



# Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.



**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 ПИЛЬТУНСКОМ УЧАСТКЕ ПИЛЬТУН-  
АСТОХСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Лицензия ШОМ 14118 ЗЭ**

**В 4 Томах  
Том I. Текст**

Заместитель технического директора-  
Руководитель департамента по геологии  
и разработке месторождений

Хенри Джасперс

Начальник отдела по контролю за  
разработкой и реализации Пильтунского  
участка Пильтун-Астохского  
месторождения

Ямбаев М.Ф.

Южно-Сахалинск, Россия  
2021 г.

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ФИО	Должность
<b>Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.</b>	
Руслан Клич	 Ведущий инженер-технолог по добыче нефти и газа, отв.исп. (Главы 1-13, Заключение, Табличные приложения, Графические приложения)
Андрей Антонов	 Ведущий геолог группы проектирования и оптимизации разработки (Графические приложения)
Антон Сержанин	 Старший инженер по охране окружающей среды (Главы 10, 13, 14)
Елизавета Ильева	 Ведущий специалист по согласованиям в области недропользования, нормоконтролёр (Введение, Заключение, Главы 1-13, корректировка, оформление книг, приложений)

## СОДЕРЖАНИЕ

### ВВЕДЕНИЕ 14

### 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ И УЧАСТКЕ НЕДР .....18

- 1.1. Административное и географическое положение региона..... 18
- 1.2. Природно-климатические условия района расположения участка недр..... 20
- 1.3. Проявления сейсмической активности ..... 21
- 1.4. Экономические условия, транспорт, водоснабжение, энергоснабжение ..... 23
- 1.5. Общие сведения о проекте «Сахалин-2» и освоению Пильтунского участка ..... 25
- 1.6. Условия недропользования ..... 28

### 2. КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА НЕДР 32

- 2.1. Структурно-тектоническое положение..... 34
- 2.2. Стратиграфия и литология ..... 38
- 2.3. Гидрогеологическая характеристика района расположения участка ..... 41
- 2.3.1. Гидрогеологические условия ..... 41
- 2.3.2. Гидрогеологические исследования..... 41
- 2.3.3. Гидрогеологическое районирование ..... 43
- 2.3.4. Анализ пластовых вод ..... 44
- 2.3.5. Обоснование перспективного водоносного комплекса (пласта-коллектора) как объекта размещения отходов в геологическом разрезе участка недр и предварительной природной гидрогеологической модели ..... 47

### 3. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОДОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ (ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ) КАК ОБЪЕКТОВ РАЗМЕЩЕНИЯ/ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА НЕДР .....51

- 3.1. Концепция размещения отходов бурения в глубокие пласты ..... 51
- 3.2. Опыт подземного размещения буровых отходов..... 52
- 3.2.1. Мировая практика удаления отходов бурения ..... 52
- 3.2.2. Удаление отходов бурения в Российской Федерации ..... 55

### 4. ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОГЛОЩАЮЩЕГО ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА.....59

- 4.1. Литологический состав, фильтрационные и емкостные свойства поглощающего пласта-коллектора, характеристика непроницаемых отложений..... 59

### 5. МЕТОДИКА, ВИДЫ, ОБЪЁМЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ И ИССЛЕДОВАНИЙ.....61

- 5.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС)..... 61
- 5.1.1. Комплекс геолого-технических исследований..... 61
- 5.1.2. Комплекс ГИС в открытом стволе..... 62
- 5.1.3. Комплекс ГИС в обсаженном стволе для оценки качества цементирования ..... 64
- 5.1.4. Оценка качества цементации скважины ПБ-420..... 64
- 5.1.5. Оценка качества цементации скважины ПБ-407..... 74
- 5.2. Интерпретация данных ГИС и оценка фильтрационных и емкостных свойств проницаемых пластов по данным ГИС ..... 77

