



ООО «Сахалинская Энергия»

УТВЕРЖДАЮ:

Технический директор

Т.Н. Гафаров

Отв. исп.: Р. Н. АЛЯБЬЕВ

**ДОПОЛНЕНИЕ
К ТЕХНИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ НА СТРОИТЕЛЬСТВО И
ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ, НЕ СВЯЗАННЫХ
С ДОБЫЧЕЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, В ЦЕЛЯХ РАЗМЕЩЕНИЯ
В ПЛАСТАХ ГОРНЫХ ПОРОД ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА
(БУРОВЫХ ОТХОДОВ), ПОПУТНЫХ ВОД И ВОД,
ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДЛЯ СОБСТВЕННЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД
НА АСТОХСКОМ УЧАСТКЕ ПИЛЬТУН-АСТОХСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Лицензия ШОМ 006669 ЗЭ

В 4 Томах
Том I. Текст

Заместитель технического директора –
руководитель департамента по геологии и
разработке месторождений

Начальник управления по разработке
Пильтун-Астохского месторождения

Р.Г. Облеков

А.В. Марченко

Южно-Сахалинск, Россия
2022 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ФИО	Должность
Роман Алябьев	 Старший инженер по технологии добычи нефти и газа, отв. исп. (Главы 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, Введение, Заключение, графические приложения, табличные приложения)
Манакова Анна	 Старший геолог группы проектирования и оптимизации разработки (Главы 1, 2, 3, 4, графические приложения)
Перовский Д.А.	 Начальник отдела проектирования и реализации программы бурения Астохского участка (Глава 4, 6, корректировка)
Антон Сержанин	 Старший инженер отдела по ОТОС (Главы 9, 13, 14)
Елизавета Ильева	 Ведущий специалист по согласованиям в области недропользования, нормоконтролёр (Введение, Заключение, корректировка, оформление томов, приложений)

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 16

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ И УЧАСТКЕ НЕДР 19

1.1.	Административное и географическое положение региона	19
1.2.	Природно-климатические условия района расположения участка недр	21
1.3.	Проявления сейсмической активности.....	22
1.4.	Экономические условия, транспорт, водоснабжение, энергоснабжение.....	24
1.5.	Общие сведения о проекте «Сахалин-2» и освоению Астохского участка	26
1.6.	Условия недропользования.....	28

**2. КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ
ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА
НЕДР 31**

2.1.	Стратиграфия и литология.....	33
2.2.	Структурно-тектоническое положение	37
2.3.	Гидрогеологическая характеристика района расположения участка	40
2.3.1.	Гидрогеологическое районирование	40
2.3.2.	Опробование водоносных горизонтов	41
2.3.3.	Анализ пластовых вод.....	44
2.4.	Опыт эксплуатации водоносных комплексов (пластов-коллекторов) как объектов размещения (захоронения) отходов в районе расположения участка недр	46
2.4.1.	Концепция размещения отходов бурения в глубокие пласты.....	46
2.4.2.	Мировая практика удаления отходов бурения.....	47
2.4.3.	Размещение отходов бурения и других жидкостей в Российской Федерации	49
2.4.4.	Опыт размещения отходов бурения на Сахалине	51
2.5.	Выбор области размещения.....	52
2.5.1.	Критерии выбора области размещения буровых отходов.....	52
2.5.2.	Выбор объектов закачки буровых отходов	54

3. ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ПОГЛОЩАЮЩЕГО ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА..... 60

3.1. Литологический состав, фильтрационные и емкостные свойства поглощающего пласта-коллектора, характеристика непроницаемых отложений..... 60

4. МЕТОДИКА, ВИДЫ, ОБЪЁМЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕННЫХ

РАБОТ И ИССЛЕДОВАНИЙ	66
4.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин	66
4.1.1. Комплекс геолого-технических исследований	66
4.1.2. Комплекс ГИС в открытом стволе	67
4.1.3. Комплекс ГИС в обсаженном стволе для оценки качества цементирования и контроля за состоянием обсадной колонны	67
4.1.4. Комплекс ПГИ в обсаженном стволе для оценки распространения трещины, определение профиля приемистости и технического состояния спущенного оборудования	68
4.2. Интерпретация данных ГИС и оценка фильтрационных и емкостных свойств проницаемых пластов по данным ГИС	69
4.2.1. Метод расчёта удельной песчанистости	69
4.2.2. Метод расчёта коэффициента пористости	69
4.2.3. Метод расчёта коэффициента проницаемости	71
4.2.4. Метод расчёта коэффициента водонасыщенности	72
4.2.5. Выделение коллекторов	73
4.2.6. Результаты интерпретации ГИС в открытом стволе	73
4.2.7. Оценка качества цементажа скважины ПА-118	77
4.2.8. Контроль за состоянием обсадной колонны в скважине ПА-118	79
4.2.9. Результаты исследований по оценке распространения трещины, определения профиля приемистости и технического состояния спущенного оборудования	80
5. ОПЫТНЫЕ ЗАКАЧКИ ОТХОДОВ	86
5.1. Определение приёмистости скважины	86
5.2. Определение гидрогеологических параметров по данным опытных закачек	89
6. ПРОГНОЗНЫЕ ГИДРО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ПО ОБОСНОВАНИЮ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ И ПРОЦЕССА ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ.....	90
6.1. Обоснование режима размещения отходов	90
6.2. Последовательность расчетов для оценки емкости домена	90
6.3. Уточнение прогнозных объёмов размещаемых буровых отходов и других жидкостей	98
6.4. Оценка емкости основного интервала закачки (пласты IX-XI)	99
6.4.1. Прогнозное моделирование геометрии трещины основного интервала закачки (пласты IX-XI)	99

6.4.2.	Гидродинамическая модель для оценки роста порового давления (пласты IX-XI)	103
6.4.3.	Прогноз остаточной емкости основного домена (пласты IX–XI)	105
6.5.	Оценка емкости дополнительного резервного интервала закачки (пласты V-VI – VII-VIII).....	107
6.5.1.	Выбор дополнительного резервного интервала закачки, обновление геомеханической модели	107
6.5.2.	Прогнозное моделирование геометрии трещины (пласты V-VI – VII-VIII).....	109
6.5.3.	Гидродинамическая модель для оценки роста порового давления (пласты V-VI – VII-VIII)).....	112
6.5.4.	Прогноз емкости дополнительного резервного домена (пласты V–VI – VII-VIII).....	112
6.6.	Обоснование границ горного отвода подземного сооружения	114
6.7.	Оценка влияния закачки попутной воды на фильтрационные характеристики глубинных поглощающих горизонтов	116
6.8.	Стратегия перехода на вышележащий интервал размещения после заполнения нижележащего интервала	117
6.9.	Опытно-фильтрационные работы в дополнительном резервном интервале закачки (пласты V-VI – VII-VIII)	119

7. КОНСТРУКЦИЯ ПОГЛОЩАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ ПА-118 И ЕЕ ПОДЗЕМНОЕ И НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ..... 120

8. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ..... 122

8.1.	Насосное и иное оборудование для закачки отходов	122
8.2.	Технологические параметры пульпы бурового шлама.....	124

9. СВЕДЕНИЯ О СОСТАВЕ БУРОВЫХ ОТХОДОВ И ДРУГИХ ЖИДКОСТЕЙ И ИХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКЕ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ЧЕРЕЗ ПОГЛОЩАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ В ГЛУБОКИЕ ГОРИЗОНТЫ НЕДР 125

9.1.	Отходы бурения	126
9.1.1.	Пульпа бурового шлама	126
9.1.2.	Отработанные буровые растворы на нефтяной и водной основах.....	126
9.1.3.	Отходы цементных растворов	127
9.1.4.	Углеводородная основа бурового раствора	127

9.2.	Попутные воды и воды, использованные для собственных производственных и технологических нужд, при разведке и добыче углеводородного сырья	127
9.2.1.	Растворы для заканчивания скважин	128
9.2.2.	Дренажные стоки платформы (сточные воды)	128
9.2.3.	Высоковязкая буферная жидкость	128
9.2.4.	Продавочная жидкость (обработанная морская вода)	129
9.2.5.	Консервационная жидкость	129
9.2.6.	Жидкость освоения	129
9.2.7.	Другие жидкости (пластовая вода и другие жидкости)	129
10.	АППАРАТУРА И ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДОВ И ОБЪЁМОВ ФЛЮИДОВ, ДАВЛЕНИЙ, В Т.Ч. КОМПЬЮТЕРНЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА ЗАКАЧКИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ	130
10.1.	Учёт закачиваемых флюидов – расходы и объёмы закачек	130
10.2.	Определение реологических характеристик	131
11.	МЕТОДЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРИЁМИСТОСТИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН	132
12.	ПРОГРАММА ОРГАНИЗАЦИИ И ВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НЕДР В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ	133
12.1.	Цели и задачи мониторинга недр в процессе эксплуатации поглощающих скважин	133
12.2.	Мероприятия по мониторингу	134
12.3.	Контроль процесса закачки буровых отходов в глубокие горизонты недр	134
12.4.	Программа суточного мониторинга	135
12.5.	Ежегодный анализ мероприятий по мониторингу	136
12.6.	Геодинамический мониторинг	137
12.6.1.	Системы геодинамического мониторинга	139
	Система сейсмического мониторинга (ССМ)	139
13.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ И ОХРАНЕ НЕДР, И БЕЗОПАСНОМУ ВЕДЕНИЮ РАБОТ, СВЯЗАННЫХ С ПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕДРАМИ	143

14. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТРЕБОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПОЛЬЗОВАНИИ НЕДРАМИ 146

14.1.	Оценка состояния окружающей среды	146
14.1.1.	Гидрохимическая характеристика морской воды.....	150
14.1.2.	Нефтепродукты	151
14.1.3.	Фенол.....	151
14.1.4.	Анионные синтетические поверхностно-активные вещества (АСПАВ).....	151
14.1.5.	Фитопланктон.....	152
14.1.6.	Зоопланктон.....	152
14.2.	Виды и источники воздействия на окружающую среду и оценка последствий их воздействия при строительстве и эксплуатации подземного сооружения	153
14.3.	Мероприятия по охране подземных вод	154
14.4.	Мероприятия по охране морских вод.....	155
14.5.	Мероприятия по охране морских биоресурсов.....	157
14.6.	Мероприятия по охране атмосферного воздуха	158
14.7.	Мероприятия по снижению влияния образующихся отходов	159

15. СРОКИ И УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН, ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ, НАЗЕМНЫХ ОБЪЕКТОВ 160

ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 162

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ..... 164

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 Географические координаты углов точек участка недр	28
Таблица 2.1 Объем проанализированных проб пластовой воды, отобранных в эксплуатационных скважинах прибором МДП.....	43
Таблица 2.2 Основные результаты испытания скважин, вскрывших пластовые воды ..	44
Таблица 2.3 Свойства и состав пластовых вод Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения.....	45
Таблица 3.1 Данные о толщинах поглощающих горизонтов.....	63
Таблица 3.2 Геолого-геофизическая характеристика разреза поглощающей скважины ПА-118	63
Таблица 4.1 Выполненный комплекс геолого-технических исследований в скважине ПА-118	66
Таблица 4.2 Выполненный комплекс ГИС в открытом стволе скважин ПА-118	67
Таблица 4.3 Выполненный комплекс ГИС в обсаженном стволе скважин ПА-118 для оценки качества цементирования и контроля за состоянием обсадной колонны.....	68
Таблица 4.4 Выполненный комплекс ПГИ в обсаженном стволе скважины ПА-118	68
Таблица 4.5 Поинтервальный профиль закачки по пластам.....	81
Таблица 5.1 Геомеханическая модель в интервалах развития трещины основного домена (пласты IX-XI), откалиброванная по тестовой закачке от 16 апреля 2004	87
Таблица 5.2 Геомеханическая модель в интервалах развития трещины резервного домена (пласт I-IV), откалиброванная по тестовой закачке от 30 декабря 2013 года	88
Таблица 6.1 Расчетный объем размещаемых отходов бурения и других жидкостей с 01.01.2022 по 01.01.2041 гг.	98
Таблица 6.2 Прогноз ёмкости основного домена для закачки отходов бурения и других жидкостей	106
Таблица 6.3 Прогноз ёмкости основного домена для закачки пульпы бурового шлама	106
Таблица 6.4 Рассматриваемые варианты дополнительных интервалов перфорации для закачки буровых отходов и других жидкостей (пласты V-VI, VII-VIII)	107
Таблица 6.5 Прогноз ёмкости дополнительного резервного домена для закачки отходов бурения и других жидкостей.....	114
Таблица 6.6 Статистика уменьшения глубин текущего забоя по поглощающим	

скважинам	118
Таблица 7.1 Общие данные по конструкции скважины ПА-118	120

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1.1 Карта сейсмической активности района работ	23
Рис. 1.2 Карта инфраструктуры проекта «Сахалин-2».....	25
Рис. 1.3 План границ горного отвода к лицензии ШОМ 006669 ЗЭ на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения.....	29
Рис. 2.1 Залежи нефти и газа XXI пласта Пильтун-Астохского месторождения. Структурная карта по кровле XXI-с пласта.....	32
Рис. 2.2 Хроностратиграфическая схема Севера Сахалина	34
Рис. 2.3. Тектонические элементы шельфа Охотского моря у берегов Северного Сахалина	38
Рис. 2.4 Интерпретация нарушений	39
Рис. 2.5 Проекция забоя скважины ПА-118 на кровлю пласта I-IV	57
Рис. 2.6 Профиль специальной скважины ПА-118.....	58
Рис. 2.7 Сводная каротажная диаграмма поглощающей скважины ПА-118.....	59
Рис. 3.1 Схема корреляции по скважинам ПА-02, ПА-04, ПА-118, ПА-122.....	64
Рис. 3.2 Схема корреляции по скважинам ПА-116, ПА-01, ПА-118, ПА-03	65
Рис. 4.1 Зависимость плотности скелета (матрицы) от коэффициента пористости.....	70
Рис. 4.2 Зависимости $K_{пр} = f(K_p)$ для литологической группы I	72
Рис. 4.3 Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ПА-118, пласты О–VIII..	75
Рис. 4.4 Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ПА-118, пласты I-IV–XI.	76
Рис. 4.5 Зарегистрированное сцепление цементного камня с обсадной колонной 244,5 мм (9 5/8”)	78
Рис. 4.6 Сцепление цементного камня и целостности обсадной колонны скважины ПА-118	79
Рис. 4.7 Результаты исследований приёмистости-НРТ-SNL по основной зоне (IX-XI пласт).....	82
Рис. 4.8 Результаты исследований приёмистости-НРТ-SNL по запасной зоне (I-IV пласт).....	83
Рис. 5.1 Результаты калибровки модели по данным тестовой закачки в основной домен (пласты IX-XI) от 16 апреля 2004 года	87
Рис. 5.2 Результаты калибровки модели по данным тестовой закачки в резервный домен (пласт I-IV) от 30 декабря 2013 года.....	88
Рис. 6.1 Последовательность расчетов для оценки емкости домена	93
Рис. 6.2 Геомеханические свойства горных пород в интервале основного домена	

(пласты IX-XI) размещения отходов на начало закачки	94
Рис. 6.3 Геомеханические свойства горных пород в интервале резервного домена (пласт I-IV) размещения отходов на начало закачки	95
Рис. 6.4 Геометрия трещины по базовому варианту модели при закачке 300 м ³ пульпы	100
Рис. 6.5 Вероятностное распределение возможных величин полудлины трещины	101
Рис. 6.6 Вероятностное распределение возможных величин высоты трещины	101
Рис.6.7 Расположение основного домена с учетом максимально возможной длины создаваемых трещин.....	102
Рис. 6.8 Секторная гидродинамическая модель вокруг скважины ПА-118 (пласты IX- XI) - разрез по кубу проницаемости (по продольной оси трещины).....	103
Рис. 6.9 Динамика изменения порового давления в скважине ПА-118 и калибровка гидродинамической модели	104
Рис. 6.10 Прогноз минимального горизонтального напряжения в основном интервале закачки (пласты IX–XI) в зависимости от накопленного объема закачки ..	105
Рис. 6.11 Рассматриваемые варианты дополнительных интервалов перфорации для закачки буровых отходов и других жидкостей (пласты V-VI, VII-VIII)	108
Рис. 6.12. Результаты моделирования развития трещины при закачке 300 м ³ пульпы в дополнительный интервал, вариант перфорации №1	109
Рис. 6.13. Распределение вероятности величин полудлины трещины	110
Рис. 6.14 Распределение вероятности величин общей высоты трещины.....	111
Рис. 6.15 Распределение вероятности роста трещины выше перфорации	111
Рис.6.16 Расположение дополнительного резервного домена с учетом максимально возможной длины создаваемых трещин.....	112
Рис. 6.17 Прогноз минимального горизонтального напряжения в дополнительном резервном интервале закачки (пласты V–VI – VII–VIII) в зависимости от накопленного объема закачки.....	113
Рис. 7.1 Схема конструкции скважины ПА-118	121
Рис. 8.1 Схема технологического процесса подготовки буровых отходов к размещению через скважину ПА-118	122
Рис. 10.1 История устьевых давлений на скважине ПА-118 за 2019, 2020, 2021г.	130
Рис. 10.2 Реологические параметры закачиваемых жидкостей и пульпы	131

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 2

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Табличное приложение 1. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн поглощающей скважины ПА-118	5
Табличное приложение 2. Отметки плаstopересечений стратиграфических горизонтов скважин ПА-118	6
Табличное приложение 3. Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ПА-118	7

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Графическое приложение 1. Сводный геолого-геофизический разрез Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения.....	9
Графическое приложение 2. Геологический профиль по линии I-I'	10
Графическое приложение 3. Геологический профиль по линии II-II'	11
Графическое приложение 4. Геологический профиль по траектории скважины ПА-118	12
Графическое приложение 5. Посчетный план и карта общих толщин участка объекта размещения буровых отходов интервала закачки в пласты IX, X, XI.....	13
Графическое приложение 6. Посчетный план и карта общих толщин участка объекта размещения буровых отходов интервала закачки в пласт I-IV.....	14
Графическое приложение 7. Посчетный план и карта общих толщин участка объекта размещения буровых отходов дополнительного резервного интервала закачки в пласты V-VI, VII-VIII.....	15

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Текстовое приложение 1	Лицензия ШОМ 006669 ЗЭ на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для промышленного размещения буровых отходов в пределах Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения, выдана 19.08.2022 года.
Текстовое приложение 2	Горноотводный акт № 65-7700-00696.
Текстовое приложение 3	Акт на передачу скважины ПА-118 в эксплуатацию.
Текстовое приложение 4	Положительное заключение Государственной экологической

экспертизы (Приказ Федеральной службы по надзору в сфере природопользования №1051/ГЭЭ от 20.08.2021 г.).

АББРЕВИАТУРЫ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящем отчете применяются следующие обозначения и сокращения:

АК – акустический каротаж

АКЦ – акустическая цементометрия

а. о. – абсолютная отметка от уровня моря

брл. – баррель

БС – боковой ствол

БК – боковой каротаж сопротивлений

БКЗ – боковое каротажное зондирование

ГГК-П – гамма-гамма плотностной каротаж

ГГТН – Государственный горный технический надзор

ГНЗ – газонефтяная зона

ГИС – геофизические исследования скважин

ГК – гамма-каротаж

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых

ГРП – гидроразрыв пласта

ГЭЭ – Государственная экологическая экспертиза

ДВО РАН – Дальневосточное отделение РАН

ДМНГ – компания «Дальморнефтегеофизика»

Домен – компактная система трещин гидроразрыва вокруг интервала нагнетания, являющаяся областью размещения отходов бурения и других жидкостей

ИК – индукционный каротаж сопротивлений

ИМГиГ – Института морской геологии и геофизики ДВО РАН

ИНГК – импульсный нейтронный гамма каротаж

ИПТ – пластоиспытатель на бурильных трубах

КГ – колонная головка

Компания - компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

ЛУН-А – платформа Лунская

МДП – модульный динамический пластоиспытатель

млн. – миллион

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ННК – компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж

КВД – кривая восстановления давления

Общество – ООО «Сахалинская Энергия»

ОК- обсадная колонна
ОСТ – отраслевой стандарт
ОПК - опробыватель пласта на каротажном кабеле
ОКЦ - оценка качества цементирования
ПА-А - платформа Астохская (Моликпак)
ПА-Б - платформа Пильтунская
ПС - потенциал самопроизвольной поляризации пород
ОБТК - Объединенный береговой технологический комплекс
РАН – Российская академия наук
РД – руководящий документ
Роснедра – Федеральное агентство по недропользованию
РФ – Российская Федерация
СГК – спектральный гамма-каротаж
СНИП – строительные нормы и правила
СПГ – сжиженный природный газ
ССМ – станция сейсмического мониторинга
ТЭО – технико-экономическое обоснование
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль – разновидность тепловой электростанции
УВ – углеводороды
ФА – фонтанная арматура
ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства
ФКД – фазо-корреляционная диаграмма
ЦКР – Центральная Комиссия по разработке полезных ископаемых
ЭНГ – Компания «Эксон Нефтегаз Лимитед»
ЯМР – ядерно-магнитный резонанс
Q_н – дебит нефти
Q_г – дебит газа

ВВЕДЕНИЕ

Освоение Пильтун-Астохского месторождения осуществляется ООО «Сахалинская Энергия» (далее – Общество) в рамках проекта «Сахалин-2» на основе «Соглашения о разработке Пильтун-Астохского и Лунского месторождений нефти и газа на условиях раздела продукции» (СРП) [1], заключенного 22 июня 1994 года между Обществом, представляющей интересы акционеров, с одной стороны и Правительством Российской Федерации и администрацией Сахалинской области с другой стороны.

Основным разрешительным документом для осуществления производственной деятельности Общества на Астохском участке является Лицензия серии ШОМ № 006642 НР, выданная Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра) 19 августа 2022 года на пользование недрами для осуществления разведки и добычи углеводородов в пределах Пильтун-Астохского лицензионного участка [2]. Срок действия лицензии – 19 мая 2026 года.

Размещение буровых отходов и других жидкостей в пластах горных пород на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения осуществляется через поглощающую скважину ПА-118 в соответствии с лицензией ШОМ 006669 ЗЭ, выданной Федеральным агентством по недропользованию с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, выданной 19 августа 2022 года. [13]. Срок окончания действия лицензии - срок окончания действия лицензии ШОМ № 006642 НР – 19 мая 2026 года [2].

Горноотводный акт № 65-7700-00969 от 4 октября 2022 г., выданный Сахалинским Управлением Ростехнадзора, удостоверяет уточненные границы горного отвода для использования недр в целях промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей при освоении Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения с платформы ПА-А [19].

Скважина ПА-118 является первой и единственной поглощающей скважиной, пробуренной на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения. Скважина пробурена в марте 2004 г. и, включая окружающее её пространство доменов для размещения отходов бурения и других жидкостей, расположена в пределах зоны горного отвода.

В конце 2013 – начале 2014 гг. в поглощающей скважине ПА-118 была произведена замена внутрискважинного оборудования, в частности заменены НКТ, резервный интервал (пласт I-IV) изолирован пакерами. Проведены мероприятия по контролю состояния эксплуатационной колонны методами ультразвукового сканирования и дипольной широкополосной акустики. Выполнены исследования основного и резервного интервалов

методом тестовых закачек морской воды.

В 2014 году экспертной компанией «MI-SWACO» по заказу Общества, выполнена работа по оценке емкостных характеристик существующих областей (доменов) для размещения отходов бурения, параметров трещин ГРП, образующихся в процессе закачки. Результаты этой работы послужили основой для пересмотра объемов областей размещения буровых отходов и других жидкостей [58].

В 2016 году был подготовлен отчет «Геологическое доизучение объектов опытно-промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Астохского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов размещения буровых отходов и других жидкостей» [51]. Проектный документ был представлен на рассмотрение в ГКЗ и утвержден протоколом ГКЗ Роснедра от 18.11.2016 г. № 4826.

Согласно протоколу, на участке обосновано промышленное размещение буровых отходов и других жидкостей через резервные интервалы закачки (I-IV и XI пласты), к основному интервалу приобщены пласты: новый IX и доизученный XI, а также уточнен суммарный объем закачки с 2016 по 2041 гг. – 561,5 тыс. м³ без учета уже закачанного объема (174,5 тыс. м³) по состоянию на 01.01.2016.

В 2019 году, в связи с проведённым комплексным анализом результатов мониторинга промышленного размещения отходов бурения и других жидкостей в основной интервал IX-X-XI пластов через скважину ПА-118, Обществом был подготовлен отчёт «Геологическое доизучение объектов промышленного размещения в пластах горных пород буровых отходов, попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объема основного домена», 2021 г. [62] (протокол ГКЗ Роснедр от 20.09.2019 №6002).

На основании вышеуказанного отчета было подготовлено «Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения промышленных отходов в пределах Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения» 2021 г. (Протокол ТКР по Сахалинской области от 15.10.2021 г. № 15-21-пс) [70], в соответствии с которым осуществляется эксплуатация поглощающей скважины ПА-118.

Контроль технологического процесса подземного размещения отходов бурения и других жидкостей ведется в соответствии с «Планом мониторинга закачки отходов бурения на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения», 2008 г., утверждённым Сахалиннедра [17].

В 2022 г. подготовлено и согласовано «Геологическое доизучение объектов промышленного размещения в пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Обоснование нового резервного и уточнение объема основного доменов» (протокол ГКЗ от 14.09.2022 г. №7083).

По результатам работы емкость основного домена была увеличена с 350 тыс. м³ до 633,3 тыс. м³ (с учетом уже размещенного объема – 288,3 тыс. м³), а также выделен новый резервный домен (пласты V–VI – VII–VIII) с емкостью 420 тыс. м³.

Основанием для обновления действующего «Дополнения к техническому проекту...» [70] является п. 3.3 Приложения №1 к протоколу ГКЗ Роснедра от 09.09.2022 г. № 7083: «Внести изменения в действующий проектный документ по эксплуатации полигона размещения в пластах горных пород буровых отходов, попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения и направить на согласование в установленном порядке». В данной работе Общество представило обновленную геомеханическую модель, уточнение объемов закачки буровых отходов и других жидкостей через скважину ПА-118, обоснование остаточной емкости, в том числе дополнительного резервного, на период до 2041 г. по результатам моделирования и опыту закачки.

Резервный интервал размещения (пласт I-IV) в данном отчете не пересматривался, утверждённый объем домена составляет 467,5 тыс. м³ (с учетом закачанного объема – 0,4 тыс. м³).

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ И УЧАСТКЕ НЕДР

1.1. Административное и географическое положение региона

Акватория, в пределах которой расположено Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение, в административном отношении является частью Сахалинской области (РФ), и находится на южной широте Охинского района и северной широте Ногликского района. Ближайшим населенным пунктом, расположенным в 90 км к северо-западу от месторождения, является г. Оха.

Наиболее близко к Пильтун-Астохскому месторождению расположены следующие месторождения: Одоптинское морское - 5 км, Аркутун-Дагинское - 40 км, Чайвинское морское - 55 км и Паромайское - 40 км. Карта северо-восточного шельфа о. Сахалин с расположением лицензионных участков Общества в рамках проекта «Сахалин-2» и Пильтун-Астохского месторождения представлена на Рис.1.1.

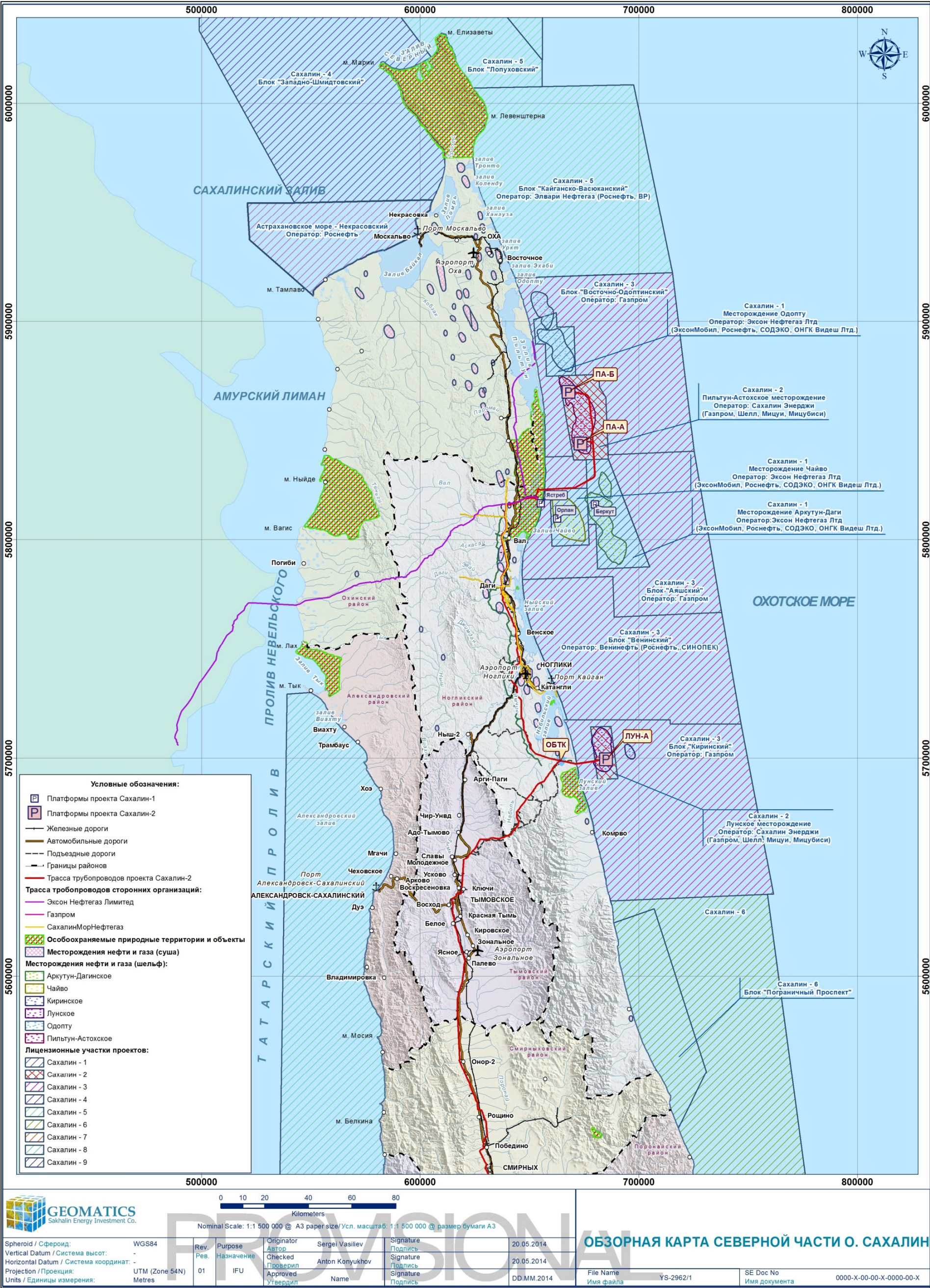


Рис. 1.1 Обзорная схема северной Сахалина и прилегающего шельфа

1.2. Природно-климатические условия района расположения участка недр

Шельф Охотского моря в пределах Пильтун-Астохского месторождения представляет собой мелководную плоскую равнину современной абразионно-аккумулятивной отмели. Рельеф дна слегка волнистый и пологий. Глубина воды колеблется от 27 м до 35 м. Инженерно-геологические условия Пильтун-Астохского месторождения характеризуются как сложные, ввиду наличия погребенных плейстоценовых палеодолин, сложного строения литологических комплексов, относительно высокой сейсмичности и активного проявления литодинамических процессов. Акватория месторождения находится в зоне транзита осадочного материала. На дне выявлены подводные гряды с подвижными мезоформами высотой от 1 до 4 м. На глубинах моря 6 - 7 м наблюдаются максимальные деформации рельефа морского дна, которые составляют около 3,5 м. Толщина активного слоя осадков составляет 0,2 – 0,3 м.

Ледовый режим в районе месторождения сложный. Вдоль береговой линии образуется ледяной припай, в пределах которого происходит торошение льда высотой до 5 - 6 м. Дрейфующий лед толщиной 1,5 – 2,0 м образует поля, перемещающиеся вдоль острова с севера на юг со скоростью 0,4 – 6,0 км/час. "Стамухи", имеющие высоту над уровнем моря 2 - 7 м, вспахивают морское дно на глубинах моря от 10 до 20 м.

Температурный режим в районе месторождения и сопредельной суши летом в значительной мере обусловлен влиянием холодного Восточно-Сахалинского течения, направленного с севера на юг вдоль восточного берега со скоростью 10-20 см/с, в зимнее время - вторжением с континента воздушных масс. Наиболее низкие температуры воздуха наблюдаются в январе - в среднем -20-22°C. Абсолютный годовой минимум температуры -42-44°C, среднегодовой абсолютный минимум -33-35°C. Наиболее высокие температуры воздуха характерны для августа. Среднемесячная температура в августе равна +13°C. Абсолютный годовой максимум температуры составляет +32°C, а средний из годовых абсолютных максимумов достигает +24°C.

Количество осадков в холодный период не превышает 200 мм, а в теплый период 350-400 мм. Годовой объем осадков оценивается в 500-550 мм. Среднее суточное количество осадков составляет 30-35 мм, экстремальное суточное значение дождя 80-100 мм (с повторяемостью один раз в 100 лет), экстремальное часовое количество дождя с той же средней повторяемостью может составить 25-30 мм. Атмосферная циркуляция в зимнее время определяется, главным образом, глубокой циклонической ложбиной над Охотским морем. В

начале весны Сибирский антициклон ослабевает и в летний период над Охотским морем преобладает антициклонная погода. Весенняя и осенняя смены циклонической деятельности вызывают сильные ветры. В зимнее время преобладают ветры северо-западного и западного направлений со скоростью в основном до 10 м/с, реже 11-21 м/с. Повторяемость ветра более 21 м/с составляет около 6%. Среднемесячная скорость ветра в январе определена в 8,5 м/с. В летнее время преобладают ветры юго-восточного направления с скоростью до 10 м/с. Среднемесячная скорость ветра в июле составляет 5,8 м/с.

Речная сеть на сопредельной суше представлена реками Пильтун, Паромай и Кыдыланьи, впадающими в залив Пильтун. Густота речной сети составляет менее 1 км на 1 км². Минимальный среднемесячный сток рек летом составляет 8-10 л/с, зимой 4-5 л/с.

Температура воды (на поверхности моря) в среднем составляет 10-11°C, минимальная - в феврале (0-1°C). Характер приливов неправильный, суточный, с максимальной высотой 2,1 м. Высота волн в декабре изменяется от 1 до 6 м при наиболее частой повторяемости волн высотой 1-1,5 м (23%) и волн 1,53 м (22%). В августе высота волн составляет 1-3 м, при наиболее частой повторяемости волн высотой до 1 м.

1.3. Проявления сейсмической активности

Пильтун-Астохское месторождение располагается в сейсмически активной области Азиатско-Тихоокеанского региона. Информация о естественной сейсмичности в данном проекте приводится на основе материалов Института морской геологии и геофизики ДВО РАН «ИМГ и Г» [44].

Уровень фоновой сейсмичности того или иного района определяется двумя параметрами: а) максимальной магнитудой $M_{\max}$ землетрясений, которые могут возникать в его пределах, и б) частотой $n(M)$ возникновения землетрясений разных магнитуд (повторяемостью). В районах, отличающихся наивысшей сейсмической активностью, таких как Курило-Камчатская или Алеуто-Аляскинская сейсмоактивные зоны, магнитуда землетрясений достигает самых больших для Земли значений $M_{\max} = 8,5-8,7$. На Сахалине выделяют как районы повышенной сейсмической активности, приуроченные к зонам крупных активных разломов, где могут возникать землетрясения с $M_{\max} = 7,5$, так и районы пониженной активности, где магнитуда возможных землетрясений не превышает $M_{\max} = 5,5-6,0$. Пильтун-Астохское месторождение располагается в зоне пониженной сейсмической активности. Так, землетрясения магнитуды $M = 5,5-6,0$ возникают в Курило-Камчатской зоне в среднем раз в месяц, на Сахалине, в зонах повышенной активности – в среднем раз в 20 лет,

а в радиусе 30 км от Пильтунского участка – в среднем раз в 500 лет.

По сейсмическому районированию данный участок шельфа относится к зоне умеренной сейсмической активности. Магнитуда Нефтегорского землетрясения, произошедшего в 1995 году, составила 7,2 балла, его афтершок в Охе в 1995 году имел магнитуду 5,7 баллов. Землетрясение с магнитудой 5,7 баллов зарегистрировано 12 июня 2005 года на расстоянии 15-25 км восточнее Пильтун-Астохского месторождения.

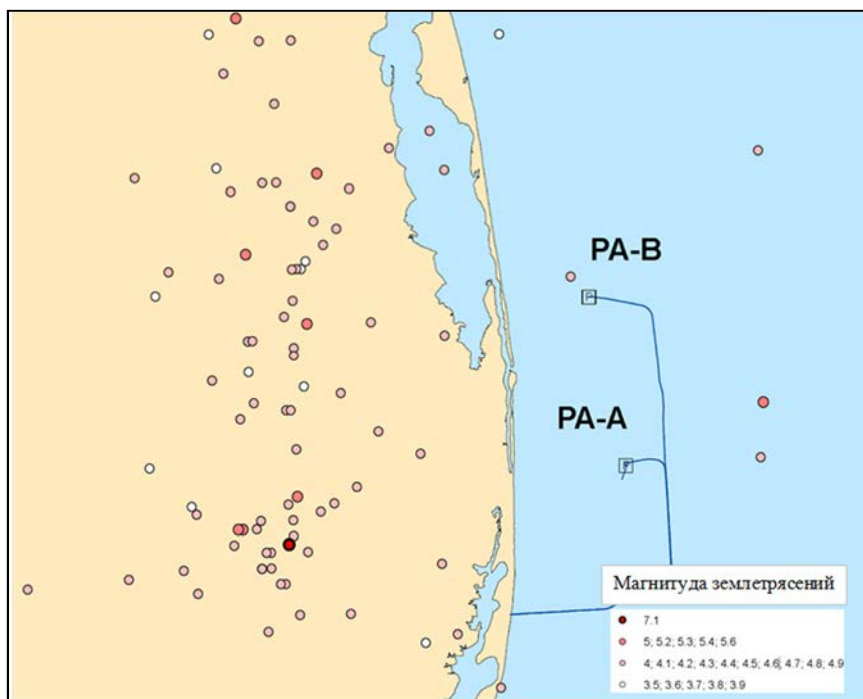


Рис. 1.1 Карта сейсмической активности района работ

Северо-восточный шельф Сахалина относится к зоне с исходной сейсмичностью 8-9 баллов и теоретически техногенное воздействие на недра может спровоцировать здесь землетрясения (наведенную сейсмичность), сопровождаемые целым рядом нежелательных последствий. В то же время, месторождение пересекается тектоническими нарушениями, выявленными в пределах ближайшей к участку островной суши по материалам аэрофотосъемки, сейсморазведки и геологической съемки, а также непосредственно в пределах участка по материалам трехмерной сейсморазведки. Имеющиеся данные о тектонике Пильтун-Астохской площади, а также их сравнительный анализ на основе данных об активных разломах Северо-Восточного Сахалина, позволяют заключить, что разломы Пильтун-Астохской мегантиклинали не могут быть отнесены к категории активных. Сейсмогенные подвижки, которые вызывают катастрофические землетрясения, а также сейсмическая опасность для

участка расположения платформы ПА-А, оценивается в $I_{msk} = 8$ для периода повторения 500 лет и $I_{msk} = 9$ для периода повторения 1000 лет.

Возможность триггерного воздействия планируемой техногенной деятельности на инициирование крупных сейсмогенных подвижек по активным разломам, расположенным на ближайшей к месторождению островной суше, представляется маловероятной на Астохском участке. Избыточные напряжения в среде, возникающие вследствие техногенной деятельности, очень быстро убывают за пределами резервуара и практически не оказывают влияния на ход естественных тектонических процессов, приводящих к разрушительным землетрясениям. Гипоцентры зарегистрированных в регионе землетрясений имеют глубину 15-20 и более километров, т.е. между интервалами размещения отходов (950-1850 м абс.отм) и очагами концентрации тектонических напряжений существуют демпфирующие пласты-коллекторы, давление в которых понижается в процессе разработки месторождения.

1.4. Экономические условия, транспорт, водоснабжение, энергоснабжение

Транспортировка грузов в пределах месторождения возможна морским путем из порта Москальво, расположенного на расстоянии около 280 км на севере острова в заливе Байкал, или из портов Холмск, Корсаков и Поронайск, находящихся в южной части острова, а также вертолетами из г. Охи и пгт. Ноглики. На суше транспортировка грузов осуществляется по узкоколейной железной дороге из г. Южно-Сахалинск до пгт. Ноглики или по грунтовой автодороге, соединяющей Оху и Ноглики.

Транспортировка нефти с платформ ПА-А и ПА-Б осуществляется по магистральным трубопроводам через ОБТК на нефтеналивной терминал на заводе СПГ в п. Пригородный, расположенный на юге острова (Рис. 1.2), где нефть отгружается в танкеры и доставляется потребителям морским путём. Энергоснабжение объектов обустройства месторождений и населенных пунктов на суше осуществляется от Охинской ТЭЦ (мощность 45 МВт), Ногликской электростанции и ряда небольших электростанций.

Источником технической воды, в основном, является морская вода. Частично, для технических нужд, на платформу ПА-А доставляется пресная вода судами снабжения из портов Корсаков и Холмск. Питьевая вода получается путем опреснения морской воды на платформе.

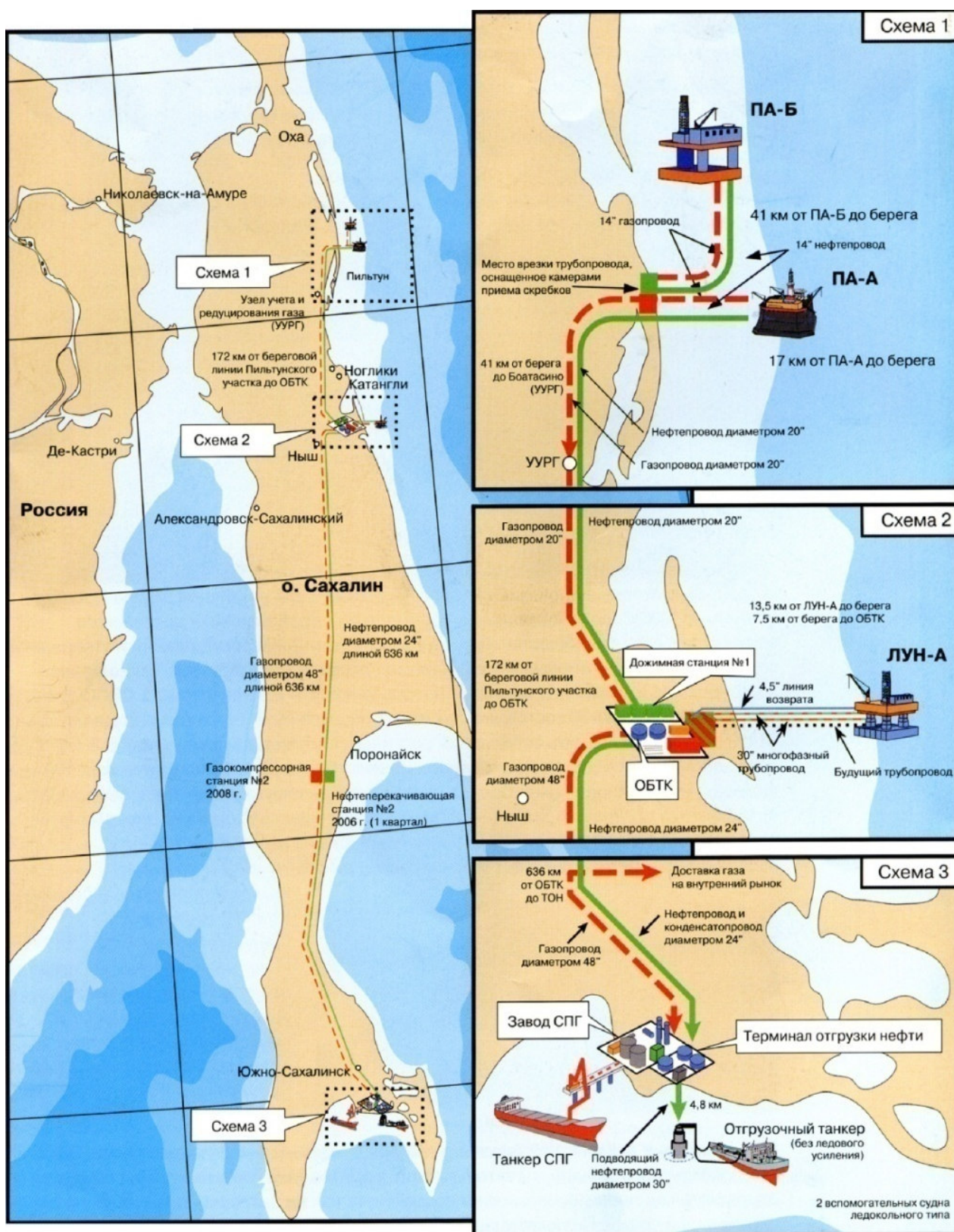


Рис. 1.2 Карта инфраструктуры проекта «Сахалин-2»

1.5. Общие сведения о проекте «Сахалин-2» и освоению Астохского участка

Освоение Пильтун-Астохского месторождения началось осуществляться «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» (далее Компания) в рамках проекта «Сахалин-2» на основе СРП, заключенного 22 июня 1994 года между Правительством Российской Федерации, администрацией Сахалинской области и Компанией, образованной консорциумом, представленном в то время следующими компаниями: «Макдермотт», «Марафон», «Мицуи», «Мицубиси» и «Шелл» [1].

В 1999 - 2001 гг. Компанией была реализована обширная программа изучения геологии, разработки и обустройства лицензионных участков с целью определения оптимальной стратегии их освоения. Были подготовлены «Концепция развития» и «Комплексный план освоения».

В июне 2001 года Компания представила «Комплексный план освоения месторождений проекта «Сахалин-2» на рассмотрение Наблюдательного совета. Планом предусмотрено три этапа освоения Лунского и Пильтун-Астохского лицензионных участков.

Первый этап начался в 1997 году с освоения Астохского участка. На данном участке была установлена платформа ПА-А (Моликпак), добыча с которой начата в июле 1999 года. Следующим шагом этого этапа освоения была установка комплекса оборудования заводнения на платформе ПА-А. Проект установки и эксплуатации платформы ПА-А позволил собрать важные данные о продуктивных пластах и эксплуатационных характеристиках, позволяющих оптимизировать дальнейшие этапы освоения месторождений проекта «Сахалин-2».

Второй этап освоения включает в себя ввод в разработку Пильтунского участка и Лунского месторождения с платформ ПА-Б и ЛУН-А соответственно, а также, включение в круглогодичную эксплуатацию Астохского участка, строительство ОБТК с целью подготовки продукции для транспортировки, ввод в эксплуатацию газо- и нефтепроводов для транспорта углеводородов на юг острова, завода по сжижению природного газа (далее по тексту СПГ) и экспортных терминалов.

История освоения Астохского участка описывается следующими этапами:

- Этап 1 – разработка месторождения на естественном режиме с обратной закачкой газа;
- Этап 1а – разработка месторождения с поддержанием пластового давления. Проект ОНР на XXIII и XXV пласты;
- Этап 1б – переход на круглогодичную эксплуатацию;
- Этап 1в – бурение уплотняющих скважин и переход на механизированную добычу,

освоение залежей XXIII и XXV пластов.

Этап 1 (1999-2003 гг.). Промышленная разработка Астохского участка начата 5 июля 1999 г. В период 1999-2000 гг. с платформы ПА-А было пробурено 13 добывающих скважин и 1 газонагнетательная скважина. Добыча нефти осуществлялась в режиме сезонной эксплуатации и нефть экспортировалась танкерами, а добываемый газ закачивался обратно в пласт.

Этап 1а (2004-2007 гг.). При реализации программы бурения Этапа 1А с 2003 по 2005 гг. было пробурено 4 водонагнетательных скважины (ПА-116, -120, -122 и -126) и 1 эксплуатационная скважина ПА-118, которая с апреля 2004 г используется для размещения буровых отходов.

Закачка морской воды в нагнетательные скважины осуществлялась круглогодично, что позволило восстановить пластовое давление до начального уровня к концу сезона добычи 2007г.

Этап 1б (2008+ гг.). С вводом транссахалинского нефтепровода в эксплуатацию (в конце 2008 г.) платформа ПА-А была переведена на круглогодичную добычу нефти.

