

Основными мероприятиями являются:

- оснащение месторождения компьютерной системой, осуществляющей управление технологическим процессом и сбором данных, которые позволяют осуществлять круглосуточный контроль за работой скважин и другого эксплуатационного оборудования промысла;
- освоение скважин после подземного и капитального ремонта следует производить при оборудовании устья скважин герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости;
- должны быть предусмотрены факельные и дренажные системы;
- машины и механизмы должны иметь прочные металлические ограждения, надежно закрывающие доступ со всех сторон к движущимся частям;
- если в процессе проектируемых работ появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков жидких отходов, то организация обязана установить и ликвидировать причину;
- должны проводиться систематические исследования технического состояния скважин на предмет их соответствия требованиям охраны недр и окружающей среды;
- на взрывопожароопасных объектах разрабатывается план ликвидации возможных аварий, в котором с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, а в случае их возникновения по локализации, исключению загораний или взрывов;
- сепараторы и другие аппараты, работающие под давлением, должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- для подготовки аппаратов к ремонту должны быть предусмотрены системы пропарки и продувки;
- оборудование, аппараты и трубопроводы, работающие при температуре выше 45°С должны быть теплоизолированы или ограждены;
- производственные помещения должны быть обеспечены отоплением, принудительной вентиляцией с постоянным подпором свежего воздуха для предотвращения возможности попадания в них вредных газов и сигнализаторами опасной концентрации вредных веществ.
- необходимо обеспечить обслуживающий персонал спецодеждой, спец. обувью и защитными средствами, а также спецпитанием, в том числе молоком.

Кроме этого, на месторождении необходимо разработать и использовать документацию по технике безопасности, которая должна включать все требования соответствующих руководящих организаций Республики Казахстан, а также разработать и провести мероприятия по принятию экстренных мер в особых непредвиденных случаях на месторождении. Данный план должен быть разработан в сотрудничестве с местными медицинскими учреждениями и со станцией скорой помощи.

План ликвидации возможных аварий должен содержать четкое определение обязанностей (действий) работников на случай аварии и эвакуации персонала при аварийных ситуациях.

На месторождении необходимо разработать и внедрить учебные программы по технике безопасности и проводить постоянное обучение сотрудников.

Регулярно проводить проверку по противопожарной безопасности, по действиям в случае пожара в сотрудничестве с местными городскими пожарными бригадами.

Все программы должны иметь сроки осуществления мероприятий, включать сроки поставки необходимых материалов и оборудования.

9.3.Промышленная санитария

1. Производственные площадки, территории производственных объектов должны содержаться в чистоте.
2. Отходы производства и мусор должны регулярно удаляться за пределы площади работ и вывозиться с территории месторождения для последующей утилизации/переработки.
3. Производственные помещения, рабочие места, проходы к оборудованию, механизмам и вспомогательным приспособлениям должны быть расположены в специально отведенных и оборудованных местах.

10. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И НЕДР

Согласно Статье 37 Экологического Кодекса, оценка воздействия на окружающую среду осуществляется последовательно с учетом стадий проектирования, предусмотренных законодательством Республики Казахстан.

Оценка воздействия на окружающую среду включает в себя следующие стадии:

- 1) предварительная оценка воздействия на окружающую среду, за исключением объектов IV категории (стадия 1);
- 2) оценка воздействия, выполняемая в целях полного и комплексного анализа возможных эффектов реализации проекта или дальнейшего осуществления хозяйственной и иной деятельности, обоснования альтернативных вариантов и разработки плана (программы) управления охраной окружающей среды, за исключением действующих объектов IV категории (стадия 2);
- 3) раздел "Охрана окружающей среды" в составе рабочего проекта, содержащий технические решения по предотвращению неблагоприятных воздействий на окружающую среду, за исключением объектов IV категории (стадия 3).

3. На стадиях 2 или 3 оценки воздействия на окружающую среду разрабатываются нормативы эмиссий в окружающую среду в соответствии с главой 4 настоящего Кодекса.

В соответствии п.3 "На стадиях 2 или 3 оценки воздействия на окружающую среду разрабатываются нормативы эмиссий в ОС", в настоящем проекте нормативы эмиссий в ОС отсутствуют, в связи с этим к проекту разработан **ПредОВОС, представленный** отдельной книгой. В настоящем разделе описаны основные положения соблюдения экологического законодательства РК.