5.2.1. Метод расчёта удельной песчанности .....	77
5.2.2. Метод расчёта коэффициента пористости .....	78
5.2.3. Метод расчёта коэффициента проницаемости .....	80
5.2.4. Метод расчёта коэффициента водонасыщенности .....	83
5.2.5. Выделение коллекторов .....	84
5.2.6. Результаты интерпретации ГИС в открытом стволе .....	84
5.3. Исследования, проведённые в 2017-2020 годах .....	89
<b>6. ОПЫТНЫЕ ЗАКАЧКИ ОТХОДОВ .....</b>	<b>97</b>
6.1. Определение приёмистости скважин .....	97
6.1.1. Испытание скважины ПБ-420 в интервалах основной и резервной зон закачки .....	97
6.1.2. Испытание скважины ПБ-407 в интервалах основной и резервной зон закачки .....	102
6.2. Определение гидрогеологических параметров по данным опытных закачек .....	104
<b>7. ОЦЕНКА СОВМЕСТИМОСТИ ОТХОДОВ И ПЛАСТОВЫХ ВОД: ВОЗМОЖНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ БУРОВЫХ ОТХОДОВ И ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ .....</b>	<b>106</b>
7.1. Прогнозные гидрогеологические расчёты по обоснованию действующего подземного сооружения и процесса размещения отходов и других жидкостей .....	106
7.1.1. Расчётная геометрия трещин ПБ-420 и анализ достоверности результатов прогнозных расчётов .....	107
7.1.2. Расчётная геометрия трещин ПБ-407 и ёмкость доменов .....	110
7.2. Результаты прогнозных расчётов развития трещин гидроразрыва и техническая ёмкость доменов .....	116
7.3. Оценка влияния закачки попутной воды .....	122
7.4. Уточнение объёмов буровых отходов, подлежащих размещению .....	123
7.5. Результаты размещения отходов бурения и других жидкостей .....	126
<b>8. КОНСТРУКЦИИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН И ИХ ПОДЗЕМНОГО И НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....</b>	<b>133</b>
8.1. Проектирование скважины для закачки буровых отходов и других жидкостей ..	133
8.1.1. История проектных работ .....	133
8.2. Строительство специальных поглощающих скважин ПБ-420 и ПБ-407 .....	134
8.2.1. Фактическая конструкция .....	134
8.2.2. Профиль специальных поглощающих скважин ПБ-420 и ПБ-407 .....	138
8.3. Освоение скважины ПБ-420 .....	138
8.3.1. Зоны размещения отходов бурения и других жидкостей .....	138
8.3.2. Перфорация скважины .....	141
8.3.3. Заканчивание скважины .....	141
8.4. Освоение скважины ПБ-407 .....	144
8.4.1. Зоны размещения отходов бурения и других жидкостей .....	144
8.4.2. Перфорация скважины .....	144
8.4.3. Заканчивание скважины .....	145
<b>9. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ бурения и других жидкостей .....</b>	<b>148</b>
9.1. Насосное и иное оборудование для закачки отходов бурения и других жидкостей .....	148
9.2. Процесс подготовки и закачки отходов .....	148

<b>10. СВЕДЕНИЯ О СОСТАВЕ ОТХОДОВ бурения и других жидкостей И ИХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКЕ ДЛЯ ЗАКАЧКИ В ПОГЛОЩАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ.....</b>	<b>152</b>
10.1. Отходы бурения.....	152
10.1.1. Пульпа бурового шлама.....	152
10.1.2. Отработанные буровые растворы на нефтяной и водной основах.....	153
10.1.3. Незатвердевший цементный раствор.....	153
10.1.4. Углеводородная основа бурового раствора.....	154
10.2. Попутные воды и воды, использованные для собственных производственных и технологических нужд.....	154
10.2.1. Растворы для заканчивания скважи,.....	155
10.2.2. Жидкости освоения скважины.....	155
10.2.3. Дренажные стоки платформы (сточные воды).....	155
10.2.4. Попутная вода.....	155
10.2.5. Технологические жидкости, используемые в процессе закачек.....	157
<b>11. АППАРАТУРА И ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДОВ И ОБЪЁМОВ ОТХОДОВ .....</b>	<b>159</b>
11.1. Учёт закачиваемых отходов – расходы и объёмы закачек.....	159
11.2. Определение реологических характеристик.....	160
<b>12. ПРОГРАММА ОРГАНИЗАЦИИ И ВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НЕДР В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ.....</b>	<b>162</b>
12.1. Цели и задачи мониторинга недр в процессе эксплуатации поглощающих скважин.....	162
12.2. Мероприятия по мониторингу.....	163
12.3. Контроль процесса закачки буровых отходов в глубокие горизонты недр.....	163
12.4. Программа суточного мониторинга.....	165
12.5. Ежегодный анализ мероприятий по мониторингу.....	166
12.6. Сейсмический / геодинамический мониторинг.....	166
<b>13. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ И ОХРАНЕ НЕДР, И БЕЗОПАСНОМУ ВЕДЕНИЮ РАБОТ, СВЯЗАННЫХ С ПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕДРАМИ.....</b>	<b>169</b>
<b>14. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТРЕБОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПОЛЬЗОВАНИИ НЕДРАМИ.....</b>	<b>172</b>
14.1. Оценка состояния окружающей среды.....	172
14.1.1. Гидрохимическая характеристика морской воды.....	176
14.1.2. Нефтепродукты.....	177
14.1.3. Фенол.....	177
14.1.4. Анионные синтетические поверхностно-активные вещества (АСПАВ).....	177
14.1.5. Фитопланктон.....	178
14.1.6. Зоопланктон.....	178
14.2. Виды и источники воздействия на окружающую среду и оценка последствий их воздействия при строительстве и эксплуатации подземного сооружения.....	178
14.3. Мероприятия по охране подземных вод.....	180
14.4. Мероприятия по охране морских вод.....	181
14.5. Мероприятия по охране морских биоресурсов.....	182

14.6. Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	183
14.7. Мероприятия по снижению влияния образующихся отходов.....	184
<b>15. СРОКИ И УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН, ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ, НАЗЕМНЫХ ОБЪЕКТОВ.....</b>	<b>185</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>186</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>188</b>