На 01.01.2022 г. разработка участка осуществляется 17-ю нефтедобывающими скважинами. Поддержание пластового давления осуществляется посредством 7-ми приконтурных водонагнетательных скважин.

По состоянию на 01.01.2022 г. с участка добыто 43 331 тыс. т нефти. и 7 150 млн. м³ попутного газа.

Бурение скважин на Астохском участке осуществляется буровым подрядчиком, сахалинским филиалом компании «КСА Дойтаг Дриллинг». Оказание комплекса услуг, связанных с бурением скважин, осуществляется компаниями «Бурсервис», «Шлюмберже», «Бейкер Хьюз». Услуги по размещению буровых отходов в глубокие горизонты недр через поглощающую скважину ПА-118 выполняется компанией «АКРОС».

В 2022 г. в соответствии с Указом Президента РФ от 30.06.2022 г. № 416 «О применении специальных экономических мер в топливно-энергетической сфере в связи с недружественными действиями некоторых иностранных государств и международных организаций» (далее – «Указ») и Постановлением Правительства РФ от 02 августа 2022 г. №1369 «О мерах реализации Указа Президента Российской Федерации от 30 июня 2022 г. №416» (далее – «Постановление») Правительством Российской Федерации создано ООО «Сахалинская Энергия» (далее Общество).

В соответствии с пп. а) п.1 Указа Обществу переходят все права и обязанности

«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд» и оно осуществляет свою деятельность в соответствии с Соглашением о разработке Пильтун-Астохского и Лунского месторождений нефти и газа на условиях раздела продукции, заключенного 22 июня 1994 г. между Российской Федерацией и Компанией.

1.6. Условия недропользования

Размещение буровых отходов и других жидкостей в пластах горных пород на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения осуществляется через поглощаю скважину ПА-118 в соответствии с лицензией ШОМ 006669 ЗЭ, выданной Федеральным агентством по недропользованию с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, выданной 19 августа 2022 года. [13]. Срок окончания действия лицензии ШОМ 006642 НР – 19 мая 2026 года [2].

В соответствии с законом "О недрах" и Соглашением о разделе продукции Обществом получен горноотводный акт № 65-7700-00969 от 04.10.2022 г. к лицензии ШОМ 006669 ЗЭ от 19.08.2022 г.

План границ горного отвода к лицензии ШОМ 006669 ЗЭ на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения приведен на Рис. 1.4.

Географические координаты полигона размещения отходов бурения соответствуют площади Астохского лицензионного участка недр.

Таблица 1.1 Географические координаты углов точек участка недр

Номера точек	Северная широта			Восточная долгота			Примечание
	градусы	минуты	секунды	градусы	минуты	секунды	
A	52	39	00,00	143	31	00,01	S=23000,0 га
B	52	46	57,82	143	29	06,30	
C	52	45	36,00	143	45	00,01	
D	52	39	00,00	143	45	00,01	

Ограничение по глубине для горного отвода полигона размещения отходов бурения – подошва XI пласта.

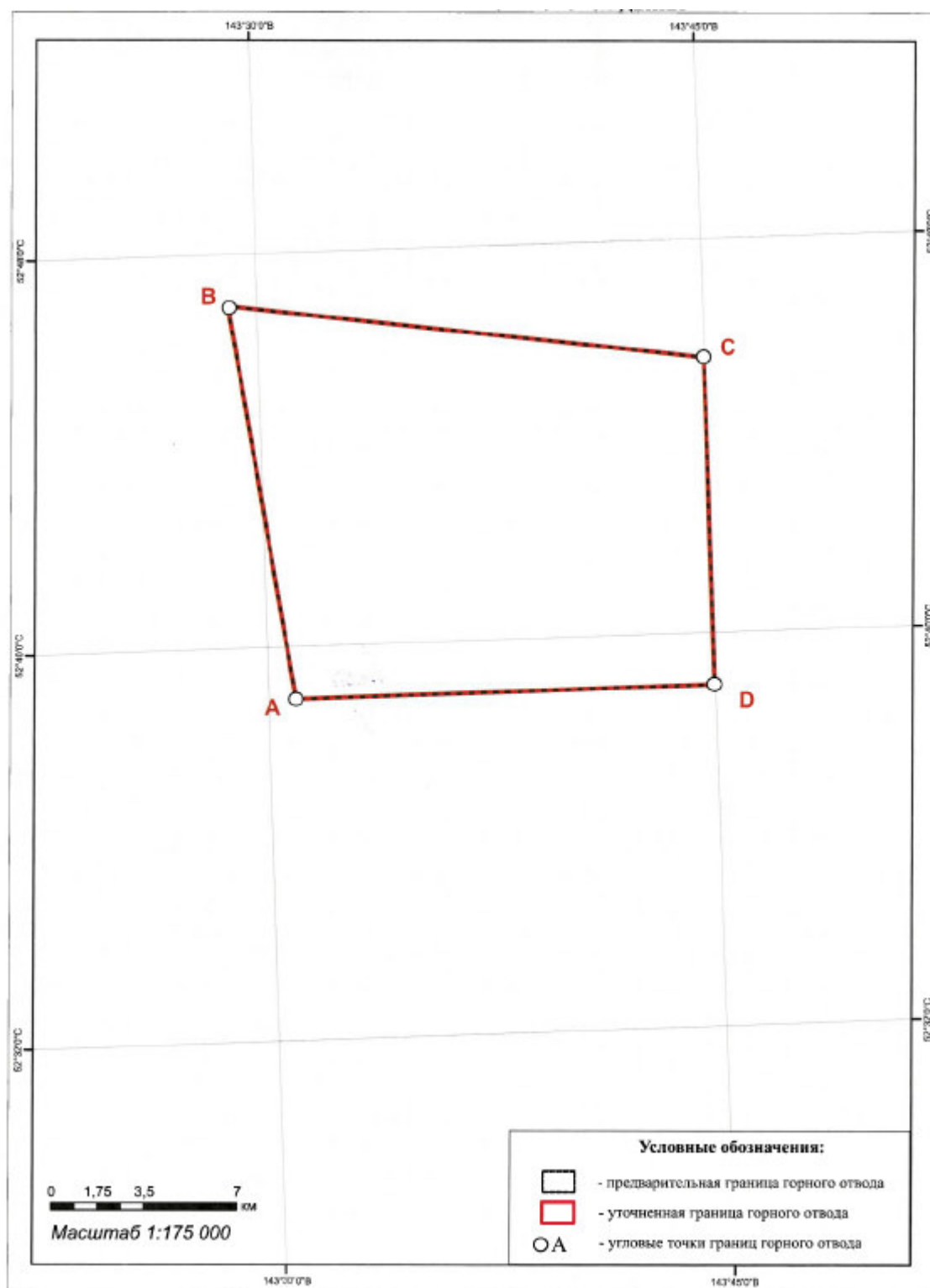


Рис. 1.3 План границ горного отвода к лицензии ШОМ 006669 ЗЭ на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения

В соответствии с Приложением 2 лицензии на пользование недрами ШОМ 06669 ЗЭ

[13] на право пользования недрами для целей строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, участок недр находится в границах горного отвода, в соответствии с горноотводным актом к лицензии ШОМ 006642 НР на пользование недрами для осуществления разработки (разведки и добычи) углеводородов в пределах Пильтун-Астохского лицензионного участка.

Основные Условия пользования недрами:

п.5.1. Пользователь недр обязан выполнять требования, предусмотренные статьей 23, частью пятой статьи 24 Закона Российской Федерации «О недрах»;

п.5.2. Пользование недрами осуществляется в соответствии с проектной документацией на осуществление геологического изучения недр, техническим проектом строительства и эксплуатации подземных сооружений, техническим проектом ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами;

п.7.1. Срок подготовки технического проекта ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами: не позднее 24 месяцев до установленного срока окончания пользования участком недр;

п.9.2 Пользователь недр обязан представлять в федеральный фонд геологической информации и его территориальный фонд ежегодный отчет о результатах работ на участке недр не позднее 15 февраля года, следующего за отчетным, который должен содержать следующие систематизированные сведения об итогах выполненных работ по геологическому изучению недр и разведке месторождений полезных ископаемых: о затратах на работы, проведенные в отчетном периоде; о комплексе, объемах и видах проведенных в отчетном периоде работ; о конкретных исполнителях, проводивших работы в отчетном периоде; о полученных результатах работ; об основных выводах и планируемых работах на следующий год;

п.9.3. Пользователь недр обязан представлять в федеральный фонд геологической информации и его территориальный фонд отчет о результатах мониторинга состояния недр не позднее 15 февраля года, следующего за отчетным;

п.13.2. Осуществлять промышленное размещение буровых отходов и других жидкостей в отложения нутовской свиты верхнемиоцен-плиоценового возраста в соответствии с утвержденным проектом, прошедшим экспертизы и согласования, в том числе в части объемов и технологических показателей закачки отходов и жидкостей, включая их качественный состав.

2. КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА НЕДР

Геологическое строение Пильтун-Астохского месторождения обусловлено закономерностями стратиграфии, тектонического развития и осадконакопления Одоптинской антиклинной зоны и шельфа северо-восточного Сахалина.

Пильтун-Астохское месторождение включает как нефтяные, так и газовые залежи, имеет протяженность около 35 км и ширину порядка 5-10 км (Рис. 2.1).

Наиболее подробно особенности геологического строения Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения представлены в отчёте «Подсчет запасов нефти, растворенного газа ...», выполненного Обществом в 2018 году. [68]

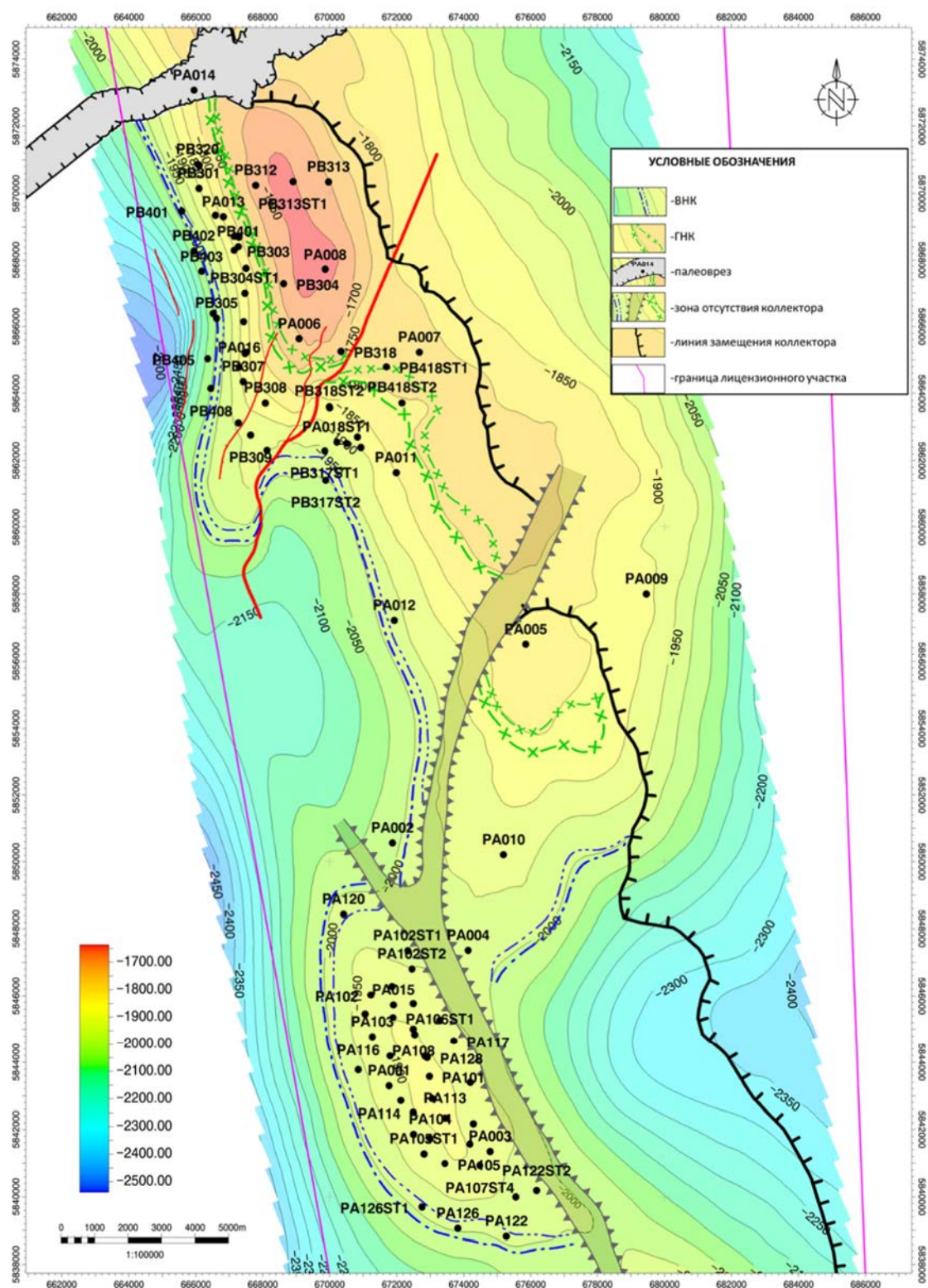


Рис. 2.1 Залежи нефти и газа XXI пласта Пильтун-Астохского месторождения.
Структурная карта по кровле XXI-s пласта

2.1. Стратиграфия и литология

Стратиграфический разрез месторождения представляет собой последовательность осадочных отложений большой мощности, сложенных преимущественно терригенно-обломочными породами кайнозойского возраста. Они перекрывают породы мезозойского периода. Отложения мелового и домелового периодов рассматриваются в качестве акустического фундамента и составляют отдельный комплекс, отделённый от вышележащих кайнозойских отложений региональным несогласием. Кайнозойские отложения в районах суши северного Сахалина характеризуются определенной долей изменчивости. Региональная хроностратиграфическая схема Северного Сахалина, использованная для Пильтун-Астохского месторождения, представлена на Рис. 2.2.

Кайнозойские отложения разделены на несколько горизонтов. Нижняя часть стратиграфического разреза представлена ниже-палеогеновыми и меловыми отложениями, которые детально описаны в скважине ПА-001 Дагинской площади. Верхняя часть разреза, сложенная отложениями от верхнего палеогена до неогена, вскрыта и описана на большинстве площадей северо-востока Сахалина.

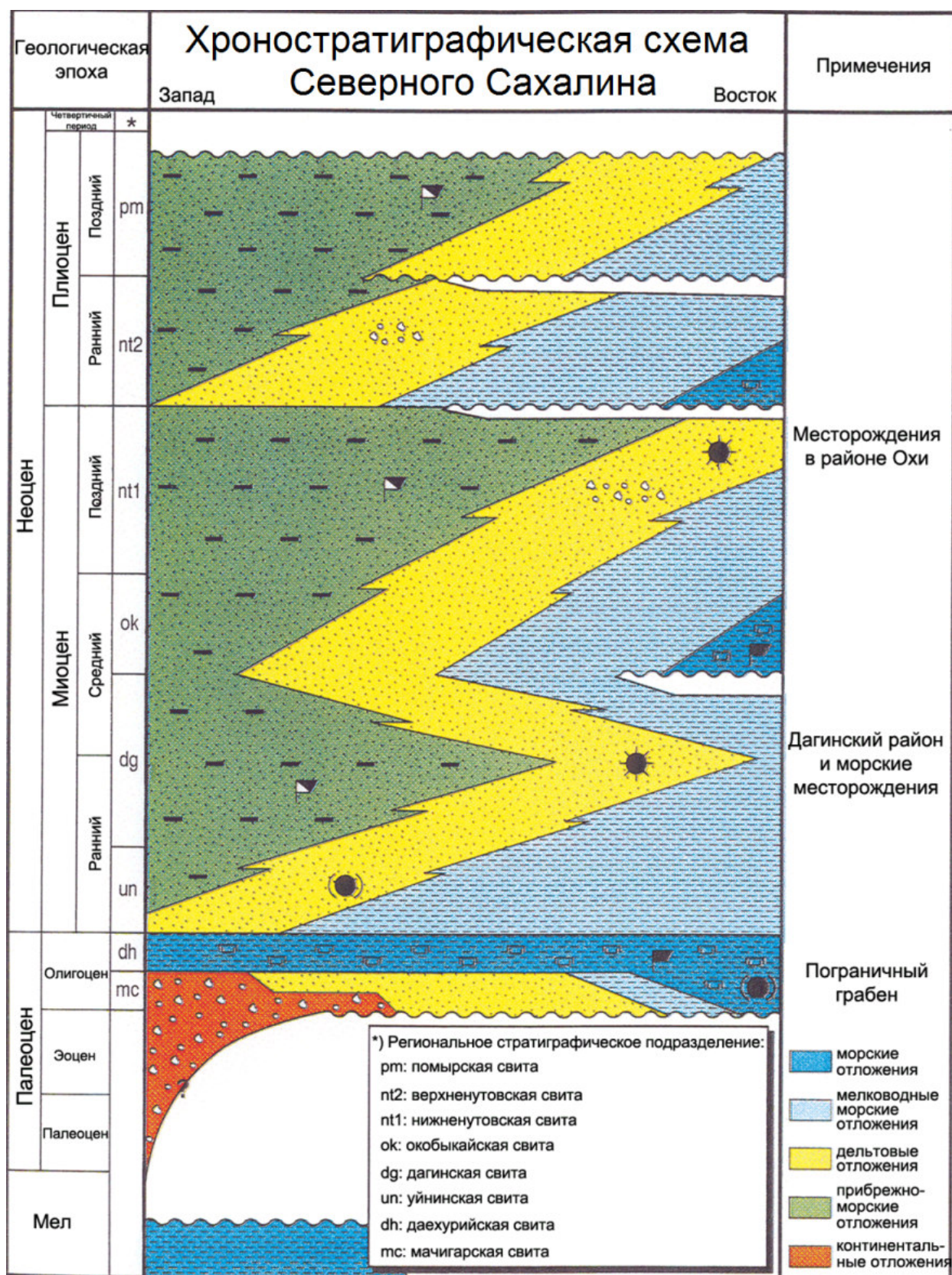


Рис. 2.2 Хроностратиграфическая схема Севера Сахалина

Ниже дано стратиграфическое подразделение разреза с указанием мощности и возраста отложений:

- четвертичные отложения (толщина – до 30 м);
- нутовский горизонт (верхний миоцен-плиоцен, толщина – 2 800 м);
- окобыкайский горизонт (средний миоцен, толщина – 180 м);
- дагинский горизонт (средний-нижний миоцен, толщина – 70 м);
- уйнинский горизонт (нижний миоцен, толщина – 60 м);
- даехуриинский горизонт (олигоцен, толщина – 650 м);
- мачигарский горизонт (олигоцен, толщина – 50 м);
- меловые отложения – не вскрыты.

В графическом приложении 1 приведена сводная литолого-стратиграфическая колонка по отложениям Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения. Краткое описание основных стратиграфических единиц, начиная с наиболее древних, приводится ниже.

- Отложения мелового возраста фрагментарно прослеживаются на сейсмических профилях по площади. Информация по скважине №1 на Хангузинской площади, расположенной севернее Одоптинской антиклинальной зоны, показала, что эти отложения могут быть представлены окремненными аргиллитами с прослоями алевролитов, песчаников и туфопесчаников раннемелового возраста.
- Выше залегают породы мачигарского горизонта, вскрытые в пределах Одоптинской антиклинальной зоны. Отложения горизонта (скважина №1 на Дагинской площади, интервал 3 040-3 066 м) представлены преимущественно алевролитами. Накопление их происходило преимущественно во впадинах «фундамента», имеющих эрозионно-тектоническую природу.
- Отложения даехуриинского горизонта представлены глинисто-кремнистыми породами, накопившимися в условиях трансгрессии моря и углубления дна бассейна. Они распространены в пределах обширной зоны шельфа, включая Пильтунскую структуру. Толщина даехуриинского горизонта достигает 650 м. На сейсмических разрезах отложения горизонта представлены акустически «прозрачной» толщей с

малоамплитудными хаотическими отражениями. Скважина №18 на Пильтунского участка вскрыла верхние 52 м даехуриинского горизонта, сложенного кремнистыми сланцами и кремнистыми аргиллитами.

- Отложения уйнинского горизонта накапливались в условиях регрессии моря и несогласно залегают над даехуриинским горизонтом. Данный горизонт был вскрыт также скважиной ПА-018 Пильтунского участка и представлен 63 м глин, кремнистых аргиллитов и опок.
- Отложения дагинского горизонта представлены морскими отложениями, накопившимися в условиях регрессии моря. Скважина ПА-018 вскрыла 68 м глауконитовых песчаников с небольшими пропластками аргиллитов.
- Отложения окобыкайского горизонта распространены на северо-восточном шельфе о. Сахалин повсеместно. Их осадконакопление происходило в условиях углубления дна бассейна. В скважине №18 данные отложения представлены утончающимися вверх по разрезу глинами, алевролитами и небольшими прослоями песчаника общей толщиной 177 м.
- Нутовский горизонт сложен толщей морских осадков мощностью до 2800 м и разделяется на нижненутовский и верхненутовский подгоризонты. Нижненутовский подгоризонт содержит основные продуктивные пласты Пильтун-Астохского месторождения, представленные мелко-, средне- и крупнозернистыми, относительно хорошо отсортированными песчаниками, переслаивающимися с мощными алевролитовыми пластами и тонкими глинистыми пропластками, формирование которых происходило в условиях внутреннего шельфа на продолжении берегового склона. Изменение общей мощности пластов подгоризонта подчинено региональным закономерностям – уменьшение мощности в восточном направлении от Чайвинской антиклинали к Одоптинской антиклинальной зоне с замещением песчаных пластов преимущественно глинистыми. Отложения верхненутовского подгоризонта состоят из песчано-алевритовых пластов в нижней части и нерасчлененной толщей алевроито-глинистых и глинистых пород в верхней части интервала.
- Разрез заканчивается четвертичными отложениями. Они представлены сплошным чехлом осадочных пород толщиной 30 м. В литологическом отношении породы разреза варьируют от гравия до мелкозернистого песчаника и глин. От осадков нутовского горизонта четвертичные отложения отделены поверхностью несогласия.

2.2. Структурно-тектоническое положение

Остров Сахалин расположен на стыке двух крупных тектонических элементов: плиты Охотского моря на востоке и Сибирской части Евразийской плиты на западе. Границей между этими элементами является крупная система правостороннего сдвига, кулисообразно вытянутая с севера на юг в направлении Хоккайдо-Сахалин и протянувшаяся практически вдоль всей длины острова Сахалин, что оказало большое влияние на эволюцию геологического строения регионов моря и суши.

Пильтун-Астохское месторождение находится над зоной аккреции там, где в период растяжения палеогена, образовались поднятия и глубокие грабены.

Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к антиклинальной складке, являющейся частью Одоптинской антиклинальной зоны ССЗ-ЮЮВ простирания (Рис. 3.2). Эта зона имеет размеры примерно 150 км в длину и 17 км в ширину и является одной из систем параллельных складок широтного простирания, образованных в результате плиоценового сжатия и инверсии. Породы в складках состоят из терригенных отложений эпохи кайнозоя. В структурном отношении Одоптинская антиклинальная зона осложнена тремя поднятиями – Одоптинским, Пильтун-Астохским и Аркутун-Дагинским, каждое из которых в свою очередь осложнено поднятиями меньшего порядка.

По структурно-тектоническим признакам Пильтун-Астохское месторождение делится на три основные зоны: Блоки I и II Пильтунского поднятия и Астохская брахиантиклиналь. Блоки I и II отделяются друг от друга долгоживущим тектоническим нарушением У-образной формы, имеющим надвиговый характер. Астохская антиклиналь отделяется от Блока II Пильтунского поднятия седловиной ССЗ-ЮЮВ простирания.

Астохская структура представляет собой вытянутую антиклинальную складку с размерами 11x5,5 км, расположенную на южной оконечности Пильтун-Астохского месторождения и кулисообразно сочленяющуюся с основной структурой. Свод структуры по кровле пласта XXI находится на абсолютной глубине 1890 м. Углы падения крыльев составляют порядка 5 градусов на западе и востоке и менее 2,5 градусов на северной и южной периклиналях.

Продуктивный интервал Пильтун-Астохского месторождения представлен терригенными породами-коллекторами нутовского горизонта миоценового возраста, деформированными в результате антиклинальной складчатости ССЗ-ЮЮВ простирания вдоль внутреннего инвертированного глубинного поднятия. Глубинные поднятия сыграли важную

роль в эволюции месторождения, контролируя пространство в период растяжения во время отложения осадков на протяжении эпохи олигоцена вплоть до плиоцена. Возобновление активности нарушений в фундаменте оказывало воздействие на их положение в период фаз сжатия. Размеры глубинных поднятий, скорее всего, ограничены глубинными разломами, которые, возможно, образовались как надвиги и впоследствии претерпели сложные процессы сжатия и инверсии в кайнозое.

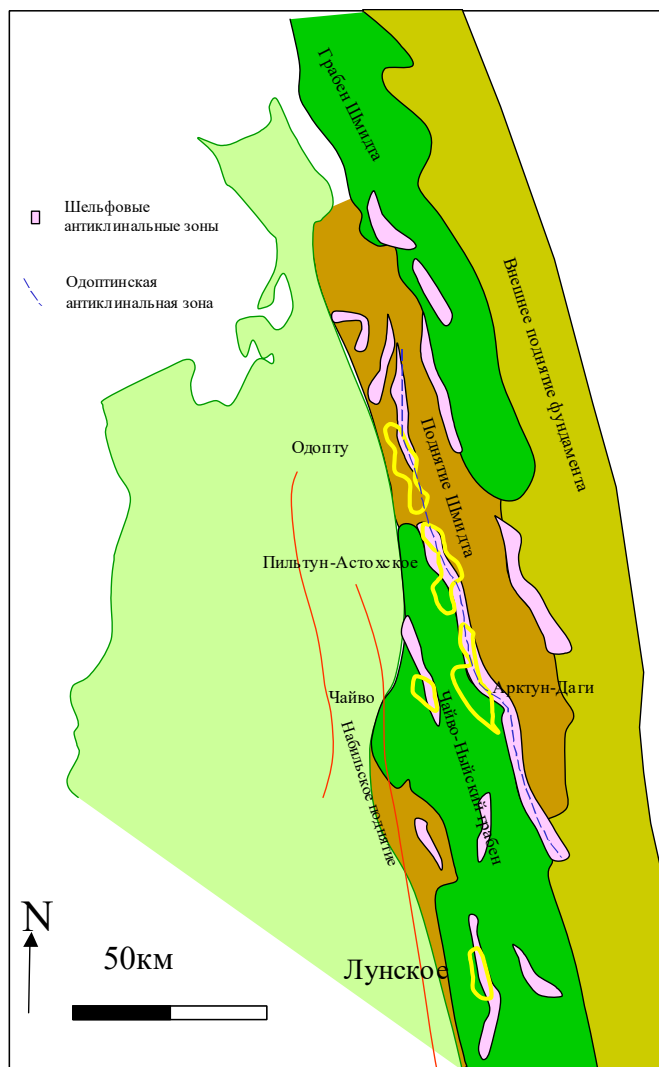


Рис. 2.3. Тектонические элементы шельфа Охотского моря у берегов Северного Сахалина

Наличие разломов различной интенсивности отмечается по всему разрезу Астохского участка, начиная от геологического фундамента, далее в продуктивном интервале и выше в приповерхностной структуре плиоценовых отложений. Нарушения ниже основной

продуктивной толщи (нутовский горизонт) месторождения могут быть тесно связаны с нарушениями в фундаменте и тектоническими движениями, тогда как приповерхностные нарушения связаны со складкообразованием и уплотнением более глубоких структурных элементов.

Картирование нарушений в нутовских пластах с использованием данных трехмерной сейсморазведки позволило получить материалы о нарушениях различной степени достоверности. Нарушения высокой степени достоверности, выявленные в кровле пласта XXI-s, имеют заметное смещение, в то время как нарушения малой степени достоверности отмечаются как контуры когерентных сейсмических объемов и не имеют четкого смещения в отображении или в качестве сейсмограмм (Рис. 2.4).

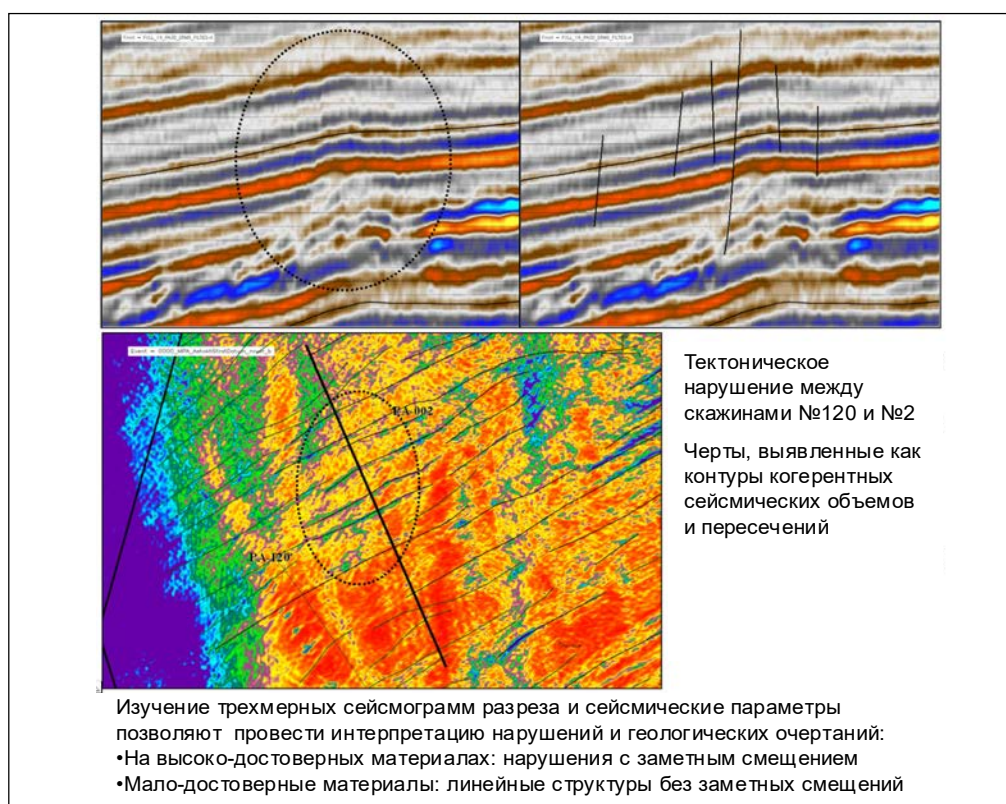


Рис. 2.4 Интерпретация нарушений

Выявленные нарушения имеют преимущественно СВ-ЮЗ простирание. Данная направленность отображает трансгрессивные напряжения, возникшие в период поздне-плиоценового сброса и горизонтальных смещений вдоль структурных блоков фундамента. По большей части разломы довольно прямые, менее 2 км в длину, имеют прерывистый характер. Амплитуда смещения составляет менее 10 м, местами они образуют узкие пояса, которые, возможно, соответствуют высоким точкам напряженности между блоками фундамента.

Некоторые из выявленных по данным сейсморазведки нарушений проходят очень близко от действующих скважин, но при этом признаки наличия разломов в процессе бурения или в результате анализа эксплуатации скважин не выявлены. Данные о пластовом давлении и результаты испытания скважин Астохского участка указывают на отсутствие признаков 100%-но экранирующих нарушений.

Высокий коэффициент проводимости разломов, близкий к 0,75, а также характеристики добычи на Астохском участке, позволяют с большой долей вероятности констатировать отсутствие сколько-нибудь значимого экранирующего влияния тектонических нарушений на дренирование залежей.

Пласты I-IV – XI, предназначенные для промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей, залегают между продуктивным интервалом и приповерхностными плиоценовыми отложениями (Графическое приложение 1). В пределах Астохского участка, в зоне, где расположены эксплуатационные скважины, в том числе скважина ПА-118, нарушения в толще пластов I-IV – XI не выявлены.

2.3. Гидрогеологическая характеристика района расположения участка

2.3.1. Гидрогеологическое районирование

На Астохском участке изучены верхние водоносные комплексы (I, II и III).

Первый гидрогеологический комплекс (интервал 0-750 м) представлен плиоценовыми песчаниками с невыдержанными по площади прослоями глин верхненутовского подгоризонта. Комплекс характеризуется частичной связью с дном морского бассейна и захоронением морских вод в процессе седиментации, что подтверждается высокой минерализованностью подземных вод (до 35 г/л).

Второй водоносный комплекс песчаных и глинистых шельфовых отложений верхненутовского (пласты К-О и I-IV – VII-VIII) и верхней части нижненутовского (пласты IX...XVIII) подгоризонтов имеет мощность до 1000 м. Благодаря распространению выдержанных водоупоров, подземные воды комплекса имеют связь с поверхностью только в областях питания и разгрузки, что определяет условия затрудненного водообмена в полузамкнутой гидродинамической системе. Комплекс насыщен слабоминерализованной пластовой водой с соленостью 3-10 г/л. При удалении на восток минерализация вод достигает 20-27 г/л. Воды относятся к хлоридно-кальциевому типу с минерализацией до 20-27 г/л и

имеют невысокие напоры (1040 м абс.). К пластам в нижней части комплекса приурочены залежи углеводородов.

Третий водоносный комплекс приурочен к основной продуктивной толще нижненутовского подгоризонта (XIX– XXVII пласты), и к невоскрытой части окобыкайского горизонта. Мощность отложений комплекса колеблется от 800 до 1300 м. Область питания расположена на прилегающей площади о. Сахалин. Для третьего гидрогеологического комплекса характерны условия затрудненного и весьма затрудненного водообмена ввиду преобладания глинистых пород, а также уплотненности осадков. Воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 21,2-27,1 г/л. Содержание сульфатов уменьшается с глубиной с 536 до 140 мг/л, а содержание гидрокарбонатов возрастает с 793 мг/л до 3,8 г/л.

Два верхних комплекса бассейна характеризуются нормальными градиентами гидростатического давления вследствие инфильтрационного режима водообмена. В отложениях третьего комплекса напоры вод увеличиваются с глубиной от 16 до 201 м абс., коэффициент аномальности повышается до 1,03-1,10 вследствие элизионного режима водообмена. Гидростатический напор в южной части Пильтун-Астохского месторождения составляет менее 15-30 м (абс.). Нормальный градиент давления зарегистрирован в законтурной части Астохского купола, а также в районе скважины ПА-015.

По геологическим данным размер законтурной зоны Пильтун-Астохского месторождения относительно мал по сравнению с объемом залежей. В западной части Астохского участка отмечается подпор элизионных вод. Однако, данные о структуре области питания ограничены, и вполне возможно, что ввиду наличия зон литологического замещения, прямая связь между залежами Пильтун-Астохского месторождения и областью питания отсутствует. Эффективный размер законтурной зоны определяется границами зоны глинизации, а также тектоническим или литологическим экранами.

В районе Астохского участка отсутствуют горизонты пресных вод, в пластовой воде также не содержится концентраций микрокомпонентов, представляющих промышленный интерес. В Одоптинской антиклинальной зоне отсутствуют зоны термальных или радиоактивных вод.

2.3.2. Опробование водоносных горизонтов

Скважинами вскрыто три верхних гидрогеологических комплекса. В пределах Астохской структуры практически не изучены подземные воды верхних горизонтов. Вся полученная информация связана с продуктивной частью разреза.

В поисково-разведочных скважинах было отобрано 23 образца пластовой воды:

- 14 образцов отобрано на устье скважин ПА-1, ПА-2, ПА-3, ПА-5, ПА-7, ПА-11, ПА-13 и ПА-14. Опробование проводилось пластоиспытателем в обсаженном стволе скважины. Исследования на приток проводились в предельно короткие сроки, устойчивые притоки из водоносных горизонтов получены не были. В процессе отбора проб пластовой воды проводился слабый контроль за их составом и представительностью. В результате абсолютное большинство проб были признаны сильно загрязненными пресным фильтратом бурового раствора или технической (морской) водой. Только 3 пробы из скважин ПА-11 (пласт XXIII), ПА-13 (пласт XXIII) и ПА-1 (пласт XXII) являются представительными, их минерализация варьируется от 21,1 до 22,9 г/л. Максимальные притоки воды (118 м³/сут) отмечены в скважине ПА-14 (XXIV-2 пласт).

- 9 образцов отобрано испытателем пластов на каротажном кабеле: 8 образцов в скважине ПА-18 и 1 образец в скважине ПА-16. Отбор образцов осуществлялся модульным динамическим пластоиспытателем (МДП) без откачки фильтрата перед наполнением камер, вследствие чего признано весьма вероятным загрязнение образцов фильтратом бурового раствора. Загрязнение подтверждается крайне высокими значениями минерализации пластовой воды (38-80 г/л), близкой к минерализации фильтрата бурового раствора (75-85 г/л).

С целью снижения неопределенности в составе и минерализации пластовых вод, в нескольких эксплуатационных скважинах Пилтун-Астохского месторождения, пробуренных с использованием раствора на нефтяной основе (РНО), проводился отбор проб пластовой воды прибором МДП. Компоновка приборов включала модуль для откачки фильтрата бурового раствора, оптические анализаторы и датчик удельного электрического сопротивления для контроля процесса очистки, прокачиваемого флюида. Заполнение камер происходило только после достижения определенного уровня загрязнения жидкости. На поверхности пробы восстанавливались и перемешивались под пластовым давлением и температурой перед сливом в бутылки для последующего анализа.

Анализы образцов пластовой воды проводились в различных российских и зарубежных лабораториях: «РН-СахалинНИПИморнефть» (г. Оха), Шлюмберже (г. Ноябрьск), РосГеолФонд (г. Южно-Сахалинск), лаборатория завода СПГ (п. Пригородное), «КореЛаб» (г. Абердин). В большинстве случаев наблюдается хорошее соответствие результатов, в отдельных случаях имеется небольшое расхождение между результатами исследований лабораторий. При наличии расхождений использовались данные лаборатории завода СПГ, т.к. она показала лучшие результаты в сравнительном анализе, проведенном между сахалинскими

лабораториями с использованием синтетического раствора известного состава.

Всего было проанализировано 38 проб пластовой воды, которые представляют основные продуктивные пласты – XXI-s, XXII, XXIII и XXIV-2 (Таблица 2.1).

Стоит отметить, что пробками пластовой воды охарактеризованы разные части месторождения. Для определения минерализации и УЭС использовались только пробы с загрязнением менее 10%. Результаты анализов выявили различие в минерализации пластовых вод между Блоком I и Блоком II Пилтунского участка. При этом минерализация в Блоке II хорошо согласовывается с минерализацией на Астохском участке.

Таблица 2.1 Объем проанализированных проб пластовой воды, отобранных в эксплуатационных скважинах прибором МДП

Участок	Скважина	Пласт	Глубина отбора, м	Кол-во проб	Качество проб	Лаборатория	Год
Пилтун Блок I	ПБ-305ПС1	XXI-s	3053,9	3	хорошее	СПГ, Роснефть, Шлюмберже	2009
Пилтун Блок I	ПБ-305ПС1	XXII-1	3213,1	3	хорошее	СПГ, Роснефть, Шлюмберже	2009
Пилтун Блок I	ПБ-305ПС1	XXIII-2	3398,2	1	плохое	Шлюмберже	2009
Пилтун Блок I	ПБ-305ПС1	XXIV-2	3602,5	3	хорошее	СПГ, Роснефть, Шлюмберже	2009
Пилтун Блок I (Восточное Крыло)	ПБ-313ПС1	XXIV-2	4545,4	3	хорошее	Шлюмберже	2014
Пилтун Блок I	ПБ-408	XXI-s	4874,5	2	хорошее	СПГ, РосГеолФонд	2014
Пилтун Блок I	ПБ-408	XXII-1	5088,2	2	хорошее	СПГ, РосГеолФонд	2014
Пилтун Блок I	ПБ-408	XXII-1	5021,5	1	плохое	СПГ	2014
Пилтун Блок I	ПБ-408	XXII-1	5022,5	1	плохое	СПГ, РосГеолФонд	2014
Пилтун Блок II	ПБ-318ПС2	XXII-1	5729	3	плохое	СПГ, Роснефть, РосГеолФонд	2012
Пилтун Блок II	ПБ-318ПС2	XXII-2	5758,2	7	хорошее	СПГ, Роснефть, РосГеолФонд	2012
Астох	ПА-122	XXI-s	6230,9	6	хорошее	КореЛаб	2006
Астох	ПА-128ПС	XXI-2	2167	3	хорошее	СПГ	2016

2.3.3. Анализ пластовых вод

Данные испытаний водоносных интервалов в разведочных скважинах на Пильтун-Астохском месторождении представлены в обобщенном виде в Таблица 2.2.

Таблица 2.2 Основные результаты испытания скважин, вскрывших пластовые воды

Пласт	Участок	№ скважины	Интервал опробования, м	Дата опробования	Объем поступившей жидкости, м ³	Дебит воды, м ³ /сут	Минерализация, г/л	Глубина замера, м	Давление замеренное, кг/см ²	Погрешность прибора, кг/см ²	Давление по Хорнеру, кг/см ²	Температура замеренная, °С
XXI-s	Астох	2	2043-2060	08-09.10.86	4,08	59,00	17,7	2044,0	205,0	3,3		
XXI-2	Астох	3	2032-2038	21-22.08.87	2,40	17,00	23,6	2025,0	199,5	3,8		71,2
	Пильтун	9	1920-1936	15-16.11.89	3,00	2,20	25,0	1920,0	192,0	3,3	192,0	67,0
	Пильтун	11	1890-1914	07-08.10.90		7,30	19,5	1887,0	191,1	3,0		63,8
	Южный Пильтун	12	2035-2043	28-29.07.89		10,90	20,9	2032,0			204,0	70,0
XXI-3	Пильтун	9	1943-1948	12-13.11.89	0,12	0,70	30,3	1943,0	189,6	3,3	195,0	66,4
XXII- 1/2	Пильтун	14	1884-1892									
			1898-1901	24-25.08.90	1,10	3,18	22,7	1878,5	190,8	3,3	191,0	62,0
XXIII	Астох	1	2311-2330	20-21.09.86	5,70	4,60	18,6	2314,0	228,1	2,1	230,6	
	Южный Пильтун	5	2035-2046	05-06.09.87		3,80	10,1	2036,0	220,9	2,1		65,8
	Пильтун	11	2086-2090	02-03.10.90		56,40	22,9	2085,0	216,9	3,0		73,8
	Пильтун	13	2115-2127									
			2132-2142	08-11.09.89	199,0 0	7,70	21,2	2106,0	209,8	3,6		72,0
	Астох	3	2305-2307									
			2310-2314	18.08.87	5,87	39,00	27,1	2301,0	226,4	3,8		75,5
XXIV-2	Пильтун	14	2127-2137	19-20.08.80		118,30	14,6	2119,7	222,1	3,3	222,5	70,0

Свойства и состав пластовых вод XXI и XXIII пласта Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения приведены в Таблица 2.3. По результатам анализа проб вода из XXI пласта относится к типу хлориднокальциевых к группе хлоридных и подгруппе натриевых, а вода пласта XXIII – к типу гидрокарбонатных, группе хлоридных, подгруппе натриевых.

Таблица 2.3 Свойства и состав пластовых вод Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения

Наименование параметра	Пласт XXI		Пласт XXIII	
	Диапазон изменения	Средние значения	Диапазон изменения	Средние значения
1	2	3	4	5
Газосодержание, м ³ /м ³	-	-	-	-
Плотность воды, кг/м ³	-	-	-	-
- в стандартных условиях	-	-	-	-
- в условиях пласта	-	-	-	-
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	-	-	-	-
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа×10 ⁻⁴	-	-	-	-
Объемный коэффициент	-	-	-	-
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)	-	-	-	-
Na ⁺ + K ⁺	6626-9461	8910	4207-6457	5332
Ca ⁺²	160-328	228,73	91-180,4	135,7
Mg ⁺²	68-108	80,2	44,6-122	83
Cl ⁻	9447-16153	13803	4603-8051	6327
HCO ₃ ⁻	549-1670	994,7	1342-2928	2135
CO ₃ ⁻²	-	-	-	-
SO ₄ ⁻²	11-536	123	635,8-1144	889,9
NH ₄ ⁺	-	-	-	-
Br ⁻	56-157	70,5	26,07-74,9	50,48
I ⁻	-	-	-	-
B ⁺³	-	-	-	-
Li ⁺	-	-	-	-
Sr ⁺²	20-23,4	21,05	0	0
Rb ⁺	-	-	-	-
Cs ⁺	-	-	-	-
Общая минерализация, г/л	17,7-24,9	24,1	11,7-18,6	15,1
Водородный показатель, pH	-	-	-	-
Жесткость общая, (мг-экв/л)	-	-	-	-
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	Тип хлориднокальциевый. Группа хлоридная. Подгруппа натриевая		Тип гидрокарбонатная. Группа хлоридная. Подгруппа натриевая	
Количество исследованных проб (скважин)	11 проб (5 скважин)		2 пробы (2 скважины)	

В пределах Астохского участка были изучены образцы проб из скважин ПА-3 (пласты XXI-2 и XXIII) и ПА-122 (пласт XXI-s). Пробы пластовой воды, взятые из скважины ПА-01 (пласт XXIII) и ПА-2 (пласт XXI-s) разбавлены фильтратом бурового раствора.

Для пласта XXI общая минерализация колеблется на уровне с 17,7 по 25,3 г/л, в среднем значение составляет 24,1 г/л. Для пласта XXIII общая минерализация – на уровне с 11,7 по 18,6 г/л, в среднем значение – 15,1 г/л.

Сложная гидродинамическая обстановка отражается и на химическом составе подземных вод месторождения. Пластовые воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 13,4-38,2 г/л. В региональном плане в пределах Одоптинской антиклинальной зоны происходит увеличение минерализации вод с севера на юг.

Происходит сдвиг метаморфизации в обратном направлении, т.е. отношение Na/Cl повышается до 1,01-1,16. Установлено, что в процессе уплотнения осадков происходит существенное уменьшение солености пластовых вод, ионная фильтрация в глинах сдвигает метаморфизацию вод в обратном направлении, вплоть до перехода хлоркальциевого (хлормagneиевого) типа вод в гидрокарбонатно-натриевый.

Газосодержание наиболее достоверно было определено для проб, отобранных пластоиспытателем в скважине ПА-122 на Астохском участке. Образцы воды были доставлены в лабораторию в стальных камерах при давлении, близком к пластовому. Среднее газосодержание составляет примерно 1,4 м³/т. Основным компонентом водорастворенных газов является метан (90%). Концентрация тяжелых гомологов метана менее 1%.

Анализ пластовых вод в пределах изученной продуктивной части разреза Пильтун-Астохского месторождения не показал высокого содержания в них микрокомпонентов (йода – до 109 мг/л, брома – до 157 мг/л, бора – до 118 мг/л). Извлечение микрокомпонентов из пластовой воды не считается практически целесообразным по причине низкого содержания полезных минералов или низких дебитов скважин, давших воду.

2.4.Опыт эксплуатации водоносных комплексов (пластов-коллекторов) как объектов размещения (захоронения) отходов в районе расположения участка недр

2.4.1. Концепция размещения отходов бурения в глубокие пласты

Применяемая технология размещения отходов бурения включает в себя сепарацию, сбор и транспортировку выбуренной породы из оборудования, предназначенного для очистки

бурового раствора, на установку подготовки пульпы. Буровой шлам измельчается с добавлением морской воды до размеров частиц примерно 40 меш (380 микрон) или менее, затем смесь из измельчённого шлама доводится до необходимых реологических свойств (вязкости) и закачивается в подземный объект размещения (домен) при давлении гидроразрыва принимающего пласта. Для локализации и компактного размещения отходов бурения в относительно компактный домен используется порционное нагнетание пульпы, что позволяет создать многочисленные трещины различной ориентации и разместить относительно большой объем в области вокруг скважины.

Базовая теория двумерного распространения трещины обоснована в работах Христиановича, Желтова и Баренблатта [53-57], Конинга [46] и других. Современная концепция создания области подземного размещения была экспериментально подтверждена в работах Moschovidis Z.A [47], Apollo Services [35]. Теоретические аспекты подземного размещения отходов изложены в главе 6 и Геологических отчетах [51, 62, 69, 66].