В период эксплуатации участка пространства недр с целью захоронения водно-нефтяной эмульсии необходимо соблюдение требований законодательства Республики Казахстан в области охраны недр и окружающей среды, направленных на охрану жизни и здоровья населения.

10.1. Анализ изменений состояния природной среды при проведении закачки водно-нефтяной эмульсии в газовые горизонты

Воздушная среда

Негативного воздействия на окружающую среду при работе электрического насоса не ожидается .

Поверхностные и подземные воды

Гидрографическая сеть на территории участка работы отсутствует.

Работа трубопровода на поверхностные и подземные воды негативного влияния не оказывает, а климатические условия, такие как: низкая абсолютная влажность и высокий дефицит насыщения, способствует интенсивному испарению с поверхности почвы, что приводит к засолению грунтов зоны аэрации и оказывает отрицательное влияние на формирование химического состава подземных вод, а также на растительный покров. Склады ГСМ на территории водозабора отсутствуют.

Земля (почва и грунт)

При эксплуатации участка недр и проведении режимных наблюдений на месторождении, предусмотренных проектом, загрязнения почв и грунта не ожидается.

Бытовые отходы

Расчётное количество бытовых отходов (мусора), при числе постоянно работающих на ЦППН людей (2 человека на одной насосной станции, всего 4 человек) и норме образования ТБО (по СНиП РК 3.01-01-2008) 300кг/чел в год, составит в месяц:

$$(300\text{кг} : 12\text{мес}) \times 4\text{чел} = 100\text{ кг} = 0,1\text{ тонн}$$

Отходы складироваться в контейнеры, которые по мере накопления вывозятся, а взамен оставляются пустые.

Общее количество бытовых отходов не должно превышать 0,3тонн в месяц.

Недра

С целью исключения проникновения по затрубному пространству в водоносный горизонт загрязненных вод и в соответствии с санитарными нормами, необходимо предусмотреть

оборудование приемка в месте установки крана для отбора проб воды на химанализы. При этом обеспечить отвод воды из приемка и площадки, которая может скапливаться в надкаптажном помещении при случайных проливах воды, замене устьевого оборудования или его разгерметизации.

Растительный покров

Закачка водно-нефтяной эмульсии в скважины не влияет на растительный покров местности, поскольку скважины достаточно глубокие и не могут оказывать влияния на уровни грунтовых вод.

Животный мир

Животный мир не отличается разнообразием, в основном, представлен мелкими грызунами, птицами и рептилиями. Путей миграции животных через территорию участка работ нет. Условий обитания, не повлекут за собой гибель животных.

Оценка экологического риска проведения работ

Ландшафт устойчив к проведению эксплуатационных работ на водозаборе. Поверхность сложена плотными суглинками.

Аварийные ситуации, которые могут отрицательно повлиять на состояние окружающей среды, исключаются.

Затраты на проводимые работы по охране окружающей среды входят в состав затрат на основные проектные работы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно инструкции по составлению проекта эксплуатации пространства недр, утвержденной приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 17 мая 2018 года № 341, «пространством недр является трехмерное пространственное свойство недр, которое с учетом геотехнических, геологических, экономических и экологических факторов может быть использовано в качестве среды для размещения объектов производственной, научной или иной деятельности».

Настоящий геологический отчет о результатах разведочных работ на участке полигона для утилизации водно-нефтяной эмульсии на месторождении Узень Мангистауской области написан по материалам работ, направленных на изучение возможности организации полигона для захоронения водно-нефтяной эмульсии, образующейся в процессе добычи и подготовки нефти. С этой целью проведены работы, позволяющие оценить геологические и гидрогеологические условия полигона захоронения эмульсии, определить параметры пласта-коллектора и буферных горизонтов сверху и снизу, оценить объемы образования водно-нефтяной эмульсии, выполнены аналитические расчеты радиуса растекания эмульсии при закачке, математическое и геолого-гидродинамическое моделирование на 12 (геолого-гидродинамическое моделирование выполнено также и на 25 лет).