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1. Ведомость координат угловых точек уточненного горного отвода (географическая система координат ГСК-2011).....	30
Таблица 2.1 Объем проанализированных проб пластовой воды, отобранных в эксплуатационных скважинах прибором МДП.....	43
Таблица 2.2 Основные результаты испытания скважин, вскрывших водоносные горизонты .....	45
Таблица 4.1 Мощность глинистых разделов .....	60
Таблица 5.1 Выполненный комплекс геолого-технических исследований в скв. ПБ-420 и ПБ-407.....	61
Таблица 5.2 Выполненный комплекс ГИС в открытом стволе скважин ПБ-420 и ПБ-407 .....	63
Таблица 5.3 Выполненный комплекс ГИС для оценки качества цементирования скважин ПБ-420 и ПБ-407.....	64
Таблица 5.4. Основные литологические типы.....	81
Таблица 5.5. Зависимости Кпр(Кп) для разных литотипов.....	81
Таблица 5.6. Сопоставление измеренных давлений с гидростатическим по пластам размещения буровых отходов .....	85
Таблица 6.1 Объемы закачки во время исследования на приемистость скважины ПБ-420 .....	98
Таблица 7.1. Суммарные емкости доменов через скважину ПБ-420 после перерасчета емкости домена 2 в 2019 г. компанией АКРОС.....	110
Таблица 7.2. Основные параметры доменов через скважину ПБ-407 с учетом перерасчета емкости домена 1 в 2019 г. компанией АКРОС .....	116
Таблица 7.3. Характеристика зон размещения отходов бурения (пласты нутовского горизонта сверху вниз) для скважины ПБ-420 .....	117
Таблица 7.4. Характеристика зон размещения отходов бурения (пласты нутовского горизонта сверху вниз) для скважины ПБ-407 .....	118
Таблица 7.5. Суммарные проектные ёмкости доменов размещения, рассчитанные SID в 2013г. и ВНИПИ протехнологии в 2005г. ....	120
Таблица 7.6. Суммарные проектные ёмкости доменов размещения с учетом уточненных объемов в существующих доменах от АКРОС в октябре 2019 года.....	121
Таблица 7.7. Накопленные объемы закачки в поглощающие скважины ПБ-407 и ПБ-420 по состоянию на 01.01.2021 г. ....	122
Таблица 7.8. Расчетный объем отходов бурения на планируемые скважины.....	124
Таблица 7.9 Объёмы закачки в 2020 году .....	127
Таблица 7.10 Сравнение накопленных объемов закачки с проектными объемами областей захоронения отходов по состоянию на 01.01.2021 г.....	128
Таблица 8.1 Общие данные по конструкциям скважин ПБ-420 и ПБ-407 .....	135
Таблица 8.2. Характеристика зон размещения отходов бурения (пласты нутовского горизонта сверху вниз) для скважины ПБ-420 .....	138
Таблица 8.3. Характеристика зон размещения отходов бурения (пласты нутовского горизонта сверху вниз) для скважины ПБ-407 .....	144
Таблица 8.4 Данные по перфорации ПБ-407 .....	145
Таблица 10.1 Содержание бензола, толуола, этилбензола, п-, м- и о-ксилола в подтоварной воде.....	156
Таблица 10.2. Результаты анализа морской и подтоварной воды с платформы ПА-Б..	157

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1.1 Обзорная схема северного Сахалина и прилегающего шельфа .....	19
Рис. 1.2 Карта сейсмической активности района работ.....	22
Рис. 1.3 Карта инфраструктуры проекта «Сахалин 2».....	24
Рис. 2.1 Структурная карта по общей кровле группы пластов XXI с вынесенными элементами строения залежей пласта XXI-s.....	33
Рис. 2.2 Карта тектонического районирования охотской нефтегазоносной провинции.	35
Рис. 2.3 Тектоническое районирование северо-восточной части Сахалина ( <i>фрагмент карты нефтегазоносности Сахалинской области. Составили Оруджева Д.С. Обухов А.Н., Агапитов Д.Д.</i> ).....	36
Рис. 2.4 Тектоническая схема северной части Одоптинской антиклинальной зоны.....	37
Рис. 2.5 Региональное расчленение стратиграфического разреза северного Сахалина..	39
Рис. 2.6 Сейсмический разрез вдоль траектории скважины ПБ-420.....	50
Рис. 2.7 Привязка ствола скважины к разрезу и интервалам закачки по данным, полученным при бурении поисково-оценочных скважин.....	50
Рис. 5.1 ПБ-420 УЗКЦ в 339.7 мм колонне на уровне высоты подъёма цементного камня .....	66
Рис. 5.2 ПБ-420 УЗКЦ в башмаке 339.7 мм колонны .....	67
Рис. 5.3 ПБ-420 АКЦ/ФКД в башмаке 339.7 мм колонны.....	68
Рис. 5.4 ПБ-420 АКЦ/ФКД в верхней части 244.5 мм колонны .....	69
Рис. 5.5 ПБ-420 УЗКЦ в башмаке 244.5 мм колонны .....	70
Рис. 5.6 ПБ-420 АКЦ/ФКД в башмаке 244.5 мм колонны.....	71
Рис. 5.7 ПБ-420 БС2 УЗКЦ/АКЦ/ФКД в верхней части 177.8 мм колонны.....	72
Рис. 5.8 ПБ-420 БС2 УЗКЦ/АКЦ/ФКД в 177.8 мм хвостовике в интервале с микрозазором .....	73
Рис. 5.9 ПБ-407 УЗКЦ/АКЦ/ФКД в 244.5 мм колонне.....	75
Рис. 5.10. ПБ-407 УЗКЦ/АКЦ/ФКД в 244.5 мм колонне на уровне высоты подъёма цементного камня .....	76
Рис. 5.11 Зависимость плотности скелета (матрицы) от коэффициента пористости .....	79
Рис. 5.12. Выделение литотипов по данным керна .....	80
Рис. 5.13. Программный код для распознавания литотипа 3 в водонасыщенных коллекторах .....	82
Рис. 5.14. Сопоставление проницаемости по ГИС и подвижности флюида по данным каротажного пластоиспытателя скважины ПБ-407 для новой и предыдущей моделей .....	83
Рис. 5.15 Результаты интерпретации данных ГИС по пластам V-VI – XVIII в скважине ПБ-420 (БС1), включая АКЦ и УЗКЦ.....	87
Рис. 5.16 Результаты интерпретации данных ГИС по пластам V-VI – XI в скважине ПБ-420 (БС2), включая АКЦ и УЗКЦ.....	88
Рис. 5.17. Результаты интерпретации данных ГИС по пластам V-VI – XVIII в скважине ПБ-407, включая АКЦ и УЗКЦ .....	89
Рис. 6.1 Испытания на приемистость солевым раствором различной вязкости основного интервала закачки (Зона 1, пласты XIII-XIV, XVI-XVII) .....	99
Рис. 6.2 Испытания на приемистость солевым раствором различной вязкости резервного интервала закачки (Зона 4, пласты I-IV, V-VI, VII-VIII) .....	99
Рис. 6.3 Мониторинг устьевого давления во время расширенного теста при закачке шламовой пульпы основного интервала (Зона 1, пласты XIII-XIV, XVI- XVII).....	100
Рис. 6.4 Мониторинг устьевого давления во время расширенного теста с использованием шламовой пульпы резервного интервала (Зона 4, пласты I-IV, V-VI, VII-VIII).....	100