2.4.2. Мировая практика удаления отходов бурения

Работы по размещению пульпообразных отходов в геологические формации в режиме гидроразрыва пласта начали проводиться с 50-х годов прошлого века применительно к жидким радиоактивным отходам в смеси с отвердителем в США. Нагнетание отходов осуществлялось на глубины не более 200 метров в глинистые сланцы. Возникающие при этом геодинамические явления приводили к ухудшению изоляции пласта от вышележащих горизонтов по зацементированному затрубному пространству. В связи с этим, от такой технологии размещения радиоактивных отходов пришлось отказаться. Более глубокие горизонты не могли быть использованы ввиду особенностей геологического строения района Ок-Риджской национальной лаборатории (США, шт. Тэннеси). Как показывает практический опыт, при увеличении глубины гидроразрыва пласта и, соответственно, превышения вертикальной компоненты горного давления над горизонтальными напряжениями, геодинамические явления проявляются в значительно меньшей степени и не оказывают отрицательного воздействия на техническое состояние скважины.

Размещение отходов бурения при разработке шельфовых месторождений УВ, было начато на морских буровых платформах в связи с запретом сброса отходов в море в рыбопромысловых районах шельфа. Транспортировка отходов бурения морскими судами на берег была сложным и затратным мероприятием в связи с необходимостью проведения многочисленных погрузочно-разгрузочных операций. Подземное размещение отходов

бурения и других жидкостей было признано более приемлемым, в частности на территориях, обладающих особым экологическим статусом, например, на Аляске, либо при высокой стоимости транспортировки. В настоящее время подземное размещение применяется и на нефтегазовых месторождениях, расположенных в обычных условиях.

Одним из опубликованных примеров является месторождение Валхолл, разрабатываемое в норвежском секторе Северного моря компанией «Бритиш Петролеум». В течение 5 лет в единственную пробуренную в перекрывающие коллектор меловые пласты скважину было закачено около 550 000 м³ пульпы бурового шлама и попутной воды [46, 47].

В 1998 году в прибрежных водах США было осуществлено шестьдесят шесть проектов добычи с «нулевым сбросом», с удалением отходов бурения в подземные горизонты.

В северной части Аляски, на «Северном склоне» и прилегающем шельфе, имеется несколько крупнейших нефтегазовых месторождений, разработка которых сопровождалась негативным воздействием на окружающую среду, являющуюся особо чувствительной в условиях полярной тундры. Сброс попутных вод на поверхность, создание котлованов для хранения буровых растворов, шламы выбуренных пород, кучи гравия, использованного для подсыпки площадки под буровые вышки, сточные воды посёлков буровых бригад оставляли неизгладимые следы в природе, сохранявшиеся в течение десятилетий [48].

Сбор и транспортировка этих материалов в региональные (для штата Аляска) места хранения (могильники) требовала создания автодорог или посадочных полос для самолётов, что также оказывало негативное воздействие на окружающую среду и было весьма дорого. В этих условиях возврат в недра (закачка) отходов бурения и попутных вод был наиболее эффективным способом размещения отходов.

Первоначально компании-операторы стали закачивать в недра попутные воды и хозяйственно-бытовые стоки, затем эта технология была применена для закачки пульпы и буровых растворов и в последующем использовалась для закачки остатков гравия и других стройматериалов, которые можно было превратить в пульпу путём размалывания на малогабаритных шаровых мельницах, обычно используемых при переработке полезных ископаемых.

В качестве примера применения удаления пульпообразных отходов могут быть рассмотрены работы по обращению с отходами на морском проекте Northstar [24], разработку которого выполняет «Бритиш Петролеум». Этот проект включает в себя нефтедобывающую платформу, расположенную на расстоянии 12 км от берега. Конструкция платформы позволяет осуществлять закачку отходов бурения через скважину непосредственно с платформы, не

транспортируя их на берег. Интервалы закачки составляют: верхний – на глубине 1526 м, нижний – 2448-2514 м; средняя скорость закачки 105-175 м³/сут. Совокупный объем закачанных жидкостей за 20 лет работы может достигнуть 19 млн. м³.

Большая часть операций по закачке отходов бурения выполняется в настоящее время в Северном море, в Мексиканском заливе и в Венесуэле. Размещение пульпообразных отходов в глубокие горизонты недр применяется также и в других отраслях промышленности. Например, в Хорватии осуществляется размещение отходов мясоперерабатывающего комбината – биологического материала, который не может быть использован более в каких-либо целях, а хранение таких веществ обременительно. Для этой цели используется отработанная нефтяная скважина, закачка подготовленной пульпы отходов осуществляется на глубины 2000–2100 м в режиме гидроразрыва пласта.

На месторождении Чамбира (Блок 8) в Перу пробурены три скважины. Пробуренный шлам из этих скважин хранился в карьерах в течение трех лет из-за отсутствия традиционного метода захоронения, соответствующего перуанским нормам. Два года спустя, в 2013 году, технология CRI была выбрана в качестве варианта управления отходами для удаления шлама. Старая заброшенная скважина CHAM-124XCD была кондиционирована и подготовлена к повторной закачке. Шлам удаляли из карьеров и переносили в технологическую установку, где они смешивались с водой и добавками для образования подходящей суспензии, которую закачивали в скважину в пласт. Весь шлам, накопленный в результате предыдущих буровых работ, был успешно закачан. Примерно 16 000 м³ отходов (включая спейсеры и вытесняющие жидкости) были размещены в формации Чамбира. В результате были очищены три полноразмерных карьера.

Размещение отходов бурения в поглощающие скважины также практикуется и на шельфовых проектах на Ближнем Востоке. Так, компания Abu Dhabi Oil Company Limited (Jaram) ADOC начала размещение буровых отходов данным методом в июле 2016 г. Около 60 000 м³ бурового шлама, технической и морской воды успешно закачано в скважину CRI за 2 года бесперебойной работы.

2.4.3. Размещение отходов бурения и других жидкостей в Российской Федерации

В 2001 году ООО «Оренбурггазпром» был выполнен «Проект освоения Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения» предусматривающий подземное удаление отходов.

Основные отходы, образующиеся при разработке Восточного участка Оренбургского

газоконденсатного месторождения, включают в себя:

- твердые отходы производства – буровой шлам и отработанный буровой раствор;
- жидкие отходы – техническая вода;
- бытовые отходы – твердые бытовые отходы.

Химический состав, методы очистки и удаления бурового шлама и отработанного бурового раствора, образовавшихся в процессе бурения эксплуатационных и разведочных скважин, были представлены в региональные контролирующие органы и согласованы ими. Поступающая из скважины буровая жидкость (смесь шлама и бурового раствора) имеет удельный вес 1,07 г/см³ и содержит 63,4% твердой фракции, 3 % воды и до 10 % нефти. В процессе разработки Восточного участка планировалось закачать 40 500 т бурового шлама (225 т на каждую скважину в среднем). Эти отходы размещены в глубокий горизонт, залегающий на глубине 2585 – 3000 м. ЗАО «Стимул» провело детальное ТЭО по вопросу закачивания сточных вод от бурения, которое было представлено в соответствующие органы, и получило разрешение на проведение этих работ.

В октябре 2009 года на левобережной части Приобского месторождения успешно заработал узел по переработке буровых отходов с использованием метода закачки в пласт. С момента ввода узла в эксплуатацию в "Газпромнефть-Хантос" (дочернее предприятие ПАО "Газпром нефть") переработано более 100 кубометров буровых отходов.

В 2016 г на Приразломном месторождении в Баренцевом море «Газпром нефть шельф» ввела в промышленную эксплуатацию 1 поглощающую скважину.

В нее закачиваются образующиеся в процессе строительства скважин отходы: буровой раствор, буровые сточные воды и буровой шлам, а также промышленные отходы.

На территории Нижневартовского района в ХМАО Роснефть приступила к опытно-промышленной эксплуатации комплекса по переработке отходов бурения методом закачки в пласт. Об этом 15 сентября 2017 г сообщает пресс-служба компании. Его производительность – более 140 тыс. м³/год бурового шлама.

По итогам геологического анализа пробурено 3 скважины для проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ). При этом соприкосновение с подземными водоносными горизонтами полностью исключено. Основу системы мониторинга недр и подземных вод составляют наблюдательные скважины, которые обеспечивают проведение наблюдений за распространением закачиваемой пульпы, а также за изменением гидродинамических параметров поглощающего горизонта.

2.4.4. Опыт размещения отходов бурения на Сахалине

Компания «Эксон Нефтегаз Лтд» (ЭНЛ)

Компания «Эксон Нефтегаз Лимитед» является оператором проекта «Сахалин-1», в рамках которого осуществляется освоение трех шельфовых нефтегазоконденсатных месторождений: Чайво, Одопту-море и Аркутун-Даги.

При выполнении буровых работ и эксплуатации месторождений образуются буровые и другие технологические отходы. На всех объектах добычи компании ЭНЛ эксплуатируются специальные скважины, через которые выполняется закачка отходов в изолированные глубокозалегающие (более 1 км от земной поверхности) пласты горных пород.

Чайвинский морской участок недр расположен в акватории Охотского моря и приурочен к юго-западной части лицензионной площади нефтегазоконденсатного месторождения Чайво. По состоянию на 01.07.2019 г. объем размещенных отходов на данном участке составил 400 000 м³.

Для закачки отходов бурения на МП «Беркут» на объекте размещения отходов «Участок недр месторождения Аркутун-Даги» в настоящее время эксплуатируются специальные скважины DD-1 (для размещения буровых и других технологических отходов) и DP-1L (эксплуатационная с возможностью закачки отходов через межколонное пространство, для размещения буровых и других технологических отходов).

Необходимость подземного размещения отходов бурения связана с установленными нормативными требованиями в части обязательного применения на объектах нефтедобычи наилучших доступных технологий (в том числе в области размещения отходов бурения).

ООО «Сахалинская Энергия»

Размещение отходов бурения эксплуатационных скважин **на Пильтунском участке** Пильтун-Астохского месторождения осуществляется через поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407 в соответствии с Лицензией ШОМ 006670 ЗЭ, выданной 19 августа 2022 г., со следующими параметрами системы нагнетания: суммарный объем отходов бурения и технологических стоков, подлежащих закачке с начала его эксплуатации до 2041 год – 1 300,6 тыс. м³, режим закачки прерывистый, порциями объемом до 1,0 тыс. м³, предельный темп закачки 2,1 тыс. м³/сут, устьевое давление нагнетания -33,1 МПа, плотность пульпы – до 1,3 г/см³.

Скважина ПБ-420 БС1 с 2008 по 2013 гг. являлась единственной специализированной поглощающей скважиной на платформе ПА-Б. В ноябре 2013 года, в связи с ограниченными

техническими возможностями поглощающей скважины ПБ-420 БС1, с целью размещения дополнительных объемов отходов, была пробурена новая поглощающая скважина ПБ-407. Скважина пробурена в сходных геологических условиях, в пределах отведенного горного отвода.

В феврале–марте 2014 г. осуществлялась пробная закачка, результаты которой подтвердили возможность использования ПБ-407 для размещения буровых отходов, попутной воды и других технологических жидкостей в недрах. В этот же период после КРС был введен в эксплуатацию боковой ствол (БС2) скважины ПБ-420.

На 01.01.2022 г. накопленный объем закачанных отходов бурения на Пильтунском участке составил 510,5 тыс. м³.

На Лунском месторождении в 2008-2015 гг. размещение отходов бурения осуществлялось в соответствии с Лицензией ШОМ 006671 ЗЭ, выданной 19 августа 2022 г, через скважину ЛА-512, расположенную в IV тектоническом блоке. В 2016 г. закачка буровых отходов и других жидкостей в скважину ЛА-512 была прекращена.

Новая скважина для размещения отходов бурения ЛА-519 пробурена в 2015 г. и введена в эксплуатацию в 2016 г. Интервалы перфорации скважины ЛА-519 соответствуют основному интервалу размещения отходов бурения – пласту XX дагинского горизонта (глубина по стволу скважины 3146–3151,5; 3179–3189 м) тектонического блока V. По состоянию на 01.01.2022 г., в результате выполненных работ, в пластах горных пород размещено 389,4 тыс. м³ отходов бурения и других жидкостей.

2.5.Выбор области размещения

2.5.1. Критерии выбора области размещения буровых отходов

Одним из основных требований, предъявляемых к закачке пульпообразных отходов с применением технологии гидроразрыва пласта, является локализация отходов в определённых границах геологической среды (Федеральный закон «О недрах»). Для выполнения этого требования размещаемые отходы бурения и другие жидкости должны располагаться в образуемой трещине или системе трещин, имеющих преимущественно горизонтальную или субгоризонтальную ориентацию. Возможное распространение трещин, заполняемых отходами, в вертикальном направлении не должно достигать продуктивных разрабатываемых пластов или верхнего гидрогеологического комплекса, имеющего связь с морским бассейном.

Основными критериями при выборе области размещения отходов бурения являются:

- наличие песчано-алевролитовых, глинисто-алевролитовых пород достаточной толщины для создания системы трещин - домена;
- наличие песчаных пластов выше и ниже интервала закачки для ограничения развития трещин, разгрузки жидкой фазы и снижения избыточного давления;
- достаточная толщина и выдержанность глинистого водоупора над песчаными пластами;
- отсутствие связи с поверхностью или морским бассейном;
- отсутствие в пластовой воде промышленных концентраций по содержанию специфических компонентов;
- пассивное движение подземных вод в горизонтальном направлении;
- отсутствие повышения пластового давления в объекте размещения после окончания закачки.

Идеальной ситуацией размещения отходов бурения в глубоких горизонтах недр, является нагнетание их в глинистые алевролиты или низкопроницаемые песчаники, залегающие непосредственно под / над высокопроницаемыми песчаными пластами, большой толщины и латерального распространения. Развитие трещины гидроразрыва в высокопроницаемом песчаном пласте с достаточной емкостью и проницаемостью будет служить первым основным барьером дальнейшего роста домена. Наличие дополнительных песчаных и глинистых пластов выше и ниже интервала закачки будут ограничивать дальнейшее развитие трещин. Такая идеальная комбинация зон должна также перекрываться глинистым водоупором большой толщины в пределах Астохского участка, который будет задерживать движение жидкости к поверхности.

Не рекомендуется нагнетать отходы бурения в следующие формации:

- Пласты, имеющие связь с зоной трещиноватости или разломами, чтобы предотвратить миграцию пульпы из глубоких горизонтов в менее глубокие горизонты;
- Высокопроницаемые зоны, если предполагаемый темп нагнетания шламовой пульпы низкий. Нагнетание шламовой пульпы с малым расходом в высокопроницаемый песчаник может вызвать преждевременное запесочивание домена и, соответственно, потерю приемистости. Потеря приемистости в результате закупоривания призабойной зоны твердыми частицами или запесочивания трещин является одной из распространенных проблем при размещении буровых отходов.

- Высокоактивные глинистые пласты, поскольку реакция монтмориллонитовых глин с неингибированной водой может вызвать набухание глин и потерю приемистости скважины.

С точки зрения состава, структуры и текстуры пород наиболее благоприятными являются слабопроницаемые породы (глинистые алевролиты и глинистые песчаники) и их переслаивание с проницаемыми песчаниками. Распространение зоны трещиноватости в них происходит преимущественно по направлению максимального горизонтального напряжения антиклинали, размеры и объём трещины удовлетворительно прогнозируются.

При закачке пульпообразных отходов в полость образуемых трещин гидроразрыва важное значение имеют физико-механические свойства пород - модуль Юнга, коэффициент Пуассона, константа Био.

2.5.2. Выбор объектов закачки буровых отходов

Выбор подземных пластов для размещения отходов бурения и других жидкостей на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения обоснован в «Геологическом доизучении...» [66]. Выбранные для промышленного размещения буровых отходов пласты верхненутовского и нижненутовского горизонтов обладают следующими свойствами:

1. Поглощающая песчанно-алеврито-глинистая толща общей мощностью до 500 м построена чередованием глинистых и песчаных слоев, имеющих устойчивые границы в пределах Астохского участка. В области подземного размещения отходов бурения имеются пять глинисто-алевритистых интервалов, в пределах пластов V-VI, VII-VIII, IX-X-XI, а также толща пород, представленная тонким переслаиванием глин и песчаников общей мощностью от 136 до 172 м в пласте I-IV;
2. В настоящее время участок характеризуется незначительной тектонической активностью. Пересечение крупных нарушений трещинами гидроразрыва не прогнозируется;
3. Моделирование коллекторских свойств показывает выклинивание пластов к востоку, снижение пористости и проницаемости пород в этом же направлении, а по некоторым пластам – в западном;
4. Свойства пород являются благоприятными для подземного размещения в них отходов бурения и других жидкостей. Большая толщина глинистых пластов позволяет создать систему локальных трещин и принять большой объем твердых отходов бурения. Наличие мощных пластов песчаников способствует созданию барьеров росту зоны

трещиноватости в вертикальном направлении, а поровое пространство песчаников обеспечивает достаточную вместимость для отфильтровывания жидкостей из шламовой пульпы;

5. Отсутствие повышенных пластовых давлений;
6. Быстрое восстановление повышенного давления закачки из-за больших размеров «буферных» пластов поглощающего горизонта;
7. Отсутствие гидродинамической связи поглощающего горизонта с подстилающими (III) и покрывающими (I) водоносными комплексами;
8. Отсутствие пресных и бальнеологических вод в поглощающем горизонте.

В настоящее время закачка осуществляется в основной домен, расположенный в пластах IX-X-XI с перфорацией в основании X пласта и с вертикальным развитием трещины в пласты IX и XI. Также существует резервный объект для закачки, с перфорацией в пласте I-IV.

С целью использования максимального потенциала скважины Обществом было принято решение рассмотреть вариант выделения дополнительного резервного домена в интервале пластов V-VI – VII-VIII (между верхней границей развития трещинного домена основного объекта и резервным объектом I-IV пласт). Выбор дополнительного резервного объекта для размещения отходов бурения и других жидкостей в режиме гидроразрыва выполнялся на основании моделирования и аналитических расчётов, методика и результаты которых приведены в главе 6 данного отчета.

Использование пластов I-IV – XI для закачки удовлетворяет критериям выбора доменов размещения буровых отходов и других жидкостей. Ограничение вертикального развития трещин основного домена и резервных объектов обеспечивается чередованиями песчаных пластов, способных за счет повышенной фильтрации несущей компоненты снизить давление в зоне развития трещины, и глинистых пропластков, способных экранировать фильтрацию несущего раствора пульпы. Зона закачки I-IV – XI перекрывается 30-40 метровым песчаным пластом «О», который располагается на 100 м (абс. отм.) выше кровли моделируемой трещины резервного домена I-IV. Пласт О будет препятствовать развитию вертикальных трещин гидроразрыва.

Кроме того, в верхненутовских отложениях Астохского участка имеются еще более вышерасположенные песчаные пласты, перекрытые глинистыми разделами, способные предотвратить развитие трещин, а именно пласты (снизу-вверх) N, M, L и K. Общая мощность данных пластов составляет более 400 м.

Выше пласта K развита толща алевроито-песчаных отложений с глинистыми разделами

толщиной от 5 до 30 м, представленная пластами (снизу вверх) J, G, E.

Пласты интервала закачки I-IV – XI залегают на глинистых отложениях XII горизонта общей мощностью до 90 м, которые будут препятствовать развитию трещин вертикально вниз.

На Рис. 2.5, Рис. 2.6 и Рис. 2.7 приведены: проекция забоя скважины на кровлю пласта I-IV, профиль скважины ПА-118 и сводная каротажная диаграмма. Основным объектом закачки (интервал перфорации 2062-2072 м по стволу скважины от стола ротора, 1560-1568 м абс. отм. от стола ротора) находится выше забоя скважины ПА-118 на 236 м (абс. отм.) и надежно изолирован цементным кольцом. Кровля продуктивной части разреза (кровля толщи XXI пласта) отделена от забоя скважины 140-метровой толщей отложений, не вскрытых стволом скважины.

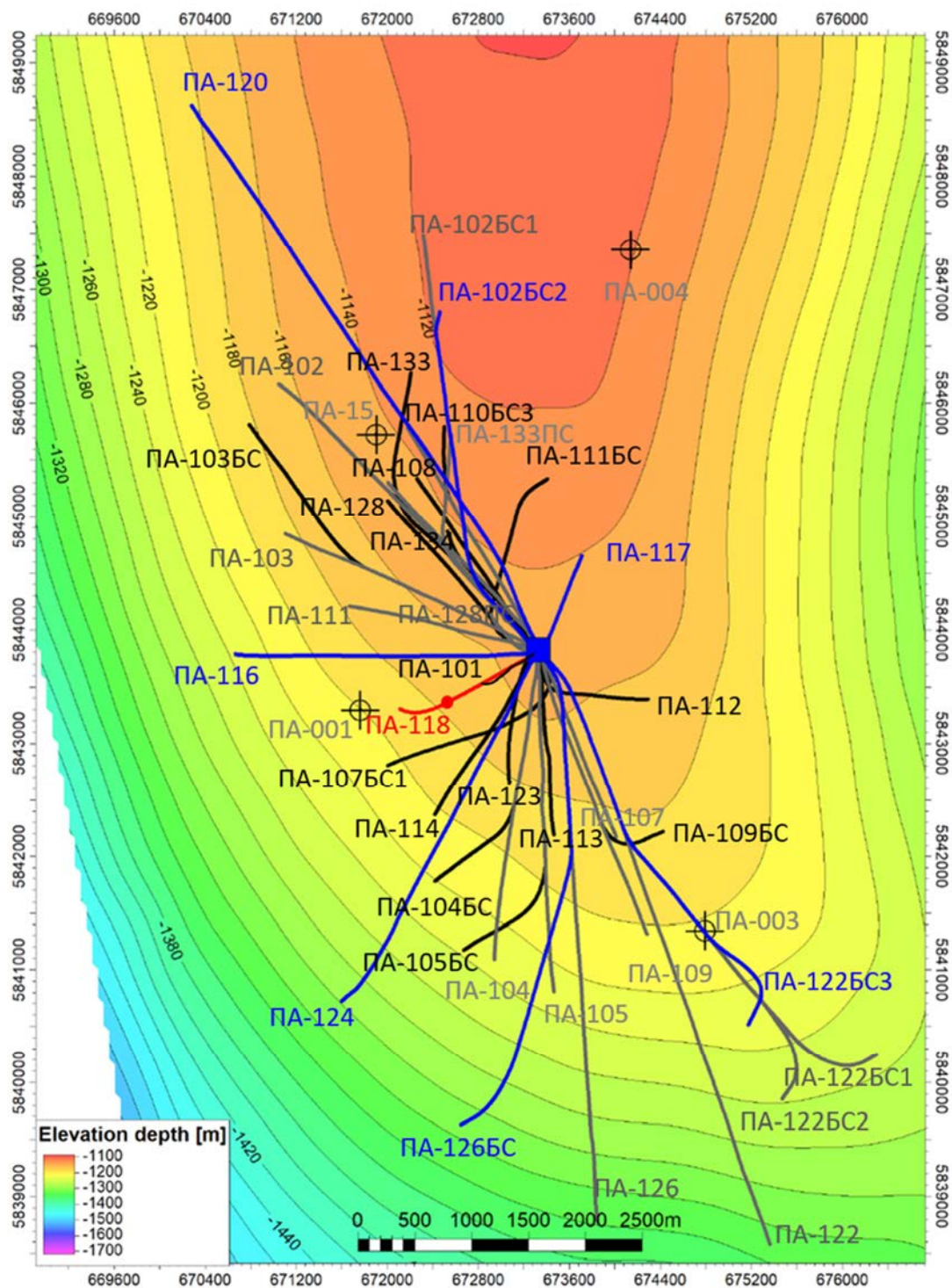


Рис. 2.5 Проекция забоя скважины ПА-118 на кровлю пласта I-IV

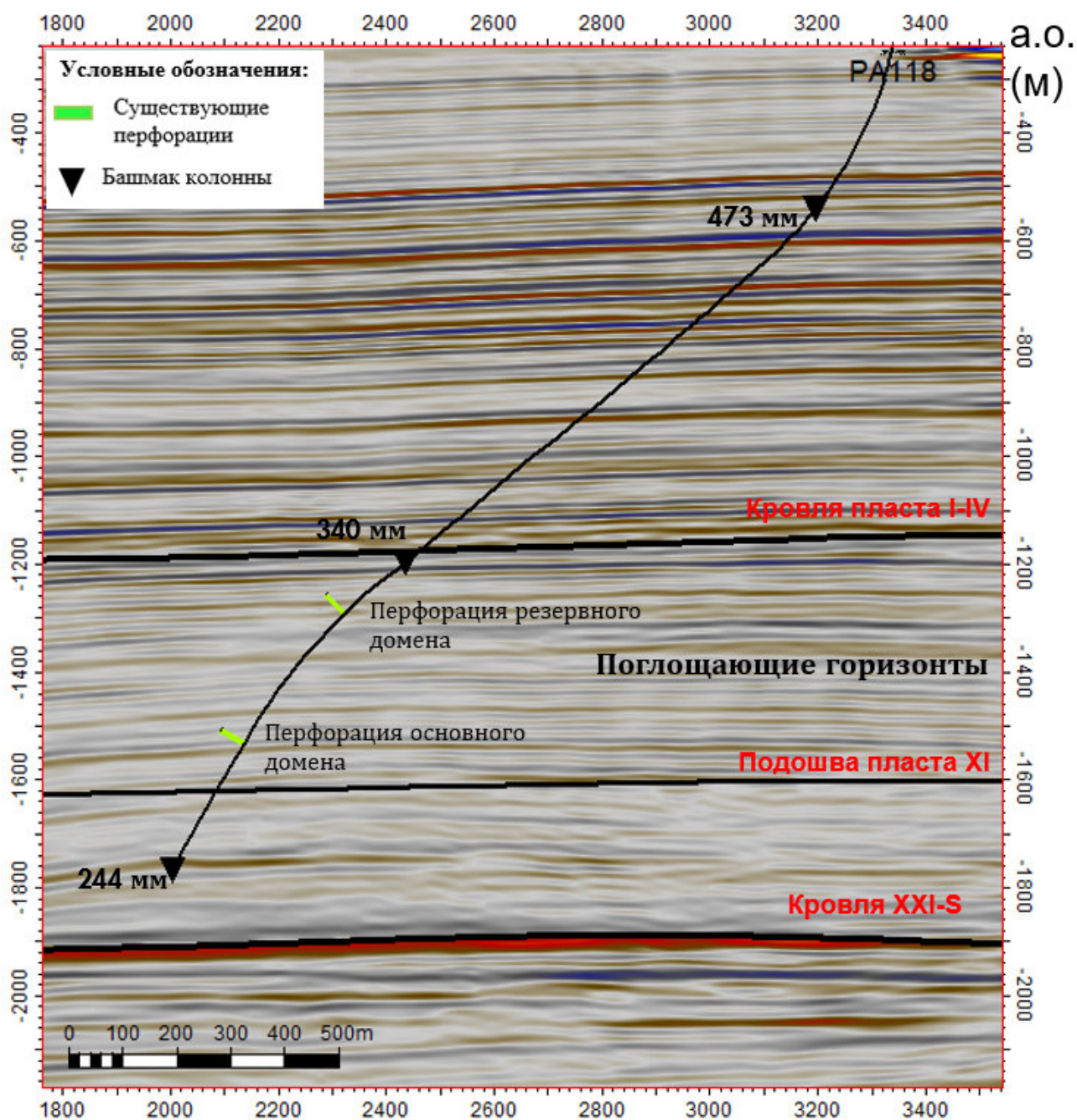


Рис. 2.6 Профиль специальной скважины ПА-118

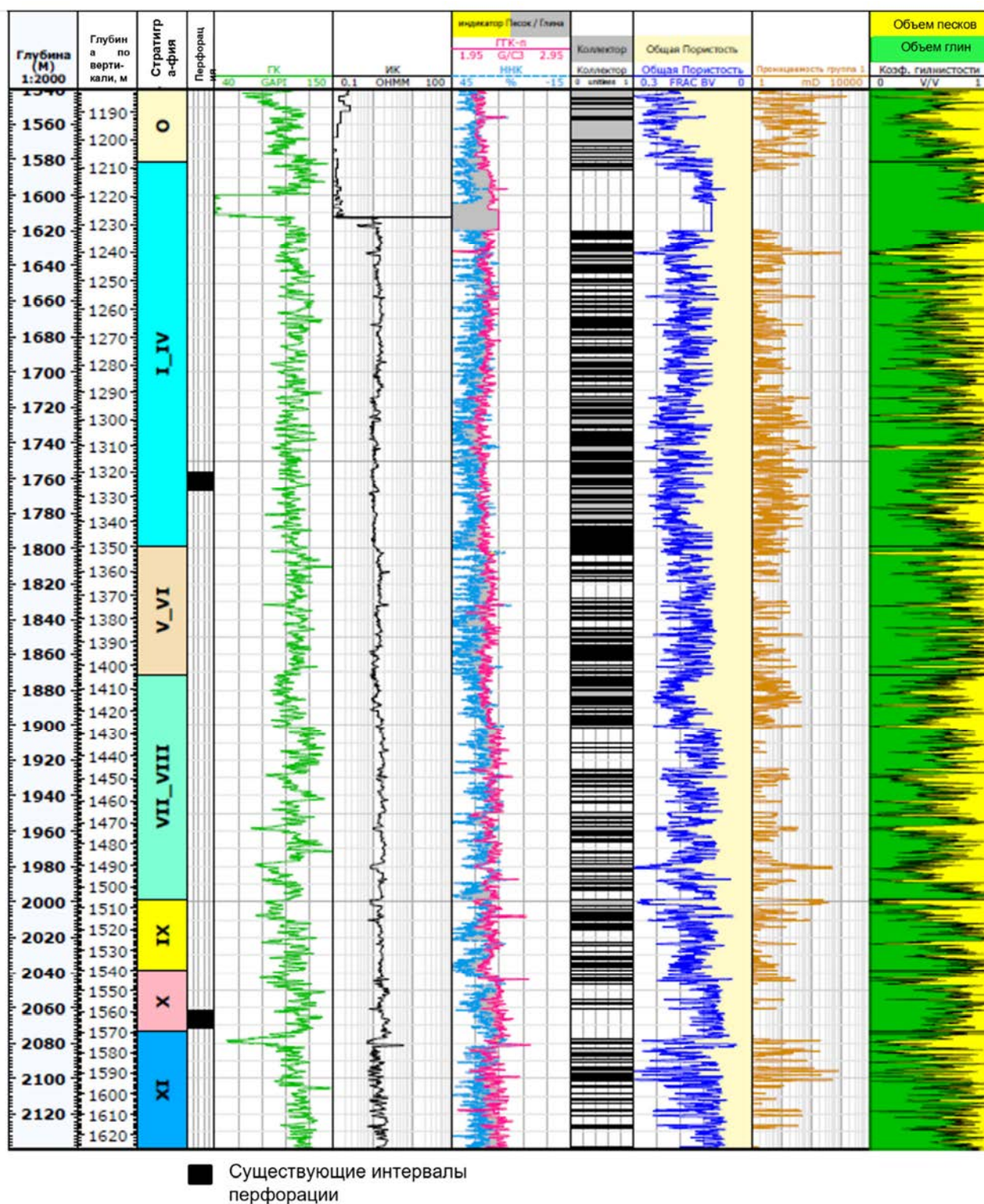


Рис. 2.7 Сводная каротажная диаграмма поглощающей скважины ПА-118

3. ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОГЛОЩАЮЩЕГО ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА

3.1. Литологический состав, фильтрационные и емкостные свойства поглощающего пласта-коллектора, характеристика непроницаемых отложений

Для промышленного размещения отходов бурения на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения предусмотрены пласты I-XI верхненутовского и нижненутовского горизонтов. Все рассматриваемые пласты представлены породами, которые отлагались в прибрежно-морских условиях в обстановке переноса осадочного материала речными потоками и прибрежными течениями. В пределах Астохского участка данный интервал изучен методами ГИС в разведочных скважинах ПА-01, ПА-03, ПА-15, в нагнетательных скважинах ПА-116, ПА-120, ПА-122 и ПА-126 и непосредственно в поглощающей скважине ПА-118. Так же, в скважинах ПА-104БС1, ПА-105БС1, ПА-109БС1, ПА-110БС4, ПА-122БС2, ПА-122БС4, ПА-126БС1 описываемый интервал был частично исследован методами ГИС. Наиболее полно комплекс ГИС представлен в скважинах ПА-116 и ПА-118. По данным ГИС в этих скважинах была проведена оценка петрофизических свойств пород изучаемого интервала. В скважинах ПА-101, ПА-116 и ПА-118 проводился отбор и описание шлама.

Ниже приводится литологическая характеристика пластов изучаемого интервала. Схемы корреляции по рассматриваемому интервалу представлены на Рис. 3.1 и Рис. 3.2. В графических приложениях 2-6 (Том II) приведены геологические профили изучаемого разреза, а также подсчетные планы по зонам закачки со структурными картами и картами общих толщин по каждой зоне.

Пласт О. Представлен песчаный пластом, который залегает над глинистым интервалом I-IV. Мощность пласта в пределах Астохского участка меняется от 32 м в скважине ПА-02 до 45 м в скважине ПА-116. Описываемая песчаная толща представлена кварц-полевошпатовыми песчаниками средне- и крупнозернистыми, хорошо отсортированными, окатанность зерен от средней до хорошей. Песчаник - хорошо сцементированный, цемент (до 5%) - карбонатный. Отмечаются включения пирита. По данным ГИС песчаник обладает пористостью до 30% и хорошей проницаемостью.

Пласты I-IV. Данный интервал представлен тонким переслаиванием глин и песчаников общей мощностью от 136 до 172 м. Толщины песчаных прослоев в среднем варьируют от 1 до 7 м. Состав песчаников кварц-полевошпатовый. Песчаники - хорошо отсортированные, мелко-

и среднезернистые, хорошо сцементированные. Цемент - в отдельных прослоях преимущественно карбонатный. Окатанность зерен от средней до хорошей. Встречаются включения пирита. Пористость, определенная по данным ГИС, меняется в пределах 15-20%. Глины серые, темно-серые, пластичные, местами алевролитовые. Минеральный состав иллитовый, иллитово-сметитовый. В значительных количествах содержится также каолинит и хлорит.

Пласты V-VI. Толщина интервала меняется от 29 м в скв. ПА-122 до 53 м в скв. ПА-118. Данный интервал представлен глинистой толщей. Глины серые, темно-серые, пластичные, местами алевролитовые. Минеральный состав иллитовый, иллитово-сметитовый. В значительных количествах содержится также каолинит и хлорит.

Пласты VII-VIII. По скважинным данным толщина меняется от 95 м. в скв. ПА-003 до 118 м. в скв. ПА-122БС3. Пласт представлен чередованием глинистых и песчано-алевролитистых пачек мощностью от 2 до 10 м. Толщины отдельных песчаных пачек иногда достигают 20 м. Пласт представлен песчаниками мелко-среднезернистыми, хорошо отсортированными. Окатанность зерен - от средней до хорошей. Песчаники - твердые, хорошо сцементированные, цемент карбонатный (до 5%). Минералогический состав песчаников - кварц-полевошпатовый. Глины серые, мягкие, пластичные, песчаные. По минералогическому составу – они аналогичны глинам интервала пластов I- IV.

Пласт IX. Толщина пласта меняется от 27 м в скв. ПА-122БС2 до 37 м в скв. ПА-116. Литологически пласт подразделяется на две пачки: верхнюю, песчаную, и нижнюю, глинистую. Толщина песчаного пласта достигает 15 м, глинистого – до 30 м. Песчаники очень хорошо отсортированные, мелкозернистые. Окатанность зерен - от средней до хорошей. Состав песчаников - кварц-полевошпатовый. Цемент глинистый и карбонатный (до 6%). Глины светло-серые, серые, твердые. Минеральный состав аналогичен глинам пластов I-VIII. Встречаются включения пирита.

Пласт X. Толщина пласта меняется от 19 м в скв. ПА-002 до 31 м в скв. ПА-126БС1. Пласт представлен глинистой толщей с песчаной пачкой в верхней части мощностью в среднем от 2 до 5 м. Глины светло-серые, серые, твердые. Минеральный состав аналогичен глинам пластов I-VIII. Песчаники аналогичны по составу и свойствам песчаникам пласта IX.

Пласт XI. Толщина пласта меняется от 68 м в скв. ПА-010 до 96 м в скв. ПА-002. Массивный песчано-глинистый пласт, состоящий из коричневатого, мягкого аргиллита с межлежащими тонкослойными, светло-серыми мелкозернистыми кварцевыми песчаниками. Кровельная часть пласта очень часто представлена относительно чистой песчаной пачкой со

средней мощностью около 5 – 10 м. Свойства и характеристика глин и песчаников схожи с аналогичными породами вышележащего пласта Х.

В таблице 3.1 представлены данные о толщинах пород поглощающих горизонтов по скважинам, в которых данные интервалы были охвачены методами ГИС. Геолого-геофизическая характеристика и фильтрационно-емкостные свойства разреза поглощающей скважины ПА-118 представлена в таблице 3.2

Таблица 3.1 Данные о толщинах поглощающих горизонтов

Пласт	Скважина																							
	ПА-001	ПА-002	ПА-003	ПА-004	ПА-010	ПА-107БС1	ПА-116	ПА-117	ПА-118	ПА-122	ПА-123	ПА-124	ПА-126	ПА-128	ПА-134	ПА-015	ПА-104БС1	ПА-122БС3	ПА-105БС1	ПА-109БС1	ПА-110	ПА-122БС1	ПА-122БС2	ПА-126БС1
	Истинная стратиграфическая мощность, м.																							
О	43	32	43	33	29	42	45	38	42	42	45	38	42	45	42									
I-IV	142	163	146	172	169	133	141	135	136	142	137	142	145	132	135									
V-VI	43	47	36	43	41	50	43	51	53	29	47	42	32	49	53									
VII-VIII	101	115	111	115	116	107	103	120	100	110	115	103	105	115	115	95	112	118						
IX	35	35	28	29	34	35	38	33	34	28	34	36	28	34	36	37	34	28	32	32	37	27	27	
X	26	19	24	27	21	28	25	26	29	24	28	29	29	26	23	27	29	27	29	25	25	25	27	31
XI	86	96	86	86	68	87	90	91	82	79	87	84	78	88	91	86	85	90	86	87	90	90	85	82

*данные по толщинам отсутствуют для тех скважин, в которых соответствующие интервалы не были охвачены методами ГИС

Таблица 3.2 Геолого-геофизическая характеристика разреза поглощающей скважины ПА-118

ПА-118	Пласт	Кровля	Подошва	Истинная мощность, м	Коэфф. песчанистости, д.е.	Песчаник			Глины
						Эффект. мощность,	Эффект. пористость,	Проницаемость,	Проницаемость,
		а.о. (м)	а.о. (м)			м	д.е.	мД	мД
	О	-1132,0	-1175,9	42	0,76	32	0,238	30,535	<0,1
	I-IV	-1175,9	-1317,7	136	0,37	50	0,216	3,88	<0,1
	V-VI	-1317,7	-1372,0	53	0,21	11	0,21	0,913	<0,1
	VII-VIII	-1372,0	-1473,7	100	0,29	29	0,213	3,95	<0,1
	IX	-1473,7	-1508,0	34	0,24	8	0,229	13,539	<0,1
	X	-1508,0	-1537,6	29	0,07	2	0,213	1,019	<0,1
	XI	-1537,6	-1620,0	82	0,17	14	0,224	12,208	<0,1

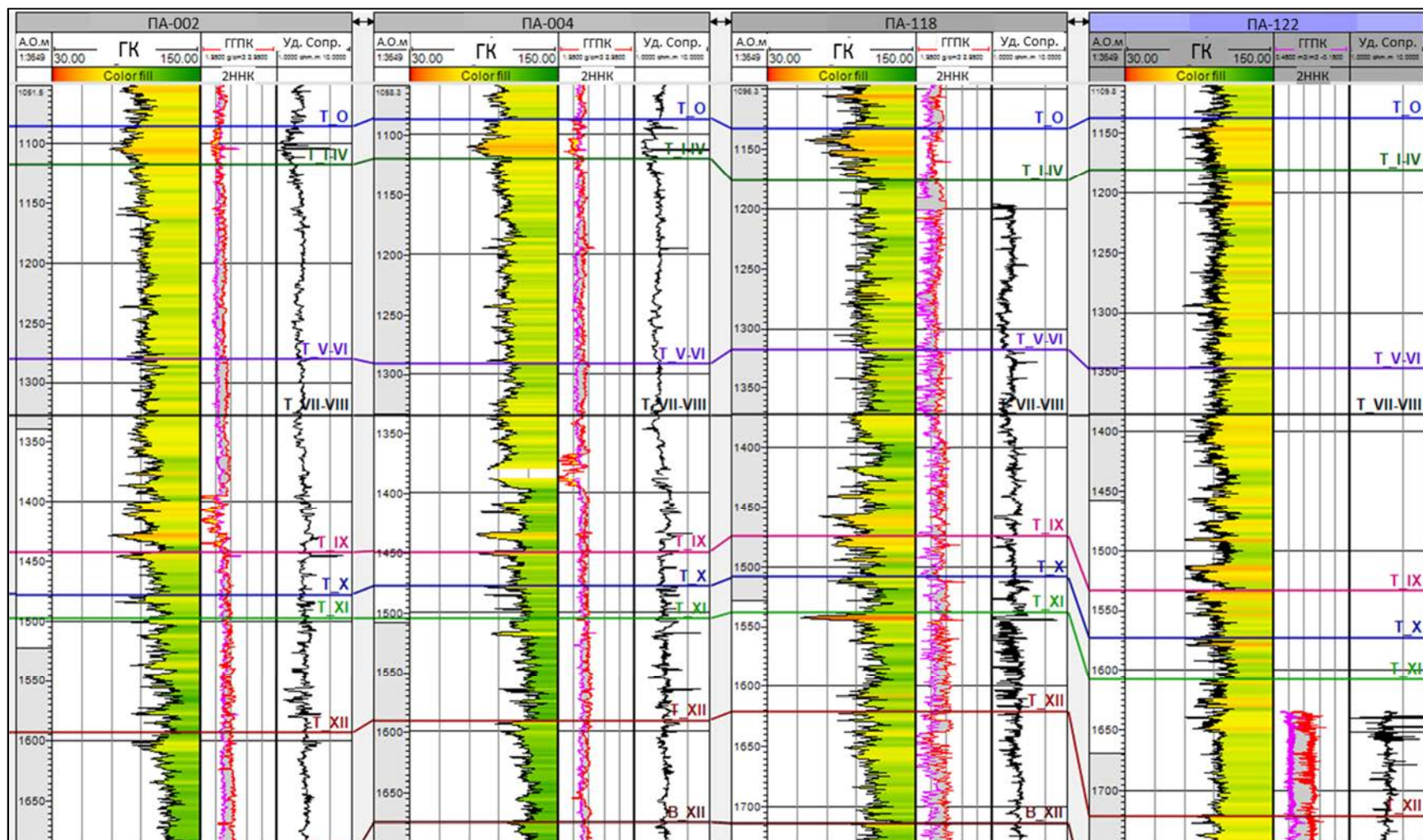


Рис. 3.1 Схема корреляции по скважинам ПА-02, ПА-04, ПА-118, ПА-122

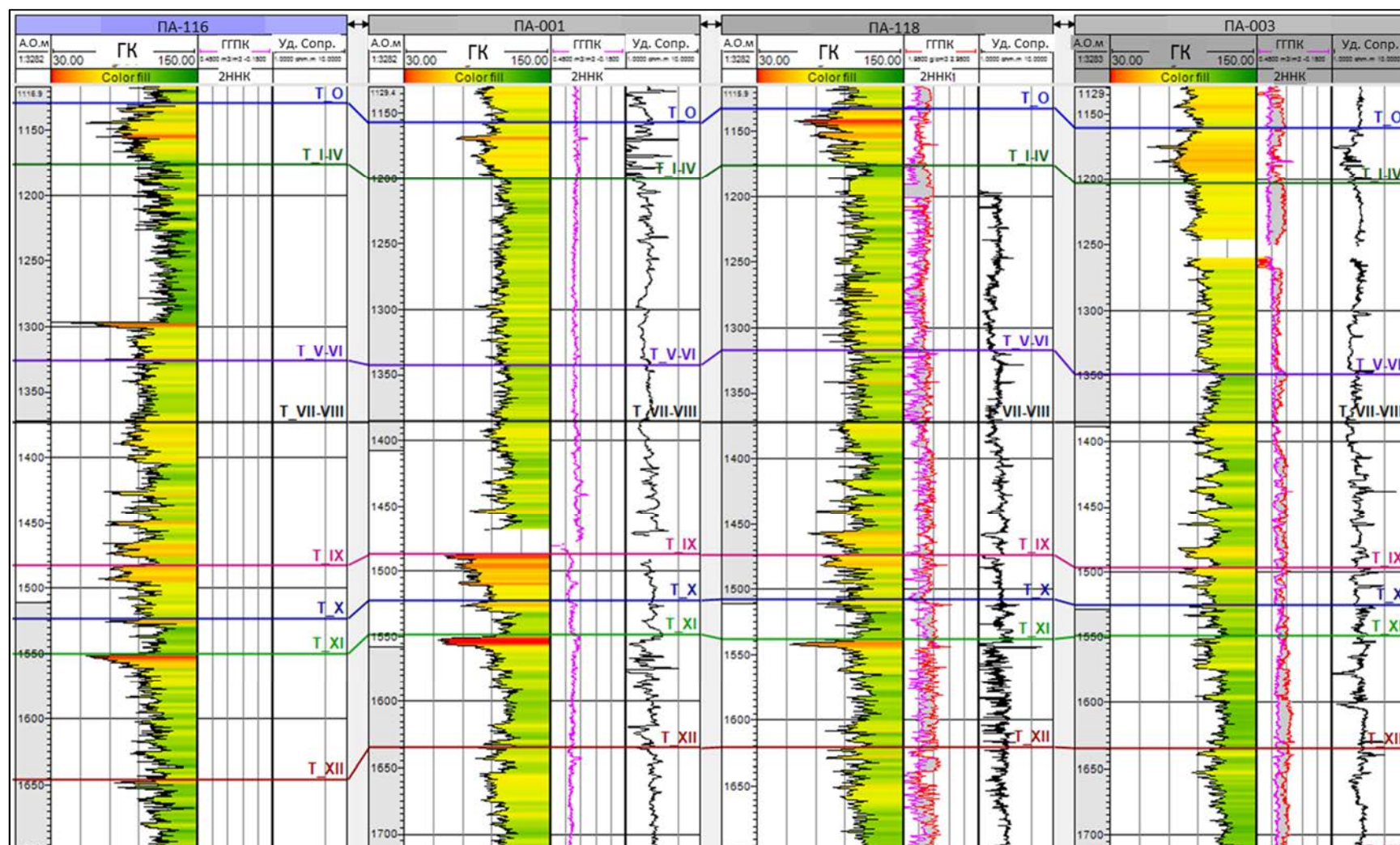


Рис. 3.2 Схема корреляции по скважинам ПА-116, ПА-01, ПА-118, ПА-03

4. МЕТОДИКА, ВИДЫ, ОБЪЁМЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ И ИССЛЕДОВАНИЙ

4.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

В скважине ПА-118 был выполнен расширенный комплекс геофизических (ГИС) и геолого-технологических исследований (ГТИ) как в открытом стволе для оценки фильтрационно-емкостных свойств горных пород, так и комплекс методов оценки технического состояния скважины. Для изучения свойств отложений нутовского горизонта была выполнена программа отбора и анализа шлама.

Были также проведены испытания скважины ПА-118 на приемистость и для калибровки геомеханической модели в интервалах основной (пласты IX-XI) и резервной (пласт I-IV) зон закачки.

Дополнительно для контроля распространения трещины в интервале основной зоны закачки, определения профиля приемистости и технического состояния спущенного оборудования был проведен расширенный комплекс промыслово-геофизических исследований (ПГИ).

4.1.1. Комплекс геолого-технических исследований

Весь спектр геолого-технических исследований осуществлялся компанией “Geoservices”. Сотрудниками этой компании проводился отбор и описание образцов шлама, контроль и запись параметров бурения, а также анализ состава газа, высвободившегося из бурового раствора. Компонентный состав газа, высвободившегося из бурового раствора, определялся методом газовой хроматографии. Объем исследований представлен в Таблица 4.1.

Таблица 4.1 Выполненный комплекс геолого-технических исследований в скважине ПА-118

Скважина	Секция скважины	Комплекс геолого-технических исследований	Интервал исследований (м. по стволу скважины)	
			Кровля	Подошва
ПА-118	558,8 мм (22")	Газовый каротаж, отбор шлама	146,6	699
	445,5 мм (17.5")	Газовый каротаж, отбор шлама	699	1445
	311,15 мм (12 1/4")	Газовый каротаж, отбор шлама	1445	2756,5

Литологическое описание образцов бурового шлама проводилось на буровой в процессе бурения.