Приведенные расчеты показали, что ежесуточный объем утилизации водно-нефтяной эмульсии с учетом разбавления ее сточной водой не превысит 140 м³/сут. На расчетный период эксплуатации полигона расчетное значение общего радиуса подземного растекания составит 239 м, а по отдельным скважинам он не превысит 140 м. С учетом того, что ближайшие поглощающие скважины №№ 527 и 5730 находятся на расстоянии более 400 м, можно сделать вывод об отсутствии взаимного влияния на процесс утилизации жидких отходов в течение 12 лет эксплуатации полигона.

Математическое моделирование показало, что максимальное увеличение давления на забое нагнетательной скважины составит 70,05 водного столба.

Геолого-гидродинамическое моделирование показало, что общий объем закачки на конец 2032 г. в три скважины (вариант 4) по данным моделирования составит 2 754 917 м³, что существенно превышает возможное количество образования водно-нефтяной эмульсии. Если предположить, что существующие темпы образования водно-нефтяной эмульсии останутся неизменными, то на конец 2032 г. с учетом ее разбавления сточной водой в

два раза, объем подлежащей утилизации эмульсии составит 613 200 м³. Из этого можно сделать вывод, что выбранный для утилизации вариант № 4 позволяет осуществить закачку водно-нефтяной эмульсии, подлежащей утилизации, с большим запасом (в 4.5 раз).

Выполненные анализы на совместимость закачиваемой эмульсии с пластовыми водами показал их несмешиваемость, а с учетом того, что закачка будет производится в купольную часть антиклинальной складки, где практически отсутствует движение подземных вод, растекания эмульсии в пласте происходить не будет.

В процессе закачки водно-нефтяной эмульсии будет организован мониторинг состава и давления в поглощающем X горизонте, а также в буферном верхнем VIII и нижнем XII горизонтах.

Описан процесс подготовки эмульсии к закачке и применение для этих целей существующего оборудования на УПСВ и ЦППН. Предусмотрены мероприятия по предотвращению негативных последствий на геологическую и окружающую среду.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия. Избранные труды. - М.: Наука, 1978. - 117 с.
2. Тонкошуров Б.П. Основы химического деэмульгирования нефтей / Б.П. Тонкошуров, Н.М. Сербсербина, А.М. Смирнова. - М: Гостоптехиздат, 1946. - 54 с.
3. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий.-М.: Недра, 982.- 221 с.
4. Смирнов Ю.С. Современное состояние и перспективы развития деэмульгаторов для подготовки нефти за рубежом / Ю.С. Смирнов, Н.П. Мелошенко // Нефтепромысловое дело: - 1987. -Вып. 17-39 с.
5. Байваровская Ю.В. Влияние механических примесей на процесс подготовки нефти / Ю.В. Байваровская, Е.И.Городиский, Л.М. Шипигузов и др. // Нефтепромысловое дело. - 1983. - №7. – С. 18-19.
6. Исследование прочности адсорбционных пленок на границе раздела нефть-вода /В.П. Тронов, В.П. Орлинская, Л.А. Золотухина и др. /Тр.ТатНИПИнефть. - Бугульма, 1977. - Вып.35 - С.259-267.
7. Исмагилов И.Х. Экспериментальное исследование и разработка технологии обезвоживания природных битумов месторождений Татарии / И.Х. Исмагилов, В.П. Тронов, А.И. Ширеев, Р.З. Сахабутдинов // Нефтепромысловое дело: - 1992. Вып.4. - 58 с.
8. Добросок И.Б. Анализ природных стабилизаторов неразрушенной части нефтяной эмульсии в процессе подготовки нефти / И.Б. Добросок, Е.А. Лапина, Л.З. Климова // Нефтепромысловое дело. - 1994. - № 7-8. - С. 17-18.
9. Мавлютова М.З. Сульфид железа как стабилизатор нефтяных эмульсий и стимулятор коррозии /М.З. Мавлютова, Л.М. Мамбетова, И.И. Асфаган // Тр.БашНИПИнефть. - Уфа, 1973. - Вып. 37. - С. 124-127.
10. Петров А.А. Реагенты-деэмульгаторы для обезвоживания и обессоливания нефтей. - Куйбышев: Куйбышевское книжное издательство, 1965.-144с.
11. Левченко Д.Н. Выделение и исследование эмульгаторов нефтяных эмульсий //Химия и технология топлив и масел. - 1970. - № 10.-С21-25.
12. Борисов С.И. О совместной подготовке нефти угленосного и девонского горизонтов / С.И. Борисов, А.А. Петров, Н.В. Веретенникова и др. // Нефтепромысловое дело. - 1976. - № 6. – С.30-31.