Рис. 6.5 Скважина ПБ-420. Исследования на приемистость после дополнительной перфорации основного интервала закачки между Зоной 1 и 2 (пласты XIII-XIV). Зависимость давления нагнетания от темпа закачки во времени .....	102
Рис. 6.6 Устьевое давление и накопленный объем закачки при тестировании нижнего интервала закачки .....	103
Рис. 6.7 Устьевое давление и накопленный объем закачки при тестировании верхнего интервала закачки .....	104
Рис. 7.1. Результаты моделирования уточненного распространения доменов (ПБ-420) .....	107
Рис. 7.2. Модель вертикальной трещины в домене 2 .....	109
Рис. 7.3. Модель развития трещины в Зоне 1 .....	111
Рис. 7.4. Модель развития трещины в Зоне 2 .....	112
Рис. 7.5. Модель развития трещины в Зоне 3 .....	112
Рис. 7.6. Модель развития трещины в Зоне 4 .....	113
Рис. 7.7. Модель трещины в зоне 1 .....	115
Рис.7.8. Расположение доменов с учетом максимально возможной длины создаваемых трещин.....	119
Рис. 8.1 Схема конструкции скважин ПБ-420 и ПБ-407 .....	137
Рис. 8.2 Фактические траектории скважин ПБ-420 и ПБ-407 .....	138
Рис. 8.3 Схема корреляции скважин ПБ-407 и ПБ-420 (БС1 и БС2) .....	140
Рис. 8.4 Схема конструкции скважины ПБ-420.....	143

**Элементы списка иллюстраций не найдены.**

## СОДЕРЖАНИЕ ТОМА II

### СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

#### ЭЛЕМЕНТЫ СПИСКА ИЛЛЮСТРАЦИЙ НЕ НАЙДЕНЫ. СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

- Графическое приложение 1. Подсчетный план и карта общих толщин участка полигона размещения буровых отходов 1-ой зоны закачки.
- Графическое приложение 2. Подсчетный план и карта общих толщин участка полигона размещения буровых отходов 2-ой зоны закачки.
- Графическое приложение 3. Подсчетный план и карта общих толщин участка полигона размещения буровых отходов 3-ей зоны закачки.
- Графическое приложение 4. Подсчетный план и карта общих толщин участка полигона размещения буровых отходов 4-ой зоны закачки.
- Графическое приложение 5. Структурная карта по кровле XVIII пласта. Подошва 1-ой зоны закачки
- Графическое приложение 6. Структурная карта по подошве пласта XII. Подошва 2-ой зоны закачки.
- Графическое приложение 7. Структурная карта по подошве X пласта. Подошва 3-ой зоны закачки
- Графическое приложение 8. Структурная карта по подошве VII-VIII пласта. Подошва 4-ой зоны закачки.
- Графическое приложение 9. Геологический профиль по линии I-I.
- Графическое приложение 10. Геологический профиль по линии II-II.
- Графическое приложение 11. Геологический профиль по линии III-III.
- Графическое приложение 12. Геологический профиль вдоль траектории скважины ПБ-407.
- Графическое приложение 13. Геологический профиль вдоль траектории скважины ПБ- 420- БС1.
- Графическое приложение 14. Геологический профиль вдоль траектории скважины ПБ- 420- БС2.