4.1.2. Комплекс ГИС в открытом стволе

Весь комплекс ГИС, как в процессе бурения, так и на кабеле, был выполнен компанией «Schlumberger». Выполненный комплекс исследований включал: гамма-каротаж (ГК), индукционный каротаж (ИК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК), гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П), дипольный широкополосный акустический каротаж (АКШ) и кавернометрия. Целями каротажа являлись геологическая привязка горизонтов и определение фильтрационно-емкостных свойств пород. Выполненный комплекс ГИС в скважине ПА-118 представлен в Таблица 4.2. Качество полученных материалов удовлетворительное и позволяет провести качественно-количественную оценку фильтрационно-емкостных свойств пластов.

Таблица 4.2 Выполненный комплекс ГИС в открытом стволе скважин ПА-118

Скв.	Секция скв.	Выполненный комплекс ГИС					
		В процессе бурения			На кабеле		
		Комплекс ГИС	Интервал записи (м. по стволу скв.)		Комплекс ГИС	Интервал записи (м. по стволу скв.)	
			Кровля	Подошва		Кровля	Подошва
ПА-118	558,8 мм (22")	ГК	348	598	ГК, ИК, ННК	505	607
	445,5 мм (17,5")	ГК, ННК, ГГК-п, ИК	607	1620	ГК, АКШ	607	1622
	311,15 мм (12 1/4")	ГК, ИК, ГГК-П, ННК, АКШ, каверномер	1600	2326	АКШ	15	2105

4.1.3. Комплекс ГИС в обсаженном стволе для оценки качества цементирования и контроля за состоянием обсадной колонны

Выполненный комплекс геофизических исследований, в обсаженном стволе, предназначен для оценки качества цементажа заколонного пространства и контроля за состоянием обсадной колонны в скважине ПА-118. Комплекс представлен в Таблица 4.3 . Все данные были записаны приборами компании «Schlumberger».

Таблица 4.3 Выполненный комплекс ГИС в обсаженном стволе скважин
ПА-118 для оценки качества цементирования и контроля за состоянием обсадной
колонны

Скважина	Диаметр обсадной колонны	Комплекс методов	Интервал исследований (м по стволу скважины)	
			Кровля	Подошва
ПА-118	339,7 мм (13 3/8")	ГК, ЛМ, УЗКЦ, АКЦ, ФКД	150	1593
	244,5 мм (9 5/8")	ГК, ЛМ, УЗКЦ, АКЦ, ФКД	963	2274
	244,5 мм (9 5/8")	ГК, ЛМ, УЗК дефектоскопия	0	2087
	мониторинг в 2014 г.	ГК, ЛМ, АКЦ, ФКД	1974	2087

4.1.4. Комплекс ПГИ в обсаженном стволе для оценки распространения трещины, определение профиля приемистости и технического состояния спущенного оборудования

Для оценки распространения трещины, определение профиля приемистости и технического состояния спущенного оборудования 21–24 марта 2019 г. был проведен комплекс ГИС в обсаженном стволе, включающий в себя высокоточную термометрию, расходометрию, спектральную шумомерию и магнитно-импульсной дефектоскопию. Комплекс представлен в Таблица 4.4. Все данные были записаны приборами компании «TGT Oil and Gas Services».

Таблица 4.4 Выполненный комплекс ПГИ в обсаженном стволе скважины
ПА-118

Скважина	Диаметр обсадной колонны	Комплекс методов	Интервал исследований (м по стволу скважины)	
			Кровля	Подошва
ПА-118	244,5 мм (9 5/8")	Высокоточная термометрия, барометрия, расходометрия, акустическая спектральная шумометрия, магнитно-импульсная дефектоскопия	0	2069

4.2. Интерпретация данных ГИС и оценка фильтрационных и емкостных свойств проницаемых пластов по данным ГИС

4.2.1. Метод расчёта удельной песчанистости

Коэффициент удельной песчанистости (условное количество чистого песчаника в объеме матрицы) рассчитывался по кривой гамма каротажа (ГК):

$$K_{песч} = 1 - \frac{ГК_{глин} - ГК_{норм.}}{ГК_{глин} - ГК_{ч.п.}}, \text{ ед. объема} \quad (4.1)$$

Наличие в песчаниках Пильтун-Астохского месторождения калиевых полевых шпатов не позволяет достоверно определить коэффициент удельной песчанистости по ГК. Так как коэффициент удельной песчанистости учитывался только при выполнении лито-стратиграфической корреляции пластов, было принято возможным использовать для этих целей удельную песчанистость, рассчитанную данным методом.

4.2.2. Метод расчёта коэффициента пористости

Расчет пористости выполнялся по кривой плотностного каротажа ГГК-П. Вычисление пористости по ГГК-П выполнялось по итерационному алгоритму с учетом изменения плотности жидкости в зоне проникновения фильтрата бурового раствора:

$$K_n = \frac{\rho_m - \rho_{ГГК-П}}{\rho_m - \rho_{фл}} \quad (4.2)$$

где:

K_n – коэффициент пористости, в объемных единицах;

ρ_m – плотность матрицы породы, г/см³;

$\rho_{ГГК-П}$ – плотность породы по ГГК-П, г/см³;

$\rho_{фл}$ – плотность флюида в промытой зоне, г/см³.

Для нулевой итерации плотность скелета породы принимается равной 2,66 г/см³, а плотность жидкости в промытой зоне – равной плотности воды на соответствующей глубине:

$$\rho_s = 1,01913 \cdot 10^{-7} \cdot z^{1,598}, \text{ г/см}^3 \quad (4.3)$$

где:

z – абсолютная глубина от уровня моря, м.

По коэффициенту пористости производится вычисление плотности скелета породы, в соответствии с зависимостью плотности скелета горной породы (матрицы) от коэффициента пористости.

На Рис. 4.1 показана зависимость минеральной плотности скелета горной породы от коэффициента пористости K_p для Пильтун-Астохского месторождения.

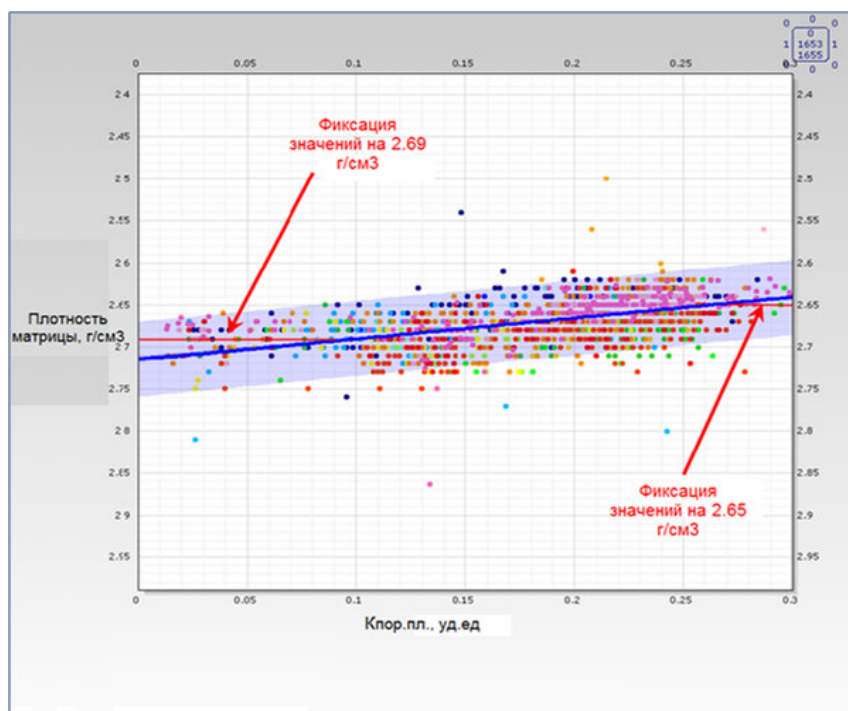


Рис. 4.1 Зависимость плотности скелета (матрицы) от коэффициента пористости

На графике видно, что заглинизированные породы с низкой пористостью имеют более высокую минеральную плотность, в то время как чистые песчаники - плотность скелета, близкую к минеральной плотности кварца – 2,65 г/см³. Зависимость $\rho_m = f(K_p)$ была построена по 1655 образцам керна.

Анализ данных выполнялся как для всего месторождения, так и для отдельных участков и отдельных скважин. Результаты анализа показали, что для всего месторождения возможно применить унифицированную зависимость, которая имеет вид:

$$\rho_m = \begin{cases} 2,69, K_n \leq 0,081 \\ 2,71 - 0,246 \cdot K_n, 0,081 < K_n < 0,244, \\ 2,65, K_n \geq 0,244 \end{cases} \quad (4.4)$$

где:

K_p – коэффициент пористости, ед. объема;

ρ_m – плотность матрицы горной породы, г/см³.

Расчет плотности флюида в промытой зоне выполнялся по формуле:

$$\rho_{фл.} = K_{в.зн} \rho_в + (1 - K_{в.зн}) \rho_ф \quad (4.5)$$

где:

$\rho_{\text{фл}}$ – плотность флюида в промытой зоне, г/см³;

$K_{\text{в.зп}}$ – водонасыщенность промытой зоны, в объемных единицах;

$\rho_{\text{ф}}$ – плотность фильтрата бурового раствора на нефтяной основе (принята равной 0.69 г/см³ по данным лабораторных исследований);

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, г/см³ (по зависимости 5.3.).

Вычисление $K_{\text{в.зп}}$ выполнялось с использованием зависимости $K_{\text{во}} = f(K_{\text{п}})$, определенной по данным ГИС, по формуле:

$$K_{\text{в.зп}} = K_{\text{во}} + (1 - K_{\text{во}}) \times W \quad (4.6)$$

где:

$$K_{\text{во}} = \frac{0.05888}{K_{\text{п}}^{1.55}} - \text{остаточная водонасыщенность, в объемных единицах;}$$

$W = 0,1$ – содержание воды в фильтрате бурового раствора.

Система уравнений (4.3) - (4.6), решается с помощью итерационного алгоритма относительно коэффициента пористости до достижения разности $|K_{\text{п}i+1} - K_{\text{п}i}|$ менее 0,0005 ед. объема.

4.2.3. Метод расчёта коэффициента проницаемости

На керне Пильтун-Астохского месторождения было выполнено 1492 пары измерений пористости - абсолютная проницаемость. В ходе работы над подсчетом запасов все значения были проанализированы на наличие зависимостей для разных наборов данных, отфильтрованных с учетом различных критериев: по участкам месторождения, скважинам, стратиграфическим единицам. В результате было выделено 6 литологических групп, для которых были определены зависимости $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$. В связи с тем, что отбор керна в скважине ПА-118 не проводился, определение коэффициента проницаемости было выполнено в соответствии с корреляцией $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$ полученной на керне, извлеченном из нижележащих пластов. Пласты-коллекторы XVIII, XIX, XXI-1, входящие в литологическую группу 1, наиболее близки по своим характеристикам к пластам, вскрытым скважиной ПА-118. Зависимость $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$ для группы 1 была получена по 174 парам значений пористость-проницаемость (Рис. 4.2) и имеет вид:

$$K_{\text{пр.абс.пл}} = 10^{22.1 * K_{\text{пор}} - 3.8}, \quad (4.7)$$

где:

$K_{\text{пр.абс.пл}}$ – абсолютная проницаемость по газу в пластовых условиях, мД;

$K_{\text{пор}}$ – коэффициент пористости, уд.ед.

Расчет проницаемости при 100% насыщении породы водой проводился по формуле, полученной на основании результатов исследований керна:

$$K_{\text{пр,вода}} = [0,061 \cdot \ln(K_{\text{пр,абс.пл}}) - 0,047] \cdot K_{\text{пр,абс.пл}} \quad (4.8)$$

где:

$K_{\text{пр,вода}}$ – проницаемость при 100% насыщении породы водой в пластовых условиях, мД

$K_{\text{пр,абс.пл}}$ – абсолютная проницаемость по газу в пластовых условиях, мД.

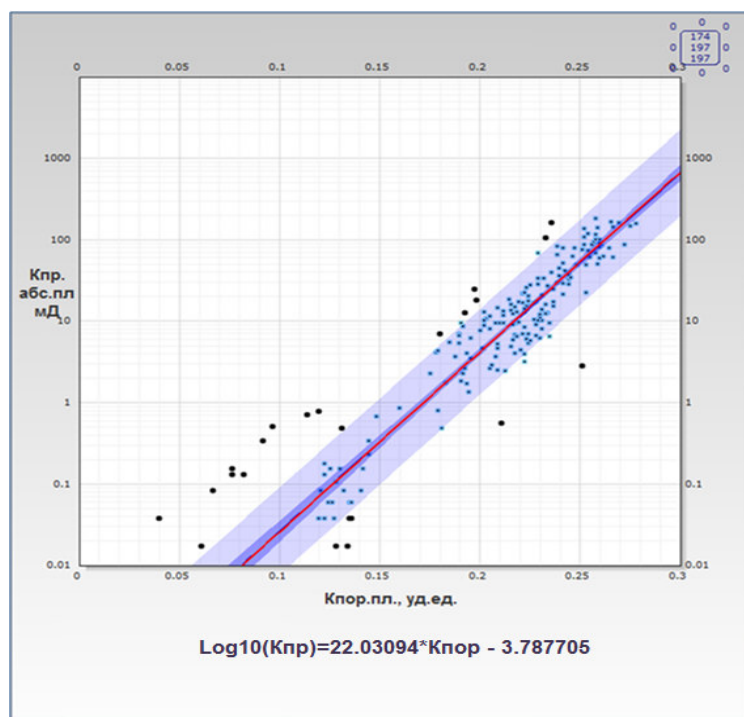


Рис. 4.2 Зависимости $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$ для литологической группы I

4.2.4. Метод расчёта коэффициента водонасыщенности

Вычисление удельного электрического сопротивления (УЭС) пластовой воды при пластовых условиях выполнялось в модуле “Сопротивление воды по температуре и минерализации” программного комплекса интерпретации данных ГИРС Techlog 2009.1. по формуле:

$$R_g = \frac{0,125 \cdot 91,5}{0,0336 \cdot z + 27,6} - 0,0022 + \Theta(z - 2400) \cdot 2 \cdot 10^{-9} (z - 2400)^{1,85} + \Theta(z - 400) \cdot 0,01 \cdot e^{-\left(\frac{z-400}{550}\right)^{1,2}}, \quad (4.9)$$

где:

$R_{\text{в}}$ – сопротивление пластовой воды, Ом·м;

z – абсолютная глубина ниже уровня моря, м;

$\Theta(z)$ – функция обращающая z в единицу, если $z < 0$.

Коэффициент водонасыщенности рассчитывался по формуле Дахнова-Арчи:

$$K_{\text{в}} = 1,85 \sqrt{\frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{пл}} K_{\text{п}}^{1,74}}}, \quad (4.10)$$

где:

$R_{\text{в}}$ – УЭС пластовой воды из формулы 4.9, Ом·м;

$R_{\text{пл}}$ – сопротивление пласта, Ом·м;

$K_{\text{п}}$ - пористость, уд.ед.

Обоснование значений минерализации пластовой воды (24 г/л) и коэффициентов в уравнении Арчи-Дахнова ($n=1,85$ и $m=1,74$) приведено в отчете по пересчету запасов УВ [68].

4.2.5. Выделение коллекторов

В отчете [68] представлена методика определения граничных значений «коллектор – не коллектор» по $K_{\text{п}}$ для пород Пильтун-Астохского месторождения. Данная методика обоснована и применима только для пластов, в которых был отобран керн, т.е. начиная с XVIII пласта и глубже по разрезу. Скважина ПА-118 вскрыла в основном только вышележащие породы до пласта XII. Для выделения коллекторов использовался комплексный анализ как качественных критериев, так и количественных ($K_{\text{п}}$).

Качественные критерии:

- Снижение естественной радиоактивности пород, фиксируемое на кривой гамма-каротажа (ГК);
- Снижение плотности пород на диаграмме ГГК-П, вызванное увеличением пористости;
- Расхождение диаграмм ГГК-П и ННК в противоположном направлении по сравнению с глинистыми породами;
- Снижение сопротивления пород (водонасыщенные коллекторы имеют меньшее сопротивление, чем заглинизированные породы).

4.2.6. Результаты интерпретации ГИС в открытом стволе

Результаты интерпретации данных геофизических исследований по скважине ПА-118 представлены на каротажных диаграммах (Рис. 4.3, Рис. 4.4) и Табличном приложении 3 (Том II).

Все пласты-коллекторы, вскрытые скважиной ПА-118, являются водонасыщенными. Пласты хорошо коррелируются между скважинами и имеют схожие фильтрационно-емкостные свойства.

Проведенный комплекс ГИС позволил оценить фильтрационно-емкостные свойства пород. Полученные результаты были использованы для уточнения существующей модели области размещения отходов и выполнения моделирования с целью оценки вместимости областей размещения и развития трещин гидроразрыва. Кроме того, эти данные были использованы для аналитических оценок, результаты которых представлены в главе 6 Геологического отчета [66].

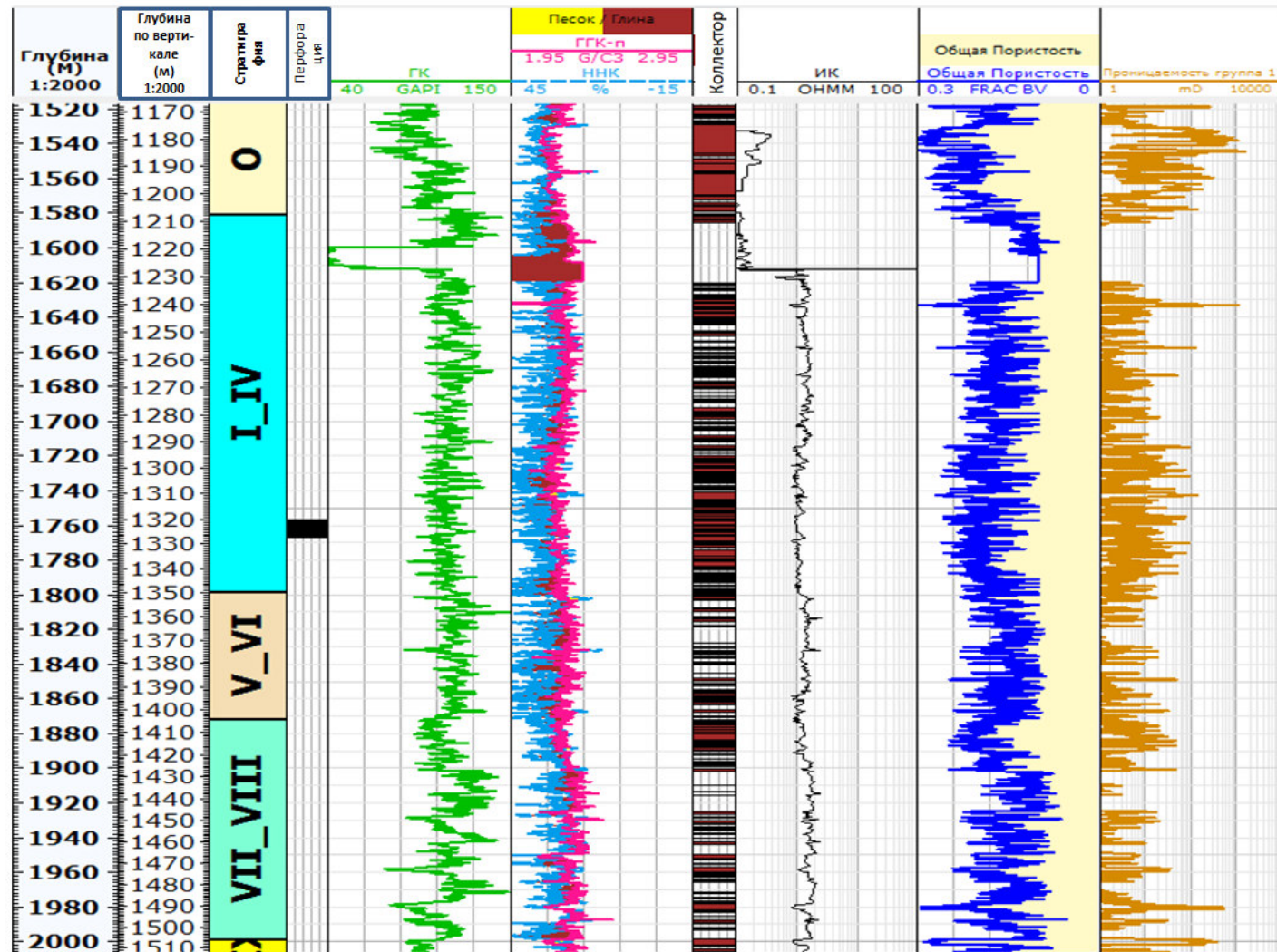


Рис. 4.3 Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ПА-118, пласты О–VIII

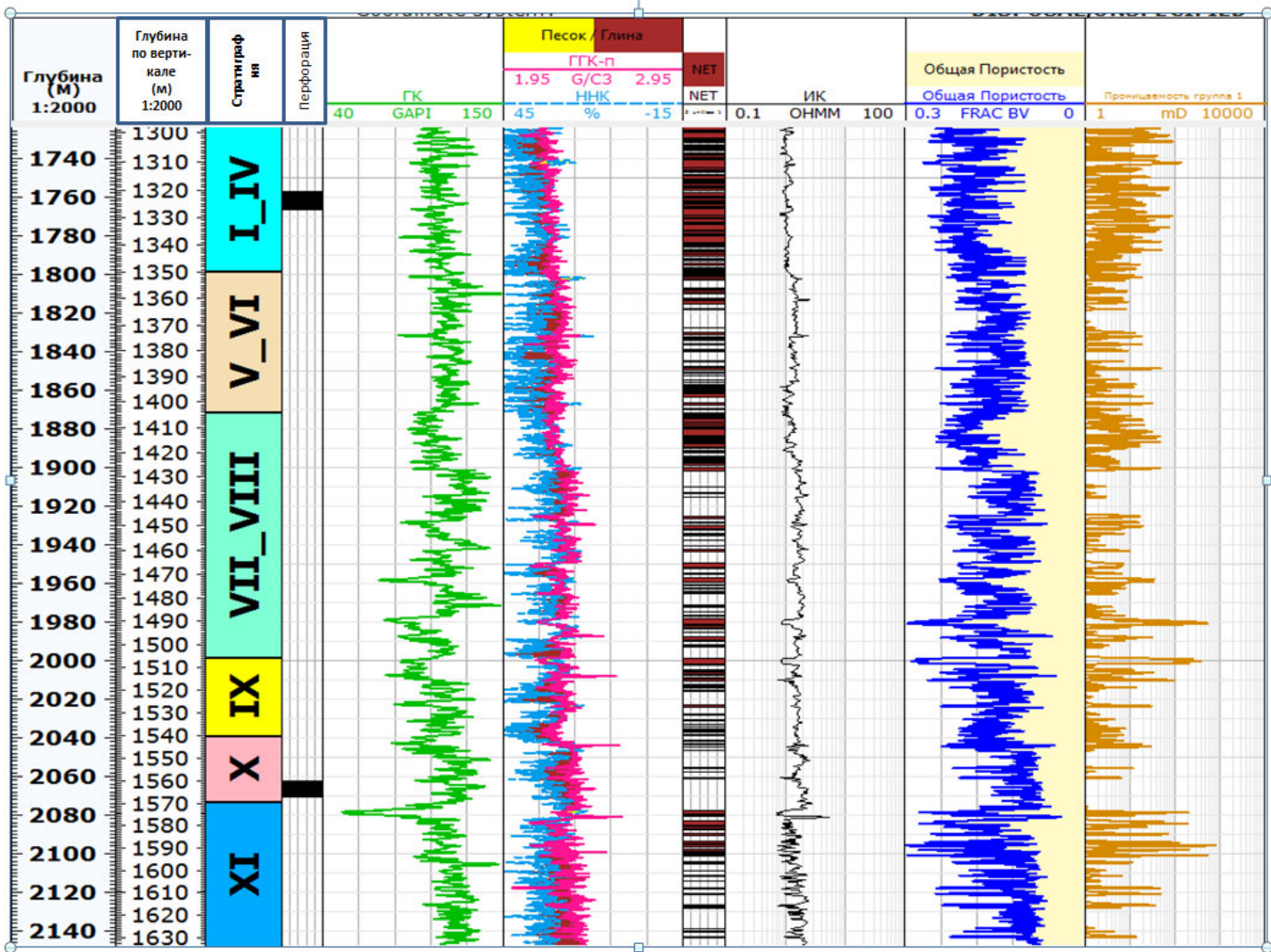


Рис. 4.4 Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ПА-118, пласты I-IV–XI

4.2.7. Оценка качества цементации скважины ПА-118

По причине работы скважины при высоких давлениях, особое внимание уделялось контролю качества цементирования вокруг интервалов перфорации.

Качество цемента в обсадной колонне 9 5/8" (244,5 мм) определялось с помощью приборов АКЦ/ФКД и ультразвукового сканера коррозии и цемента (УЗКЦ). Качество записи – удовлетворительное.

Качество цемента в обсадной колонне 13 3/8" (339,7 мм) определялось с помощью приборов АКЦ/ФКД и ультразвукового сканера коррозии и цемента (УЗКЦ). Качество записи признано не выше удовлетворительного.

Обсадная колонна 339,7 мм (13 3/8")

Неравномерное распределение цемента по данным УЗКЦ. По данным АКЦ отмечен приход волны как от колонны, так и от горной породы. Признано удовлетворительное качество изоляции пластов за обсадной колонной 339,7 мм.

Обсадная колонна 244,5 мм (9 5/8")

Верхняя граница подъема цемента определена на глубине 1146 м (468 м выше башмака обсадной колонны 339,7 мм).

Интервал 1146 – 2013 м: Качество цемента плавно переходит от участков с неравномерным распределением цемента до удовлетворительного с равномерным распределением цемента по данным УЗКЦ.

Ниже 2013 м: качество цемента по данным АКЦ хорошее с равномерным распределением цемента по данным УЗКЦ.

Иллюстрация интерпретации сцепления цементного камня с обсадной колонной 244,5 мм (9 5/8") на время регистрации представлена на Рис. 4.5. Текущее качество изоляции пластов, с большой вероятностью, лучше (особенно с уменьшением глубины), чем было зарегистрировано, из-за проведения оценки до окончания затвердевания цементного камня.

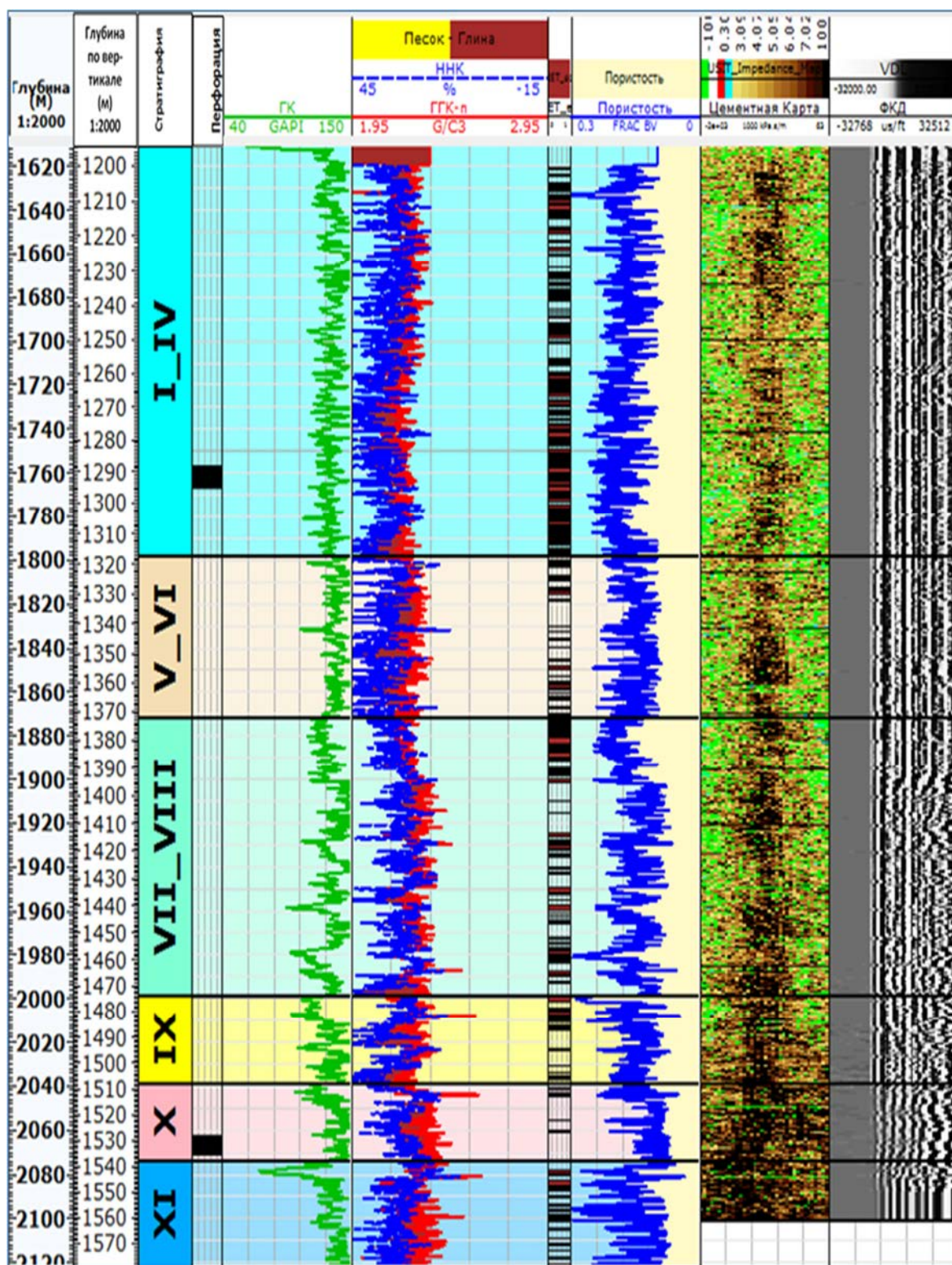


Рис. 4.5 Зарегистрированное сцепление цементного камня с обсадной колонной
244,5 мм (9 5/8")

4.2.8. Контроль за состоянием обсадной колонны в скважине ПА-118

В 2014 году был проведен ряд мероприятий по контролю за качеством состояния обсадной колонны. Данные мероприятия включали в себя инспекцию толщины и радиуса труб по средствам ультразвукового сканирования, а также запись дипольной широкополосной акустики. Замер АКШ также позволил уточнить состояние цементного камня за колонной 9 5/8" (244,5 мм) ниже глубины 1974 м.

Качество записей УЗК и АКШ хорошее.

По данным ФКД было уточнено сцепление цементного камня за колонной 9 5/8" (244,5 мм). На интерпретированных данных ФКД и корреляционных спектрах продольной и поперечной волны в интервале 2055–2075 м видно отклонение скоростей от общего литологического тренда в сторону скоростей по свободной обсадной колонне. Причиной этого служит плохое сцепление цемента с колонной и / или отсутствие сцепления в данном интервале, что связано с перфорацией и интенсивной закачкой в интервал. Качество сцепления цементного камня выше гл. 2056,5 м и ниже гл. 2076,5 м – хорошего качества.

Иллюстрация интерпретации качества сцепления цементного камня (ФКД, 2014) и целостности обсадной колонны приведены на Рис. 4.6.

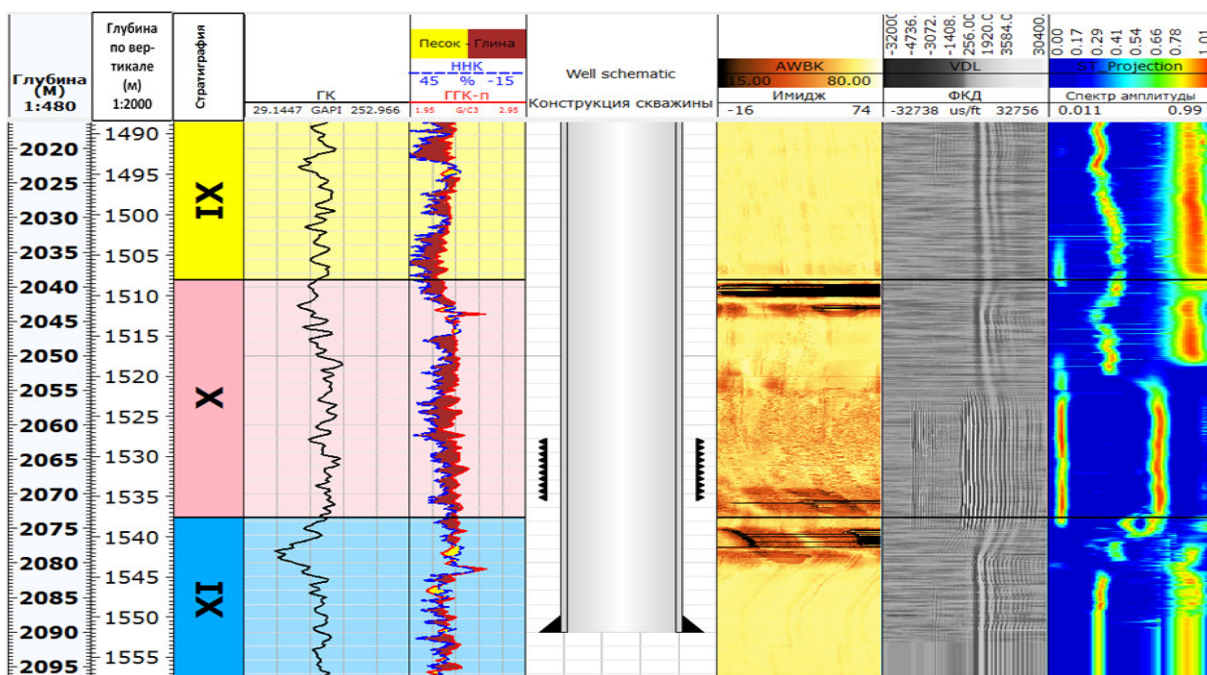


Рис. 4.6 Сцепление цементного камня и целостности обсадной колонны скважины ПА-118

4.2.9. Результаты исследований по оценке распространения трещины, определения профиля приемистости и технического состояния спущенного оборудования

В марте 2019 г. в скважине ПА-118 был проведен комплекс исследований методом комплексного анализа высокоточной термометрии, расходомерии, спектральной шумомерии и магнитно-импульсной дефектоскопии.

Исследования проводились для решения следующих задач:

- Оценка распространения трещины, определение профиля приемистости методом комплексного анализа высокоточной термометрии, спектральной шумомерии;
- Оценка потери металла в колонне диаметром 9-5/8 дюймов и НКТ диаметром 5 дюймов по данным магнитно-импульсной дефектоскопии.

Исследования проведены на кабеле серией замеров термометрии и расходомерии при спуске и подъеме прибора; серией замеров спектральной шумомерии на стоянках, в остановленной скважине, при закачке воды со скоростью закачки 239, 429, 636 и 830 м³/сут и после закачки. Магнитно-импульсная дефектоскопия проведена при подъеме прибора.

Основные результаты исследований

Основная зона (пласт IX-XI)

Глубина искусственного забоя, определённая шаблоном 59.6мм (2.347”), составила 2065 м. Глубина максимального спуска геофизических приборов составила 2062.7м. Таким образом интервал перфорации 2062-2072 м оказался частично блокирован, что является типичным обстоятельством в скважинах для размещения отходов бурения.

Целевая зона закачки (интервал перфорации 2062-2072 м) не была полностью охвачена исследованием, однако данная зона принимает жидкость по результатам исследования. По данным механической расходомерии поглощения жидкости в интервале обсадной колонны 9-5/8” в интервале выше глубины 2062,7 м не отмечается. Увеличение показаний расходомера в интервале глубин 1910-1980 м связано с нелинейностью профиля потока в поперечном сечении обсадной колонны 9-5/8”, вызванного изменением наклона скважины (Рис. 4.7). В связи с отсутствием данных расходомерии в интервале перфорации и невозможностью оценки профиля приемистости трещины по данным расходомерии вне перфорации, расходомерия для оценки профиля приемистости не использовались. Количественная оценка профиля приемистости была выполнена на основе анализа термометрии (данных термометрии с сопоставлением с результатами численного моделирования температуры) и данных спектральной шумомерии, на основании которых большая часть закачиваемой жидкости (85% от общего объема закачки) уходит ниже глубины остановки прибора. Остальной объём (15%) закачиваемой жидкости проходит через интервал перфорации по трещине вверх до глубины 2029.8 м (Рис. 4.7, таблица 4.4).

Верхняя граница трещины определяется на глубине 2029,8 м по стволу скважины, что выше интервала перфорации на 32 м по стволу скважины или 28 м по вертикали. Таким образом, высота развития трещины по данным ГИС находится в пределах максимальной прогнозной высоты трещины, которая по результатам моделирования составила 40 м выше интервала перфорации (глава 6.3.1 Геологического отчета [66]). Детальная информация по работающим интервалам пластов IX-XI при скорости закачки 830 м³/сут представлена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 Поинтервальный профиль закачки по пластам

Поинтервальный профиль закачки по пластам согласно результатам термодинамического моделирования и спектральной шумометрии ($\Delta P = 58.6$ бар)								
Кровля	Подощва	Мощность	Пласт	Частотный диапазон	Интенсивность	Характеристика типа шума	Профиль приемистости	
м	м	м		kHz	дБ		bpd	%
2029.8	2063.9	-	X-XI	0.1 ~ 58.6	110 (Высокая)	Движение флюида по трещине	780	15
Ниже интервала исследования				-	-	-	4420	85
Общий объем по данным температурного моделирования							5200	100
Устьевые замеры – 5220 BPD (23.03.2019)								

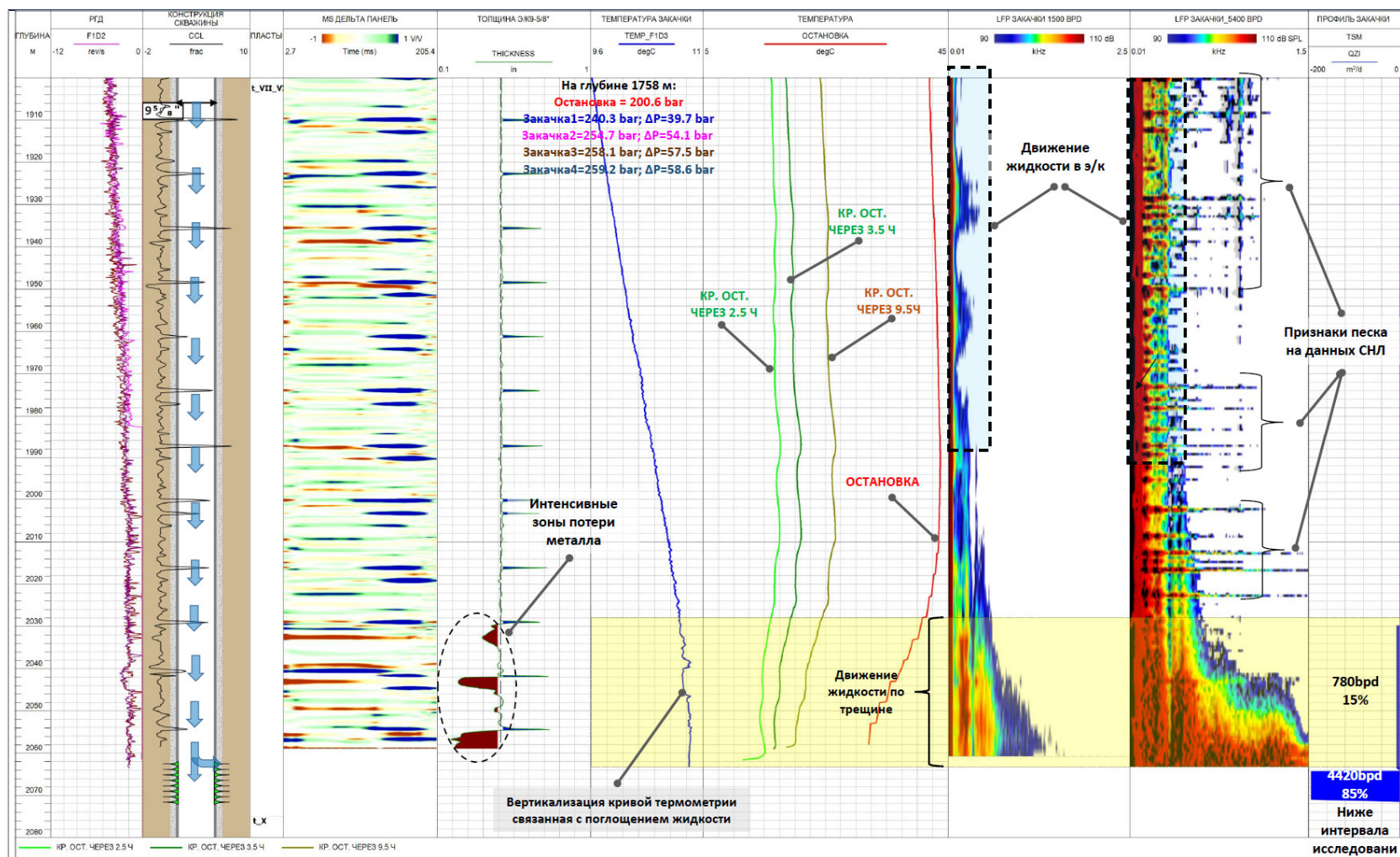


Рис. 4.7 Результаты исследований приёмистости-NPT-SNL по основной зоне (IX-XI пласт)

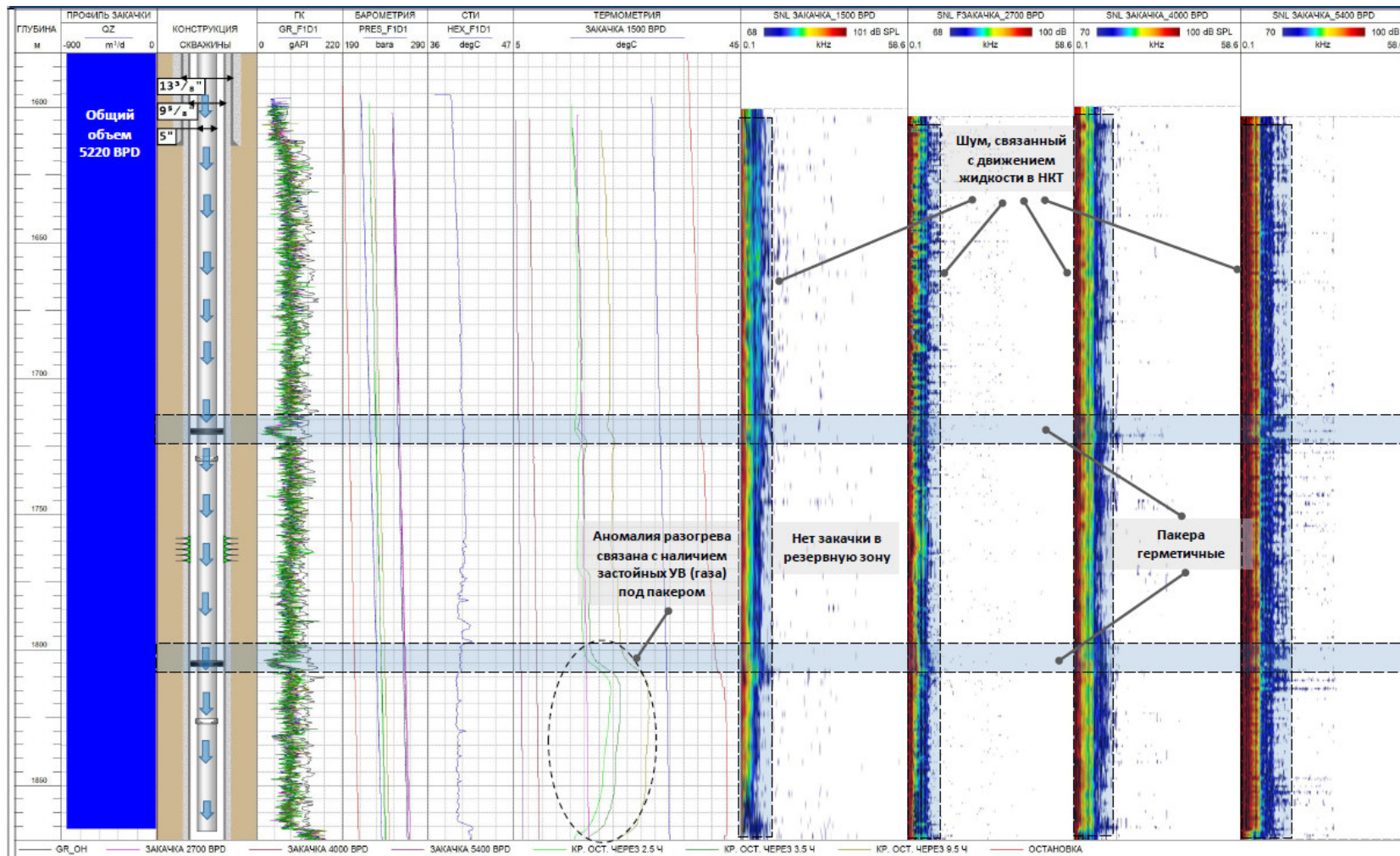


Рис. 4.8 Результаты исследований приёмистости-NPT-SNL по запасной зоне (I-IV пласт)

По данным магнитно-импульсной дефектоскопии, ниже воронки НКТ (1865 м по стволу скважины по результатам ГИС) были определены три зоны значительной потери металла в колонне 9-5/8", две из которых наиболее интенсивные 2040,8–2048,9 м (53% потери металла) и 2053,4–2057,5 м (62% потери металла). Следует отметить, что эрозия эксплуатационной колонны ниже воронки НКТ является ожидаемым явлением вследствие абразивного воздействия закачиваемых отходов бурения.

Резервная зона (пласт I-IV)

По данным комплекса спектральной шумометрии, механической расходомерии и термометрии, резервная зона (интервал перфорации 1758-1768 м) жидкость не принимает. Также отмечается герметичность пакеров, эксплуатационной колонны 9-5/8" и НКТ 5". Заколонного движения жидкости и движения жидкости через перфорацию в данной зоне не выявлено (Рис. 4.8).

Потеря металла НКТ 5" (устье – 1867.6 м)

Максимальная потеря металла составила 14% (степень – умеренная) от величины номинала трубы в интервале 132,9 – 141,4 м.

Остальные потери металла характеризуются как незначительные (менее 12%).

Потеря металла колонны 9 5/8" (устье – 2057.6 м)

Колонна 9 5/8" ниже глубины 2040,8 м имеет интервалы со значительными потерями металла (согласно таблице категорий потерь металла).

Категории потери металла приведены ниже:

Таблица 3 НКТ 5" (устье - 1867.6 м)

№	Интервал коррозии, м	Потеря металла, %	Степень
1.1	132.9 - 141.4	14	В
1.2	142.3 - 148.3	7	А
1.3	726.5 - 731.8	7	А
1.4	973.3 - 982.5	10	А
1.5	1350.8 - 1353.1	7	А

№	Интервал коррозии, м	Потеря металла, %	Степень
1.6	1439.1 - 1441.9	6	А
1.7	1447.1 - 1449.6	4	А
1.8	1751.1 - 1756.5	8	А
1.9	1765.1 - 1766.5	7	А

Таблица 4 Колонна 9 5/8" (устье - 2057.6 м)

№	Интервал коррозии, м	Потеря металла, %	Степень
2.1	137.1 - 144.4	13	В
2.2	585.1 - 595.3	13	В
2.3	613.8 - 618.2	9	А
2.4	764.6 - 767.9	10	А
2.5	1737.7 - 1741.3	10	А

№	Интервал коррозии, м	Потеря металла, %	Степень
2.6	1751.1 - 1753.9	11	А
2.7	1755.3 - 1766.6	13	В
2.8	2028.3 - 2033.5	22	С
2.9	2040.8 - 2048.9	53	Д
2.10	2053.4 - 2057.5	62	Д

Таблица 5 Категория потери металла

Степень	Потеря металла	Категория
А	<12%	Незначительная
В	12 – 20%	Умеренная
С	20 - 30%	Интенсивная
Д	>30%	Значительная

По результатам исследований можно сделать следующие заключения:

1. По данным комплексного анализа высокоточной термометрии, спектральной шумометрии и магнитно-импульсной дефектоскопии, проведенных в скважине ПА-118 Пильтун-Астохского месторождения 21-24 марта 2019г., выполнен анализ распространения трещины, определение профиля приемистости и технического состояния спущенного оборудования.
2. Верхняя граница трещины основной зоны (пласт IX-XI, интервал перфорации 2062-2072 м) определяется на глубине 2029,8 м по стволу скважины, что выше интервала перфорации на 32 м по стволу скважины или 28 м по вертикали. Таким образом, высота развития трещины по данным ГИС находится в пределах максимальной прогнозной высоты, которая по результатам моделирования составила 40 м выше интервала перфорации (глава 6.3.1 Геологического отчета).