13. Петров А.А. Изучение устойчивости углеводородных слоев на границе с водными растворами деэмульгаторов / А.А. Петров, С.А. Блатова // Химия и технология топлив и масел. - 1969. - № 5. - С.25-32.
14. Блатова С.А. Измерение частиц стабилизаторов водонефтяных эмульсий методом светорассеяния /С.А. Блатова, А.А. Петров, В.А. Спицын и др. - В кн.: Техника и технология добычи нефти и бурение скважин: Тр.Гипровостокнефть . - Куйбышев. - 1978. - Вып.. 32. - С.144-148.
15. Петров А.А., Борисов С.И., Смирнов Ю.С. Механизм действия ПАВ, как деэмульгаторов нефтяных эмульсий - В кн.: Тр. международного конгресса по поверхностно-активным веществам. - М.: 1978 - Т.3 - С.972-984.
16. Winnford R.S. The eviense for association of asphalten in dilute sotions // J. Ins. Perol., 1963. - V49. - № 475. - P215.
17. Дерягин Б.В., Чураев Н.В., Муллер В.М. Поверхностные силы. -М.: Наука, 1985.- 398 с.
18. Колбановская А.С. Развитие дисперсионных структур в моделях нефтебитумов // Колл.журн. - 1974. - Т.30. - № 3. - С. 174-178.
19. Физико-химическая технология добычи, транспорта, переработки тяжелых нефти и природных битумов /Р.З. Сафиева, Р.З. Сюняев, З.И. Сюняев // Проблемы комплексного освоения трудно извлекаемых запасов нефти и природных битумов: Сб.трудов. Междун.кнф. - Казань. - 1994. -Т.5.-С.1594-1606.
20. Таубман А.Б., Корецкий А.Ф. - Докл. АН СССР. - 1958. - Т.140. -№5.- С.1128-1129.
21. Мансуров Р.И., Ильясова Е.З. О влиянии механических примесей на прочность межфазовых пленок на границе вода-масло. - Нефтяное хозяйство. - 1983. - № 7. - С.53-54.
22. Мансуров Р.И., Каштанов А.А., Ручкина Р.М. Подготовка ловушечных нефтей. - М.: ВНИИОЭГН, 1985.- 35с.
23. Пергушев Л.П., Тронов В.П., Исмагилов И.Х., Ширеев А.И. Исследование эффекта редиспергирования в нефтяных эмульсиях, обработанных деэмульгатором // Нефтяное хозяйство. - 1999. - № 7. - С45-46.
24. Фрязинов В.В. Сжигание нефтешламов и активных илов на НПЗ. - М.: ЦНИИТнефтехим, 1985. - С.64.
25. Ольков П.Л. Новые направления утилизации нефтешламов и ловушечных эмульсий. Интенсификация химических процессов переработки нефтяных компонентов - Казань.: КХТИ, 1988. - С.117.