Рис. 1.1 Обзорная схема северного Сахалина и прилегающего шельфа .....	20
Рис. 1.2 Карта сейсмической активности района работ.....	23
Рис. 1.3 Карта инфраструктуры проекта «Сахалин 2».....	25
Рис. 2.1 Структурная карта по общей кровле группы пластов XXI с вынесенными элементами строения залежей пласта XXI-s.....	34
Рис. 2.2 Карта тектонического районирования охотской нефтегазоносной провинции .	36
Рис. 2.3 Тектоническое районирование северо-восточной части Сахалина ( <i>фрагмент карты нефтегазоносности Сахалинской области. Составили Оруджева Д.С. Обухов А.Н., Агапитов Д.Д.</i> ).....	37
Рис. 2.4 Тектоническая схема северной части Одоптинской антиклинальной зоны.....	38
Рис. 2.5 Региональное расчленение стратиграфического разреза северного Сахалина ..	40
Рис. 2.6 Сейсмический разрез вдоль траектории скважины ПБ-420.....	51
Рис. 2.7 Привязка ствола скважины к разрезу и интервалам закачки по данным, полученным при бурении поисково-оценочных скважин.....	51
Рис. 5.1 ПБ-420 УЗКЦ в 339.7 мм колонне на уровне высоты подъёма цементного камня .....	67
Рис. 5.2 ПБ-420 УЗКЦ в башмаке 339.7 мм колонны .....	68
Рис. 5.3 ПБ-420 АКЦ/ФКД в башмаке 339.7 мм колонны.....	69
Рис. 5.4 ПБ-420 АКЦ/ФКД в верхней части 244.5 мм колонны .....	70
Рис. 5.5 ПБ-420 УЗКЦ в башмаке 244.5 мм колонны .....	71
Рис. 5.6 ПБ-420 АКЦ/ФКД в башмаке 244.5 мм колонны.....	72
Рис. 5.7 ПБ-420 БС2 УЗКЦ/АКЦ/ФКД в верхней части 177.8 мм колонны.....	73
Рис. 5.8 ПБ-420 БС2 УЗКЦ/АКЦ/ФКД в 177.8 мм хвостовике в интервале с микрозазором .....	74
Рис. 5.9 ПБ-407 УЗКЦ/АКЦ/ФКД в 244.5 мм колонне .....	76
Рис. 5.10. ПБ-407 УЗКЦ/АКЦ/ФКД в 244.5 мм колонне на уровне высоты подъёма цементного камня .....	77
Рис. 5.11 Зависимость плотности скелета (матрицы) от коэффициента пористости .....	80
Рис. 5.12. Выделение литотипов по данным керна .....	81
Рис. 5.13. Программный код для распознавания литотипа 3 в водонасыщенных коллекторах .....	83
Рис. 5.14. Сопоставление проницаемости по ГИС и подвижности флюида по данным каротажного пластоиспытателя скважины ПБ-407 для новой и предыдущей моделей .....	84
Рис. 5.15 Результаты интерпретации данных ГИС по пластам V-VI – XVIII в скважине ПБ-420 (БС1), включая АКЦ и УЗКЦ.....	88
Рис. 5.16 Результаты интерпретации данных ГИС по пластам V-VI – XI в скважине ПБ-420 (БС2), включая АКЦ и УЗКЦ.....	89
Рис. 5.17. Результаты интерпретации данных ГИС по пластам V-VI – XVIII в скважине ПБ-407, включая АКЦ и УЗКЦ .....	90
Рис. 6.1 Испытания на приемистость солевым раствором различной вязкости основного интервала закачки (Зона 1, пласты XIII-XIV, XVI-XVII) .....	100
Рис. 6.2 Испытания на приемистость солевым раствором различной вязкости резервного интервала закачки (Зона 4, пласты I-IV, V-VI, VII-VIII) .....	100
Рис. 6.3 Мониторинг устьевого давления во время расширенного теста при закачке шламовой пульпы основного интервала (Зона 1, пласты XIII-XIV, XVI- XVII).....	101
Рис. 6.4 Мониторинг устьевого давления во время расширенного теста с использованием шламовой пульпы резервного интервала (Зона 4, пласты I-IV, V-VI, VII-VIII).....	101

Рис. 6.5 Скважина ПБ-420. Исследования на приемистость после дополнительной перфорации основного интервала закачки между Зоной 1 и 2 (пласты XIII-XIV). Зависимость давления нагнетания от темпа закачки во времени .....	103
Рис. 6.6 Устьевое давление и накопленный объем закачки при тестировании нижнего интервала закачки.....	104
Рис. 6.7 Устьевое давление и накопленный объем закачки при тестировании верхнего интервала закачки.....	105
Рис. 7.1. Результаты моделирования уточненного распространения доменов (ПБ-420) .....	108
Рис. 7.2. Модель вертикальной трещины в домене 2.....	110
Рис. 7.3. Модель развития трещины в Зоне 1 .....	112
Рис. 7.4. Модель развития трещины в Зоне 2 .....	113
Рис. 7.5. Модель развития трещины в Зоне 3 .....	113
Рис. 7.6. Модель развития трещины в Зоне 4 .....	114
Рис. 7.7. Модель трещины в зоне 1 .....	116
Рис.7.8. Расположение доменов с учетом максимально возможной длины создаваемых трещин.....	120
Рис. 8.1 Схема конструкции скважин ПБ-420 и ПБ-407.....	138
Рис. 8.2 Фактические траектории скважин ПБ-420 и ПБ-407.....	139
Рис. 8.3 Схема корреляции скважин ПБ-407 и ПБ-420 (БС1 и БС2).....	141
Рис. 8.4 Схема конструкции скважины ПБ-420.....	144