5. ОПЫТНЫЕ ЗАКАЧКИ ОТХОДОВ

5.1. Определение приёмистости скважины

Для оценки приемистости скважины в апреле 2004 и декабре 2013 года были произведены тестовые закачки в основном (пласты IX-XI) и в резервном (пласт I-IV) доменах. Данные, полученные на основе анализа тестовых закачек, использовались для калибровки параметров геомеханической модели, в том числе пластового давления и проницаемости.

Испытание на приемистость в основном домене (пласты IX-XI) 16 апреля 2004 г. состояло из поэтапных закачек, закачек с увеличением и снижением скорости нагнетания, включая калибровочный тест. Анализ испытаний с увеличением и снижением скорости нагнетания проводился с использованием графиков зависимости давления от скорости закачки. Кривая падения давления после остановки закачки была проанализирована с использованием графиков квадратного корня от времени и G-функции. Все закачки были выполнены с использованием загущенного 3% рассола хлорида калия. По результатам анализа, давление закрытия трещина на глубине перфорации составило от 243 бар (0,156 бар/м или 0,69 фунта/кв. дюйм/фут) до 258 бар (0,165 бар/м или 0,73 фунта/кв. дюйм/фут).

Дополнительная калибровка модели производилась путем моделирования тестовых закачек в программе-симуляторе гидравлического разрыва пласта «StimPlan» с использованием для расчета плоскостной трехмерной модели трещины «Planar 3D». Смоделированное забойное давление закачки сопоставлялось с записью данных с датчиков давления. Откалиброванная модель, таким образом, представляла состояние горных пород перед началом закачки буровых отходов и других жидкостей.

На Рис. 5.1 представлены результаты моделирования гидравлического разрыва пласта по данным тестовой закачки, проведенной по основному домену 16 апреля 2004 года с использованием 36 м³ загущенного солевого рассола. Соответствие записанного с датчиков и рассчитанного при моделировании давлений было достигнуто путем увеличения на 50% определенного по каротажным данным модуля упругости (модуля Юнга) и увеличения проницаемости в основном интервале закачки с 0 до 1 мД и в слое №28 геомеханической модели с 0 до 0,1 мД (Таблица 5.1).

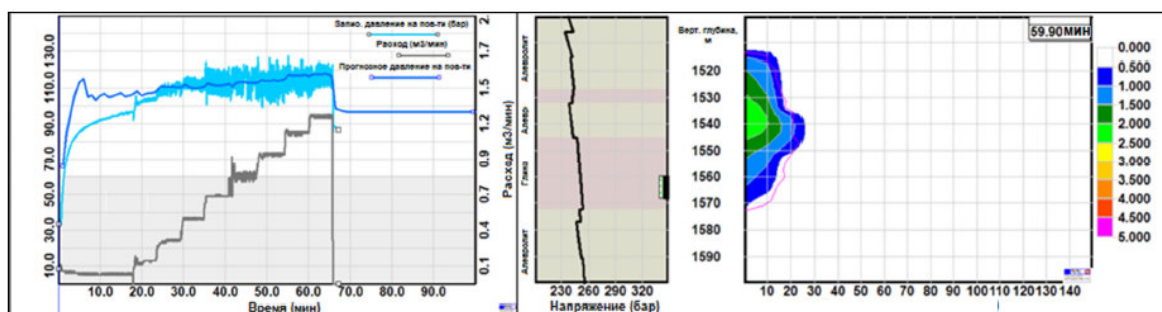


Рис. 5.1 Результаты калибровки модели по данным тестовой закачки в основной домен (пласты IX-XI) от 16 апреля 2004 года

В таблице 5.1 показаны рассчитанные по каротажу и откалиброванные свойства геомеханической модели. Таблица является частью полной разработанной геомеханической модели по скважине ПА-118 с 23 по 33 слой (всего в модели 42 слоя).

Таблица 5.1 Геомеханическая модель в интервалах развития трещины основного домена (пласты IX-XI), откалиброванная по тестовой закачке от 16 апреля 2004

№ Слой	Вертикальная глубина		Мощность	Минимальное горизонтальное напряжение		Модуль упругости		Коэфф. Пуассона	Пористость	Проницаемость	
	Кровля	Подошва		Кровля	Подошва	Начальный	Откалибр.			Начальная	Откалибр.
	м	м	м	бар	бар	e5bar	e5bar		v/v	mD	mD
23	1475.7	1487.8	12.1	235.1	237.9	1.132	1.699	0.34	0.01	0.1	0.1
24	1487.8	1497.0	9.2	229.2	242.0	1.109	1.663	0.34	0.21	12	12
25	1497.0	1506.1	9.1	234.5	242.4	1.093	1.640	0.34	0.08	2	2
26	1506.1	1515.6	9.5	233.5	241.8	1.100	1.649	0.33	0.23	12	12
27	1515.6	1527.8	12.2	239.5	243.6	1.106	1.659	0.34	0.10	2	2
28	1527.8	1532.7	5.0	243.1	242.8	1.142	1.712	0.34	0.03	0.0	0.1
29	1532.7	1545.1	12.3	241.5	245.7	1.031	1.547	0.33	0.14	3	3
30 Оsn. Объект	1545.1	1572.3	27.3	248.3	253.7	1.311	1.966	0.35	0.04	0	1
31	1572.3	1576.7	4.4	250.4	254.6	1.285	1.928	0.35	0.20	1	1
32	1576.7	1591.4	14.7	246.4	252.5	1.066	1.599	0.34	0.08	7	7
33	1591.4	1633.4	42.1	254.0	264.4	1.285	1.928	0.35	0.02	9	9

Испытание на приемистость резервной зоны размещения отходов (пласт I-IV) было проведено 17-18 апреля 2004 г. Оно также включало несколько закачек. Данные по давлению были неточны в связи с неустановившимся давлением закачки. По результатам анализа, давление закрытия трещины на глубине перфорации составило от 189 бар (0,143 бар/м или 0,63 фунта/кв. дюйм/фут) до 192 бар (0,145 бар/м или 0,64 фунта/кв. дюйм/фут).

Испытание на приемистость резервной зоны размещения отходов было повторно проведено 30 декабря 2013 г. Размещение отходов в резервной зоне не проводилась до и после декабря 2013 г., поэтому состояние напряжения в пласте следует считать начальным. По результатам анализа, давление закрытия трещины на глубине перфорации составило от 199 бар (0,15 бар/м или 0,67 фунта/кв. дюйм/фут) до 205 бар (0,155 бар/м или 0,69 фунта/кв.

дюйм/фут).

На Рис. 5.2 представлены результаты моделирования гидравлического разрыва пласта по данным тестовой закачки, проведенной по резервному домену (пласт I-IV) 30 декабря 2013 года с использованием 20 м³ загущенного солевого раствора. Соответствие записанного с датчиков и рассчитанного при моделировании давлений было достигнуто путем увеличения на 50% определенного по каротажным данным модуля упругости (модуля Юнга), остальные параметры модели по результатам калибровки остались неизменными.

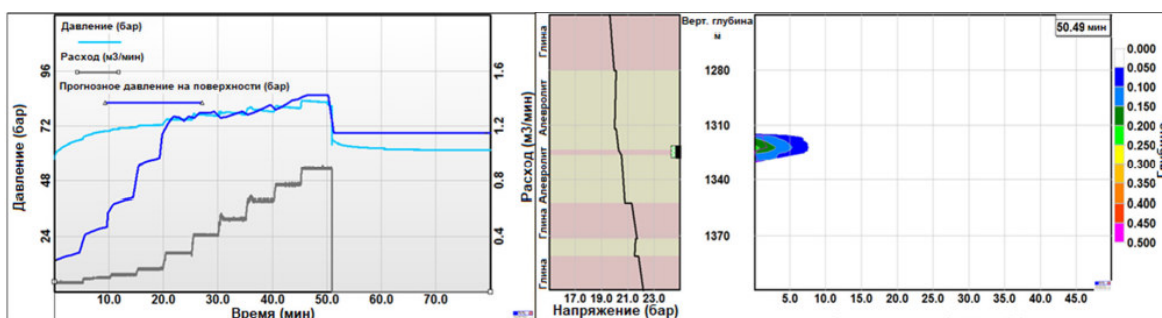


Рис. 5.2 Результаты калибровки модели по данным тестовой закачки в резервный домен (пласт I-IV) от 30 декабря 2013 года

В таблице 5.2 показаны рассчитанные по каротажу и откалиброванные свойства модели в резервном интервале закачки (пласт I-IV) и соседних слоях модели. Таблица является частью полной разработанной геомеханической модели по скважине ПА-118 с 6 по 14 слой.

Таблица 5.2 Геомеханическая модель в интервалах развития трещины резервного домена (пласт I-IV), откалиброванная по тестовой закачке от 30 декабря 2013 года

№ Слой	Вертикальная глубина		Мощность	Минимальное горизонтальное напряжение		Модуль упругости		Коефф. Пуассона	Пористость	Проницаемость
	Кровля	Подшва		Кровля	Подшва	Начальный	Откалибр.			
	м	м	м	бар	бар	e5bar	e5bar		v/v	mD
6	1233.1	1245.4	12.3	193.5	190.1	0.976	1.464	0.33	0.10	34.6
7	1245.4	1280.2	34.8	196.3	200.5	1.041	1.561	0.34	0.05	1
8	1280.2	1312.0	31.8	201.2	200.3	0.929	1.394	0.33	0.10	27
9	1312.0	1323.3	11.3	204.0	205.8	0.926	1.389	0.33	0.12	7
10 Зап. Объект	1323.3	1326.0	2.7	207.5	203.7	0.955	1.433	0.33	0.01	0
11	1326.0	1352.1	26.1	205.4	209.9	0.950	1.425	0.33	0.10	3.9
12	1352.1	1371.8	19.7	213.3	218.1	1.075	1.613	0.34	0.02	0
13	1371.8	1381.2	9.3	216.0	215.3	1.016	1.524	0.33	0.06	17
14	1381.2	1391.0	9.9	218.4	220.8	1.083	1.625	0.34	0.02	0

Данные, собранные в процессе проведения тестовых закачек, а также исторические данные промышленных закачек, были предоставлены подрядной компании «АКРОС» для последующего моделирования и анализа процессов обратной закачки отходов бурения в пласты горных пород, включая дальнейшую калибровку геомеханической модели, оценку геометрии трещин и емкости доменов размещения.

5.2. Определение гидрогеологических параметров по данным опытных закачек

Гидрогеологические исследования в больших объемах проводились в нижних продуктивных горизонтах. Это связано с необходимостью всестороннего понимания процессов разработки углеводородов и поддержания пластового давления путем закачки морской воды, в т.ч. взаимодействия пластовых и нагнетаемых жидкостей. Подземные воды верхних горизонтов практически не изучены в связи с тем, что при размещении буровых отходов и других жидкостей, закачка производится в режиме гидроразрыва пласта целенаправленно в низкопроницаемых горизонтах. Таким образом, влияние взаимодействия жидкостей на микроуровне в процессе инфильтрации значительно менее обозначено по сравнению со способностью вести закачку с созданием системы трещин размещения на макроуровне.

6. ПРОГНОЗНЫЕ ГИДРО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ПО ОБОСНОВАНИЮ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ И ПРОЦЕССА ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ

6.1. Обоснование режима размещения отходов

Размещение (захоронение) буровых отходов и других жидкостей в поглощающий горизонт недр через специальную поглощающую скважину происходит в режиме гидроразрыва пластов. При этом, создаваемое на забое давление превышает горизонтальную компоненту горного давления и механическую прочность породы, создается трещина, в которую порционно закачиваются и продавливаются водой предназначенные к размещению отходы бурения и другие жидкости. В процессе закрытия созданных трещин твердая фракция оседает на стенках трещин, фильтрат из пульпы мигрирует в песчанистые зоны разгрузки.

Непрерывное нагнетание значительных объемов пульпы при размещении отходов бурения приводит к образованию трещины большой длины. Порционное нагнетание объемов пульпы с интервалами остановки, достаточными для полного закрытия трещины, приводит к образованию локальной объемной области размещения отходов (домена), состоящей из многочисленных трещин различной ориентации, локализованных в призабойной зоне скважины. Анализ интерпретации КПД позволил выявить максимальное время, необходимое для смыкания трещин, которое составило от 48 до 72 часов. Утвержденная в Компании процедура закачки отходов регламентирует остановку закачки на период смыкания трещины 48 - 72 часов после закачки 1000 м³ пульпы бурового шлама или 300 м³ непрерывной закачки. На величину объёма оказывают влияние эксплуатационные факторы - скорость проходки длина интервала бурения, объем промежуточных емкостей, параметры пульпы (степень разбавления, вязкость и др.) а также динамика давления закачки и падения давления после закачки.

Согласно утвержденной в Обществе программы мониторинга (глава 12), производится постоянный контроль процесса размещения отходов, и при невозможности дальнейшей эксплуатации домена принимается решение о прекращении его эксплуатации и переходе на вышележащий домен.

6.2. Последовательность расчетов для оценки емкости домена

Емкость домена – это максимальный объем буровых отходов и других жидкостей, включая твердую и жидкую фазы, который может быть размещен в выбранном интервале

закачки. Емкость вертикального трещинного домена ограничена горным давлением. При превышении минимальным горизонтальным напряжением горных пород величины горного давления происходит образование горизонтальной трещины. В практике закачки буровых отходов, начальное напряжение пластов-барьеров, вмещающих интервал закачки, как правило, не используется в качестве ограничения по ряду причин, указанных ниже.

Давление закрытия трещины, которое соответствует минимальному горизонтальному напряжению горных пород в интервале закачки, при закачке буровых отходов может существенно превышать начальное напряжение вмещающих пластов-барьеров. При этом неконтролируемое вертикальное развитие трещины, как правило, не наблюдается. Это объясняется тем, что конечные размеры трещины контролируются в большей степени утечками жидкости в пласт, которые поддерживаются развитием множественной трещиноватости в ходе закачки.

Помимо этого, размеры контролируются большим объемом закачки твердой фазы, накопление которой в трещинах также препятствует их неконтролируемому росту. Накопление твердой фазы в созданной системе трещин приводит к увеличению напряжения из-за деформации пород.

Дополнительно, рост порового давления в горных породах при закачке жидкости также приводит к росту минимального горизонтального напряжения как в интервале закачки, так и во вмещающих породах. Рост порового давления во вмещающих породах происходит благодаря конвекционным (при фильтрации жидкости через породы) и диффузионным (в отсутствие фильтрации жидкости через породы) распределениям давления от интервала закачки. Так, значения минимальных горизонтальных напряжений в интервале закачки и во вмещающих породах являются динамическими и взаимосвязанными во времени, и, хотя их соотношение влияет на размеры трещины (что определяется с помощью моделирования всех вышеописанных процессов), для практического определения вместимости домена закачки напряжение вмещающих пластов-барьеров не используется в качестве ограничения.

Поэтому, как ограничение для емкости вертикального трещинного домена используется горное давление, при превышении которого минимальным горизонтальным напряжением пород происходит образование горизонтальной трещины с возможным последующим бесконтрольным (существующими методами исследования) развитием системы горизонтальных и вертикальных трещин.

Необходимое давление закачки для создания и развития геометрии трещины для безопасного размещения определяется в основном ориентацией и значениями минимального внутрипластового напряжения. В свою очередь, минимальное

внутрипластовое напряжение будет увеличиваться в силу следующих двух факторов.

- Напряжение увеличивается с раскрытием трещины. Этот эффект сохраняется, если трещина закрывается при закачке твёрдых отходов, которые препятствуют полному закрытию трещины;
- Увеличение порового давления вокруг трещины приводит к эффекту упругости пористой среды и, как следствие, к увеличению минимального внутрипластового напряжения. Тем не менее, второй эффект непостоянен в виду того, что поровое давление в пласте падает во время истечения жидкости из трещины в пласт в случае остановки закачки.

Таким образом, потенциальные объёмы интервалов размещения буровых отходов и других жидкостей оценивались на основании оценки увеличения минимального горизонтального напряжения, вызванного оседанием твёрдых пород в доменах и увеличением порового давления, и сравнения его с горным давлением.

Геометрия трещины определялась с помощью моделирования гидроразрыва пласта в компьютерной программе-симуляторе. Для этого использовались данные геомеханической модели, скорость закачки, типы закачиваемой жидкости, а также объем закачиваемых порций буровых отходов и других жидкостей. Результаты моделирования гидравлического разрыва показывают распространение трещины выше и ниже интервала перфорации, а также развитие трещины по латерали.

В связи с широким применением технологии гидроразрыва пласта при разработке нефтегазовых месторождений для повышения нефтеотдачи, к настоящему времени сформированы и проверены на практике представления о механизме возникновения и развития трещин гидроразрыва, разработаны методы прогнозных расчётов и математического моделирования, позволяющие по известным исходным данным рассчитать положение трещины гидроразрыва в пространстве, её полезный объём, давление нагнетания для образования трещины и её заполнения, время смыкания. Эти же методы используются и для расчетов при подземном размещении отходов бурения в режиме гидроразрыва пласта.

Последовательность расчетов для оценки емкости домена представлена на Рис. 6.1.



Рис. 6.1 Последовательность расчетов для оценки емкости домена

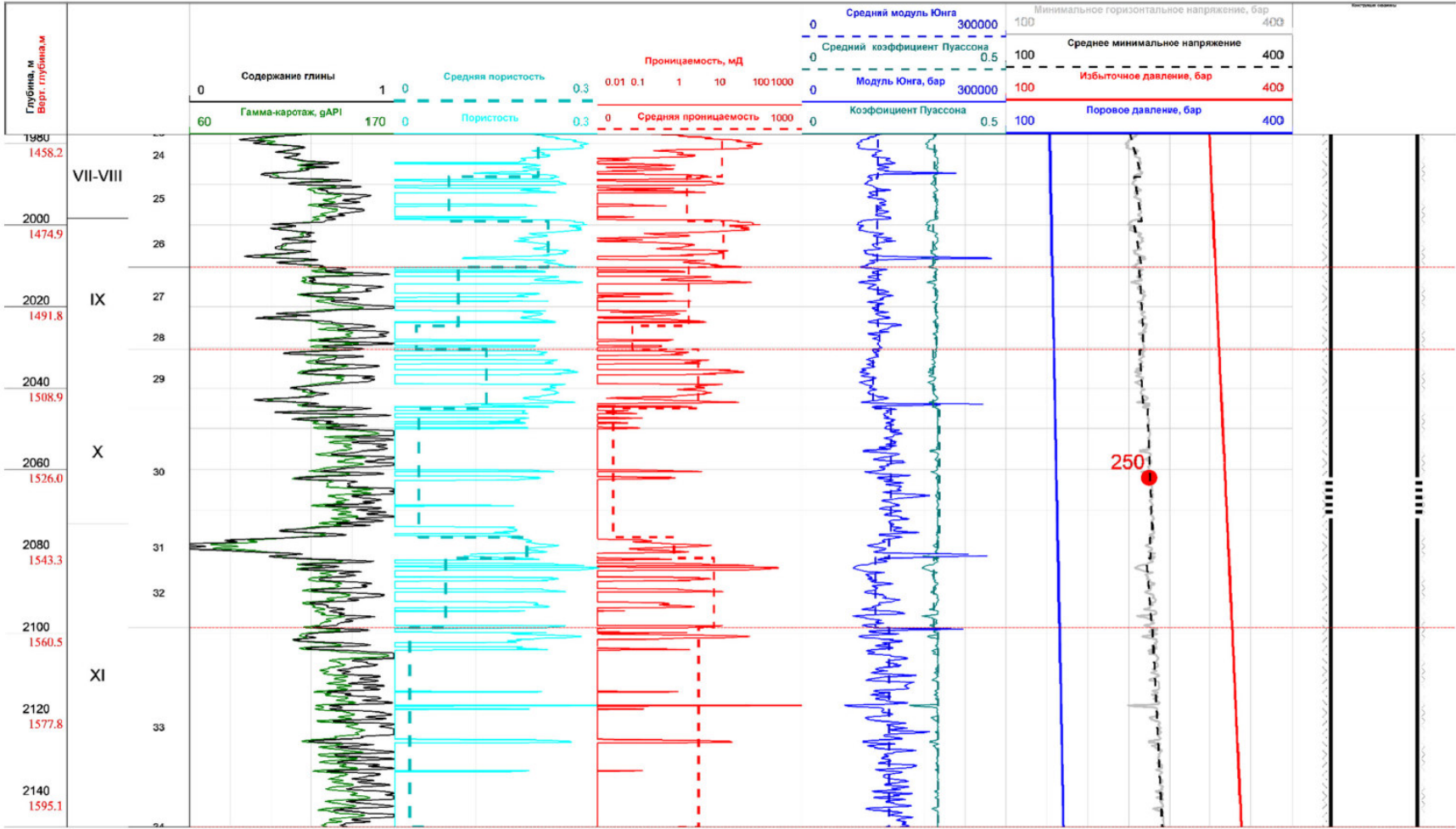


Рис. 6.2 Геомеханические свойства горных пород в интервале основного домена (пласты IX-XI) размещения отходов на начало заправки

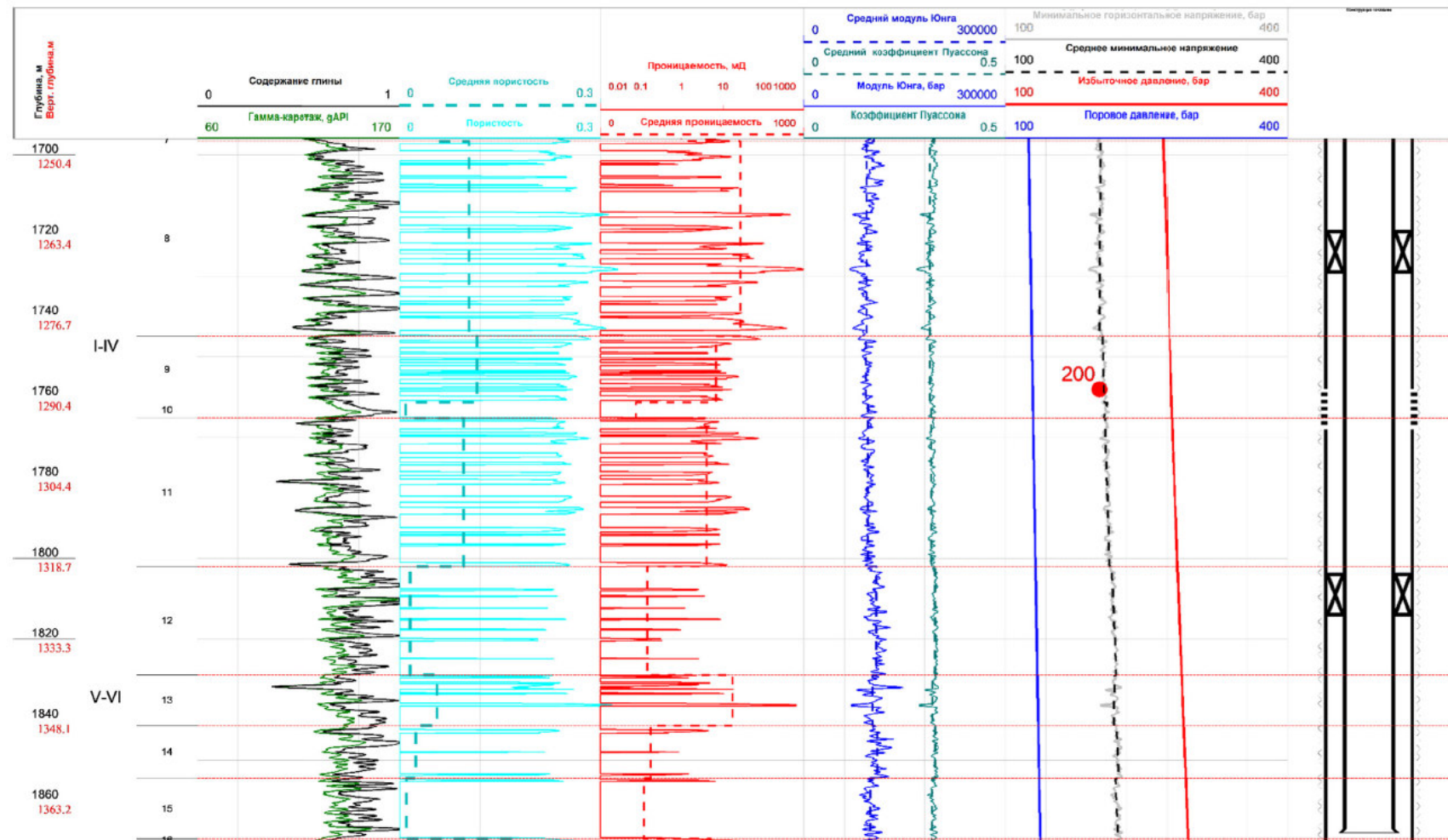


Рис. 6.3 Геомеханические свойства горных пород в интервале резервного домена (пласт I-IV) размещения отходов на начало заправки

Анализ чувствительности модели к основным вводным параметрам (модуль упругости, коэффициент Пуассона, проницаемость и напряжение) было выполнено в рамках прогнозных расчетов модели для дальнейшего снижения неопределенности геомеханических свойств. Проведен анализ чувствительности изменения геометрии трещины и давления закачки от геомеханических свойств горных пород. Результаты анализа чувствительности были использованы для оценки вероятности значений параметров геометрии трещины, таких как полудлина, высота и емкость. Принцип расчета емкости в интервале закачки буровых отходов.

Оценка емкости была основана на принципе образования множественной трещиноватости в пласте (пластах) размещения буровых отходов и других жидкостей во время закачки с высоким давлением. Наличие множественных трещин было исследовано и подтверждено крупномасштабными отраслевыми экспериментами, связанными с закачкой буровых отходов и других жидкостей, а также стимуляцией добычи углеводородов при помощи гидравлического разрыва пласта. Эксперимент «Маундз» (Mounds), организованный Институтом газовых исследований (США), проводился в 1998–1999 гг. Результаты эксперимента показали, что при закачке буровых отходов в пластах горных пород помимо основной трещины ГРП происходит создание множества других трещин. Множественные трещины были обнаружены в образцах керна, извлеченного из наблюдательных скважин, пробуренных сквозь зону предполагаемого развития трещин, также их наличие было подтверждено в результате анализа микросейсмики и исследований наклономером.

Трещинный домен размещения буровых отходов может быть описан как локальная система с двойной пористостью, похожая на естественно-трещиноватые коллекторы. Такие коллекторы характеризуются проницаемостью, зависящей от интенсивности развития и степени раскрытия трещин и, соответственно, пластового давления. Зависимость проницаемости трещиноватых коллекторов от давления, описанная Уолшем (1981 г.) и Варпински (1991 г.), использовалась для оценки увеличения давления на единицу объема закачиваемой твердой фазы.

По аналогичному принципу можно приблизительно определить интенсивность вторичных трещин:

$$K = K_0 \left(C \operatorname{Ln} \left(\frac{\sigma_{ref}}{\sigma - P} \right) \right)^3, \quad (6.1)$$

где:

σ_{ref} – начальное минимальное напряжение,

K_0 – проницаемость трещин при σ_{ref} ,

σ – текущее минимальное напряжение,

P – текущее пластовое давление, эффективное давление,

C – поправочный коэффициент, откалиброванный на исторические данные закачки.

Расчет проницаемости сети трещин происходит по ячейкам гидродинамической модели в соответствие с текущим пластовым давлением в ячейках. Расчет происходит на каждом временном шаге моделирования.

Расчет ширины созданных трещин производится согласно кубическому закону:

$$W_f = \sqrt{12K}, \quad (6.2)$$

где:

W_f – ширина трещин,

K – проницаемость трещин.

Расчет объема созданных трещин на временном шаге производится согласно рассчитанной ширины и геометрических размеров ячейки модели. Далее созданный объем корректируется в соответствии с фактически закачанным объемом твердой фазы на данном временном шаге.

Остаточный объем трещин, занятый твердой фазой, пересчитывается обратно в остаточную ширину и далее в рост напряжения пласта за счет деформации породы в соответствии с формулой Снеддона и Эллиота (1946):

$$\Delta\sigma = \frac{\bar{W}^2 \bar{E}}{\pi h}, \quad (6.3)$$

где:

$\Delta\sigma$ – увеличение напряжения,

$\bar{W}$ – средняя ширина трещины,

E – модуль деформации,

h – высота трещины.

Модуль деформации E рассчитывается по формуле:

$$\bar{E} = \frac{E}{1-\nu^2}, \quad (6.4)$$

где:

E – модуль Юнга

ν – коэффициент Пуассона.

Данный подход описан в работах Майкла Дж. Экономидес, Кеннета Дж. Нолте, «Диагностика гидроразрыва пласта с использованием анализа давления», «Повышение продуктивности коллектора», 2-е издание, Prentice Hall, Englewood Cliffs, Нью-Джерси (1989 г.) [74].

Расчет увеличения напряжения от фильтрации и накопления жидкой фазы происходит в соответствии с уравнением эластичности пористой среды. Общий рост напряжения в ячейках модели является суммой роста напряжений от накопления твердой фазы и жидкости. Емкостью домена будет являться объем буровых отходов и других жидкостей, закачка которого приведет к достижению минимального горизонтального напряжения в пласте значений горного давления.

Величина горного давления для основного домена закачки скважины ПА-118 составляет 32,4 МПа. Соответственно, емкостью домена при расчете будет считаться тот объем жидкости и твердой фазы, закачка которого будет смоделирована до того момента, как напряжение в интервале перфорации скважины в модели достигнет 32,4 МПа.

6.3. Уточнение прогнозных объёмов размещаемых буровых отходов и других жидкостей

В соответствии с планируемыми траекториями скважин произведено уточнение общего объема буровых отходов и других жидкостей, подлежащих закачке через поглощающую скважину ПА-118 за период с 01.01.2022 г. по 01.01.2041 г. согласно программе бурения и ремонтов скважин Астохского участка, актуальной на июль 2021 года. Данное уточнение приведено в Таблица 6.1. Данные прогнозы были откалиброваны по истории закачки буровых отходов и других жидкостей при бурении, обвязке, пробной эксплуатации и другим мероприятиям, связанным со строительством скважин и эксплуатацией платформы.

Таблица 6.1 Расчетный объем размещаемых отходов бурения и других жидкостей с 01.01.2022 по 01.01.2041 гг.

Год	Пульпа бурового шлама	Другие жидкости, связанные с мероприятиями на скважинах	Жидкости, не связанные с мероприятиями на скважинах	Всего за год
2022	1156	3249	6667	11,072
2023	5185	16173	10000	31,358
2024	11388	32005	10000	53,393
2025	10040	28216	10000	48,257
2026	6346	17836	10000	34,182
2027	4151	11667	10000	25,818
2028	6642	18667	10000	35,309
2029	5706	16035	10000	31,741
2030	12833	36065	10000	58,897
2031	9954	27974	10000	47,928

Год	Пульпа бурового шлама	Другие жидкости, связанные с мероприятиями на скважинах	Жидкости, не связанные с мероприятиями на скважинах	Всего за год
2032	9954	27974	10000	47,928
2033	4981	14000	10000	28,981
2034	4981	14000	10000	28,981
2035			10000	10,000
2036	2491	7000	10000	19,491
2037			10000	10,000
2038	2491	7000	10000	19,491
2039			10000	10,000
2040	2491	7000	10000	19,491
Итого	100,790	284,860	186,667	572,317

Ожидаемый для размещения объем буровых отходов и других жидкостей в этот период, рассчитанный на основе плановых траекторий скважин и фактического среднего объема выбуренных пород на метр проходки, а также с учетом исторических объемов закачки, составляет 572,3 тыс. м³ включая 100 тыс. м³ пульпы бурового шлама.

В 2022 г. в связи с проводимым техническим переоснащением буровой установки на платформе «Моликпак» количество отходов незначительно. Начиная с 2023 г. и до 2032 г. года включительно, ожидается значительное увеличение объемов бурения и сопутствующих буровых отходов и других жидкостей, связанное со строительством скважин на глубокозалегающие пласты и скважин с большим отходом забоя от вертикали.

С учетом накопленной закачки общая потребность в размещении отходов бурения и других жидкостей с начала эксплуатации скважины ПА-118 до 2041 года составляет 861 тыс. м³.

6.4. Оценка емкости основного интервала закачки (пласты IX-XI)

6.4.1. Прогнозное моделирование геометрии трещины основного интервала закачки (пласты IX-XI)

Для корректного прогнозирования остаточной емкости основного интервала закачки был произведен анализ исторических данных по закачке с дальнейшей калибровкой геомеханической модели с обновленными значениями напряжения и проницаемости горных пород.

На Рис. 6.4 представлена полученная прогнозная геометрия трещины, соответствующая базовому варианту откалиброванной модели и закачке 300 м³ пульпы с расходом 0,64 м³/мин, что соответствует максимальному историческому объему порции пульпы, когда-либо закачанной в скважину. Минимальное горизонтальное напряжение,

показанное слева на Рис. 6.4, соответствует откалиброванным значениям напряжения по пластам горных пород в интервале исторического развития трещины. В вышележащих пластах напряжение было условно принято равным начальному. Линия напряжения, соединяющая пласты с высоким изменённым напряжением и пласты с начальным напряжением, названа областью перехода. Толщина переходной области условно принята равной мощности слоя модели №23 в интервале 1475,7–1487,8 м вертикальной глубины (Таблица 6.1).

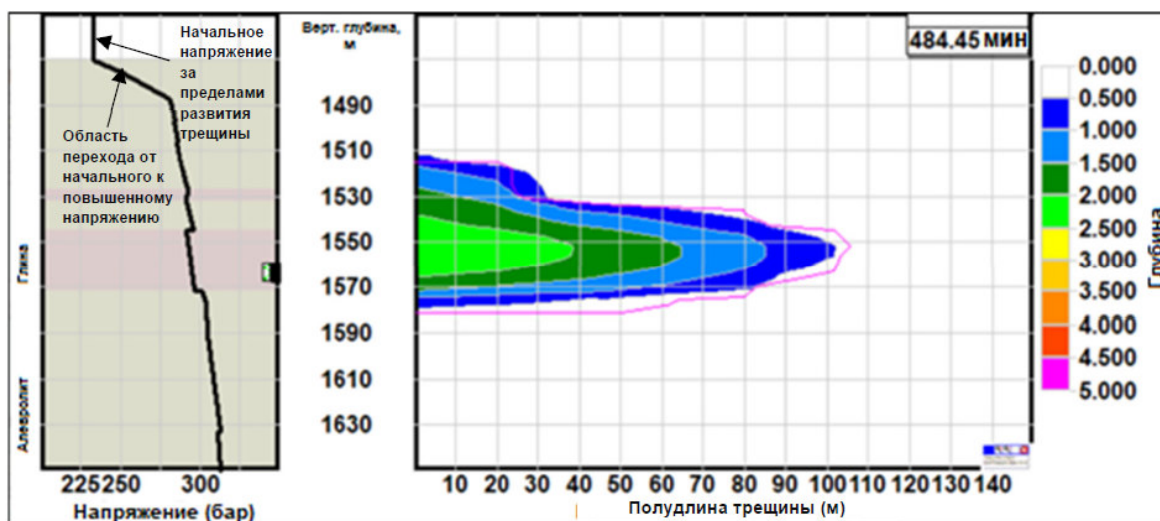


Рис. 6.4 Геометрия трещины по базовому варианту модели при закачке 300 м^3 пульпы

По результатам прогнозного моделирования гидравлического разрыва пласта и анализа чувствительности методом Монте-Карло было получено вероятностное распределение возможных размеров трещин (высота и полудлина).

Рис. 6.5 демонстрирует вероятностное распределение возможных величин полудлины трещины. Буква «Р» с цифрой на рисунках ниже указывает на вероятность. Например, вероятностное значение Р90 для полудлины трещины 20 м означает, что в 90% случаев полудлина трещины будет более 20 м. В диапазоне вероятностей Р90-Р10 полудлина трещины варьировалась от 20 до 98 метров. Наиболее вероятная полудлина трещины (Р50) составила 56 м.

Рис. 6.6 представляет вероятностное распределение возможных величин высоты трещины. Значение высоты трещины по вертикали составило 28 м для вероятности Р90 и 49 м для вероятности Р10. Наиболее вероятная высота трещины (Р50) составила 39 м, что соответствует 20 м над интервалом перфорации.

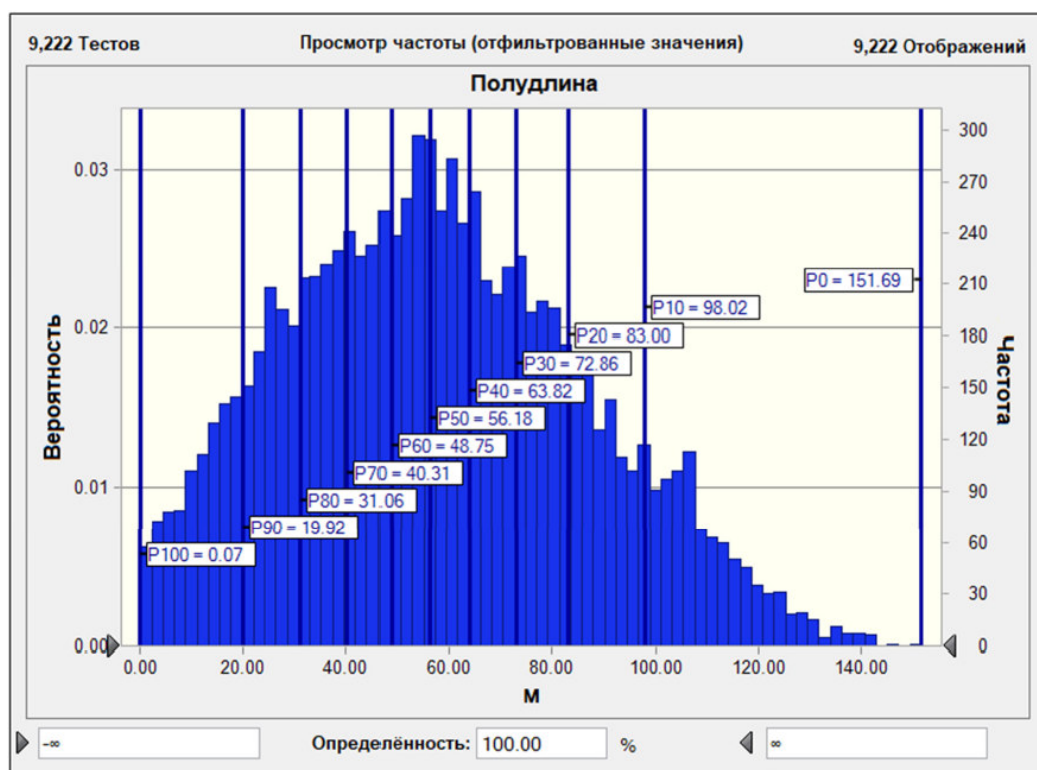


Рис. 6.5 Вероятностное распределение возможных величин полудлины трещины

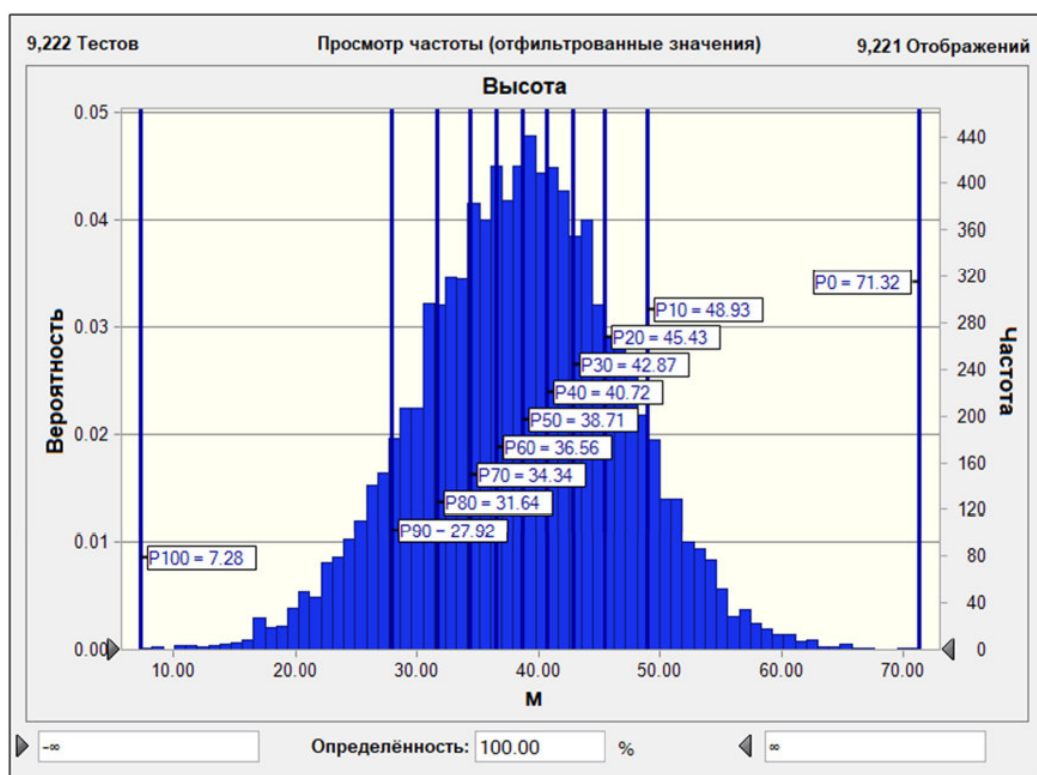


Рис. 6.6 Вероятностное распределение возможных величин высоты трещины

Расчетная высота трещины была подтверждена проведенными в 2019 году

исследованиями в скважине методами высокоточной термометрии и спектральной шумометрии (раздел 4.2.9). Верхняя граница трещины по данным ПГИ была определена на глубине 2029,8 м по стволу скважины, что выше интервала перфорации на 32 м по стволу скважины или 28 м по вертикали. Таким образом, высота развития трещины по данным ПГИ находится в пределах максимальной прогнозной высоты трещины в 2019 году.

Моделирование гидравлического разрыва пласта по историческим данным и калибровка геомеханической модели показали, что трещина за все время ее существования была локализована в пределах 50 метров по вертикали от интервала закачки. В соответствии с геомеханической моделью, в которой описаны геологические слои, трещина распространялась в пределах слоев №28–№32, и незначительный рост в высоту наблюдался в слои №26 и №27 в конце закачки. Рост трещины контролировался вмещающими пластами, неконтролируемое развитие трещины отсутствовало.

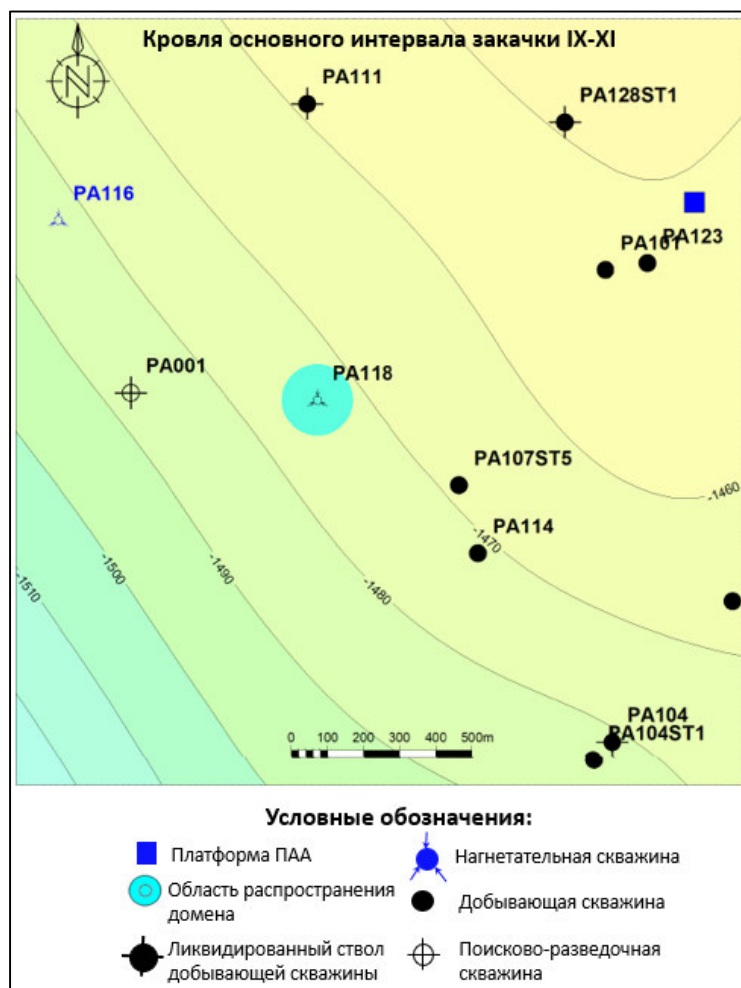


Рис.6.7 Расположение основного домена с учетом максимально возможной длины создаваемых трещин

С учетом максимальной длины трещины (Рис. 6.5), домен не выходит за пределы горного отвода [19], не пересекает дизъюнктивных нарушений, газовых или нефтяных контактов (Рис.6.7). Размещение планируемых объемов не противоречит критериям безопасной и технически оправданного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты.

6.4.2. Гидродинамическая модель для оценки роста порового давления (пласты IX-XI)

Результаты детального анализа давления в скважине ПА-118 и долгосрочные тренды давления закрытия трещин и порового давления демонстрируют с ростом общего закачанного объема буровых отходов увеличение минимального горизонтального напряжения как из-за накопления твердой фазы в созданных трещинах, так и накопления жидкости в поровом пространстве (увеличения порового давления) [73]. Начальное минимальное горизонтальное напряжение в основном домене закачки составляло 250 бар в начале закачки в апреле 2004 г. В мае 2019 г. напряжение составляло около 300 бар. Согласно проведенному анализу, увеличение минимального горизонтального напряжения произошло как за счет роста порового давления, так и за счет накопления твердой фазы отходов. С 2020 г. закачка твердой фазы не проводилась, что привело к уменьшению минимального горизонтального напряжения до 260 бар.

Для моделирования фильтрации жидкой фазы буровых отходов в пласты горных пород и расчета сопутствующего увеличения порового давления была создана секторная трехмерная гидродинамическая модель размером 2000x2000 м (Рис. 6.8).

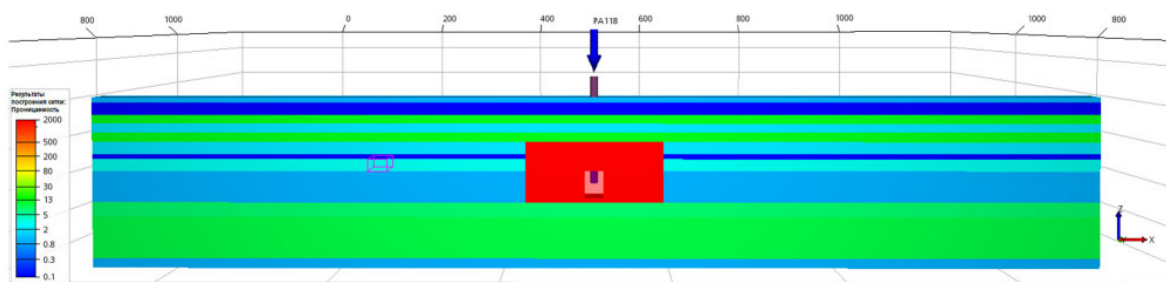


Рис. 6.8 Секторная гидродинамическая модель вокруг скважины ПА-118 (пласты IX-XI) - разрез по кубу проницаемости (по продольной оси трещины)

Значения пористости и проницаемости в гидродинамической модели соответствуют параметрам геомеханической, длина трещины в гидродинамической модели соответствует двум полудлинам трещины P10 (98 м).

На Рис. 6.9 изображено сопоставление порового давления динамической модели и

порового давления, определенного по графику Хорнера по историческим данным закачек. График демонстрирует поведение смоделированного порового давления, аналогичное поровому давлению по анализу скважинных данных. Точки несоответствия давления в 2015–2019 гг. связаны с интенсивной закачкой различных типов отходов (в основном, различных видов жидкостей на углеводородной основе), которые могут забивать поровое пространство и ограничивать сообщение зоны закачки с остальными пластами. В этом случае жидкости скапливаются в ограниченном объеме пласта, что приводит к быстрому росту порового давления.