26. Использование застаревших нефтешламов в производстве керамзитов /Д.Ф. Варфаломеев, Р.И. Гимаев, П.Л. Ольков и др. // Нефтепереработка и нефтехимия. - 1988. - Вып. 1. - С.67.
27. Мавлютова М.З., Мамбетова Л.М. К проблеме возникновения и утилизации ловушечных нефтей. - УФА: БашНИИ, 1980. - С.127.
28. Подготовка ловушечных нефтей на нефтепромыслах объединения Татнефть /В.П. Тронов, Ю.Н. Волков, М.К. Михайловский и др. // Тр.ТатНИПИнефть. - 1974. - С.40.
29. Обезвоживание и переработка нефтяных шламов. - М.: ЦНИИТнефтехим, 1974. - С.40.
30. Структурно-механические свойства дисперсных систем /А.И. Курмаева, В.П. Барабанов // Консп. лекций. Казань.: КГТУ. 1993. - 22с.
31. Петров А.А., Блатова С.И. Исследование утоньшения нефтяных пленок // Химия и технология топлив и масел. - 1969. - № 5. - С.25-28.
32. Недобаев С.О. Появление сульфида железа, свободного сероводорода в жидкостях из девонских скважин Туймазинского месторождения // Нефтепромысловое дело. - 1980. - № 4. - С.31-33.
33. Борисов С.И. , Петров А.А., Веретенникова Н.В. К вопросу об устойчивости смесей сероводород - железосодержащих нефтяных эмульсий. - Тр.Гипровостокнефть, Куйбышев, 1974. - Вып. 22 - С.24-28.
34. Борисов С.И., Петров А.А., Веретенникова Н.В. Устойчивость смесей угленосного и девонского горизонтов месторождений Куйбышевской и Оренбургской областей // Нефтяное хозяйство. - 1973. -№10.-С-39.43.
35. О совместной подготовке нефти угленосного и девонского горизонтов / С.И. Борисов, А.А. Петров, Н.В. Веретенникова и др. // Нефтепромысловое дело. - 1976. - № 6. - С.30-31.
36. Исследование и разработка технологии совместной подготовки девонских и угленосных нефтей с одновременной нейтрализацией сероводорода: Отчет /ВНИИСПТ нефть; Руководитель работы Ю.Л. Толкачев. УФА, 1984. - С.115.
37. Ширеев А.И., Тронов В.П. Технология деэмульгации угленосных нефтей и их смесей с девонскими. - Труды ТатНИПИнефть, Бугульма. 1975.-Вып. 28.-С.812-85.
38. Механизм образования смесей угленосных и девонских эмульсий / В.П. Тронов, А.Д. Ли, А.И. Ширеев и др. - Труды ТатНИПИнефть, Казань, 1974. - Вып. 29. - С.39-47.
39. Петров А.А., Блатова С.А. исследование утоньшения нефтяных пленок //Химия и технология топлив и масел. - 1969. - № 5. - С.25-28.

40. Левченко Д.М. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. -М.: Химия. 1967.-200с.
41. Байков Н.М., Колесникова Б.В., Челпанов П.И. сбор., транспорт и подготовка. - М.: Недра, 1975. -317с..
42. Подготовка высоковязких нефтей на месторождениях Крайнего Севера / Н.С. Маринин, М.Ю. Тарасов, Ю.Н. Савватеев и др. // Обз.инф.сер. Нефтепромысловое дело. - 1983. - Вып. 18. - 41с.
43. Оптимизация процессов сбора, транспорта и подготовки нефти / А.В. Валиханов, Р.Т. Булгаков, Э.И. Мансуров и др. // Казань. 1971. - 96 с.
44. Coalescence in crude oil emulsions Investigated by light transmission / Miller // coll. And Pollm. Sci. - 1987. - V. 265. - № 4. - С. 342-346.
45. Каспарьянц. Промысловая подготовка нефти. - М.: Недра - 1973. -374 с.
46. Логинов В.В. Обезвоживание и обессоливание нефтей. - М.: Химия, 1979.-216 с.
47. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти за рубежом -: Недра, 1983.-223 с.
48. Исследование эффективности гидрофильных коаlessирующих фильтров в технологических процессах подготовки нефти / Д.М. Бриль, Н.А. Пензина, Ф.З. Пьянова и др. // Нефтепромысловое дело. - 1977. - № 2. - С.35-37.
49. Исследование влияния гидрофильной коаlessирующей загрузки на кинетическую устойчивость нефтяных эмульсий / Г.Н. Позднышев, Д.М. Бриль, Ф.З. Пьянова и др. // Нефтяное хозяйство - 30. - 1977. - № 6. - С.52-53.
50. Oil and Gas. 1982/ V. 80. № 18. P.291-292, 297-300, 305-307.
51. Глубокое обезвоживание на термохимических установках / В.П. Тронов, Ф.Ф. Хамидуллин, А.А. Каштанов и др. // Нефтепромысловое дело. -1974. - № 4. - С.47-49.
52. Тронов. В.П., Грайфер В.И. Обезвоживание и обессоливание нефти. - Казань: Таткнигиздат, 1974. - С. 182.
53. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. - М.: Недра, 1977. -271с.
54. Михайловский М.К., Юсупов А.Н., Агеев В.Г. Технология подготовки ловушечной нефти на промысловых объектах объединениях Удмуртнефть / ВНИИОЭНГ, РНТС // Нефтепромысловое дело. - 1982. - № 11.- С.82.
55. Технология ликвидации нефтешламового амбара / Н.Х. Муниров, М.А. Галлямов, Р.И. Гимаев и др. // Материал научно-технической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых Уфимского ГНТУ. -Уфа, 1994.-С.27-118.
56. Способы переработки нефтешламов / В.В. Баширов, Д.М. Бриль, В.М. Фердман и др. // Защита окружающей среды. В. 10 - М.: ВНИИОЭНГ, 1994. - С.68.