### **СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ**

Текстовое приложение 1	Лицензия ШОМ 14118 ЗЭ от 18.06.2007 г.
Текстовое приложение 2	Горноотводный акт к лицензии на пользование недрами ШОМ 14118 ЗЭ от 18.07.2007 г. (№ 65-7700-00875)
Текстовое приложение 3	Паспорт скважины ПБ-420
Текстовое приложение 4	Паспорт скважины ПБ-420БС2
Текстовое приложение 5	Паспорт скважины ПБ-407
Текстовое приложение 6	Протокол ГКЗ Роснедра от 04.06.2021 г. №6682
Текстовое приложение 7	Протокол ТКР по Сах. Обл. № 02-15 пс от 20.02.2015 г.
Текстовое приложение 8	Техническое задание

## 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-А

МДП – модульный динамический пластоиспытатель

млн. – миллион

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ННК – компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж

КВД – кривая восстановления давления

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  
ФНиП – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности  
ЦКР – Центральная Комиссия по разработке полезных ископаемых  
ЭНГ – Компания «Эксон Нефтегаз Лимитед»  
ЯМР – ядерно-магнитный резонанс  
Q<sub>н</sub> – дебит нефти  
Q<sub>г</sub> – дебит газа

## ВВЕДЕНИЕ

Размещение буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения осуществляется в соответствии с лицензией ШОМ №14118 ЗЭ [9] на право пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, выданной Федеральным агентством по недропользованию МПР РФ 18 июня 2007 г. до 2026 года.

Обоснование возможности размещения пульпообразных отходов бурения с использованием технологии гидроразрыва пласта было выполнено в 2005 г. ВНИПИпромтехнология в работе «Технический проект и технологическая схема с этапом опытных работ удаления отходов бурения скважин на платформе ПА-Б Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения».

В 2008 г. для размещения отходов бурения в недрах на месторождении была пробурена поглощающая скважина ПБ-420. Буровые отходы, образовавшиеся в процессе бурения скважины ПБ-420, в целях предотвращения негативного воздействия на окружающую среду, вывезены и размещены Компанией в глубокие горизонты недр Астохского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения через поглощающую скважину ПА-118, построенную с платформы «Моликпак» (ПА-А).

Строительство поглощающей скважины ПБ-420 на Пильтунском участке осуществлялось в соответствии с утвержденной проектной документацией - «Групповой проект на строительство скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения с платформы ПА-Б», прошедшей государственную экспертизу промышленной безопасности (экспертное заключение № 7/1033.2005). Для повышения надёжности и снижения рисков прихвата буровых труб при строительстве скважины ПБ-420, в 2007 году было разработано дополнение к Групповому проекту «Оптимизация технических условий с целью повышения их надежности и снижения риска при проведении буровых работ», на которое было получено положительное заключение экспертизы промышленной безопасности (экспертное заключение № 7/1244.2007 от 12.11.2007 г.). Дополнение утверждено Ростехнадзором РФ [14], регистрационный номер 11-ПД-1581-2007 (письмо 11-18/4828 от 15.11.2007 г.).

С целью контроля за процессом размещения промышленных буровых отходов и других жидкостей, Компанией разработан «План мониторинга закачки отходов бурения на Пильтунском участке», который был утвержден Территориальным агентством по недропользованию по Сахалинской области (Письмо № 02/11-584 от 22.07.2008 г.). [24]

В соответствии с требованиями п.4.3 лицензии ШОМ №14118 ЗЭ, по результатам опытно-промышленной закачки в скв. ПБ-420, выполнено геолого-гидрогеологическое обоснование промышленной эксплуатации Пильтунского полигона с целью размещения в глубокие горизонты отходов бурения скважин, пробуренных с платформы, которое было представлено на рассмотрение ГКЗ в 2012 году (Протокол ГКЗ Роснедра № 2826 от 17.08.2012 г.). Исходя из обоснованного на тот момент объема образования отходов бурения на платформе ПА-Б, согласованный объем закачки составил 353 тыс. м<sup>3</sup> (включая закачанный на 01.01.2012 г. объем отходов 113 тыс. м<sup>3</sup>).

Таким образом, в соответствии с решением ГКЗ Роснедра, начиная с августа 2012 г., размещение отходов бурения и других жидкостей в поглощающую скважину ПБ-420 осуществлялось в режиме промышленной эксплуатации. [64]

Переход на промышленный этап размещения отходов бурения послужил основанием для оформления в 2012 году Горноотводного акта. Горноотводный акт № 526 выдан к лицензии на пользование недрами ШОМ 14118 ЗЭ Управлением РТН по Сахалинской области 10 декабря 2012 года. Срок действия Горноотводного акта соответствует сроку действия лицензии на право пользования недрами (Лицензия ШОМ № 10409 НР выдана 20 мая 1996 г. Комитетом Российской Федерации по геологии и использованию недр и Администрацией Сахалинской области, со сроком действия до 2021 г. [2]).

В соответствии с условиями лицензионного соглашения, в 2013 году был разработан и утвержден в установленном порядке проект «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 Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение технологических решений по результатам опытно-промышленных работ». На проект получено положительное заключение Государственной Экологической экспертизы (Приказ № 652 от 25.10.2013 г. Федеральной службы по надзору в сфере природопользования). Проект рассмотрен на Заседании ТКР по Сахалинской области (Протокол № 22-14 пс от 07.07.2014 г. [65]).