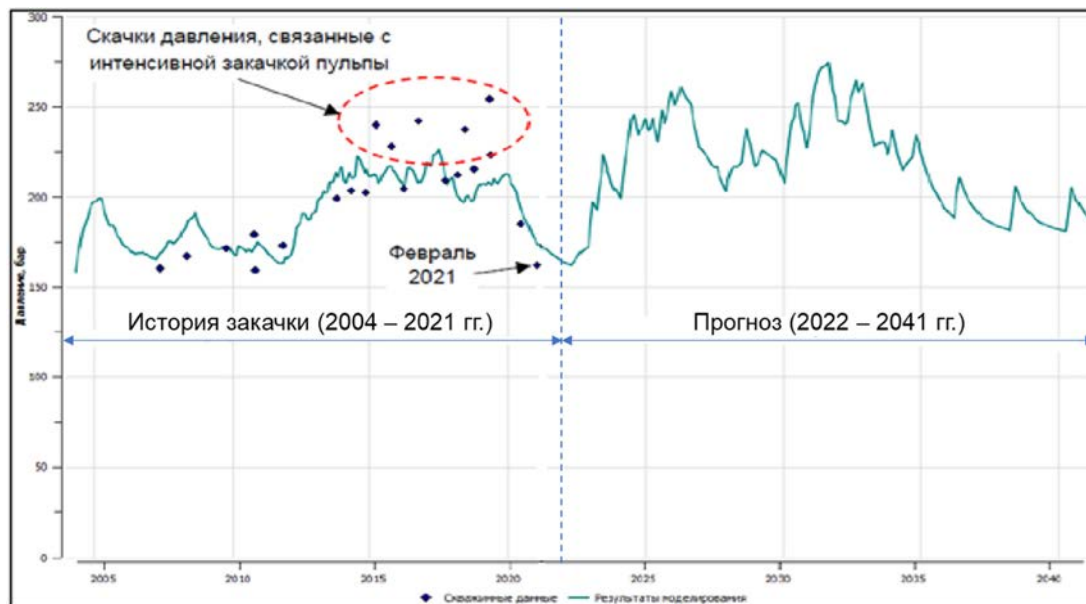


Рис. 6.9 Динамика изменения порового давления в скважине ПА-118 и калибровка гидродинамической модели

В связи с началом технического переоснащения буровой установки с мая 2020 года, интенсивность закачки в скважину ПА-118 резко снизилась, и сводилась к закачке жидких отходов и промывкам скважины морской водой несколько раз в год для поддержания интервала закачки в рабочем состоянии. Низкая интенсивность закачек привела к постепенному снижению значений давлений в скважине.

Длительный период остановки скважины после закачки отходов 15–16 февраля 2021 года позволил провести анализ давления по методу Хорнера с целью определения текущего пластового давления, которое составило примерно 16,2 МПа. Начальное пластовое давление в апреле 2004 года перед началом закачки составляло 16,0 МПа. Таким образом, закачки малой интенсивности в течение 2019–2021 годов привели к падению пластового давления в зоне закачки до значения, близкого к первоначальному.

Согласно расчетам, проведенным в работе компании «АКРОС» по обновлению

модели закачки в 2019–2020 гг., рост напряжения в пласте был в основном связан с увеличением пластового давления, тогда как внедрение твердой фазы в систему созданных трещин привело к дополнительному росту напряжения только на 1 МПа. Учитывая начальное напряжение в пласте на момент начала закачки в апреле 2004 года равное 25,0 МПа, можно предположить, что напряжение в пласте в феврале 2021 года составляло 26,0 МПа.

6.4.3. Прогноз остаточной емкости основного домена (пласты IX–XI)

Прогнозная динамика минимального горизонтального напряжения в домене закачки была рассчитана в соответствии с прогнозными объемами закачки твердой фазы (шламовой пульпы). Расчет напряжения в пласте помимо базового варианта модели включал также анализ чувствительности к основным геомеханическим параметрам, входящим в формулы расчета увеличения напряжения от деформации горных пород и расчета напряжения от пластового давления. Это коэффициент Пуассона и модуль упругости (модуль Юнга). Всего было рассчитано четыре дополнительных варианта с уменьшением и увеличением модуля Юнга и коэффициента Пуассона на 20%. Моментом прекращения закачки буровых отходов в пласт согласно условиям развития вертикальной трещины будет являться достижение минимального горизонтального напряжения равного величине горного давления.

Результаты расчета напряжения в основном интервале закачки в зависимости от накопленного объема закачки представлены на Рис. 6.10.

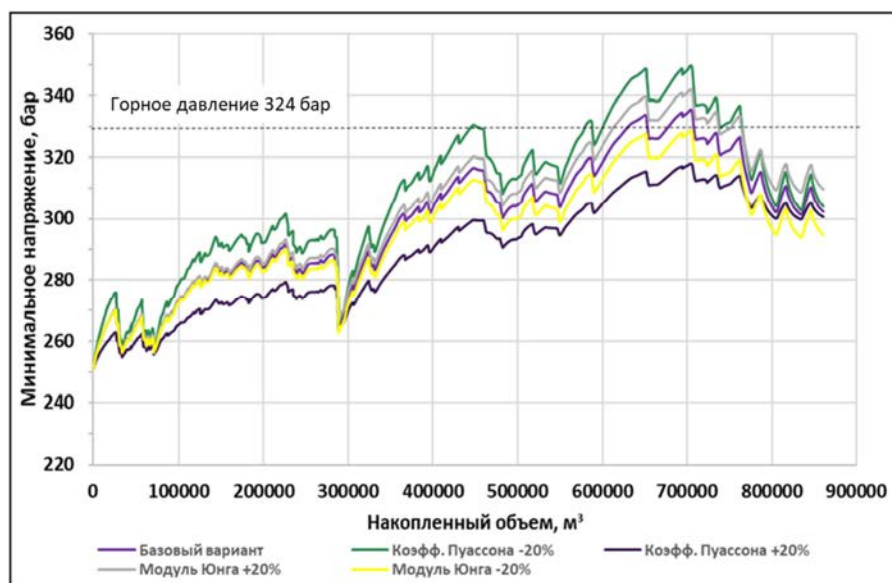


Рис. 6.10 Прогноз минимального горизонтального напряжения в основном интервале закачки (пласты IX–XI) в зависимости от накопленного объема закачки

Наиболее раннее пересечение линии горного давления кривой напряжения происходит при накопленном объеме закачки 451,0 тыс. м³. Данный вариант расчета напряжения соответствует модели с уменьшением коэффициента Пуассона на 20%. Этот вариант будет соответствовать минимальной вероятной емкости интервала закачки.

Кривая напряжения базового варианта модели пересекает линию горного давления при накопленном объеме закачки 633,3 тыс. м³. Таким образом, данный вариант принимается за базовый вариант емкости основного домена.

Кривые двух остальных вариантов модели с увеличением коэффициента Пуассона на 20% и уменьшением модуля Юнга на 20% не пересекают линию горного давления до конца прогнозного расчета – 2041 года. Таким образом, эти варианты показывают наибольшую вероятную емкость, фактически равную всему запланированному к закачке объему буровых отходов и других жидкостей за до 2041 года.

В таблице 6.2 показаны результаты определения емкости основного домена, которые соответствуют прогнозным объемам до пересечения кривой напряжения линии горного давления. В таблице представлены как общий объём размещения закачки отходов бурения и других жидкостей, так и остаточный. В базовом варианте расчета общая емкость домена составляет 633 300 м³, остаточная емкость в этом случае составит 345 000 м³.

Таблица 6.2 Прогноз ёмкости основного домена для закачки отходов бурения и других жидкостей

Вариант	Общая ёмкость домена для размещения отходов бурения и других жидкостей, тыс. м ³	Остаточная ёмкость домена для размещения отходов бурения и других жидкостей, тыс. м ³
Минимальный	448,3	160,0
Базовый	633,3	345,0
Максимальный	860,6	572,3

Таблица 6.3 Прогноз ёмкости основного домена для закачки пульпы бурового шлама

Вариант	Общая ёмкость домена для размещения пульпы бурового шлама, тыс. м ³	Остаточная ёмкость домена для размещения пульпы бурового шлама, тыс. м ³
Минимальный	70,7	32,0
Базовый	108,7	70,0
Максимальный	139,5	100,8

В таблице 6.3 показаны результаты определения ёмкости основного домена по пульпе бурового шлама. В таблице представлены как общий объём размещения закачки

пульпы бурового шлама, так и остаточный. В базовом варианте расчета общая емкость домена по пульпе составляет 108 700 м³, остаточная емкость составляет 70 000 м³.

6.5. Оценка емкости дополнительного резервного интервала закачки (пласты V-VI – VII-VIII)

6.5.1. Выбор дополнительного резервного интервала закачки, обновление геомеханической модели

Для рационального и максимального использования потенциала скважины, т.е. последовательного использования толщи горных пород снизу-вверх для размещения отходов, был произведен выбор дополнительного резервного домена в интервале глубин между верхней границей развития трещины основного интервала (пласты IX-XI) и резервного интервала (пласт I-IV). Данный подход обеспечивает наиболее технически и экологически безопасную закачку через скважину ПА-118,

На Рис. 6.11 и в таблице 6.4 представлены три рассмотренных варианта расположения дополнительного интервала перфорации для закачки буровых отходов и других жидкостей. Все выбранные интервалы перфорации приурочены к пластам V-VI – VII-VIII и представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Таблица 6.4 Рассматриваемые варианты дополнительных интервалов перфорации для закачки буровых отходов и других жидкостей (пласты V-VI, VII-VIII)

№	Интервал перфорации, от стола ротора		Проницаемость, мД
	м. по стволу	м. по вертикали	
1	1977,0–1988,0	1487,8 – 1497,0	12
2	1924,4–1937,2	1445,2–1455,4	1
3	1869,5–1890,4	1402,4–1418,5	5

Использованная геомеханическая модель для расчетов описана в главе 6.2.1. Поскольку переход на дополнительный интервал предусмотрен после завершения размещения буровых отходов и других жидкостей в основной интервал, величина минимального напряжения в пластах, располагающихся ниже верхней границы трещины, установлена равной горному давлению. Это соответствует условию расчета емкости в основном домене и ограничению по напряжению для вертикальной трещины.

Также была произведена детализация слоев геомеханической модели для наилучшего соответствия расположению предполагаемых дополнительных интервалов закачки. Обновленная модель содержит 54 слоя, тогда как в предыдущем варианте модели для основного интервала закачки количество слоев было равным 42.

6.5.2. Прогнозное моделирование геометрии трещины (пласты V-VI – VII-VIII)

Результаты моделирования развития трещины во время закачки в интервал перфорации варианта №1 показаны на Рис. 6.12. Рост трещины вверх от интервала перфорации обусловлен уменьшающимся вверх по разрезу минимальным горизонтальным напряжением. Трещина пересекает выбранные пласты вариантов 2 и 3, но остается примерно на 40 м по вертикали ниже запасного (резервного) интервала закачки (пласт I–IV), в пределах пластов V–VI и VII–VIII.

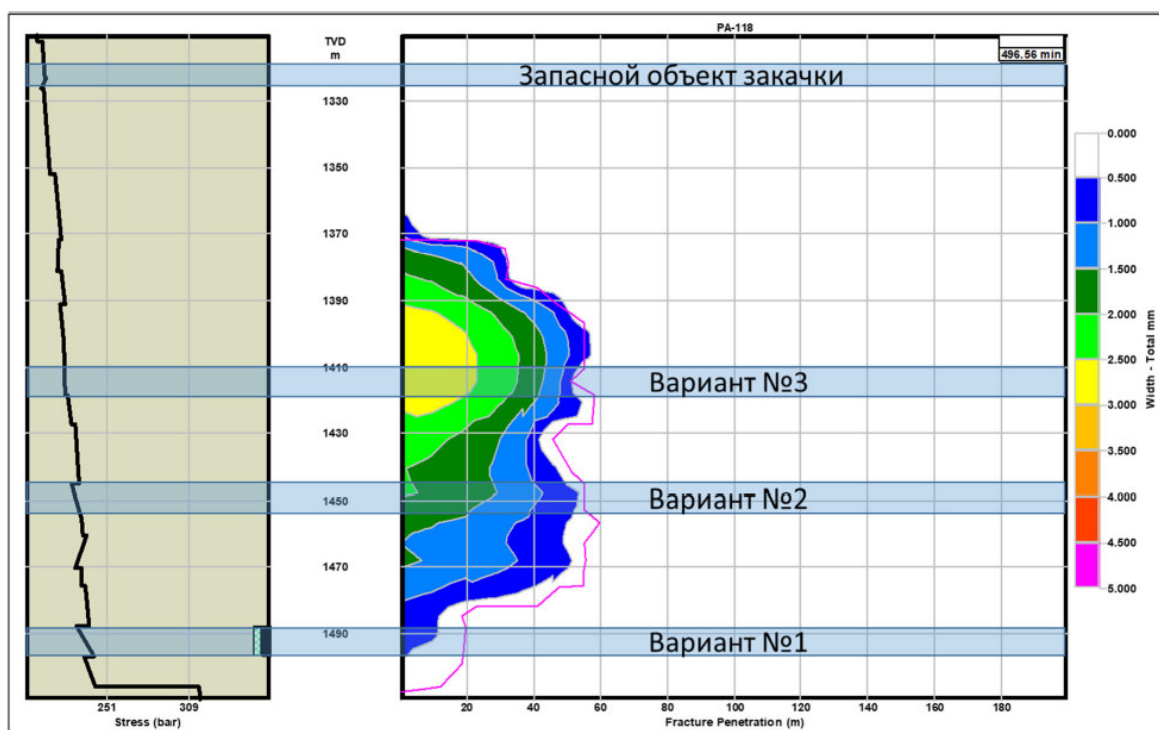


Рис. 6.12. Результаты моделирования развития трещины при закачке 300 м³ пульпы в дополнительный интервал, вариант перфорации №1

По результатам прогнозного моделирования гидравлического разрыва пласта и анализа чувствительности методом Монте-Карло было получено вероятностное распределение возможных размеров трещин (высота и полудлина).

Рис. 6.13 демонстрирует вероятностное распределение возможных величин

полудлины трещины. Буква «Р» с цифрой на рисунках ниже указывает на вероятность. Вероятностное значение Р90 для полудлины трещины 35 м означает, что в 90% случаев полудлина трещины будет более 35 м. В диапазоне вероятностей Р90–Р10 полудлина трещины варьировалась от 35 до 51 м. Наиболее вероятная полудлина трещины (Р50) составила 45 м.

Рис. 6.14 представляет вероятностное распределение общей высоты трещины (включая рост выше и ниже интервала перфорации). В диапазоне вероятностей Р90–Р10 общая высота трещины составила 39–87 м. Наиболее вероятная величина общей высоты трещины (Р50) составила 67 м.

Рис. 6.15 демонстрирует вероятностное распределение роста трещины выше перфорации по вертикали. В диапазоне вероятностей Р90–Р10 рост выше перфорации составил 28–74 м. Наиболее вероятный рост трещины выше перфорации (Р50) составил 55 м.

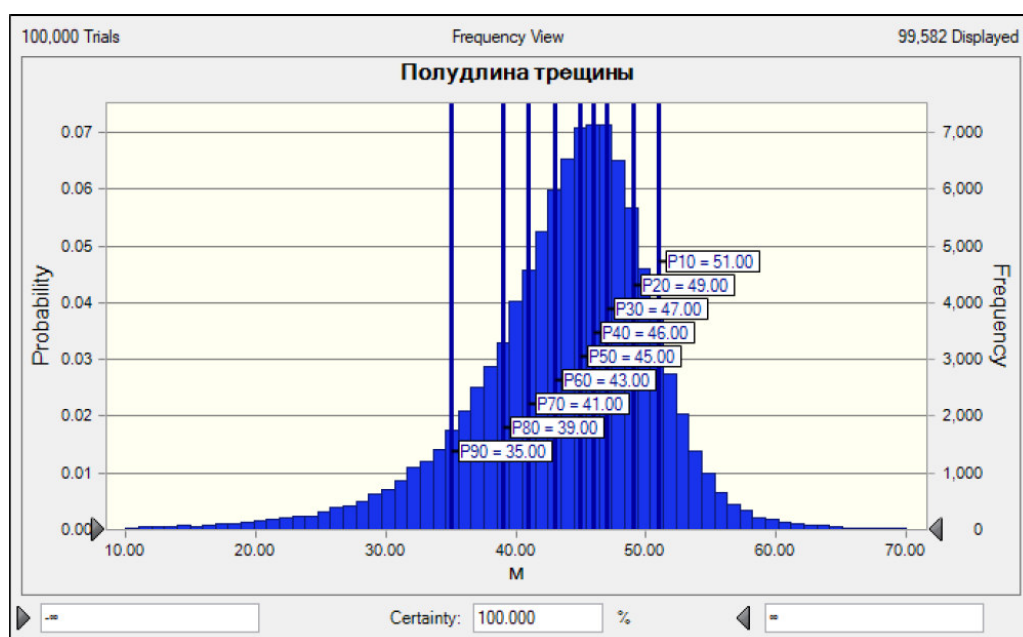


Рис. 6.13. Распределение вероятности величин полудлины трещины

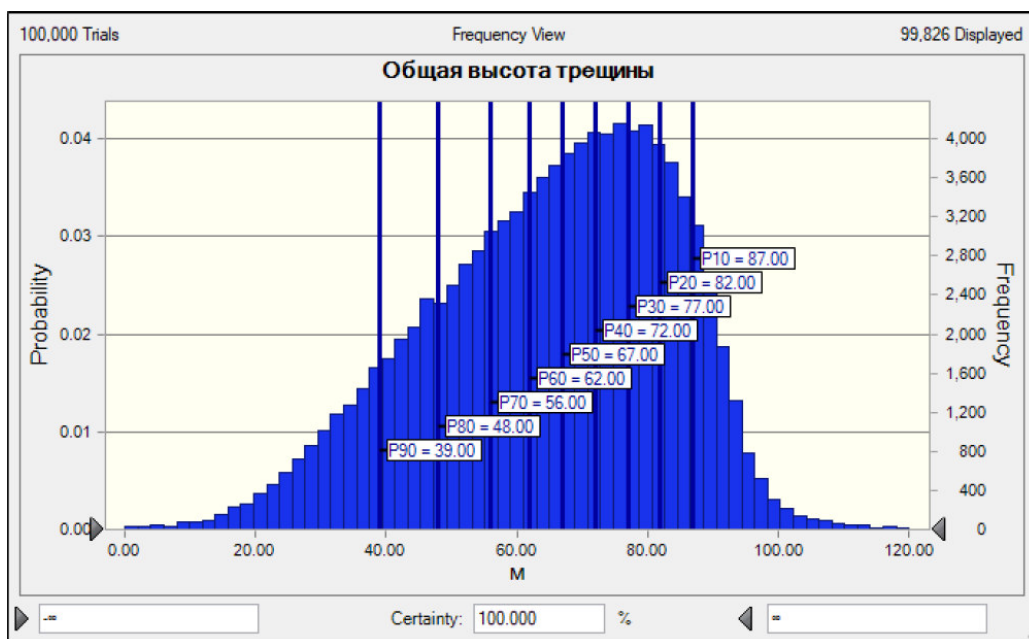


Рис. 6.14 Распределение вероятности величин общей высоты трещины

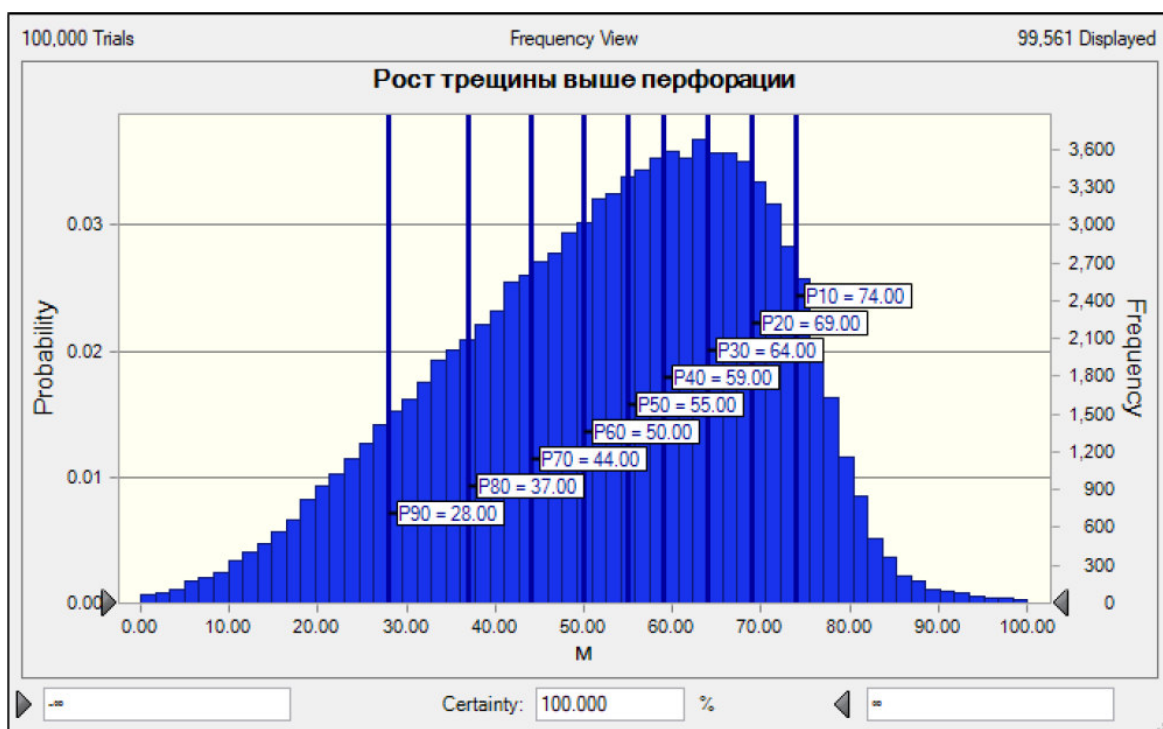


Рис. 6.15 Распределение вероятности роста трещины выше перфорации

С учетом максимальной длины трещины (Рис. 6.13), домен не выходит за пределы горного отвода [19], не пересекает дизъюнктивных нарушений, газовых или нефтяных контактов (Рис.6.16).

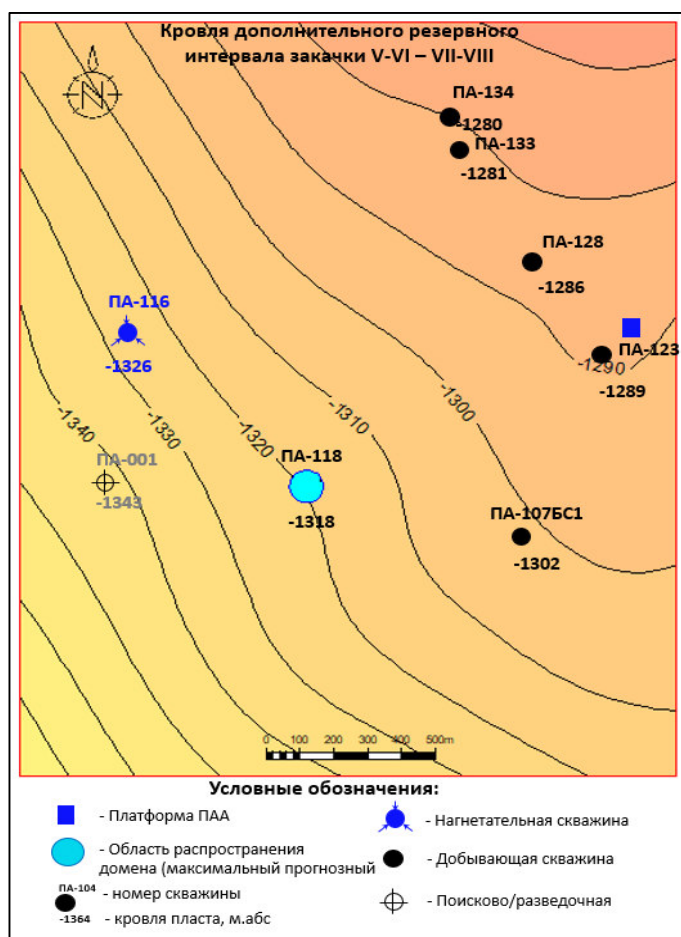


Рис.6.16 Расположение дополнительного резервного домена с учетом максимально возможной длины создаваемых трещин

Размещение планируемых объемов не противоречит критериям безопасной и технически оправданного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты.

6.5.3. Гидродинамическая модель для оценки роста порового давления (пласты V-VI – VII-VIII))

Для оценки пластового давления, напряжений и емкости дополнительного резервного интервала заправки была создана прямоугольная секторная гидродинамическая модель 3D аналогичная модели, созданной для основного интервала заправки.

6.5.4. Прогноз емкости дополнительного резервного домена (пласты V-VI – VII-VIII)

Процедура оценки емкости для дополнительного резервного домена аналогична, описанной в разделе 6.5.3, примененной для расчета остаточной емкости основного домена. Прогнозные объемы заправки с 2022 по 2041 гг. полностью аналогичны использованным для

основного интервала закачки.

Расчет напряжения в пласте помимо базового варианта модели включал также анализ чувствительности к основным геомеханическим параметрам, входящим в формулы расчета увеличения напряжения от деформации горных пород и расчета напряжения от пластового давления. Это коэффициент Пуассона и модуль упругости (модуль Юнга). Всего было рассчитано четыре дополнительных варианта с уменьшением и увеличением модуля Юнга и коэффициента Пуассона на 20%.

Как и для основного интервала закачки, начало закачки в дополнительный домен выбрано ориентировочно, согласно планам начала бурения, на момент подготовки отчета. Переход на дополнительный резервный интервал предполагается после заполнения основного интервала минимальным вероятным объемом размещения закачки отходов бурения и других жидкостей, указанным в таблице 6.2.

Результаты расчета напряжения в интервале закачки в зависимости от накопленного объема закачки представлены на Рис. 6.17, включая варианты с измененными геомеханическими свойствами $\pm 20\%$ (коэффициент Пуассона и модуль Юнга).

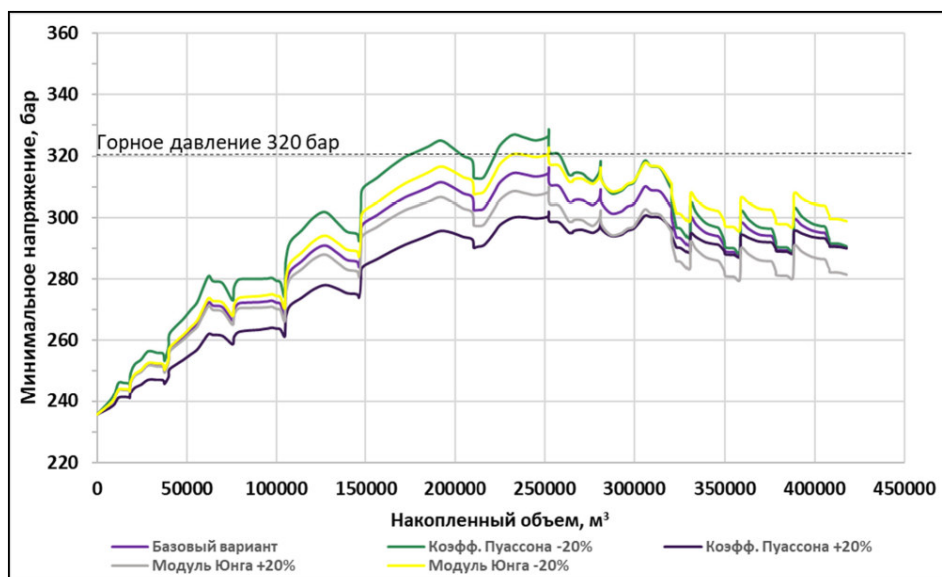


Рис. 6.17 Прогноз минимального горизонтального напряжения в дополнительном резервном интервале закачки (пласты V–VI – VII–VIII) в зависимости от накопленного объема закачки

Моментом прекращения закачки отходов в домен согласно условиям развития вертикальной трещины будет являться достижение минимального горизонтального напряжения величины горного давления.

Наиболее раннее пересечение линии горного давления кривой напряжения

происходит при накопленном объеме закачки 172,0 тыс. м³. Данный вариант расчета напряжения соответствует модели с уменьшением коэффициента Пуассона на 20%. Этот вариант будет соответствовать минимальной вероятной емкости дополнительного интервала закачки.

Кривая напряжения базового варианта модели не пересекает линию горного давления и обеспечивает достаточную емкость домена для размещения всего требуемого объема отходов до 2041 года, также, как и кривые двух остальных вариантов.

В таблице 6.5 показаны результаты определения емкости дополнительного резервного домена. В таблице представлены как общая емкость размещения закачки отходов бурения и других жидкостей, так и емкость домена по пульпе. В базовом варианте расчета общая емкость домена составляет 420 000 м³, емкость домена по пульпе в этом случае составляет 68 500 м³. Напряжение в интервале закачки в данном варианте не достигает ограничения (горного давления), емкость условно ограничена остаточным прогнозным объемом отходов и при изменении планов бурения может быть увеличена.

Таблица 6.5 Прогноз ёмкости дополнительного резервного домена для закачки отходов бурения и других жидкостей

Вариант	Общая ёмкость домена для размещения отходов бурения и других жидкостей, тыс. м ³	Общая ёмкость домена для размещения пульпы бурового шлама, тыс. м ³
Минимальный	172,0	37,0
Базовый	420,0	68,5
Максимальный	420,0	68,5

6.6. Обоснование границ горного отвода подземного сооружения

Для подземного размещения буровых отходов Обществу ранее была выдана лицензия ШОМ 11371 ЗП от 10.01.2003 г. сроком (после продления) до 31.12.2007 г. на геологическое изучение с правом опытно-промышленного размещения буровых отходов в пластах горных пород на Астохском участке.

По результатам геологического изучения недр Астохского участка в качестве поглощающего горизонта была выбрана песчано-глинистая толща (пласты «М» - XI) нутовского горизонта (верхний миоцен – плиоцен).

В марте 2004 году Обществом была пробурена поглощающая скважина ПА-118. Скважина была закончена с двумя интервалами перфорации на глубинах 1756-1766 м

(резервный пласт-коллектор I-IV нутовского горизонта) и 2062-2072 м (основной пласт-коллектор X нутовского горизонта). В скважине выполнен комплекс исследовательских и опытных работ. В рамках опытно-промышленных работ за 2004 – 2007 гг. в основной интервал было закачано буровых отходов и других жидкостей в объёме около 30,5 тыс. м³.

В 2006-2007 гг. на основе результатов геологического изучения и опытно-промышленной закачки отходов бурения в пласты горных пород и моделирования этих процессов, был составлен отчёт «Геолого-гидрогеологическое обоснование закачки отходов бурения на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения», 2007 г (Протокол ГКЗ Роснедра №1447 от 05.09.2007 г.) и разработан «Технический проект на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения промышленных отходов в пределах Астохской площади Пильтун-Астохского лицензионного участка» 2007 г. (далее – «Технический проект...»), получивший положительное Заключение экспертной комиссии государственной экологической экспертизы (приказ Росприроднадзора от 30.11.2007 г. № 487).

На основании результатов выполненных работ и представленных Компанией документов, Министерством природных ресурсов Российской Федерации 29 декабря 2007 года была выдана новая лицензия ШОМ 14370 ЗЭ с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для промышленного размещения буровых отходов в пределах Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения (лицензия ШОМ 11381 ЗП была аннулирована). Срок окончания действия лицензии ШОМ 14370 ЗЭ - срок окончания действия лицензии ШОМ № 006642 НР - до 19.05.2026 года.

Для оформления горноотводного акта в установленном порядке институтом ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» был разработан и надлежащим образом утверждён пакет документов «Горный отвод для промышленного размещения буровых отходов и жидкостей на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения».

В 2009 г. Компанией получен Горноотводный акт № 362 от 6 мая 2009 г., выданный Сахалинским Управлением Ростехнадзора. Акт удостоверяет уточненные границы горного отвода для использования недр в целях промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в X-ом пласте нутовского горизонта (основной), I-IV-ом и XI-ом пластах (резервные), при освоении Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения с платформы ПА-А.

В 2020 г. был продлен срок действия лицензии на право пользования недрами ШОМ 10409 НР до 19 мая 2026 г. (Дополнение № 1 к Лицензии ШОМ 10409 НР от 15.06.2020 г., был переоформлен горноотводный акт к лицензии на пользование недрами ШОМ 14370 ЗЭ

от 29.12.2007 г. Данный горноотводный акт внесен в реестр Сахалинского управления Ростехнадзора за № 65-7700-00876 от 18.06.2021 г.

19 августа 2022 г. лицензии ШОМ 10409 НР от 20.05.1996 г. и ШОМ 14370 ЗЭ от 29.12.2007 г. «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» переоформлены на лицензии ШОМ 006642 НР от 19.08.2022 г. и ШОМ 006669 ЗЭ от 19.08.2022 г. соответственно, выданные ООО «Сахалинская Энергия». Основанием для переоформления лицензий послужило создание Общества, в соответствии с Указом Президента РФ от 30.06.2022 г. № 416 «О применении специальных экономических мер в топливно-энергетической сфере в связи с недружественными действиями некоторых иностранных государств и международных организаций» и Постановлением Правительства РФ от 02 августа 2022 г. №1369 «О мерах реализации Указа Президента Российской Федерации от 30 июня 2022 г. №416» Правительством Российской Федерации.

В соответствии с пп. а) п.1 Указа Обществу переходят все права и обязанности «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.».

В связи с переоформлением лицензий на пользование недрами был переоформлен горноотводный акт к лицензии ШОМ 006669 ЗЭ от 19.08.2022 г. Данный горноотводный акт внесен в реестр Сахалинского управления Ростехнадзора за № 65-7700-00969 от 04.10.2022 г.

Границы горного отвода, в пределах которого производится размещение отходов бурения и других жидкостей совпадают с пространственными границами участка недр Астохского участка (см. раздел 1.6, Рис. 1.4).

6.7. Оценка влияния закачки попутной воды на фильтрационные характеристики глубинных поглощающих горизонтов

Свойства и состав пластовых вод Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения представлены ранее в таблице 2.3. По результатам анализа проб вода из XXI пласта относится к типу хлориднокальциевых к группе хлоридных и подгруппе натриевых, а вода пласта XXIII – к типу гидрокарбонатных, группе хлоридных, подгруппе натриевых.

Для пласта XXI общая минерализация колеблется на уровне с 17,7 по 25,3 г/л, в среднем значение составляет 24,1 г/л. Для пласта XXIII общая минерализация – на уровне с 11,7 по 18,6 г/л, в среднем значение – 15,1 г/л.

Пробы воды, отобранные в 2005 году в скважине ПА-122, оказались сходными со свойствами других проб, полученных во время проведения испытаний в разведочных скважинах Астохского участка. Закономерностей изменения свойств воды с глубиной,

пластовым давлением и температурой по пластам не установлено, ввиду чего для пласта ХХІ приняты усредненные свойства воды с общей минерализацией 22,2 г/л и удельным весом 1,01 г/см³. Объемный коэффициент равен 1,0134, сжимаемость 48×10^{-4} МПа⁻¹, а вязкость – 0,43 МПа*с.

Астохский участок характеризуется слабой активностью законтурных вод, поэтому можно предположить, что в составе попутно добываемых вод будет преобладать морская вода. Данное предположение было подтверждено по результатам анализа проб, отобранных из скважин ПА-107, ПА-103, ПА-109 и ПА-111 за 2007-2010 гг., высокое содержание морской воды было установлено по целому ряду признаков, в частности, по росту концентрации анионов хлора и катионов натрия и калия.

Временная закачка попутной воды из добывающих скважин через скважину ПА-118 в глубокие горизонты недр рассматривалась на начальном этапе обводнения продукции для обеспечения работы скважин при аварийной остановке системы подготовки воды для ППД. Однако, в связи с дальнейшим ростом обводненности, подобное размещение попутной воды утратила практическую целесообразность в связи с многократным превышением добычи попутной воды по сравнению с приемистостью скважины ПА-118. Закачка незначительных объемов попутной воды возможна при бурении и освоении скважин, имеющих начальную обводненность, либо при утилизации воды при очистке технологического оборудования по подготовки воды. В общем объеме размещаемых отходов преобладает закачка дождевых вод и морской воды (70%, Рис. 7.5 Геологического отчета), закачки попутных вод составляет менее 7%, таким образом, влияние попутных может быть оценено как незначительное.

6.8. Стратегия перехода на вышележащий интервал размещения после заполнения нижележащего интервала

Стратегия эксплуатации доменов через скважину ПА-118 предусматривает последовательный переход на эксплуатацию нового домена снизу вверх по мере заполнения нижележащего домена или по причине осложнений при эксплуатации, определенным по результатам мониторинга в соответствии с утвержденным Планом мониторинга, 2008 г. [17]

Переход представляет собой мероприятия по предотвращению дальнейшей эксплуатации нижележащего домена, перфорацию интервала в вышележащем домене, пробные закачки и ГДИ с целью подтверждения пригодности нового интервала для размещения буровых отходов и других жидкостей.

При существующей конструкции скважины ПА-118, установка изолирующей пробки между существующим интервалом перфорации (в основном домене) и

планируемым интервалом перфорации (в дополнительном резервном домене) требует сложного капитального ремонта скважины с извлечением и переустановкой НКТ и изолирующих пакеров. Дополнительным осложняющим фактором является наличие повышенного давления в скважине, обусловленное заполнением домена в связи с его эксплуатацией, а также длительное время для разгрузки давления.

Эффективным способом обеспечения изоляции интервала перфорации заполненного домена при переходе на новый интервал является использование аналога метода песчаной пробки, широко применяемого в нефтегазовой индустрии, в том числе для проведения ГРП. При уменьшении скорости закачки буровых отходов в заполненный интервал перфорации (домен) и переходе закачки в новый интервал перфорации происходит заполнение скважины измельчённым шламом и другими твердыми материалами, до глубины, где достигается необходимая минимальная скорость закачки и транспортировки твёрдых материалов в перфорационные отверстия. Таким образом происходит естественное «пересыпание» и окончательная закупорка твёрдыми материалами интервала перфорации в заполненном домене и уменьшение глубины текущего забоя. Процесс пересыпания интервалов перфорации в результате осаждения твердой фазы закачиваемых отходов был подтвержден при проведении геофизических исследований в скважинах Общества (Таблица 6.6).

Таблица 6.6 Статистика уменьшения глубин текущего забоя по поглощающим скважинам

Скважина	Интервал перфорации	Глубина текущего забоя	Открытый интервала перфорации, м (%)	Дата исследования
	глубина по стволу скважины от стола ротора, м			
ПА-118	2062,0 - 2072,0	2065,0	3,0 (30%)	Март 2019
ПБ-407	2985,5 - 2995,5	2986,0	0,5 (5%)	Ноябрь 2017
ЛА-519	3183,2 - 3193,2	3185,4	2,2 (22%)	Май 2019

Работы по переходу на эксплуатацию нового домена будут включать определение глубины текущего забоя с целью оценки изоляции между старым и новым доменами. В зависимости от результатов и при наличии целесообразности, может проводиться опрессовка скважины, исследования расходомером в режиме закачки, а также дополнительные мероприятия по изоляции, например, закачка и продавка проппанта или песка с целью перекрытия (пересыпания) старого интервала перфорации до глубины вышерасположенного целевого интервала.

Размещение буровых отходов и других жидкостей в домене контролируется

согласно утвержденного Плана мониторинга [19]. В процессе мониторинга, при необходимости, производится калибровка моделей и переоценка размеров области размещения, а также геофизические исследования для подтверждения отсутствия закачки в нецелевые интервалы.

На основании перечисленных преимуществ, планируется применение метода песчаной пробки для изоляции доменов.

6.9. Опытно-фильтрационные работы в дополнительном резервном интервале закачки (пласты V-VI – VII-VIII)

На основании Протокола ГКЗ от 14.09.2022 № 7083 [81], дополнительный резервный домен отнесен к группе выявленных. Таким образом разрешены опытнo-фильтрационные работы (ОФР) с целью подтверждения возможности промышленной эксплуатации нового домена, и при необходимости, уточнения его емкости.

План ОФР включает следующие основные задачи и этапы:

1. Датой начала ОФР считать дату начала закачки буровых отходов и других жидкостей в интервалы перфорации в дополнительном резервном домене с использованием системы закачки отходов на платформе «Моликпак»;
2. Максимальная продолжительность ОФР составляет 5 лет. Данный период включает завершение работ по переоснащению буровой установки, пуско-наладочные работы, работы по исследованиям, обработкам и ремонтам скважин, когда бурение производиться не будет;
3. В течение ОФР производится адаптация модели развития трещин в домене по фактическим данным закачки, включая оценку размеров зоны размещения (системы трещин), оценку наличия/отсутствия закачки в нецелевые интервалы;
4. При необходимости, проводятся геофизические исследования скважин, по оценке профиля закачки для калибровки моделей;
5. По результатам проведения ОФР, производится подготовка обновлённого отчета по геологическому изучению недр (ГИН), который будет содержать оценку результатов произведённых работ и уточнение емкости дополнительного резервного домена.

Во время всего периода эксплуатации дополнительного резервного интервала, включая период ОФР, контроль процесса эксплуатации скважины ПА-118 и процесса размещения отходов осуществляется в соответствии с утверждённым Планом мониторинга [17] и в соответствии с настоящим документом.

7. КОНСТРУКЦИЯ ПОГЛОЩАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ ПА-118 И ЕЕ ПОДЗЕМНОЕ И НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Скважина ПА-118 является первой скважиной, пробуренной с платформы «Моликпак». Конечная глубина забоя 2344 м от стола ротора по стволу диаметром 311 мм была достигнута в марте 2004 года. В апреле 2004 году в скважине были проперфорированы два интервала: резервный интервал перфорации (пласты I-IV) 1758-1768 м по стволу скважины и основной (пласты X-XI) 2062-2072 м по стволу скважины. Интервалы перфораций были изолированы друг от друга пакером Baker SC-2РАН диаметром 210 мм. При этом доступ к резервному интервалу перфорации осуществлялся лишь только через затрубное пространство колонны НКТ. Скважина была протестирована и введена в эксплуатацию в апреле 2004 года.

Изначально закачка в основной интервал перфорации осуществлялась через лифт насосно-компрессорных труб диаметром 114,3 и 138 мм.

В августе 2012 года было проведено исследование по определению толщины стенок колонны. По его результатам колонна НКТ была заменена на новую, диаметром 127 мм, в декабре 2013 года. Новая компоновка включает пакеры, изолирующие верхний резервный интервал перфораций. Таким образом, в настоящее время доступ к этому интервалу отсутствует. При необходимости закачки в верхний интервал колона НКТ должна быть дополнительно проперфорирована.

На Рис. 7.1 приведена существующая схема конструкции скважины ПА-118. Общие данные по конструкции скважины ПА-118 представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 Общие данные по конструкции скважины ПА-118

Скважина	ПА-118
Тип скважины	Специальная поглощающая - закачка буровых отходов и технологических жидкостей
Дата начала бурения	15 июля 2002 г.
Дата начала эксплуатации	26 апреля 2004 г
Уровень моря	Baltic 77
Превышение стола ротора от уровня моря	32 м
Глубина моря	31,28 м
Допустимое отклонение забоя скважины	+/- 50 м XY радиус
Фактическая глубина	2337 м (по стволу от стола ротора)

Скважина	ПА-118
Дата окончания строительства	26 апреля 2004 г.

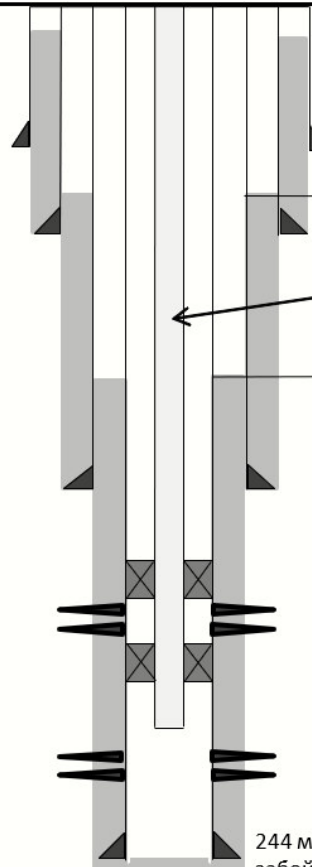
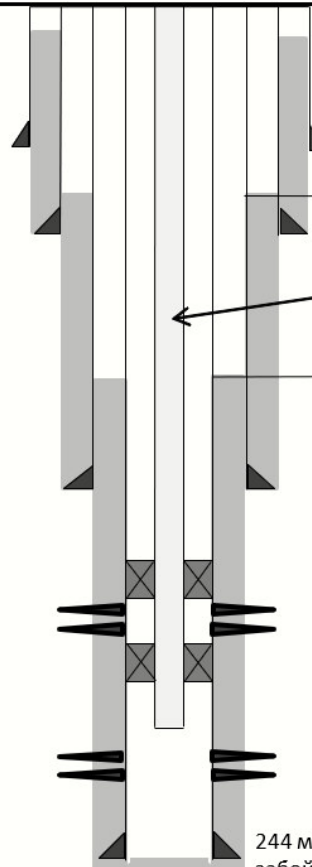
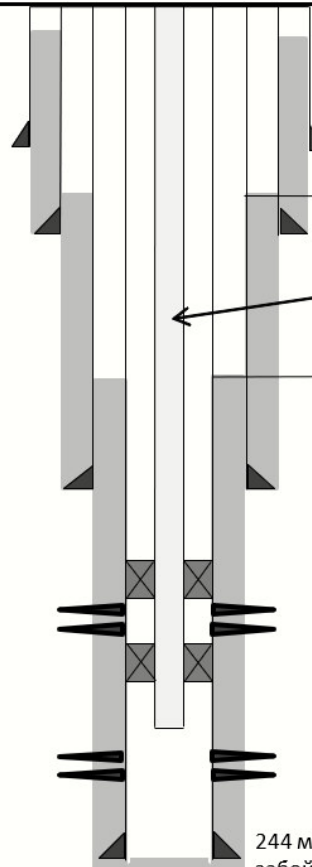
По стволу, (м)	По вертикали от стола ротора, (м)	Зенитный угол скважины (град.)	
124	124		
614	575	38	
1614	1228	50	
1719	1295	47	
1758	1319	46	
1804	1353	42	
1867	1401	40	
2062	1560	31	
2337	1799	28	
2344	1804	28	

Рис. 7.1 Схема конструкции скважины ПА-118

В ноябре 2021 года при проведении теста по стравливанию давления произошло частичное заполнение скважины ПА-118 жидкостями с механическими примесями из интервала перфорации. В 2023 году запланирован КРС ПА-118 с целью углубления текущего забоя, проведения геофизических исследований для оценки технического состояния обсадных колонн и цемента и восстановления приемистости скважины ПА-118.

8. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ

8.1. Насосное и иное оборудование для закачки отходов

Система подготовки и закачки отходов бурения включает сепарацию, сбор, измельчение и транспортировку твердых отходов из оборудования очистки бурового раствора на установку подготовки пульпы.

Поверхностное оборудование системы размещения шлама включает следующие ключевые элементы: вибрационное сито, винтовой шнек, шламоотвод, резервуары для накопления шлама, насосы для перекачки бурового шлама и ёмкости накопления.

Принципиальная схема технологического процесса подготовки буровых отходов к размещению в скважину ПА-118 представлена на Рис. 8.1.