57. Использование нефтешламов в качестве сырья / Д.Ф. Варфаломеев, Г.В. Кисилев, Р.Г. Гимаев и др. // Нефтепереработка и нефтехимия. - 1993. - № 9. - С.39.
58. Шипигузов Л.М. О разрушении промежуточного слоя в отстойниках на Каменнолоужской УППН // Нефтепромысловое дело. - 1979.-№4.-С.25-27.
59. Шмелев В.А., Шаймарданов В.Х. Некоторые особенности процесса предварительного обезвоживания нефти // Нефтяное хозяйство. -1998.-№3.-С. 73-75.
60. Позднышев Г.Н., Емков А.А. современные достижения в области подготовки нефти // Обз.инф.сер.Нефтепромысловое дело. - 1979. - С.50.
61. Гильманов Х.Г., Кутьин Ю.А., Гимаев Р.Н., Долгов М.И., Богданова Т.А. Опыт обезвоживания нефтешламов криогенным методом // Нефтепереработка и нефтехимия: НТИС. - М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1991.-№7.-С17-19.
62. Шангареев Р.Р., Абдрахимов Ю.Р., Тухватуллин А.М., Колесников С.В. Эффективный способ переработки нефтешламов // Проблемы защиты окружающей среды на предприятиях нефтепереработки и нефтехимии //Материалы научн.-практ.конф. -Уфа, 1997.-С.158-161.
63. Мостобаев Б.Н., Локшин А.А., Муфтахова В.Н. Удаление вязких нефтепродуктов из прудов шламонакопителей после их длительного хранения // Транспорт и хранение нефтепродуктов: НТИС.- М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1997. - № 10. - С. 15-17.
64. Сайфуллин Н.Р., Махов А.В., Зонов М.С., Файзуллин В.Б., Ольков П.Л., Азнабаев Ш.Т., Зарбеев А.С., Гареев Р.Г. Практика переработки застарелых шламов из прудов-шламонакопителей ОАО «Ново-Уфимский НТО» //Нефтепереработка и нефтехимия: НТИС. - М.: ЦНИИТЭнефтехим.
65. Доброскок И.Б., Лапига Е.Я., Черпак А.М. Технология подготовки дренажных и ловушечных эмульсий угленосных нефтей на базе электрокоалесцирующей установки ЭКУ-300 НГДУ Первомайнефть // Нефтепромысловое дело. - 1997. - № 2 - С. 18.
66. Копылева Б.Б., Белов В.Н., Бабурина М.С. Влияние ПАВ на свойства дисперсионных систем и процессы их разделения - М.: НИИТЭХИМ. 1983.-С.83.
67. Бабалян Г.А., Ахмадиев М.Х., Нуриева Э.Г. Вопрос о механизме стабилизации и разрушения нефтяной эмульсии // Нефтяное хозяйство, 1976.-№3.-С.56-58.
68. Water in crude oil emulsions from Norvegian shelf.Part.2 Chemical destabilisation and Interfacial tensions // Coll. And Polym. Sci. - 1990. - V. 268, -№4.-P.389-398.
69. Neuman VJ. // Erdoll-Erdgas heftschrift. - 1967. - № 1 - С. 87-89.
70. Канзафаров Ф.Я., Сычкова Н.В., Канзафарова С.Г., Васильев А.С. Влияние обводненности нефти на распределение деэмульгатора в водонефтяном потоке // Нефтяное хозяйство - 1992. - № 6. - С.30.