Результаты выполненного эксплуатационного бурения, анализа промысловой информации и исследований скважин в 2011-2013 гг. позволили получить новые данные о геологическом строении Пильтунского участка и продуктивности его пластов. На основании новых данных были внесены изменения в конструкции скважин неразбуренного фонда, программы выполнения работ по подземным, капитальным ремонтам/реконструкциям существующего и проектного фонда скважин, что привело к существенной переоценке объема образования отходов бурения и технологических стоков

в сторону увеличения.

В связи с ограниченными техническими возможностями поглощающей скважины ПБ-420, 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 скв. ПБ-407 для размещения буровых отходов и других технологических жидкостей.

В 2014 г. с целью обоснования возможности размещения уточненных объемов в две скважины (ПБ-420 и ПБ-407), был выполнен геологический отчет: «Геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов размещения буровых отходов и других жидкостей». Согласованный к размещению суммарный объем отходов составил 950 тыс. м<sup>3</sup>, включая уже закачанный (Протокол ГКЗ Роснедра от 10.09.2014 № 3829). [64]

В соответствии с лицензионными условиями (Лицензия ШОМ № 14118 ЗЭ, п.4.4.), в 2014 году с целью уточнения технологических решений по размещению отходов на Пильтунском участке Компанией было выполнено «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 Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» (Протокол ТКР по Сахалинской области от 20.02.2015 №02-15 пс). [66]

В 2020 году Компанией подготовлен и согласован в Территориальном агентстве по недропользованию по Сахалинской области обновленный «План мониторинга закачки отходов бурения и других жидкостей на Пильтунском участке» (письмо Дальнедра от 13.05.2020 г № 10-37/ 347).[70]

В связи с тем, что 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.[75]), был переоформлен горноотводный акт к лицензии на пользование недрами ШОМ 14118 ЗЭ от 18.07.2007 г. [76] Данный горноотводный акт внесен в реестр Сахалинского управления Ростехнадзора за № 65-7700-00875 от 18.06.2021 г.

В период 2020-2021 гг. Компания подготовила и в июне 2021 года согласовала в ГКЗ Роснедра обновленное «Геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения.

Уточнение объемов доменов» [77], так как разрешенный срок эксплуатации полигона заканчивался в 2021 году, в соответствии с Протоколом ГКЗ Роснедра от 12.09.2014 № 3829 (Протокол ГКЗ Роснедра от 04.06.2021 г. № 6682).[78]

Основанием для обновления «Дополнения к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» является п. 3.2 Протокола ГКЗ Роснедра от 04.06.2021 г. № 6682 : «Рекомендовать недропользователю скорректировать технический проект объекта размещения отходов Пильтунского участка для размещения в пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, и согласовать его в установленном порядке».

В данной работе Компания представила обновленную геомеханическую модель, уточнение объемов закачки буровых отходов и других жидкостей через скважины ПБ-407 и ПБ-420, а также обоснование остаточной емкости доменов на период до 2041 г. по результатам моделирования и опыту закачки.

## **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 Компании в рамках проекта «Сахалин-2» и Пильтун-Астохского месторождения представлена на Рис.1.1.



## 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 км<sup>2</sup>. 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» .[43]

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.

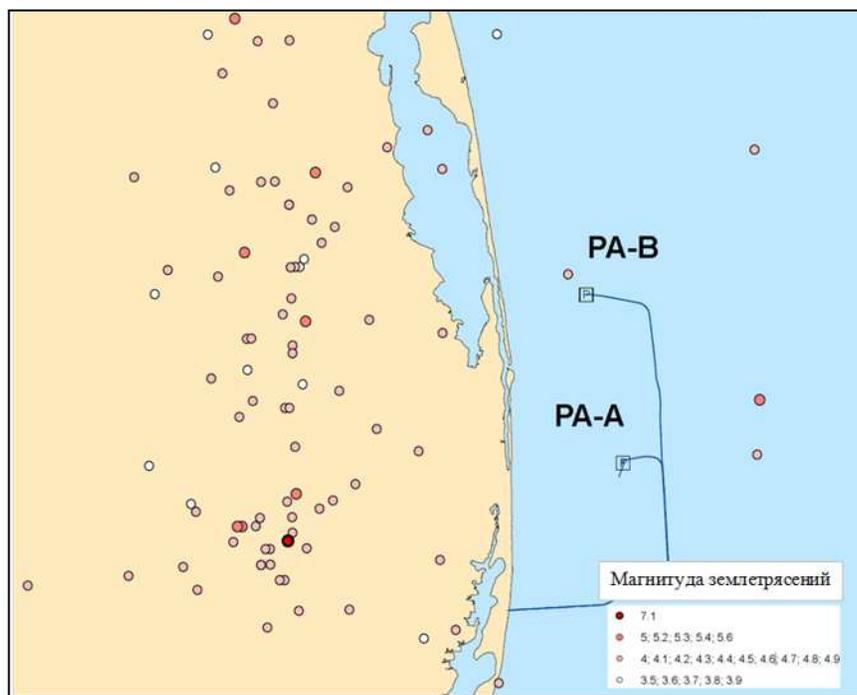


Рис. 1.2 Карта сейсмической активности района работ

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, 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.