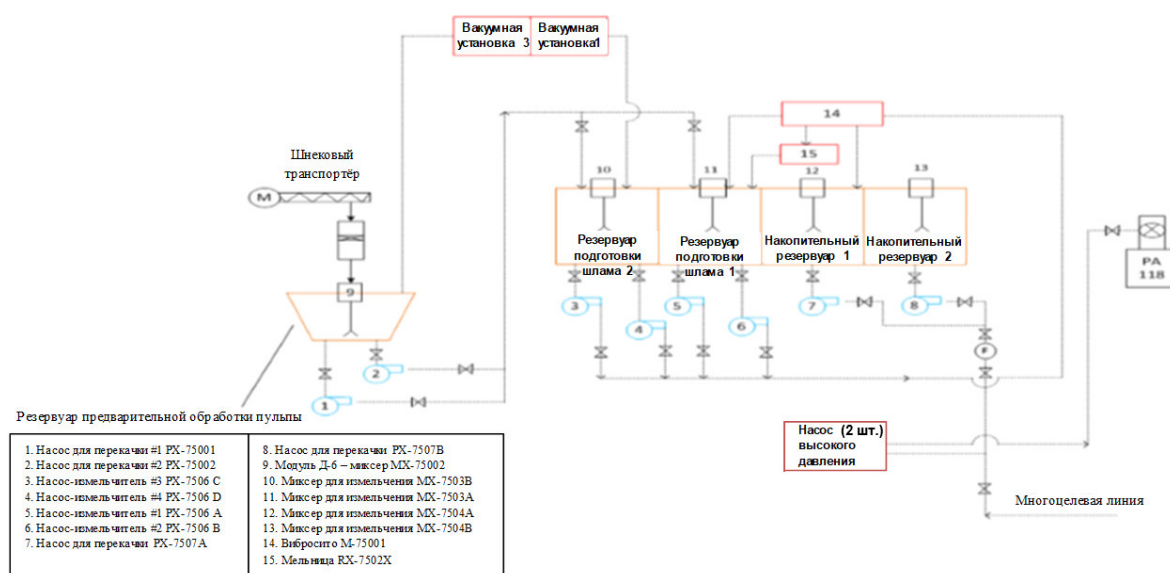


Рис. 8.1 Схема технологического процесса подготовки буровых отходов к размещению через скважину ПА-118

Шлам с вибрационного сита буровой установки транспортируется шнековым транспортером в резервуар предварительной обработки пульпы с паспортной емкостью 5,6 м³ (номинальной рабочей емкостью около 1,5 м³). Далее, шлам попадает в резервуары для сбора шлама с паспортной емкостью по 12 м³ (номинальной рабочей емкостью около 6 м³). Смесь в емкостях для шлама постоянно перемешивается и циркулирует насосами во избежание разделения на фракции.

В каждом резервуаре для шлама установлено по два центробежных насоса-измельчителя и 4-х лопастной миксер. Эти насосы частично или полностью разбивают

шлам (преимущественно глинистые фракции), затем подают его на классификационное сито: шлам мельче 380 микрон проходит через ячейки сита и попадает в накопительные резервуары, где происходит накопление уже классифицированного шлама и подготовка пульпы, пригодной для закачки в скважину ПА-118. Более крупный шлам попадает обратно в емкость для шлама №1, либо направляется в мельницу (измельчитель песка) и затем в емкость для шлама №1. Цикл может повторяться многократно.

Паспортная вместимость каждой из двух накопительных емкостей составляет 17,5 м³ (номинальный рабочий объем около 12 м³, суммарный объем 24 м³). В них отсортированный шлам доводится до необходимых реологических параметров, а именно вязкости 90 сек/кв и удельного веса 1300 кг/м³. Затем подготовленная шламовая пульпа подается центробежными насосами на всасывающий трубопровод двух насосов высокого давления. Каждый из двух установленных насосов высокого давления (CALDER CRI 450 Triplex Plunger Pump) обеспечивают номинальную производительность закачки пульпы номинальной производительностью 40 м³/час через линию высокого давления диаметром 80 мм (3,15 дюйма) для размещения шлама в скважине ПА-118. Постоянно в работе находится один насос, второй используется в качестве резервного. Однако возможна и параллельная закачка двумя насосами. Привод каждого из двух насосов высокого давления электрический, мощностью 560 кВт. В качестве дополнительного резервного насоса высокого давления может использоваться цементировочный агрегат.

В состав оборудования для закачки отходов входит система защиты от превышения допустимого давления с настройкой клапана контроля давления на 18,0 МПа (2610 фунтов/дюйм²), и клапана безопасности 20,7 МПа (3000 фунтов/дюйм²). При необходимости, установку клапана контроля давления можно отрегулировать с панели управления насосом.

В состав системы также входят две вакуумные установки, которые установлены в отсеке устьевого оборудования и в помещении амбара бурового раствора. Вакуумные установки подключены к палубным трапам участков для сбора пролитого раствора и шлама. Поступающие из этих двух установок отработанные продукты бурения также направляются в смесительные емкости. Вакуумные установки также используются для очистки системы от подготовки и закачки отходов бурения, когда система не используется.

В данный момент на платформе «Моликпак» проводится модернизация буровой установки. Завершение работ планируется в 2024 году. Описанная выше принципиальная схема технологического процесса подготовки буровых отходов и других жидкостей к размещению через скважину ПА-118 отражает оборудование после завершения всех работ по модернизации.

8.2. Технологические параметры пульпы бурового шлама

Производственный комплекс системы подготовки и удаления отходов бурения и других жидкостей обеспечивает сбор и подготовку к закачке шламов выбуренных пород и других технологических жидкостей, контроль их свойств, нагнетание подготовленных пульпообразных отходов в недра через поглощающую скважину, контроль и регулирование режимов нагнетания.

В соответствии с утвержденным технологическим процессом [61, 79], подготовленные к закачке пульпообразные отходы бурения должны обладать следующими свойствами:

- плотность до 1,23 – 1,3 г/см³;
- вязкость 50-100 МПа·с или 60-100 сек/л (по воронке Марша);
- время сохранения гомогенности пульпы (до начала образования осадка крупных частиц) не менее 4,5 часов;
- содержание твёрдой фазы 10 – 40% в зависимости от ее состава и при условии выполнения требований по плотности и сохранения стабильности;
- размер измельченных твёрдых частиц шламов выбуренных пород должны быть не более 380 микрон (40 меш).

Для выполнения требования по крупности частиц предусмотрено дополнительное измельчение крупных разностей выбуренных пород и отделение крупных частиц на виброситах. Для стабилизации пульпы путём установления оптимальной вязкости в качестве загустителя применяется химический реагент Barazan. При нагнетании морской воды в неё вводится антиокислитель и биоцид.

Система подготовки и нагнетания отходов бурения в подземные горизонты через поглощающую скважину ПА-118 обеспечивает сбор шлама (или порций шлама) выбуренных пород в период проходки ствола скважины под очередную колонну, придание им необходимых реологических свойств, транспортировку отходов бурения к насосам высокого давления и нагнетание в скважину. После закачки очередной объединенной порции пульпы поглощающая скважина должна быть закрыта на период времени смыкания трещины (48 – 72 часа). В течение этого периода бурение скважины не проводится, осуществляется другие работы.

9. СВЕДЕНИЯ О СОСТАВЕ БУРОВЫХ ОТХОДОВ И ДРУГИХ ЖИДКОСТЕЙ И ИХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКЕ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ЧЕРЕЗ ПОГЛОЩАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ В ГЛУБОКИЕ ГОРИЗОНТЫ НЕДР

При эксплуатации платформы образуются как твердые, так и жидкие вещества: в процессе бурения, заканчивания, испытания, освоения эксплуатационных и специальных скважин, бурения пилотных и боковых стволов, выполнения операций по подземному и капитальному ремонту скважин, при проведении промывок технологического оборудования, а также в процессе сбора дренажными системами платформы.

К отходам бурения относятся следующие типы жидкостей: пульпа бурового шлама, отработанные буровые растворы на водной и нефтяной основах, отходы цементных растворов, углеводородная основа бурового раствора.

К попутным водам и водам, использованным для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья, относятся следующие флюиды: высоковязкая буферная жидкость, продавочная жидкость (обработанная морская вода), консервационная жидкость, жидкость освоения, растворы для заканчивания скважин, дренажные стоки платформы (сточные воды), другие жидкости (пластовая вода и другие жидкости).

Принимая во внимание перечень и состав закачиваемых флюидов, а также комплекс геологических и технико-технологических условий и решений, в глубоких горизонтах недр возможно размещение отходов III-IV классов опасности.

При этом необходимо учитывать, что в соответствии со статьёй 2 пункт 3 Федерального закона от 24.06.1998 N 89-ФЗ "Об отходах производства и потребления", "Отношения, связанные с размещением в пластах горных пород попутных вод, вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья, вод, образующихся у пользователей недр, осуществляющих разведку и добычу, а также первичную переработку калийных и магниевых солей, регулируются законодательством Российской Федерации о недрах» при этом размещаются в глубоких горизонтах недр совместно с отходами бурения и учитываются как единый объём.

Ниже представлено подробное описание закачиваемых флюидов.

9.1. Отходы бурения

9.1.1. Пульпа бурового шлама

При подготовке пульпы бурового шлама, используется водный гель на основе реагента MEX-VIS L, который добавляется в перемолотый до 380 микрон буровой шлам, для загущения до 90 сек/л. Удельная плотность получаемого раствора при этом может варьироваться от 1,13 до 1,3.

Обоснование выбранных параметров шламовой пульпы вызвано, в основном, необходимостью следующего:

- избежать осаждения (седиментации) шлама в колонне путем поддержания частиц шлама во взвешенном состоянии;
- иметь достаточный запас прочности на разрыв колонны (а также смятия при закачке в затрубное пространство В) по давлению при закачке во всем диапазоне расчетно-допустимых расходов партий пульпы (1,59 м³/мин);
- иметь достаточный запас свободной жидкости в шламосодержащей пульпе, чтобы с учетом фильтрационных потерь при развитии трещины, остаточная пульпа, имеющая в качестве несущей пульпообразующей жидкости линейно-полимерный гель MEX-VIS L вязкостью около 90 сек/л, содержала достаточно жидкости для поддержания развития трещины, избегая запечатывания трещины в результате дегидрации пульпы.

Проведенные расчеты показывают возможность проведения закачки пульпы с плотностью до 1,3 г/см³ при условии нахождения пульпы в стволе скважины не более 4 часов. Дальнейшее увеличение плотности пульпы (свыше 1,3 г/см³) увеличивает вероятность выпадения твёрдой фазы и запечатывания трещины в результате инфильтрации водяной фазы в пласт, уменьшает допустимое время нахождения пульпы в стволе без отделения твердой фазы в результате гравитационной сепарации. Во время остановок закачки порций шламового раствора, длительность которых может составлять свыше 10 часов, пульпа в стволе скважины замещается жидкостью, не содержащей твёрдую фазу (морская вода или др.), что позволяет предотвратить выпадение твердой фазы.

9.1.2. Отработанные буровые растворы на нефтяной и водной основах

При обработке отработанного бурового раствора из него удаляются твердые частицы мелких фракций и добавки-утяжелители. Удаленные материалы направляются на модуль закачки буровых отходов, где они проходят обработку до тех же технических спецификаций, что и шламовый раствор, и закачиваются в пласт. Любые отходы, относящиеся к буровым растворам, должны обрабатываться. Строго запрещена закачка

кольматантов. Кольматанты, содержащиеся в растворах, должны быть удалены из раствора. Раствор далее должен тестироваться на предмет соответствия реологических свойств.

9.1.3. Отходы цементных растворов

При закачке незатвердевшего цементного (тампонажного) раствора после цементации в поглощающую скважину существует риск повреждения ствола скважины, его перфорационных отверстий и закупорки трещин зоны размещения отходов в пласте. Чтобы избежать кольматации ствола скважины и перфорационных отверстий незатвердевший цементный раствор проходит специальную обработку:

- Любое количество вышедшего на устье тампонажного раствора обрабатывается имеющимся в наличии замедлителем реакции (сахар или лимонная кислота), прежде чем будет направлено на установку для закачки буровых отходов;
- Тампонажный раствор постоянно циркулируется с добавлением лимонной кислоты (или сахара в качестве альтернативного агента) в концентрации 50-100 кг/м³;
- Цементный раствор в пульпе не должен превышать максимально допустимую концентрацию и при необходимости разбавляться;
- Если в наличии имеется шлам или шламовый раствор, то тампонажный раствор разбавляется шламовым раствором (по возможности до соотношения 50:50 по объему), с целью получить раствор с плотностью не более 1,3 г/см³. Для поддержания уровня кислотности 9,0 – 9,5 в раствор добавляется достаточное количество химических реагентов, замедляющих процесс реакции;
- Порция загрязненного цементом раствора промывается обработанной морской водой, а в промежутке добавляется высоковязкая буферная жидкость;
- Все магистрали подачи растворов подвергаются очистке немедленно в целях удаления каких-либо остаточных следов цемента.

9.1.4. Углеводородная основа бурового раствора

Используется в качестве основы для приготовления бурового раствора на нефтяной основе. Дополнительно применяется для замещения морской воды или других жидкостей в стволе скважины, выкидных и нагнетательных линиях платформы при температурах ниже 0°C, чтобы предотвратить замерзание.

9.2. Попутные воды и воды, использованные для собственных производственных и технологических нужд, при разведке и добыче углеводородного сырья

К водам, использованным для собственных производственных и технологических

нужд, при разведке и добыче углеводородного сырья (далее – технологические жидкости, другие жидкости) относятся жидкости, которые не являются отходами, но которые требуют определенной реагентной обработки для закачки в поглощающий пласт, в соответствии с требованиями технического проекта.

9.2.1. Растворы для заканчивания скважин

Жидкости для заканчивания скважин, не содержащие твердых взвешенных частиц, не нуждаются в применении загустителей. Жидкости, содержащие твердые частицы, должны разбавляться морской водой в пропорции 50:50 перед их закачкой в поглощающую скважину. Для разбавления используются стоки из дренажной системы платформы (промывочные воды).

После закачки жидкостей для заканчивания скважин необходимо осуществить их продавливание в пласт с помощью обработанной морской воды, а в промежутке применяется высоковязкая буферная жидкость.

9.2.2. Дренажные стоки платформы (сточные воды)

Дренажные стоки платформы (которые включают технологические стоки, загрязненные углеводородами, дождевые стоки с палуб платформы, а также могут включать стоки прачечной) поступают из закрытой дренажной системы платформы и накапливаются в резервуаре для опасных стоков. Дренажные стоки платформы используются в качестве жидкого компонента смеси при приготовлении пульпообразного раствора. Если объем дренажных стоков превышает вместимость резервуаров для их хранения, то производится их закачка в скважину как отдельной порции.

9.2.3. Высоковязкая буферная жидкость

Морская вода с загустителем используется для разделения различных закачиваемых жидкостей, при этом ее вязкость аналогична степени вязкости пульпы бурового шлама. С ее помощью проводится очистка оборудования и трубопроводов системы закачки отходов, установленных на платформе, самого ствола скважины и призабойной зоны на глубине перфорации от твердых частиц, которые могут оседать в растворе и блокировать пути движения флюидов. Вязкость буферной жидкости должна составлять 70 мПа*с, +/- 7 мПа*с. Плотность и вязкость жидкости измеряются и регистрируются перед закачкой каждой порции данной жидкости. Минимальный объем высоковязкой буферной жидкости составляет 5 м³.

9.2.4. Продавочная жидкость (обработанная морская вода)

Ингибированная морская вода используется для продавливания жидкостей в пласт, с ее помощью с поверхности оборудования и трубопроводов системы закачки, из ствола скважины и призабойной зоны на глубине перфорации удаляются любые загрязнения.

9.2.5. Консервационная жидкость

Используются для консервации скважин/призабойной зоны в случае, если закачки в ствол скважины/призабойную зону приостанавливается на несколько месяцев. Плотность консервационной жидкости должна составлять около $1,05 \text{ г/см}^3$, при этом значение плотности должно измеряться вручную и регистрироваться каждый раз перед закачкой жидкости в скважину.

9.2.6. Жидкость освоения

Эти жидкости образуются после вызова притока во время периода очистки скважины. Они могут содержать смесь жидкостей заканчивания, попутной воды и углеводородов. К ним применяется такой же подход подготовки перед закачкой, как и для жидкостей заканчивания.

9.2.7. Другие жидкости (пластовая вода и другие жидкости)

К данному типу относятся жидкости, которые не могут быть отнесены ни к какому из перечисленных выше типов. Закачка незначительных объемов попутной воды возможна при бурении и освоении скважин, имеющих начальную обводненность, либо при утилизации воды при очистке технологического оборудования по подготовке воды. В общем накопленном объеме размещенных флюидов, данный тип составляет около 7%.

10. АППАРАТУРА И ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДОВ И ОБЪЁМОВ ФЛЮИДОВ, ДАВЛЕНИЙ, В Т.Ч. КОМПЬЮТЕРНЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА ЗАКАЧКИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

10.1. Учёт закачиваемых флюидов – расходы и объёмы закачек

Учет расходов и суммарных объемов осуществляется по данным счетчиков обращений поршней-толкателей, установленных на насосе высокого давления. Все параметры работы оборудования, используемого для размещения отходов бурения и других жидкостей, включая данные по расходу и давлениям, параметры работы насоса высокого давления, наработки и износ узлов и деталей системы, расход запасных частей и расходным материалов, а также реологические параметры закачиваемых флюидов регистрируются в ежедневных журналах на протяжении всей истории эксплуатации скважины и архивируются на электронных носителях. Параметры работы оборудования контролируются оператором, а также передаются в электронную систему хранения и визуализации данных PI Process Book, где доступны для локального и удаленного мониторинга в режиме реального времени. Имеется возможность доступа к архивным данным и отображения таковых в графическом и численном виде (Рис. 10.1).

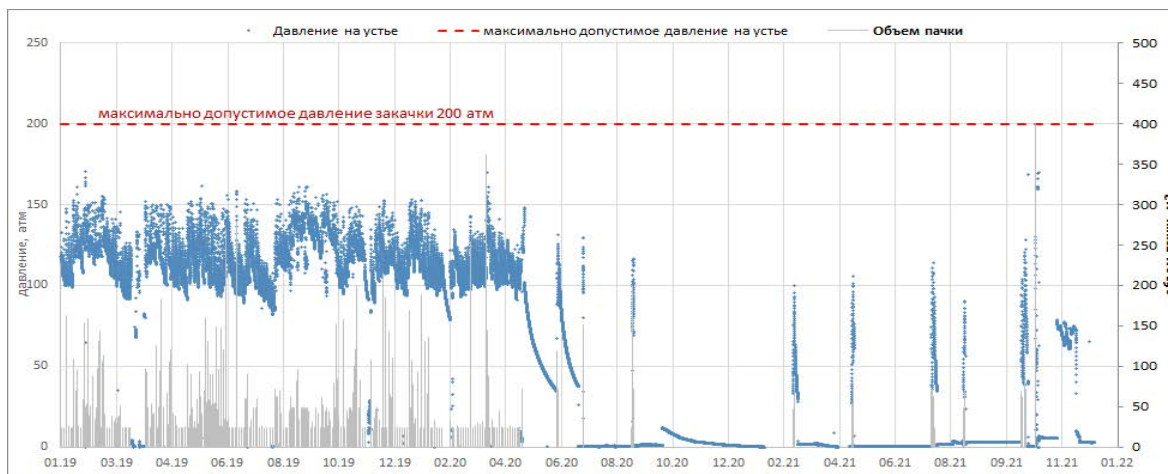


Рис. 10.1 История устьевых давлений на скважине ПА-118 за 2019, 2020, 2021г.

Установленная аппаратура позволяет отслеживать не только давления и расходы при закачках, но и вести непрерывный контроль (локально и удаленно) за целостностью внутрискважинного оборудования – давлений в затрубном и межколонных пространствах.

Для предотвращения нештатных режимов работы оборудования, система закачки

оборудована многоступенчатой защитой, включающей сигнализацию выхода параметров из диапазона допустимых значений, регуляторы давления, клапаны автоматического сброса давления закачки и устройства защитного отключения оборудования.

10.2. Определение реологических характеристик

Реологические параметры буровых отходов и других жидкостей, подлежащих закачке в поглощающие скважины, определяются в полевых условиях (на платформе) с помощью следующего оборудования:

- воронка – для определения вязкости по Маршу модели MLN-3.;
- металлические рычажные весы OFI Atmospheric Mud Balance фирмы OFITE – для измерения плотности закачиваемых жидкостей;
- вспомогательное оборудование: реторты, мензурки, водяная баня, и т.д.

Измерения, проведенные с означенным оборудованием, позволяют определить кинематическую вязкость, напряжение сдвига, соответствующими пересчетами получить значение динамической вязкости, показательного индекса вязкости и индекса консистенции для модели Powerlaw.

Данная модель принята как наиболее адекватно описывающая реологические параметры неньютоновских жидкостей - использованных буровых растворов и технологических жидкостей, загущенных полимерами. Фактические данные по реологии закачиваемых жидкостей (пример) приведены на Рис. 10.2.

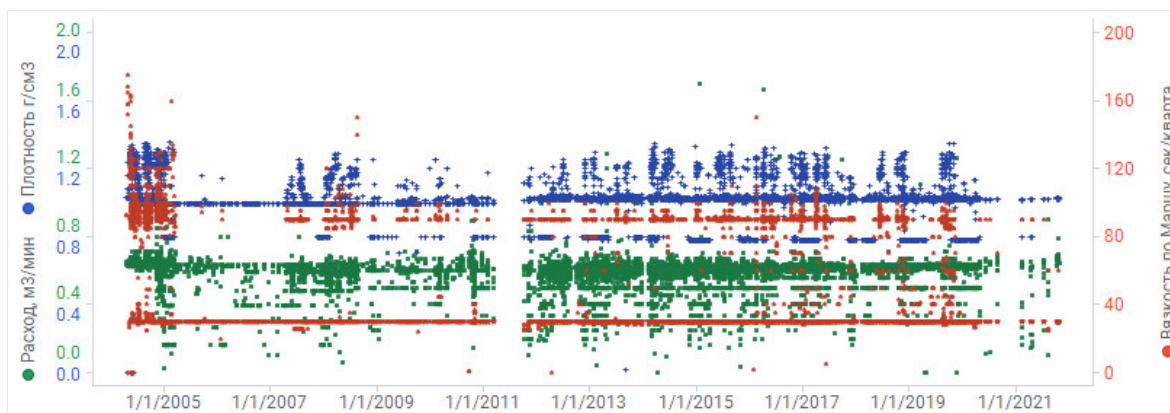


Рис. 10.2 Реологические параметры закачиваемых жидкостей и пульпы

11. МЕТОДЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРИЁМИСТОСТИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН

Способы восстановления приемистости поглощающих скважин подразделяются, в основном, на методы физического и химического воздействия. К первой категории относится проведение гидроразрыва, воздействия импульсными источниками давления и температуры, виброакустического воздействия и др. Ко второй категории относятся кислотные и иные химические обработки (спирты, ПАВ-обработки, ароматические растворители, и т.д.).

При этом наиболее радикальным и эффективным методом улучшения проводимости системы «скважина-пласт» является гидроразрыв пласта.

В нормальном режиме эксплуатации поглощающей скважины ПА-118 размещение закачиваемых отходов бурения и других жидкостей происходит в режиме гидроразрыва пластов (см. также разделы 3.1, 5.2, 6.2). При этом характер закачиваемых жидкостей предполагает высокую кольматирующую способность любого пористого пространства.

В этих условиях потенциал физического или химического воздействия на кольматированные участки породы существенно ограничен:

- Практической невозможностью адресной и контролируемой доставки химического реагента в участки сниженной проницаемости;
- Высокой коррозионной активностью, либо повышенной токсичностью / пожароопасностью наиболее эффективных химреагентов (плавиковая / глинокислота, EDTA, метанол, диметилбензол);
- Необходимостью производства закачек кислот или иных растворителей в объемах, сопоставимых с основными закачками - как следствие, высокие финансовые затраты и снижение эффективной ёмкости доменов размещения отходов;
- Существенно большей технической сложностью химического воздействия на кольматирующие компоненты по сравнению с аналогичной обработкой на поверхности.

Регулярное возобновление / реинициализация трещин при каждой закачке, по сути, представляет собой регулярно повторяемое проведение наиболее эффективного метода повышения приёмистости – а именно, гидроразрыва пласта. Продавка морской водой вполне обеспечивает функциональность (отсутствие перекрытия) перфораций.

Таким образом, иные (дополнительные) действия по восстановлению приёмистости рассматриваются как нецелесообразные.

12. ПРОГРАММА ОРГАНИЗАЦИИ И ВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НЕДР В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ

12.1. Цели и задачи мониторинга недр в процессе эксплуатации поглощающих скважин

«План мониторинга закачки отходов бурения на Астохском участке...» [17] соответствует проектным решениям действующего Дополнения к техническому проекту, 2019 [70] и требованиям действующей лицензии на всех стадиях реализации проекта строительства и эксплуатации подземного сооружения для размещения отходов бурения и других жидкостей, образование которых ожидается в ходе эксплуатации платформы ПА-А [13].

Для добычи нефти с Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения непрерывный процесс бурения скважин и ввод их в эксплуатацию является чрезвычайно важным. В соответствии с утвержденной проектной документацией, размещение отходов бурения и других жидкостей осуществляется через скважину ПА-118, построенную специально с целью закачки отходов бурения и других жидкостей.

Программой мониторинга предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

- Контроль за состоянием поглощающей скважины и области размещения отходов бурения в процессе строительства, заканчивания и освоения;
- Мониторинг закачки на всех стадиях реализации проекта строительства и эксплуатации подземного сооружения для размещения отходов бурения и технологических жидкостей;
- Соответствие плана мониторинга проектным решениям утвержденного технического проекта закачки отходов бурения и технологической схеме разработки, а также требованиям действующей лицензии на использование недр Астохского участка для строительства и эксплуатации подземных сооружений при достижении технико-экономических задач Общества.

План мониторинга закачки отходов на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождении преследует следующие цели:

- Соблюдение лицензионных условий пользования недрами для размещения буровых отходов и утвержденных проектных документов;
- Мониторинг и контроль распространения подземной области размещения отходов в соответствии с определенными в лицензии границами;

- Уточнение программы контроля и наблюдений, по результатам исследований, для обеспечения безопасной и управляемой эксплуатации системы закачки отходов бурения и технологических жидкостей;
- Оптимизация процессов закачки, контроль и регистрация технологических параметров в ходе выполнения процедур закачки, моделирование фактического трещинообразования, сравнение модели фактического трещинообразования с проектной, уточнение емкости домена размещения отходов бурения и других жидкостей;
- Составление отчетности в соответствии с требованиями существующей лицензии на закачку буровых отходов и других жидкостей;
- Распределения обязанностей и ответственности мониторинга закачки отходов бурения и других жидкостей.

12.2. Мероприятия по мониторингу

В процессе бурения скважины ПА-118 был выполнен обширный комплекс геофизических и геологических исследований, как в открытом стволе скважины для оценки фильтрационно-емкостных свойств горных пород, так и комплекс методов оценки технического состояния скважины (глава 5).

Для изучения свойств отложений нутовского горизонта была выполнена программа отбора и анализа шлама по всему разрезу при бурении скважины ПА-118.

12.3. Контроль процесса закачки буровых отходов в глубокие горизонты недр

Мониторинг и оптимизация процесса закачки отходов бурения и других жидкостей на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения включают в себя:

- контроль распространения подземной области размещения отходов (ОРО) и других жидкостей в соответствии с определенными в лицензии границами;
- моделирование процессов развития трещин гидроразрыва, сравнение фактических данных с проектными, контроль и регистрация технологических параметров в ходе выполнения закачки;
- проведение мониторинга состояния ОРО для закачки отходов бурения и других жидкостей, в соответствии с определенными в лицензии границами;
- оптимизация процессов закачки для обеспечения бесперебойности работы скважины;
- уточнение емкости домена в пределах основного интервала размещения отходов бурения и других жидкостей своевременный переход к закачке в резервный интервал,

сравнение запланированных и фактических объемов размещения отходов бурения и других жидкостей по каждой пробуренной эксплуатационной скважине;

- уточнение объемов буровых отходов и других жидкостей, подлежащих размещению в следующем году и на оставшийся период эксплуатации участка;

- сбор информации об области размещения отходов и других жидкостей, составление отчетности о суммарном объеме размещения отходов бурения и других жидкостей в течение года и с момента начала работ в соответствии с требованиями существующей лицензии;

- анализ эффективности мероприятий по мониторингу и необходимости проведения дополнительных мероприятий, уточнение программы контроля и наблюдений по результатам исследований для обеспечения безопасной и управляемой эксплуатации системы размещения отходов бурения и технологических жидкостей.

В соответствии с действующей лицензией на пользование недрами для осуществления разработки (разведки и добычи) углеводородов пределах Пильтун-Астохского лицензионного участка [2] и лицензией на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения [13], Общество предоставляет в надзорные органы РФ ежегодные информационные отчёты, в которые включаются: комплекс, объемы и виды проведенных в отчетном периоде работ, полученные результаты работ, основные выводы и планируемые работы на следующий год, а также результаты мониторинга размещения отходов бурения и других жидкостей.

Эффективная программа контроля и наблюдения обеспечивает безопасную и управляемую эксплуатацию системы размещения отходов бурения и других жидкостей.

12.4. Программа суточного мониторинга

В процессе закачки отходов бурения и других жидкостей производится круглосуточное непрерывное измерение устьевого давления (с использованием электронного скважинного датчика давления) и скорости закачки, которые хранятся в базе данных Общества. Данные по давлению нагнетания, скорости закачки, а также отчеты о ходе закачки ежедневно анализируются для обеспечения безопасной и управляемой эксплуатации системы нагнетания отходов бурения и других жидкостей.

После того, как закачан объем объединенной пачки, закачка приостанавливается для разгрузки давления в призабойной зоне вследствие фильтрации жидкой фазы закачиваемых жидкостей в проницаемые интервалы и сопутствующего смыкания трещины. После

остановки скважины в автоматическом режиме проводится запись кривой падения давления (КПД). Данные КПД анализируются для получения информации об изменении давления закрытия трещины и ее геометрии.

Данные размещения пачек отходов бурения и других жидкостей через специальную поглощающую скважину ПА-118 с начала проведения работ, предоставляются ежесуточно компанией-оператором в виде отчетов. Оператор по закачке отходов бурения, находящийся на платформе, осуществляет отбор образцов пульпы шлама каждые 12 часов, или из каждой вновь приготовленной пачки, и производит измерение плотности, вязкости, объемных соотношений жидкой и твердой фазы пульпы. Кроме этого, в “Суточный отчет о закачке отходов бурения и других жидкостей” также включены следующие сведения:

- Скорость закачки;
- Объем жидкости, закачанной через скважину ПА-118 в течение последних 24 часов;
- Давление перед началом закачки, во время закачки и в конце закачки каждой пачки;
- Наименование и объем химических реагентов, использованных для обработки нагнетаемых жидкостей, таких как раскислители, загустители и антисептики;
- Секция ствола скважины, где производится бурение и откуда производится размещение шлама, информация о статусе бурения секции ствола скважины и о других проведенных работах, глубина текущего забоя;
- Суммарные объемы жидкостей, которые были закачаны с начала месяца. В случае закачки дренажных вод и морской воды для промывки скважины в “Суточном отчете о закачке отходов бурения”, также указываются суточные и суммарные объемы их закачки.

Специалисты по разработке месторождения (инженер-технолог, разработчик и геолог) на ежедневной основе проводят контроль качества данных, представленных в “Суточном отчете о закачке отходов бурения и других жидкостей”.

Фактические результаты и примеры подобного мониторинга предоставлены в разделе 11.

12.5. Ежегодный анализ мероприятий по мониторингу

Ежегодный обзор мероприятий по мониторингу включает в себя:

- Документально подтвержденную информацию о локализации области размещения отходов и других жидкостей за год;
- Суммарные объемы закачки отходов и других жидкостей в течение года и накопленные с момента начала работ (с 2004 года);
- Сравнение запланированных и фактических объемов закачки отходов бурения и

других жидкостей по каждой пробуренной скважине;

- Уточнение объемов отходов бурения и других жидкостей, подлежащих закачке в следующем году и на оставшийся период эксплуатации месторождения;
- Оценка емкости области (домена) размещения отходов и других жидкостей;
- Уточнение требований, графика работ и планирования работ по скважине ПА-118;
- Анализ эффективности мероприятий по мониторингу и необходимости проведения дополнительных мероприятий.

12.6. Геодинамический мониторинг

В ООО «Сахалинская Энергия» разработана и проводится стратегия геодинамического мониторинга, который охватывает широкий спектр вопросов, связанных с сейсмическими и другими опасными геологическими процессами и структурной устойчивостью, как на суше, так и на шельфе. Эта стратегия определена в ряде соответствующих документов:

- «План мониторинга сейсмической активности и опасных геологических процессов (SGMP)», документ № 1000-S-90-01-P-0266;
- «План маркшейдерско-геодезических работ по объектам деятельности на 2019–2024 года» № 1000-APP-0038-001-RTNZ-R.

Проект «Сахалин-2» охватывает территорию от северо-восточного побережья острова Сахалин, где расположены стационарные эксплуатационные платформы на шельфе, в пределах Пильтун-Астохского и Лунского месторождений, до терминала отгрузки нефти (ТОН) и завода СПГ в заливе Анива, расстояние между которыми более 800 км. Проект «Сахалин-2» разработан с учетом противостояния колебаний земной поверхности при землетрясении и динамическому смещению земной коры согласно проектным критериям сейсмичности. Проектные критерии сейсмичности рассчитывались для производственных объектов, включая магистральные и морские трубопроводы, объединенный технологический комплекс (ОБТК), компрессорные и насосные станции, завод СПГ, терминал отгрузки нефти (ТОН), морские добывающие платформы, системы управления и связи, другую вспомогательную инфраструктуру.

Требования строительных норм и правил (СП 47.13330.2016, СП 11-104-97) предусматривают необходимость мониторинга эксплуатируемых объектов для обеспечения соответствия проектных решений и эксплуатации экологическим условиям, определенным в проектной документации, и для оценки физического состояния объектов и их фундаментов относительно проектных требований к ним. Сюда входит мониторинг опасных геологических процессов, таких как землетрясения и оползни, а также оценка

поведения трубопроводов и объектов в условиях таких нагрузок. В соответствии с рекомендациями Государственной экологической экспертизы от 2003 года, и "Главгосэкспертизы", Обществом выполнены следующие мероприятия, относящиеся к проведению сейсмического мониторинга:

- установлена сеть станций мониторинга сейсмической активности с автоматической регистрацией колебаний и данных о движениях земной коры в режиме реального времени на всех основных производственных объектах, включая завод СПГ, ТОН, ОБТК, морские платформы, ДНС, и участки трубопровода, находящиеся в районах с повышенной геологической опасностью;

- создана сеть сейсмического контроля на участках морской добычи углеводородов;

- ведется мониторинг зон активных разломов земной коры в местах пересечения их трубопроводами для оценки влияния тектонических процессов на подземные трубопроводы.

В соответствии с нормативными требованиями РФ и рекомендациями экологической экспертизы, а также, для получения информации, которая является крайне важной для реализации проекта, был разработан комплексный «План мониторинга сейсмической обстановки» (1000-S-90-01-P-0266-00). План мониторинга состоит из пяти основных частей:

- Система сейсмического мониторинга (ССМ) для регистрации колебаний земной поверхности в результате землетрясений;
- Мониторинг оползней;
- Мониторинг тектонических нарушений;
- Система мониторинга реакции элементов конструкции верхних строений платформ на перегрузку;
- Система мониторинга техногенной сейсмичности, обусловленной отбором нефти и газа (СМТС).

Сейсмический мониторинг, определенный в данном плане, направлен на наблюдение за влиянием геологически-опасных явлений на производственные сооружения и трубопроводы проекта «Сахалин-2» в период эксплуатации, наблюдение за сопутствующими эффектами воздействия на целостность системы, и, следовательно, на обеспечение защиты жизни людей и охраны окружающей среды.

План сейсмического мониторинга получил положительное заключение экспертизы МЧС (№ ГЭП А-08/08-005 от 28 ноября 2007 года). Обществом создана группа для сбора

данных по мониторингу. Мониторинг осадок фундаментов предусмотрен в «Годовом плане развития работ».

Соблюдение требований к геодинамическому мониторингу обеспечивается путем внедрения следующих систем:

- Система сейсмического мониторинга (ССМ);
- Система геодинамического мониторинга. Морские платформы;
- Система мониторинга техногенной сейсмичности, обусловленной отбором нефти и газа (СМТС);
- Мониторинг осадок фундаментов (МПУФ);
- Ликвидация последствий сейсмического явления.

В перечисленных документах также представлены системы, не описанные в данном отчете: наблюдения за колебаниями земной поверхности, мониторинг оползней согласно системе классификации опасных факторов и установки геодезических знаков, на местности в районах тектонических нарушений.

12.6.1. Системы геодинамического мониторинга

Системы геодинамического мониторинга обеспечиваются путем внедрения:

- системы мониторинга колебаний земной поверхности;
- наблюдений за оползневыми участками согласно классификации опасных факторов;
- установки геодезических реперов на местности в районах тектонических нарушений;
- мониторинга слабой сейсмичности в районах месторождений компании с помощью сети низкочастотных сейсмоприемников;
- ежегодного геодезического контроля осадок и деформаций основных конструкций;
- гидрографического контроля морских трубопроводов, прилегающих акватории и оснований добывающих платформ.

Краткое описание систем, применительно к эксплуатации платформы ПА-А, представлено ниже.

Система сейсмического мониторинга (ССМ)

В состав системы наблюдений за колебаниями земной поверхности - сейсмического мониторинга (ССМ) входят 13 станций, удаленных береговых цифровых самописцев, регистрирующих наземные ускорения в результате сейсмических событий.

Эти станции покрывают всю территорию, отведенную под проект «Сахалин-2», от мест выхода подводных трубопроводов на берег у северо-восточного побережья о. Сахалин и далее вдоль маршрута нефте- и газопроводов на ТОН и завод СПГ в заливе Анива в южной части острова.

Цель системы сейсмического мониторинга – подача сигналов оповещения о сильных землетрясениях на посты управления трубопроводом и производственными объектами проекта «Сахалин-2», и выполнение оперативного автоматического анализа сейсмических данных для определения пиковых наземных ускорений и потенциально возможных повреждений трубопроводов и объектов обустройства.

Важной задачей анализа подземных толчков является определение соответствующих ответных мер (в частности, необходимо ли аварийное отключение) и требований по оценке и ликвидации ущерба. В дополнение к сигналу уведомления по системе диспетчерского управления и телеметрии (СДУиТ), предусмотрено проведение осмотров оборудования и трубопроводов после прекращения подземных толчков с оперативной передачей информации персоналу службы эксплуатации проекта «Сахалин-2».

Станции наблюдения ССМ укомплектованы приборами серийного производства, отвечающими особым техническим и эксплуатационным требованиям, принятым в рамках проекта «Сахалин-2», и стандартам, применяемым к сейсмической аппаратуре во всем мире. В состав аппаратного комплекса входят высокоточные измерители ускорений равновесного типа, предназначенные для измерения колебаний земной поверхности, а также компьютеры для обработки данных в режиме реального времени и ретроспективного анализа.

Система сейсмического мониторинга подключена к системе внешних геофизических служб, в которой обрабатываются официальные данные о сейсмической активности в Сахалинской области в совокупности с данными измерений подземных толчков станциями наблюдения ССМ. Все данные из внешних и внутренних источников, полученные в конкретных участках, рационально обобщаются для расчета воздействия с достаточным пространственным разрешением.

Мониторинг тектонических нарушений

Мониторинг тектонических нарушений по проекту «Сахалин-2» ограничивается местами пересечений активных разломов наземными нефте- и газопроводами.

Что касается трасс морских трубопроводов, морских платформ и прилегающих к ним территорий, активных разломов на данных трассах и площадках обнаружено не было; следовательно, при разработке плана мониторинга тектонических нарушений, нет

необходимости учитывать какие-либо территории, кроме трассы наземных трубопроводов.

Морские платформы: система геодинамического мониторинга

Для уменьшения влияния сейсмических проявлений на верхние строения морских добывающих платформ верхние части опор платформ между основанием гравитационного типа и верхними палубами оборудованы специальными устройствами, называемыми «фрикционными маятниковыми подшипниками» (ФМП), которые гасят горизонтальные колебания при сейсмических и ударных воздействиях.

Таким образом, ФМП снижают нагрузки, но не устраняют их полностью. При этом конструкции верхних палуб продолжают ощущать вертикальные и частично горизонтальные колебания, которые передаются на технологическое оборудование, трубопроводы и вспомогательные системы.

Система мониторинга техногенной сейсмичности, обусловленной добычей нефти и газа (СМТС)

Система мониторинга сейсмичности, обусловленной добычей нефти и газа (СМТС), является совместной разработкой ООО «Сахалинская Энергия» и компаний «Эксон Нефтегаз Лимитед» (ЭНЛ) и Института морской геологии и геофизики ДВО РАН (ИМГиГ). Вблизи участков морской добычи ООО «Сахалинская Энергия» и «ЭНЛ» были установлены пять низкочастотных сейсмоприемников для наблюдения за изменениями сейсмичности низкого уровня, которые могут быть обусловлены отбором нефти и газа из залежей, т.е. за «техногенной сейсмичностью».

Считывание данных наблюдений осуществляется непрерывно в режиме онлайн, они проверяются, анализируются и архивируются подрядчиком ООО «Геофизические технологии». Для Общества составляются квартальные и годовые отчеты, которые предоставляются с 2006 года. Данные наблюдений сейсмической активности с начала эксплуатации нефтегазовых месторождений проекта «Сахалин-2» свидетельствуют о том, что изменений сейсмического режима, которые могли бы быть вызваны производственной деятельностью, не происходит.

Ежегодный геодезический контроль осадок и деформаций

Данный вид мониторинга рассматривается в «Плане маркшейдерско-геодезических работ по объектам деятельности на 2019–2024 года» и согласован с Ростехнадзором. Цель мониторинга заключается в контроле за стабильностью положения объектов и сооружений Общества при эксплуатации.

Мониторинг включает:

- Морские сооружения: нефтегазодобывающие платформы ПА-Б, ПА-А,

ЛУН-А;

- ВПУ (выносное причальное устройство), причал для газовых танкеров: выполнена установка постоянных реперных знаков на каждом сооружении и берегу. Проведение контроля планово-высотного положения спутниковыми приемниками выполняется ежегодно. В 2008 г. на всех морских сооружениях были определены координаты контрольных точек. Первый цикл ежегодных изысканий был выполнен лицензированной организацией в 2008 г. Последующие циклы измерений выполнялись ежегодно с 2009 по 2021 гг. В октябре 2021 г. компания провела очередной контроль планово-высотного положения морских сооружений и, далее, будет проводить ежегодный мониторинг согласно «Плана маркшейдерско-геодезических работ по объектам деятельности на 2019–2024 года»;

- Устья скважин и направления. При необходимости проводить ежегодный мониторинг высотных отметок направления и устья для контроля усадки платформы и/или направления. На всех платформах Общества были установлены кондукторы и введена система контроля. Признаков «оползания» кондукторов не обнаружено;

- Береговые сооружения. Резервуары хранения нефти и СПГ. Проводится ежегодный контроль резервуаров для определения (дифференциальной) усадки фундаментов с использованием цифрового нивелира.

В отношении других крупных агрегатов, например, компрессоров, в 2013 году данные работы были включены в план регулярного контроля, был выполнен первый цикл геодезических наблюдений. В 2014, 2015, 2017, 2019 и 2021 гг. проведены повторные измерения.

ВЫВОД: Результаты геодинамического мониторинга подтверждают, что плановое высотное положение всех объектов проекта «Сахалин 2» находится в пределах допустимых значений.

13. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ И ОХРАНЕ НЕДР, И БЕЗОПАСНОМУ ВЕДЕНИЮ РАБОТ, СВЯЗАННЫХ С ПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕДРАМИ

Требования к охране недр регламентируются действующим природоохранным законодательством и технологическими решениями, обоснованными в проектной документации.

Во исполнение Закона Российской Федерации «О недрах» и приказа Ростехнадзора №534 от 15 декабря 2020 года «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Общество с ограниченной ответственностью «Сахалинская Энергия» выполняет следующие организационные мероприятия с целью охраны недр и окружающей среды:

1. Обеспечение полноты геологического изучения, рационального комплексного использования и охраны недр;
2. Проведение опережающего геологического изучения недр, обеспечивающего достоверную оценку запасов полезных ископаемых;
3. Проведение государственной экспертизы и государственный учет запасов полезных ископаемых;
4. Обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов полезных ископаемых;
5. Достоверный учет извлекаемых и оставленных в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
6. Охрана месторождений от факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;
7. Предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недр, размещении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод;
8. Обеспечение безопасности работ, связанных с использованием недр;
9. Соблюдение установленного порядка ликвидации сооружений по добыче полезных ископаемых и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;
10. Осуществление маркшейдерских работ с целью обеспечения эффективности производства и промышленной безопасности, предупреждения нерационального использования недр и нарушений требований по их охране;
11. Предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с

пользованием недрами и размещении буровых отходов и других жидкостей;

12. Учёт остаточной емкости геологических объектов закачки, которые используются для размещения буровых отходов и других жидкостей.

Согласно требованиям, предъявляемым Законом "О недрах", при разработке месторождений первоочередной задачей является максимально полное извлечение из недр запасов углеводородного сырья.

Общество обеспечивает режим рационального использования недр в строгом соответствии с утвержденными проектными документами на разработку месторождений и размещение отходов бурения и других жидкостей, что позволяет утверждать, что антропогенное воздействие на недра будет лимитировано в пределах ограниченных участков в продуктивной части разреза и областях размещения отходов бурения, и не будет распространяться на прилегающие части разреза.

Источниками воздействия на недра являются технологические процессы бурения скважин различного назначения, добыча углеводородов и закачка отходов бурения и других жидкостей в глубокие горизонты недр. Поэтому, основные усилия направляются на надежное разобщение продуктивных горизонтов с выше- и нижележащими пластами, как в процессе строительства скважин, так и в процессе их эксплуатации.

Во избежание рисков, связанных с доставкой на платформу и хранением значительных объемов химических реагентов, входящих в состав буровых растворов, приготовление стандартных буровых растворов осуществляется на береговых объектах – заводе подготовки сыпучих материалов и площадке производства буровых растворов в СЗМП г. Холмска, откуда доставляется на каждую платформу судном обеспечения.

Для обеспечения технологической и экологической безопасности процесса закачки подготовленных жидкостей и пульпы в пласты через специальные поглощающие скважины, принимаются следующие меры:

- колонны запроектированы на максимальные расчетные давления нагнетания;
- закачка производится при давлении, превышающем давление гидроразрыва пласта.

Размещение отходов производится с учетом постепенного, по мере закачек, повышения такового вследствие порозластичного эффекта. Мощность и давление на выкиде нагнетательного насоса высокого давления избыточно с учетом потерь на трение в трубопроводах;

- устьевое оборудование подобрано с расчетом на максимальное прогнозное давление нагнетания.

Для предотвращения загрязнения морских и грунтовых вод устанавливаются водоотделительные обсадные колонны.

При закачке буровых отходов и других жидкостей в недра через поглощающую скважину исключена возможность того, что образованный при закачке отходов гидроразрыв достигнет ближайшего к скважине тектонического нарушения, продуктивного горизонта или ствола другой скважины. Для проектирования скважин и анализа распространения трещин компаниями «Таурус», «Гидатек» (впоследствии эти работы проводились компаниями «Fosteriana» и «SID») и «MI-SWACO» (в настоящее время является подразделением компании «Schlumberger») выполнены соответствующие изыскания. Для анализа пространственно-временного распределения трещин гидроразрыва, создаваемых для закачки отходов бурения и попутно добываемой воды, оценки распространения трещин и их возможных пересечений с существующими тектоническими нарушениями, было проведено математическое моделирование для определения их конфигурации. Выбор зон закачки проводился так, чтобы трещины гидроразрыва не достигли тектонических нарушений, стволов пробуренных скважин и залежей углеводородов.

Характер воздействия на геологическую среду и подземные воды, определяемый спецификой производственного процесса в штатном режиме выполнения работ по закачке буровых отходов, будет локальным, не распространяющимся за пределы области размещения отходов.

Соблюдение методов контроля и проводимого мониторинга технологических процессов обеспечивает надежную защиту недр и подземных вод от загрязнения и нежелательных с геоэкологической точки зрения изменений гидродинамической и гидрохимической структур подземных вод. Все виды воздействия экологически допустимы в соответствии с требованиями российского природоохранного законодательства.

14. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТРЕБОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПОЛЬЗОВАНИИ НЕДРАМИ

14.1. Оценка состояния окружающей среды

Морская платформа ПА-А установлена в Охотском море на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения.

Координаты платформы ПА-А – 52°42'59" с.ш., 143°33'59" в.д.

Глубина моря в месте установки платформы составляет 30 м. Минимальное расстояние от платформы до берега о. Сахалин – 16 км. Ближайший населенный пункт поселок Пильтун расположен в 31 км к западу от платформы; на побережье в зоне шириной 1 км от границы моря отсутствуют пляжи, садовые участки, дома отдыха. Рассматриваемый район Охотского моря относится к территориальному морю Российской Федерации, примыкает к Охинскому и Ногликскому районам Сахалинской области и является водным объектом, используемым для рыбохозяйственной деятельности.