71. Левченко Д.Н. и др. Технология обессоливание нефтей на нефтегазоперерабатывающих предприятиях. - М.: Химия, 1985. - С. 168.
72. Тронов В.П., Радин Б.М., Вахитов Г.Г. Классификация и оценка эффективности различных методов подготовки нефти // Нефтяное хозяйство. - 1973. - № 45. - С.41-44.
73. Пелевин Л.А., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И., Закиров А.Г. О классификации методов и оценке эффективности различных методов обезвоживания и обессоливания нефти // Нефтяное хозяйство. - 1978. - № 3.- С.43-48.
74. Каспарьянц К.С., Петров А.А. Оценка эффективности различных методов обезвоживания и обессоливания нефти // Нефтяное хозяйство. -1978.-№3.- С.43-48.
75. Смирнов Ю.С., Петров А.А., Соколов А.Г. Технология обработки эмульсий реагентами путем ее интенсификации // Тр.ин-та/ Гипровостокнефть. - 1975. - Вып.24. - С.23.
76. Ручкина Р.М., Мансуров Р.И., Позднышев Г.Н. Определение степени разрушения водонефтяных эмульсий в технологической схеме УПН // Нефтепромысловое дело. - 1975. - № 8. - С.24-25.
77. Тронов В.П., Розенцвайг А.К. Использование кривых осаждения для расчетов отстойной аппаратуры при подготовке нефти. В сб.: Сбор. Транспорт и подготовка нефти на месторождениях Татарстана // Тр. ин-та/ ТатНИПИнефть. - 1975. -Вып. 33. - С.24-30.
78. Еремин И.Н., Мансуров Р.И., Абызгильдин Ю.М. Влияние промежуточного слоя на процесс распределения водонефтяных эмульсий // Нефтепромысловое дело. - 1984. - № 2. - С. 17-20.
79. Никитин Ю.М., Персиянцев М.Н., Редькин И.И. Диагностика предварительного обезвоживания нефти // Нефтяное хозяйство. - 1995. - № 8.- С.13.
80. Мирошниченко Е.В., Федорищев Т.П., Феликсов А.С., Чернавских С.Ф. Применение малорастворимых деэмульгаторов в виде нефтяных растворов // Нефтепромысловое дело. - 1980. - № 4. - С.38-39.
81. Мирошниченко Е.В., Лукьянова Н.И., Драцкая В.В. Пути реализации предельной деэмульгирующей способности реагентов-деэмульгаторов при подготовке нефти // Труды СибНИИНП. - Тюмень, 1983.-С.52-54.
82. Тронов В.П., Ширеев А.И. Влияние пластовых вод на реологические процессы и деэмульсационные свойства формируемых эмульсий // Нефтяное хозяйство. - 1991. - № 8 - С.23.
83. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добыче нефти. - М.: Недра, 1974.
84. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань, Фен, 2000.- 416с.

85. Тронов В.П., Закиев Ф.А., Ли А.Д., Тронов А.В., Фаттахов Р.Б. Высокоэффективные технологии и процессы очистки промышленных сточных вод на месторождениях Татарстана // Нефтяное хозяйство. - 1998. - №7. - С.60-61.
86. Крюков В.А., Аминов О.Н., Виноградов Е.В. Глубокое обезвоживание нефти и очистка пластовой воды на ДНС // Нефтегазовые технологии. - 1999. - № 3. – С.36-37.
87. Смирнов Ю.С., Калинина О.С. Проблема снижения капитальных и эксплуатационных затрат на обустройство объектов нефтегазодобычи. - Куйбышев, 1988. - С.55-63.
88. Сергиенко С.Р., Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти.- М., Наука, 1979.-267с.
89. Калитов Д.К., Касымбеков Д.А., Завалей В.А., Калитова Л.К. Геолого-структурные и гидрогеологические условия захоронения промышленных стоков нефтегазовой отрасли в глубоко залегающие горизонты.// Материалы научно-теоретической конференции «Минералогия и минеральные ресурсы Казахстана», Алматы, 2007.- С.124-131.
90. Касымбеков Д.А., Калитов Д.К., Завалей В.А., Калитова Л.К. Гидрогеологические аспекты захоронения промышленных стоков в недра. // Материалы международной конференции «Вода: ресурсы, качество, мониторинг, использование и охрана вод», Алматы, 2007.- С. 120-123.
91. Калитова Л.К. Зарубежный и отечественный опыт захоронения промышленных стоков в глубокие водоносные горизонты. // Материалы международной конференции «Вода: ресурсы, качество, мониторинг, использование и охрана вод», Алматы, 2007.- С. 134-138.
92. Уренгойский специализированный полигон захоронения промышленных сточных вод/ Сулейманов Р.С, Ланчаков Г.А., Кульков А.Н. и др. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002.
93. Кораблев А.А., Григорьев В.Е., Нисибуллина И.Л. Охрана водных ресурсов как часть экологической деятельности УГПУ // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: ООО «Недра Бизнес Центр», 2003. - С.318-326.
94. Гуревич А.Е., Капченко, Л.Н., Кругликов Н.М. Теоретические основы нефтяной гидрогеологии. - Л.: Недра, 1972. -271 с.
95. Энгельс А.А., Сизиумова В.Н. Разработка тампонажного материала на основе местных отходов производства месторождения Узень. Материалы международной научно-практической конференции «Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана», Актау, 2011, с 358-364.
96. Энгельс А.А., Курбанбаев М.И. Абитова А.Ж., Дорожкин М.В., Сизиумова В.Н.