Согласно характеристике генезиса климата и особенностей режима метеорологических характеристик, разработанной Алисовым (Алисов Б.П., Полтараус Б.А. Климатология, М., Изд. МГУ, 1962, 228 с.), на формирование климата о. Сахалин и окружающей акватории влияет поступление солнечной радиации, определяемое широтой, комплекс и контрастность характеристик подстилающей поверхности, фактор близости острова как к континенту, так и к открытому океану, и доминирующие черты атмосферной циркуляции. Основные центры действия атмосферы, влияющие на климат рассматриваемого региона в теплые месяцы – это область низкого давления воздуха над континентом к западу и область высокого давления над Охотским морем с центром около п-ова Камчатка. В холодные месяцы на западе над континентом вследствие низких температур формируется сибирский антициклон. К востоку от о. Сахалин над теплым Тихим океаном образуется Алеутская область низкого давления. Характерная сезонная смена центров действия атмосферы создает «муссонный цикл», который в основном определяет общие климатические условия на острове.

Вследствие того, что Сахалинская область расположена в зоне наибольших контрастов температуры между крупнейшим Азиатским континентом и самым большим океаном, это отражается на формировании циркуляции над ее территорией и окружающей акваторией (Земцова А.И. Климат Сахалина. Л., Гидрометеиздат, 1968). Термическое воздействие материка и океана на атмосферу носит ярко выраженный сезонный характер и

выражается в изменении поля распределения давления и синоптических процессов от сезона к сезону.

На климат восточного побережья Сахалина, кроме муссонной циркуляции атмосферы, большое влияние оказывает холодное Восточно-Сахалинское течение, поэтому северо-восточное побережье Охинского и Ногликского районов отличается продолжительной холодной ветреной зимой и пасмурным с частыми туманами коротким летом.

По опубликованным климатическим данным (Научно-прикладной справочник по климату СССР, Серия 3, вып.34, ч.2. Л.: Гидрометеиздат, 1990) среднегодовая температура воздуха в исследуемом районе составляет $-1,8 - 3,0^{\circ}\text{C}$. Самым холодным месяцем является январь, когда средняя месячная температура воздуха понижается до $-19,1 \div 20,3^{\circ}\text{C}$ при средней минимальной температуре $-18,5^{\circ}\text{C}$. Однако, на фоне устойчивых морозов наблюдаются и оттепели, при которых температура воздуха в январе днем может повышаться до $+1,4^{\circ}\text{C}$. Самым холодным местом на Сахалине является Тымь-Поронайская низменность, однако на побережье в Ногликах абсолютный минимум температуры воздуха очень низкий, и составляет минус 48°C (Метеорологические ежемесячники. 1966-1995 гг., ч. II, выпуск 34, № 1-12). Продолжительность периода с отрицательными температурами воздуха – 178 дней.

По результатам обработки опубликованных материалов и сведений из климатических справочников (Справочник по климату СССР. Вып.34, ч.4. Л.: Гидрометеиздат, 1968, 171 с.) годовое количество осадков на побережье о. Сахалин увеличивается с севера на юг от 551 мм в Одопту до 770 мм в районе г. Корсаков. Наименьшее количество осадков выпадает на севере острова, их количество в районе установки платформы ПА-А, в среднем составляет 600 мм/год.

Муссонный характер климата, а именно вынос сухого воздуха с материка зимой и влажного воздуха с моря летом, обуславливают неравномерность распределения атмосферных осадков в течение года. В зависимости от вида атмосферных осадков год принято делить на два периода: период с преимущественным выпадением твердых осадков считается холодным, и продолжается с ноября по март, теплый период с преобладанием жидких осадков – с апреля по октябрь. В течение года осадки выпадают неравномерно, большее их количество приходится на теплый период.

В холодный период (с ноября по март) выпадает около 25-30% годовой суммы осадков, остальные 70-75 % осадков выпадают с апреля по октябрь.

Основной перенос воздушных масс над о. Сахалин связан с муссонной циркуляцией в атмосфере. Выраженная сезонная смена воздушных течений, обусловленная

формирующимся термическим контрастом между континентом и океаном, а также изменением положения основных барических образований, отражается на режиме ветра по всей территории (Алисов Б.П., Полтараус Б.А. Климатология, М., Изд. МГУ, 1962, 228 с.; Борисов А.А. Климатография Советского Союза. Л.: Изд-во Ленингр. Ун-та, 1970, 311 с.; Земцова А.И. Климат Сахалина. Л., Гидрометеиздат, 1968). Сложный горный рельеф и изрезанность береговой линии оказывают влияние на перенос воздушных масс и скорость их перемещения.

По данным справочников (Научно-прикладной справочник по климату СССР, Серия 3, вып.34, ч.4. Л.: Гидрометеиздат, 1990) характерной особенностью ветрового режима Охинского и Ногликского районов является преобладание в течение всего года ветров северо-западной, западной четверти, и особенно зимой, когда повторяемость направлений переносов из каждого сектора равна 38-53%.

Туманы наиболее часты на северо-восточном побережье острова Сахалин. Распределение их связано с особенностями циркуляции и разнообразием физико-географических условий. Наибольшее годовое число дней с туманами наблюдается на восточном побережье и колеблется от 70 дней на ст. Вал до 87 дней в Одопту. Сахалинские туманы по своему происхождению являются адвективными, образуются при движении теплых воздушных масс над поверхностью холодных течений и выносятся на остров. Радиационные туманы возникают лишь во внутренних долинах и наблюдаются сравнительно редко.

Наблюдаются туманы преимущественно с апреля по сентябрь, чаще всего рано утром. Наибольшее число дней с туманами приходится на июнь-июль и составляет 15-20 дней (14-16 дней на побережье у платформы).

В Сахалинской области отмечается в среднем около 100 циклонов, сопровождающихся сильным ветром, облачностью и осадками. В конце лета и начале осени могут наблюдаться тропические циклоны (тайфуны), рождающиеся в экваториальной зоне. С их приходом связаны сильные дожди и разрушительные ветры, скорость которых может достигать 40 м/с. Однако, следует отметить, что подавляющее большинство тайфунов проходят над территорией острова южнее зал. Терпения и не оказывают значительного влияния на восточный шельф Сахалина.

В районе Пильтун-Астохского месторождения выделяют 3 водные массы, различающиеся, в основном, по солености и имеющие близкие диапазоны по температуре (от точки замерзания до 9-11⁰С):

- поверхностную эстуарную с соленостью менее 31‰, весной и летом расположенную в северо-западной части района;

- шельфовую (с летней апвеллинговой модификацией), расположенную в безледный сезон несколько южнее и мористее первой с соленостью 31-32‰;

- промежуточную холодную в придонных слоях, единственную из названных водных масс, имеющую относительно стабильный температурный диапазон от 0°C до – 1,50°C и соленость 32,8-33,2‰ (Гидрометеорология и гидрохимия ..., 1998). Эстуарная водная масса достигает района Пильтун-Астохского месторождения к концу весны в результате адвекции Восточно-Сахалинским течением из района северного побережья о. Сахалин (Сахалинского залива). Шельфовая водная масса имеет местное происхождение. Эти водные массы значительную часть времени находятся под непосредственным воздействием потоков тепла и влаги через поверхность моря (Зуенко, Юрасов, 1997).

Поэтому они подвержены значительной временной трансформации свойств, причем не только температурных, но и соленостных в случае эстуарной водной массы. В наиболее теплый период года распресненные воды прогреваются особенно сильно (до 14-16°C). Промежуточная холодная водная масса в рассматриваемом районе от весны к осени также становится теплее, но лишь на 1-1,5°C и менее соленой на 0,2-0,3‰.

Приливные колебания в районе Пильтун-Астохского месторождения по своему размаху являются определяющими в суммарных колебаниях уровня моря. Приливы имеют классический суточный характер, при этом на протяжении практически всего месяца наблюдается одна полная и одна малая вода в сутки, а период явления близок к лунным суткам, и составляет около 24 ч 50 мин.

Для рассматриваемого района характерна значительная межгодовая и внутригодовая изменчивость величин прилива. Максимальные приливы здесь наблюдаются дважды в год: в декабре-январе и июне-июле.

В целом структура циркуляции вод на шельфе северо-восточного побережья о. Сахалин характеризуется высокой динамикой и наличием сложной системы вихревых образований. Течения достаточно интенсивны, и в них значительна приливная компонента. В районе Пильтун-Астохского месторождения преобладают течения меридиональной направленности, причем среднегодовая повторяемость южных течений существенно выше повторяемости северных. Это подтверждается выполненными ранее наблюдениями и результатами численного моделирования, которые свидетельствуют, что через площадь месторождения проходит западная периферия Восточно-Сахалинского течения.

Волнение в рассматриваемом районе может наблюдаться в безледовый период, т.е. с мая по декабрь. Летом преобладает волнение юго-восточного, южного направлений с высотами (hs) до 3 м. Повторяемость штилей и слабого волнения в этот период максимальна и достигает 30-45%.

В сентябре устойчивый характер волнения нарушается, максимальные высоты волн возрастают до 4-5 м. С октября, с началом формирования зимнего муссона, преобладающим становится волнение северных румбов с высотами волн, достигающими в декабре 5-6,5 м.

Открытая граница Охотского моря идет вдоль Курильских островов поблизости от одной из основных зон зарождения цунами в Тихом океане – Курило-Камчатского желоба. Курильские острова являются одним из самых сейсмически активных регионов мира, и северо-восточное побережье о. Сахалин потенциально подвержено волнам цунами, проходящим через Курильские проливы. Однако, большая часть энергии волн цунами, зарождаемых в океане, поглощается тихоокеанским побережьем Курильских островов. Цунами, проходящие в Охотское море, существенно ослабляются к моменту, когда они достигают северо-восточных берегов о. Сахалин. Возможность возникновения значительных цунамигенных мелкофокусных землетрясений здесь маловероятна.

Устойчивое появление ледяного покрова (100% вероятности) отмечается в третьей декаде декабря. Лед толщиной более 0,3 м появляется в январе. В марте и начале апреля ледовая обстановка достигает наибольшей сложности. Сплоченность дрейфующих льдов составляет 9-10 баллов. В отдельные годы дрейфующие льды могут наблюдаться в июне и даже начале июля. Средняя продолжительность ледового периода в районе исследований – 170 дней.

Регулярные наблюдения за состоянием морской среды в районе платформы ПА-А проводятся в рамках соответствующих программ экологического мониторинга и производственного экологического контроля, с целью своевременного выявления возможного воздействия и прогнозирования развития процессов, влияющих на качество морских вод, донных осадков и состояние биологических объектов.

Характеристика гидрохимических условий и загрязнения морских вод приводится по материалам морского экологического мониторинга зоны потенциального воздействия платформы ПА-А, выполненного в сентябре 2021 г. в районе платформы «ПА-А».

14.1.1. Гидрохимическая характеристика морской воды

Данные CTD-зондирования в 2021 году не выявили значительных аномалии температурного режима и солености морских вод в районе платформы ПА-А.

В целом для исследуемого участка акватории температурный фон во второй декаде 2021 года был ниже средних многолетних значений. Так, для поверхностного слоя средняя температура морской воды (3,4 °C) была ниже (на 1,3 °C) среднего многолетнего значения для ноября в данном районе. Средняя температура в придонном слое (3,6 °C) была на 2,0 °C ниже соответствующего среднемноголетнего значения.

Значения солености морской воды в 2021 году в поверхностном и промежуточном слое были близки к средним многолетним значениям. Так, на поверхности средняя соленость в период мониторинга составила 29,55 ‰, что всего на 0,03 ‰ выше соответствующего многолетнего значения. В придонном слое соленость (29,78 ‰) была ниже средних многолетних значений в ноябре (на 1,48 ‰).

14.1.2. Нефтепродукты

Сравнительный анализ результатов показал, что концентрации нефтепродуктов в морской воде в рассматриваемый период были относительно низкими. Так, нефтепродукты в количестве, превышающем нижнюю границу диапазона измерений нефтепродуктов (0,020 мг/дм³), были зафиксированы в 2021 году в контрольном створе №1 (0,033 мг/дм³) и в контрольном створе №2 (0,028 мг/дм³), что в 1,5 и 1,8 раза ниже норматива ПДК (0,05 мг/дм³) соответственно. Ранее, концентрация, превышающая предел обнаружения метода, была зафиксирована в 2018 году (0,026 мг/дм³) в контрольном створе №1 и в 2020 году в контрольном створе №3 (0,024 мг/дм³).

Таким образом, морская вода в исследуемом районе не загрязнена нефтепродуктами и угрозы для экосистемы в районе размещения платформы ПА А нет.

14.1.3. Фенол

Сравнительный анализ результатов показал, что в период 2016-2020 гг. фенол в морской воде не обнаружен. Все измеренные концентрации были ниже предела обнаружения метода (менее 0,0005 мг/дм³). В 2021 году фенол в количестве, превышающем 0,0005 мг/дм³, был зафиксирован в контрольном створе №1 (0,0007 мг/дм³), что в 1,4 ниже норматива ПДК (0,001 мг/дм³).

Таким образом, морская вода в исследуемом районе не загрязнена фенолом, поэтому угрозы для экосистемы в районе размещения платформы ПА А нет.

14.1.4. Анионные синтетические поверхностно-активные вещества (АСПАВ)

Сравнительный анализ результатов 2016-2021 гг. показал, что концентрации АСПАВ в морской воде наибольшими были в 2016 году. Максимальная концентрация тогда отмечалась в контрольном створе №1 (0,093 мг/дм³), была ниже норматива (0,1 мг/дм³) в 1,1 раза и несколько выше фактического фона в фоновом створе (0,055 мг/дм³). Диапазон изменчивости концентраций АСПАВ в 2016 году составил 0,014 ÷ 0,093 мг/дм³.

В 2017-2020 гг. средние концентрации АСПАВ были почти одинаковые и варьировались от 0,020 мг/дм³ в 2020 году до 0,026 мг/дм³ в 2019 году. По сравнению с

2017-2019 гг. концентрации АСПАВ, измеренные в 2020 году, изменялись в более узком диапазоне – от 0,015 мг/дм³ до 0,024 мг/дм³. Наибольшая концентрация (0,024 мг/дм³) зафиксирована в фоновом створе и была в 4,2 раза ниже норматива, установленного для рыбохозяйственных водоемов (0,1 мг/дм³).

В 2021 году концентрации АСПАВ в морской воде не обнаружены, все измеренные концентрации были ниже предела обнаружения.

Несмотря на разный уровень значений, полученных в 2016-2021 гг., все концентрации, измеренные в контрольных створах, были ниже норматива.

Таким образом, морская вода в исследуемом районе не загрязнена АСПАВ, поэтому угрозы для экосистемы в районе размещения платформы ПА А нет.

14.1.5. Фитопланктон

В 2021 году идентифицировано 50 видов микроводорослей, основу которых составляли динофитовые и диатомовые водоросли, которые в сумме составляли 90% от общего числа видов.

В исследуемый период 2015-2021 гг. общая биомасса фитопланктона в среднем варьировалась от 287,9 мг/м³ в 2015 г. до 894,7 мг/м³ в 2020 г.

Результаты исследований 2021 года показали, что количественные характеристики вполне соответствуют литературным данным, полученным на шельфе северо-восточного Сахалина различными исследователями, и характеризуют интенсивность развития фитопланктона в 2021 г. как невысокую. Основной причиной этого можно предположить влияние штормового состояния морской акватории в период исследований.

Видовой состав и количественные показатели фитопланктона и отдельных его групп являются типичными для данного района в позднеосенний период. В ноябре 2021 г. отмечены невысокие показатели биомассы фитопланктона, обусловленные особенностями гидрологического режима во время съемки.

14.1.6. Зоопланктон

В 2021 году работы проводились в более поздние сроки, чем в предыдущие годы, наблюдался более заметный переход планктонного сообщества на зимнее состояние, что характеризовалось низкими значениями как численности планктеров, так и их биомассы.

Наблюдения осенью 2021 г. в районе платформы ПА-А показали, что видовой состав и количественные показатели зоопланктона были типичными для района исследований. Значения биомассы и численности были невысоки, что характерно для зооцена в переходный период.

В целом состояние зооцена в районе платформы оценено как благополучное.

Пространственное распределение зоопланктона, а также его количественные и качественные показатели подтверждают оценку состояния зооцена в районе платформы ПА-А как благополучное.

14.2. Виды и источники воздействия на окружающую среду и оценка последствий их воздействия при строительстве и эксплуатации подземного сооружения

При строительстве и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр через поглощающую скважину платформы ПА-А основным видом воздействия на недра является нарушение целостности недр при бурении скважин и размещении отходов бурения и других жидкостей. Сброс буровых отходов и других жидкостей в водный объект исключен.

Источниками воздействия на окружающую среду при закачке буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения являются:

- подземные сооружения (поглощающая скважина ПА-118) и поглощающие пласты для промышленного захоронения буровых отходов и других жидкостей на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения;
- отходы бурения и другие жидкости, предназначенные для захоронения в глубоких горизонтах недр через поглощающую скважину;
- система подготовки, отведения и закачки отходов бурения и других жидкостей в глубокие горизонты недр.

Основными видами воздействия на окружающую среду при размещении отходов бурения и других жидкостей являются:

- Воздействие на подземные воды;
- Основные виды воздействия на подземные воды при размещении отходов бурения и других жидкостей через поглощающую скважину ПА-118 в глубоких горизонтах недр, заключаются в:
 - возможной перестройке гидродинамической структуры водоносных горизонтов;
 - качества подземных вод при поступлении загрязняющих веществ;
 - воздействию на ресурсы подземных вод, пригодных для хозяйственного использования.
- Воздействие на морские воды.

- В процессе размещения буровых отходов используются морские воды для придания шламовой пульпе необходимых реологических свойств. Воздействие на морские воды определяется их забором для производственных целей в процессе размещения отходов бурения и поддержания пластового давления;

- Воздействие на морской объект оказывает сброс хозяйственно-бытовых стоков, образующихся в результате жизнедеятельности персонала платформы;

- В результате использования воды на охлаждение оборудования и после опреснительной установки образуются нормативно чистые (незагрязненные) воды, которые затем сбрасываются в водный объект. Нормируемый тепловой режим сбрасываемых морских вод обеспечивается смешением нагретых вод со свежей морской водой до регламентируемой температуры.

- Воздействие на морскую биоту;

Основное воздействие на морскую биоту в процессе размещения отходов бурения и технологических жидкостей в глубокие горизонты недр будет определяться:

- забором морской воды для придания шламовой пульпе требуемых реологических свойств;

- воздействием шума и вибрации работающих механизмов на платформе ПА-А в процессе подготовки и закачки отходов бурения и технологических жидкостей через поглощающую скважину ПА-118;

- теплового воздействия при сбросе в море вод из системы охлаждения работающих механизмов, обеспечивающих размещение отходов бурения и технологических жидкостей;

- присутствием вспомогательных судов, вертолета, оказывающих отпугивающий эффект на морскую биоту, в первую очередь на птиц и морских млекопитающих.

- Воздействие на атмосферный воздух;

При непосредственном процессе закачки отходов через поглощающую скважину в глубокие горизонты недр, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу отсутствуют;

- Образование отходов производства и потребления.

14.3. Мероприятия по охране подземных вод

Предотвращение и минимизация негативного воздействия на водоносные горизонты при размещении отходов бурения и других жидкостей в пласты горных пород обеспечиваются:

- комплексными исследованиями, позволившими выполнить оценку фильтрационных

и емкостных свойств пластов-коллекторов (пористости, проницаемости и трещиноватости пород, приемистости поглощающего горизонта и др.), химического состава пластовых вод, подлежащих закачке, совместимости закачиваемых в пласт растворов с пластовыми породами и подземными водами;

- закачкой отходов в пласты-коллекторы глубоко залегающих водоносных горизонтов, не связанных с водоносными горизонтами верхней гидродинамической зоны, в которой проявляется дренирующее влияние в морские воды;
- наличием непроницаемых экранов, обеспечивающих надежную изоляцию поглощающего горизонта сверху и снизу от продуктивных горизонтов и придонных слоев морского объекта в границах зоны избыточных пластовых давлений, создаваемых нагнетанием в области доменов;
- герметичностью технических и обсадных колонн труб, спущенных в скважину, что предотвращает заколонные перетоки жидкостей;
- подбором диаметра обсадных колонн в соответствии с необходимыми условиями затрубного цементирования;
- проведенными испытаниями на герметичность всех колонн, обвязок и оборудования;
- изоляцией в пробуренной скважине водоносных пластов по всему вскрытому разрезу цементированием заколонного пространства;
- установлением башмаков обсадных колонн в мощных водоупорных толщах;
- контролем ограничения объемов размещаемых отходов в глубокие горизонты (коллекторы) в соответствии с утвержденной в установленном порядке проектной документацией;
- мониторингом технологических процессов по закачке отходов, который обеспечивает надежную защиту от нежелательных с геоэкологической точки зрения изменений гидродинамической и гидрохимической структур подземных вод;
- закачкой отходов в высокоминерализованные подземные горизонты, которые не используются и не могут быть использованы в теплоэнергетических, промышленных, питьевых и хозяйственно-бытовых целях.

14.4. Мероприятия по охране морских вод

С целью рационального использования и охраны морских вод от загрязнения, а также минимизации возможного негативного воздействия на морские воды при строительстве и эксплуатации подземных сооружений в целях размещения буровых

отходов на Астохском участке через поглощающую скважину, предусматриваются следующие мероприятия:

- согласованный в разрешительных документах режим водозабора и использования морских вод;
- водозаборы оборудованы рыбозащитными устройствами (РЗУ);
- устройство герметичных систем, емкостей, контейнеров для сбора всех видов загрязненных стоков, с их последующей очисткой;
- установка специальных поддонов в местах возможных утечек и проливов горюче-смазочных материалов, буровых, тампонажных и других растворов;
- работа системы приготовления и сепарации буровых растворов в замкнутом цикле, что позволяет снизить объемы морской воды, необходимой для приготовления растворов;
- сбор отработанного бурового раствора, буровых сточных вод, бурового шлама и других стоков бурового комплекса в специальные емкости и последующая закачка отходов бурения в скважину в глубокозалегающие горизонты;
- сброс неочищенных и/или недостаточно очищенных сточных вод, отработанных буровых растворов и шлама в море исключен;
- наличие очистных сооружений очистки хозяйственно-бытовых сточных вод для снижения концентраций загрязняющих веществ в сбрасываемых водах;
- сбросы сточных вод с платформы ПА-А в морскую среду регламентированы нормами нормативно допустимых сбросов (НДС) и осуществляются на основании действующего решения о предоставлении водного объекта в пользование для сброса сточных вод с платформы ПА-А и Разрешений на сброс загрязняющих веществ в окружающую среду;
- обеспечение соблюдения нормативов качества и ПДК в контрольном створе проведением очистки сточных вод, их контроля качества, учета их объема перед сбросом в водный объект;
- все резервуары сбора и хранения буровых сточных вод оборудованы датчиками контроля верхнего уровня жидкости, что снижает вероятность переполнения резервуаров и соответственно, разливов;
- оборудование оснащено автоматическими сигнализирующими устройствами, автоматическими клапанами, приборами контроля, различными предохранительными устройствами;
- контроль качества сточных вод и природных вод водного объекта осуществляется в соответствии с Программой производственного экологического контроля при эксплуатации платформы ПА-А (Моликпак) (органолептические – окраска, температура,

прозрачность и др.; гидрохимические – взвешенные вещества, БПК, нефтепродукты, pH, соединения азота, фосфаты и др.; микробиологические показатели);

- наличие Планов ликвидации аварийных разливов нефти, в которых рассмотрены все возможные сценарии разливов и намечены меры по ликвидации аварий.

14.5. Мероприятия по охране морских биоресурсов

Морская платформа ПА-А установлена на шельфе Охотского моря и основным мероприятием по охране морских биоресурсов является применение наилучшей доступной технологии захоронения отходов бурения и технологических жидкостей в глубоких горизонтах недр через поглощающую скважину ПА-118, обеспечивающей отсутствие сбросов в море загрязнённых сточных вод.

Основные мероприятия по снижению воздействия на морских млекопитающих изложены в «Плане по защите морских млекопитающих» (ПЗММ), с учетом рекомендаций по сохранению западно-тихоокеанских серых китов. Требования этого документа подлежат обязательному выполнению при проведении любых работ на Пильтун-Астохском лицензионном участке.

Судам предписывается сохранять дистанцию не менее 1000 м от серых китов и других видов китообразных, имеющие охранный статус в Красной Книге России (гренландский кит, японский гладкий кит, финвал), и не менее 500 м для других морских млекопитающих кроме ластоногих. В случае, если кит всплывает в непосредственной близости от судна или направляется к нему, должны приниматься все необходимые меры, чтобы избежать столкновения, пока не будет установлено, что потенциальная угроза столкновения миновала. Для ластоногих минимальные дистанции удаления не установлены, тем не менее, необходимо соблюдать осторожность в случае обнаружения ластоногих в непосредственной близости от судна

Судам запрещается преследовать, перехватывать, окружать китов и разбивать их группы.

Вертолетам, облетающим платформу, следует держаться при полете над морем на высоте не менее 100 м, чтобы минимизировать шумовое воздействие на морских млекопитающих. Воздушным судам запрещается пролетать на малой высоте и кружить над морскими млекопитающими и скоплениями птиц.

Маршруты судов обеспечения и вертолетов прокладываются с учетом распределения серых китов и расположения нагульных районов этих животных в водах северо-восточного Сахалина.

К мероприятиям по охране и минимизации возможного воздействия на особо

охраняемые виды животных (занесенные в Красные книги различных уровней) можно отнести все мероприятия, перечисленные выше.

К наиболее значимым мероприятиям для сохранения редких и охраняемых видов относятся:

- исключения случаев браконьерства, Обществом введен запрет на ввоз всех орудий промысла животных на платформы;
- введение ограничений при использовании вертолетов и плавсредств;
- мероприятия по снижению шума и вибраций.

Для оценки фактического состояния морской среды и биоты, а также реального воздействия на морскую биоту, на платформе реализуется «Программа производственного экологического мониторинга» (ПЭМ), а также «Программа мониторинга серых китов у северо-восточного побережья острова Сахалин». В рамках этих программ производится визуальный контроль за наличием и поведением морских млекопитающих и птиц в зоне проведения работ.

14.6. Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Для морской платформы ПА-А, как для действующего объекта, разработан проект нормативов ПДВ, согласованный в установленном порядке, получено разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, на основании утверждённых нормативов выбросов.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха направлены на обеспечение соблюдения нормативов его качества и сокращение объема выбросов в атмосферу до нормативного уровня от всех источников загрязнения на всех стадиях работ.

Мероприятия по снижению воздействия на воздушную среду в процессе размещения буровых отходов в недра, сводятся к следующему:

- применение герметичных и закрывающихся емкостей для накопления шлама;
- применение технических средств, предотвращающих розлив буровых отходов или их компонентов в процессе накопления и подготовки закачиваемой пачки;
- использование судов, задействованных в ходе работ, выполняющихся на платформе, имеющих сертификаты соответствия требованиям МАРПОЛ 73/78, в том числе Приложение VI и Технический кодекс по NOx;
- соблюдение регламента работы судовых установок при швартовке и стоянке и возможное сокращение времени погрузки/разгрузки судов;
- контроль за состоянием воздушной среды с помощью газоанализаторов;

Для исключения возможности сильного загрязнения нижних слоев атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях (штили, устойчивые инверсии температуры воздуха) рекомендуется проведение работ с возможным минимальным использованием технических средств на площадке.

При соблюдении технологического регламента, выбросы загрязняющих веществ от процесса размещения буровых отходов в глубокие горизонты недр не повлекут за собой значительного ухудшения качества атмосферного воздуха.

Снижение акустического воздействия на атмосферный воздух и вибраций, создаваемых работающим оборудованием, достигается за счет использования упругих прокладок и конструктивных разрывов между оборудованием. Акустическая и вибрационная безопасность обеспечивается за счет:

- установки основного оборудования на фундаменты, исключая резонансные явления;
- соблюдения технологического процесса и правил эксплуатации оборудования, предусмотренных нормативно-технической документацией.

14.7. Мероприятия по снижению влияния образующихся отходов

- Вести учет образования и движения отходов;
- Сбор, хранение, погрузка и транспортировка промышленных отходов должны исключать возможность их россыпи или разлива и самовозгорания, а также любого загрязнения почвы, воды, атмосферы;
- Тара для сбора, накопления и временного хранения отходов должна быть прочной, специально приспособленной для переноски, перегрузки, обеспечивающая сохранность содержимого при обычном воздействии факторов окружающей среды;
- Сбор токсичных отходов производить в герметичные емкости, хранить в закрытом помещении, исключая доступ посторонних лиц и попадание влаги;
- Своевременно осуществлять передачу отходов лицензированным организациям, не допускать сверхлимитного накопления;
-
- Содержание в надлежащем порядке мест временного размещения отходов.

15. СРОКИ И УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН, ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ, НАЗЕМНЫХ ОБЪЕКТОВ

Пользователь недр – ООО «Сахалинская Энергия» обеспечивает ликвидацию скважин, не подлежащих использованию, а также сохранность скважин, которые могут быть использованы при разработке месторождения и (или) в иных хозяйственных целях.

Консервация и ликвидация скважин осуществляются на основании документации, разработанной в порядке, установленном ФЗ 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности», принятый Государственной Думой 20 июня 1997 года, ФЗ «О недрах» Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом № 534 Ростехнадзора от 15.02.2020 г.

Не допускаются консервация и ликвидация скважин без положительного заключения экспертизы промышленной безопасности, которое в установленном порядке внесено в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности.

Все работы по ликвидации/консервации скважин должны осуществляться по плану безопасного проведения изоляционно-ликвидационных работ с учетом результатов проверки их технического состояния, согласованный с организацией, выполняющей работы по ликвидации или консервации скважины, и утвержденный эксплуатирующей организацией.

В плане указываются:

- конструкция скважины (глубина скважины, диаметр и длины спущенных обсадных колонн, высота подъема цемента в пространстве за обсадными колоннами) и ее состояние (характер осложнения, наличие инструмента и интервал нахождения его в стволе скважины);
- причина ликвидации или консервации скважины;
- работы, проводимые в скважине, плотность бурового раствора, интервалы установок цементных мостов, количество закачиваемого цемента;
- демонтажные (монтажные) работы на устье скважины;
- ответственные за проведение указанных работ.

После завершения работ по консервации (ликвидации) скважины геологическая служба недропользователя составляет справку о консервации (ликвидации) скважины. Ликвидация и консервация скважин считается завершенной после подписания акта

ликвидации или консервации организацией, эксплуатирующей ОПО и территориальным органом Ростехнадзора.

Ликвидированные скважины исключаются из сведений, характеризующих ОПО, свидетельства о регистрации ОПО в государственном реестре.

Пользователь недр осуществляет контроль за состоянием устьев ликвидированных и законсервированных скважин соответствии с действующими лицензиями на пользование недрами. При обнаружении ГНВП пользователь недрами или его представитель организует и проводит ремонтно-изоляционные работы на ликвидированных скважинах и проводит повторную ликвидацию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящее «Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых в целях размещения в пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» содержит результаты практических исследований, которые продемонстрировали техническую оснащённость и отсутствие экологического риска подземного размещения отходов бурения и других жидкостей на Астохском участке.

Работа включает оценку емкостных характеристик существующих доменов, параметры образующихся в процессе закачки трещин гидроразрыва, выполненные Обществом и экспертной компанией «АКРОС», а также анализ результатов промышленного размещения отходов бурения и других жидкостей в основной интервал закачки в период с 2019 по 2021 гг. и уточненный остаточный объем отходов бурения и других жидкостей, планируемых к размещению с 2022-2041 гг.

Результаты вышеперечисленных работ были обобщены в отчете «Геологическое доизучение объектов промышленного размещения в пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Обоснование нового резервного и уточнение объема основного доменов», 2022 г. (протокол ГКЗ Роснедр от 14.09.2022 №7083 [66,67]).

Основные положения данного проектного документа сводятся к следующему:

1 Эксплуатация поглощающей скважины ПА-118 осуществляется в соответствии с проектными решениями на размещение отходов бурения и других жидкостей;

2 Выбранные геологические интервалы и технологии обеспечивают реализацию наиболее технически обоснованного и экологически безопасного способа закачки отходов бурения и других жидкостей на всем протяжении осуществления программы бурения на Астохском участке [19];

3 Стратегия эксплуатации доменов через скважину ПА-118 предусматривает последовательный переход на эксплуатацию нового домена снизу-вверх по мере заполнения нижележащего домена или по причине осложнений при эксплуатации, определенным по результатам мониторинга в соответствии с утвержденным Планом мониторинга, 2008 г;

4 Намеченный план проведения опытно-фильтрационных работ дополнительного резервного домена (пласты V-VI – VII-VII) позволит уточнить возможность промышленной

эксплуатации нового домена, и при необходимости, скорректировать его емкость;

3 Уточненный объем буровых отходов и других жидкостей для закачки в текущих областях размещения, без учета фактической закачки на 01.01.2022 г. (288,7 тыс. м³), составляет 572,3 тыс. м³ (с 2022-2041 гг.);

4 Комплексный анализ выполненного геомеханического моделирования и аналитических расчетов представили возможность выделить дополнительный резервный домен (пласты V–VI – VII–VIII) для размещения отходов бурения и других жидкостей;

5 Потенциальная емкость нового резервного домена – 420 тыс.м³;

6 Увеличение объема области размещения отходов основного интервала (IX-X-XI пласты) с 350 до 633,3 тыс. м³;

7 Резервный интервал размещения (пласт I–IV) в данном отчете не пересматривался.

Представленные в данном «Дополнении к Техническому проекту» решения позволяют осуществить эксплуатацию сооружения, не связанного с добычей полезных ископаемых, для промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр в течение всего срока действия лицензии ШОМ 006669 ЗЭ.

Технология размещения буровых отходов и других жидкостей в глубоких горизонтах недр признана наилучшей доступной технологией и внесена в справочник «Размещение отходов производства и потребления» в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22.12.2021 № 2965.

При условии строгого соблюдения требований экологической безопасности, воздействие на недра, атмосферный воздух, морские воды, донные отложения и морскую биоту будет пространственно-локальным, незначительным и является допустимым Российскими нормативными требованиями в области охраны морской среды.

Мероприятия по снижению возможных негативных последствий воздействия планируемых работ на окружающую природную среду при размещении отходов бурения и других жидкостей в недрах оцениваются как достаточные.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соглашение о разработке Пильтун-Астохского и Лунского месторождений нефти и газа на условиях раздела продукции 1994 г.
2. Лицензия ШОМ 006642 НР на право разработки (разведки и добычи) полезных ископаемых в пределах Пильтун-Астохского лицензионного участка, зарегистрированная 19.08.2022 г., Роснедра.
3. Геологическое строение и подсчет запасов нефти, газа и конденсата Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, СМНГ, «Сахалинморнефтегаз», г. Оха (протокол ЦКЗ № 78 от 28 августа 1992 года).
4. Уточнение геологического строения и пересчет запасов нефти, газа и конденсата Астохского участка, включая ТЭО коэффициентов извлечения нефти 1996 год (протокол ЦКЗ № 401 от 11 октября 1996 года).
5. Групповой рабочий проект на строительство наклонно-направленных скважин с платформы «Моликпак» на Пильтун-Астохском месторождении. Этап 1 А проекта «Сахалин-II». ОАО «ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград, 2001 год.
6. «ТЭО комплексного освоения Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков проекта «Сахалин-II» Этап 2» (Подраздел 5.2.1, Книга 9, Том 2Б), «САХАЛИН ЭНЕРДЖИ».
7. Дополнение к технологической схеме разработки Астохского участка и уточнение технологических показателей этапа IА 2004 год (протокол ЦКР № 3129 от 1 апреля 2004 года).
8. Техничко-технологические решения на строительство эксплуатационной скважины ПА-118. Уточнение «Группового рабочего проекта на строительство наклонно-направленных скважин с платформы Моликпак на Пильтун-Астохской площади». Этап проекта I-А проекта «Сахалин-II». Часть I. Эксплуатационные скважины 115, 118, 119, 108Н, ОАО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградПИНИморнефть», Волгоград, 2003 г.
9. Акт на передачу скважины № ПА-118 в эксплуатацию, 30 апреля 2004 года.
10. Геолого-гидрогеологическое обоснование закачки отходов бурения на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения, «САХАЛИН ЭНЕРДЖИ», 2006, документ № 3200-S-00-93-T-0003-00-R (протокол ГКЗ № 1447 от 5 сентября 2007 года).
11. Дополнение к технологической схеме разработки Астохского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани, Лтд.», 2008 год (протокол ЦКР Роснедра № 4297 от 24.04.2008 г.).

12. Лицензия ШОМ 11381 ЗП на геологическое изучение с правом опытно-промышленного размещения буровых отходов в пластах горных пород на Астохском участке, Пильтун-Астохского месторождения, зарегистрированная 10 января 2003 года.
13. Лицензия ШОМ 006669 ЗЭ на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых в пределах Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения, зарегистрированная 19 августа 2022 года.
14. Лицензия ШОМ 006671 ЗЭ на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении, зарегистрированная 19 августа 2022 года.
15. Лицензия ШОМ 006670 ЗЭ на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых на Пильтунском участке, Пильтун-Астохского месторождения, зарегистрированная 19 августа 2022 года.
16. Технический проект на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения промышленных отходов в пределах Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения. г. Южно-Сахалинск, ООО «РН - СахалинНИПИморнефть», 2007 год.
17. План мониторинга закачки отходов бурения на Астохской площади Пильтун-Астохского месторождения. «САХАЛИН ЭНЕРДЖИ», 2008 г. 3200-S-00-96-3-0012-00-E.
18. Заключение экспертизы Центра государственного мониторинга геологической среды ОАО «СахГРЭ» № 559 от 29 октября 2008 года.
19. Горноотводный акт № 65-7700-00969 от 4 октября 2022 г., выданный Сахалинским Управлением Ростехнадзора
20. Информационные отчеты о размещении буровых отходов и других жидкостей в пластах горных пород проекта Сахалин II, «САХАЛИН ЭНЕРДЖИ», 2008-2015 гг.
21. Hagan J.T., Buller D.C., and Jones P. Cost Effective Drill Cuttings Management Forum. IQPC, Aberdeen, 4-7 February 2003 г.
22. Moschovides Z.A., Gardner Sund G. and Veatch R.W. Disposal of Oil Cuttings by Downhole Periodic Fracturing Injection in Valhall – North Sea. A Case Study and Modeling Concepts; SPE/IADC 25757, 1993.
23. Cutler T. Alaskan Underground Injection Control of Solid Waste Disposal. Book:

- Underground Injection Science and Technology. Edited by Chin-Fu Tsang and John Apps, Earth Sciences Division Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley, CA. ELSIVER 2005, p.p. 557 – 568.
24. Segal P. Grasso J.R., Massop A. (1994) Poroelastic stressing and induced seismicity near The Lacq gas field, Southwestern France. *J. Geophys. Res.*, Vol. 99, No B8, p. 15423 – 15438.
 25. Brkic V., Omrcen I., Bukvic S. Gotovac H. Omrcen B. and Zelic M. Disposal of Meat and Bone and Residual Ash by Injection into Deep Geological Formation Book: Underground Injection Science and Technology. Edited by Chin-Fu Tsang and John Apps, Earth Sciences Division Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley, CA. ELSIVER 2005, p.p. 569 – 586.
 26. AATA International, Inc. “Environmental Impact Assessment for Eastern Orenburg Oil and Gas Development Project, Orenburg, Russia”. (Gasprom, Official bulletin).
 27. Атакулов Т. Рыбальченко А., Кузнецов А., Черных С. Обращение с отходами бурения при освоении нефтегазовых месторождений в районах с особым экологическим статусом. *Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология*. Москва, № 3, 2001 г.
 28. Piltun-Astokh Field study within section interval of M to XVIII, report on seismic and well data interpretation (Исследование Пильтун-Астохского месторождения в пределах интервала сечения с М по XVIII. Доклад о результатах интерпретации сейсмических и скважинных данных). Июнь 2004 г.
 29. Buller, D; Analysis of Astokh Drilling Waste Re-injection at PA-118, April 2004 to June 2005 (Анализ процесса обратной закачки бурового шлама в скважине № 118 с апреля 2004 г. по июнь 2005 г.). Gidatec, июль 2005 г.
 30. Barree, R.D., Mud and Drill-Cuttings Disposal for Molikpaq Development Wells (Утилизация бурового раствора и выбуренной породы в эксплуатационных скважинах платформы «Моликпак»), 7 августа 2000 г.
 31. David Buller. Piltun Field: Re-injection Study, Feasibility Study. “Gidatec”, Cornwall, U.K., Исследование возможности размещения буровых отходов на Пильтунском участке. 2003.
 32. David Buller. Piltun Field: Re-injection Study, Phase 2. “Gidatec”, Cornwall, U.K., Исследование возможности размещения буровых отходов на Пильтунском участке. Этап 2. 2005 г.
 33. «Астохская площадь Пильтун-Астохского месторождения. Проектное исследование по закачке шлама», отчет, Дэвид Буллер, Gidatec Limited, апрель

2002г.

34. «Анализ закачки отходов бурения в скважину ПА-118 и влияния на подземное размещение» Предварительный отчет, Дэвид Буллер, Gidatec Limited, 4 октября 2004г.
35. «Анализ технической осуществимости закачки шлама в пласты горных пород». Apollo Services U.K. Ltd, 2002 год.
36. R.C. Bachman, T.G. Harding, Settari, A. and D.A. Walters: Coupled Simulation of Reservoir Flow, Geomechanics, and Formation Plugging With Application to High-Rate Produced Water Reinjection, paper SPE 79695, SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, TX. Feb. 3-5, 2003г.
37. Предварительный анализ результатов испытаний скважины ПА-118 Куан Гюо, Томас Гихан, Адриана Овалле, M-I SWACO, Апрель 2004 г.
38. Piltun-Astokhskoye field: Astokh Area Cuttings Re-injection Design Study, Gidatec, D. Buller, Апрель 2002
39. Piltun-Astokhskoye field: Astokh Area Cuttings Re-injection Design and Operations Study, J. Reddoch, Декабрь 2002
40. PA-118 Well Integrity Management. MAASP & MAWOP Calculations.
41. В.Н.Николаевский Механика пористых и трещиноватых сред, Москва, Недра, 1984 г.
42. Segal P. Induced stress due to fluid extraction from aximetric reservoirs. Pageograf. Vol 139, No 3 /4 p. 535 – 560, 1992 г.
43. Segal P. Grasso J.R., Massop A. (1994) Poroelastic stressing and induced seismity near The Lacq gas field, Southwestern France. J. Geophys.Res., Vol. 99, No B8, p. 15423 – 15438.
44. Научно-технический отчёт «Сейсмологическое обоснование возможности разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения, на добычи углеводородов и закачки флюидов на нефтяные пласты и обеспечения безопасности платформы «ПА-Б», ИМГиГ ДВО РАН, Южно-Сахалинск, 2005 г.
45. Заключение экспертной комиссии государственной экологической экспертизы материалов ТЭО комплексного освоения Пильтун-Астохского и Лунского лицензированных участков (2 этап проекта Сахалин-II), (приказ ГГТН РФ и МПР РФ #600 15.07.2003). Министерство Природных Ресурсов Российской Федерации. Государственная экологическая экспертиза, 2003 г.
46. E. J. L. Koning. Fractured Water Injection Wells — Analytical Modelling of Fracture

- Propagation. SPE14684, Society of Petroleum Engineers 1985.
47. Moschovidis, Z. A, et al. The Mounds Drill-Cuttings Injection Field Experiment: Final Results and Conclusions. IADC / SPE 59115, 2000г..
 48. David Buller. Domain capacity and extent predictions. «FosterianaLimited», Paphos, Cyprus, 2010. Потенциальная емкость и размеры доменов при размещении в них отходов бурения. «Фостериана Лтд.», Кипр, 2010 г.
 49. PA-118 Cutting Re-Injection Operations Programme, Sakhalin Energy Investment Company, controlled document 2000-S-00-U-P-0156-00-E, 2008.
 50. Дополнение к Техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, г.Южно-Сахалинск, 2014 г. (протокол ТКР по Сахалинской области № 21-14пс от 7 июля 2014 года).
 51. Геологическое доизучение объектов опытно-промышленного и промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Астохского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов размещения буровых отходов и других жидкостей. Е.Медзиновская и др., Южно-Сахалинск, 2016 г.
 52. Протокол № 4826 от 22.11.2016 заседания Государственной Комиссии по утверждению заключений государственной экспертизы запасов углеводородного сырья, подземных вод, а также геологической информации об участках недр, намеченных для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых, под председательством Зыкина М.Я.
 53. Желтов, Ю.П. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта / Ю.П. Желтов, С.А. Христианович // Известия АН СССР. Отделение технических наук. — 1955. — №5. — С. 3–41.
 54. Баренблатт, Г.И. О некоторых задачах теории упругости, возникающих при исследовании механизма гидравлического разрыва нефтеносного пласта / Г.И. Баренблатт // Прикладная математика и механика. — 1956. — т. XX. — вып. 4. — С. 475–486.
 55. Баренблатт, Г.И. Об образовании горизонтальных трещин при гидравлическом разрыве нефтеносного пласта / Г.И. Баренблатт // Известия АН СССР. Отделение технических наук. — 1956. — №9. — С. 101–105.

56. Христианович, С.А. О механизме гидравлического разрыва пласта / С.А. Христианович, Ю.П. Желтов, Г.И. Баренблатт // Нефтяное хозяйство. — 1957. — №1. — С. 44–53.
57. Желтов, Ю.П. Об образовании вертикальных трещин в пласте при помощи фильтрующейся жидкости / Ю.П. Желтов // Известия АН СССР. Отделение технических наук. — 1957. — №8. — С. 56–62.
58. MI SWACO - Model alignment study for drill cuttings re-injection project in Molikpaq platform Sakhalin, Russian Federation. 2014, Houston, TX, U.S.A.
59. EP 2006-5569: “Water compatibility issues including reservoir souring during water injection into the Piltun and Astokh sector of the Piltun-Astokhskoye field by C. Kuijvenhoven (EPT-RHI)”
60. “Water Compatibility Issues during water injection into the Piltun Reservoir”, внутренний каталожный номер 3100-S-00-98-T-0009-00-01.
61. "Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения" (Протокол ТКР по Сахалинской области №13-17-пс от 21.07.2017 г.).
62. Отчет «Геологическое доизучение объектов промышленного размещения в пластах горных пород буровых отходов, попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объема основного домена» Компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.», г. Южно-Сахалинск, 2019. Ответственный исполнитель – Федоров Н.В.
63. Информационная записка по результатам исследований скважины ПА-118 Астохской площади Пильтун-Астохского месторождения, даты проведения исследований 21-24 марта 2019 года, автор - ведущий петрофизик Моор Н.А., 2019
64. Протокол № 6002 от 20.09.2019 заседания Государственной Комиссии по утверждению заключений государственной экспертизы запасов углеводородного сырья, подземных вод, а также геологической информации об участках недр, намеченных для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых под председательством Зыкина М.Я. Утверждение заключения государственной

экспертизы геолого-гидрогеологического обоснования увеличения емкости основного домена и промышленной эксплуатации полигона размещения в пластах горных пород буровых отходов, попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в Сахалинской области.

65. PA-118 CRI well operating guidelines, rev. 3, (Эксплуатационный режим скважины ПА-118, обновление 3, Sakhalin Energy Investment Company, controlled document 3200-S-00-98-P-0390-00-E-03, 2020.
66. Отчет «Геологическое доизучение объектов промышленного размещения в пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд на Астохском участке Пильтун-астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Обоснование нового резервного и уточнение объема основного доменов», Компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.», г. Южно-Сахалинск, 2022. Ответственный исполнитель – Корякин Р.К.
67. Протокол ГКЗ от 14.09.2022 № 7083
68. «Подсчет запасов нефти, растворённого газа, газа, и газового конденсата» (Протокол ГКЗ Роснедр №5905 от 28.06.2019).
69. «Геологическое доизучение объектов промышленного размещения в пластах горных пород буровых отходов, попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объема основного домена», утвержденное протоколом ГКЗ Роснедра №6002 от 30.09.2019 г.
70. «Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» (Протокол ТКР по Сахалинской области от 15.10.2021 г. №15-21-пс).
71. Заключение экспертной комиссии №1015/ГЭЭ от 20.08.2021.
72. Горноотводный акт, внесенный в реестр Сахалинского управления Ростехнадзора за №65-7700-00876 от 18.06.2021 г.
73. «Скважина ПА-118. Отчет по обновлению модели закачки отходов в пласт.

Пильтун-Астохское месторождение Сахалин, Российская Федерация (AKROS LLC., SEIC 2020 г.)).

74. Майкл Дж. Экономидес, Кеннет Дж. Нолте, «Диагностика гидроразрыва пласта с использованием анализа давления», «Повышение продуктивности коллектора», 2-е издание, Prentice Hall, Englewood Cliffs, Нью-Джерси (1989 г.).
75. Технологическая схема разработки Пильтун-Астохского НГКМ (Протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.06.2019 № 7547).