Утилизация жидких отходов от процесса подготовки нефти путем закачки их в выработанные газовые горизонты месторождения Узень. Материалы международной научно-практической конференции «Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана», Актау, 2011, с 569-574.

97. Методические рекомендации по организации и ведению мониторинга месторождений и участков водозаборов питьевых подземных вод. Подольный О.В., Боровский Б.В., Язвин Л.С. и др.), М., ВСЕГИНГЕО, 2004.

Законодательная

98. Кодекс о недрах и недропользовании РК (с изменениями и дополнениями от 25.06.2020 г.)
99. Водный кодекс Республики Казахстан, 2014 г.
100. Экологический кодекс РК от 9.01.2007 г. №212 с изменениями, внесенными Законами РК от 27.12.2017 г. № 26 и 24.05.2018 г. №156.
101. Единые Правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом МЭ РК №239 от 15.06.2018 г.
102. Правила разработки программы управления отходами. Утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 25 ноября 2014 года №146.
103. Классификатор отходов. Приказ МООС РК от 31 мая 2007 года № 169-п.
104. Инструкция по организации и ведению режимных наблюдений за уровнем, напором, дебитом, температурой и химическим составом подземных вод в системе Государственного мониторинга подземных вод» (г. Кокшетау, 2006г.).

Фондовая

105. Пересчет запасов газа по горизонтам месторождения Узень (по состоянию на 01.07.2018 г.), КазНИГРИ, Атырау, 2018 г.
106. Изучение условий образования трудноразрушаемой нефтяной эмульсии (ТРНЭ) и разработка рекомендаций по ее разрушению», Филиал ТОО НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «КазНИПИМунайгаз» в городе Актау, 2018 г.
107. Исследование влияния геля ГРП на стабилизацию водно-нефтяных эмульсий месторождения Узень АО «Озенмунайгаз» .
Общество с ограниченной ответственностью «Уфимский Научно-Технический Центр», Уфа, 2018 г.

108. Разработка научно-технических мероприятий для разделения трудноразрушаемой эмульсии (ТРНЭ). Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2017 г.
109. Проект по утилизации жидких отходов от процессов подготовки нефти путем закачки их в выработанные с 2 по 12 газовые горизонты месторождения Узень. Актау, КазНИПИМунайгаз, 2010 г.
110. Отчет о результатах работ по разведке технических подземных вод для поддержания пластового давления в нефтесодержащих горизонтах нефтяных месторождений Узень и Карамандыбас с подсчетом эксплуатационных запасов по состоянию на 1 ноября 2014 г. Алматы, ТОО Гидрогеологическая научно-производственная фирма «КазГИДЭК», 2014 г.
111. Авторский надзор за реализацией проектного документа месторождения Узень (по состоянию на 01.07.2015 г).- Актау, АО «КазПНИПИМунайгаз», 2017 г.
112. Аналитическое исследование месторождения «Узень» – Цикл 1 (2017), Аджип Карачаганак, Научно-исследовательское подразделение EPLAB
113. Отчет «Лабораторные исследования по определению совместимости вод месторождения Узень». Актау, КазНИПИМунайгаз, 2018 г.