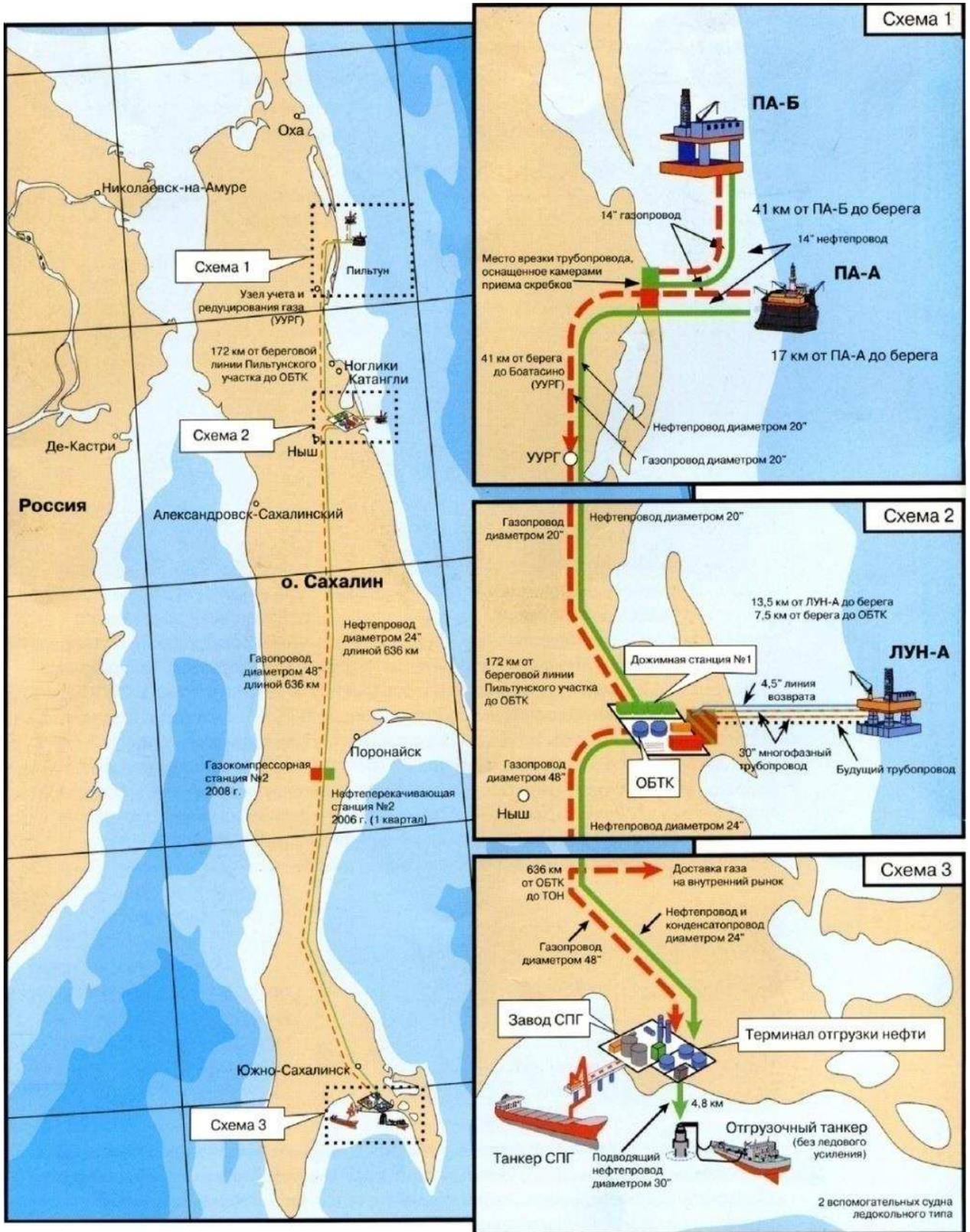


Рис. 1.3 Карта инфраструктуры проекта «Сахалин 2»

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

Освоение Пильтун-Астохского месторождения осуществляется Компанией в рамках проекта «Сахалин-2» на основе СРП, заключенного 22 июня 1994 года между Правительством Российской Федерации, администрацией Сахалинской области и компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.», 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, подходов к разработке и обустройству 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. данные бурения и разработка на Астохском участке позволили собрать важные данные о продуктивных пластах и их 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, круглогодичную эксплуатацию Астохского участка, строительство ОБТК с целью подготовки продукции для транспортировки, ввод в эксплуатацию газо- и нефтепроводов для транспорта углеводородов на юг острова, ввод в эксплуатацию завода по сжижению природного газа (далее по тексту СПГ) и экспортных терминалов для отгрузки СПГ и нефти.

В настоящее время выполняется реализация второго этапа проекта.

Акционерами Компании являются:

- ОАО «Газпром» – 50% плюс одна акция;
- «Royal Dutch Shell» – 27,5% минус одна акция;
- «Mitsui & Co., Ltd» – 12,5%;
- «Mitsubishi Corp.» – 10%.

### История освоения Пильтунского участка:

Запасы Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения утверждены Государственной комиссией по запасам Российской Федерации 19 июня 2001 года, протокол ГКЗ РФ № 659 от 19 июня 2001 года. [4]

Первый проектный документ – «Технологическая схема разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» – утвержден в 2001 году (протокол ЦКР № 2785 от 11.12.2001 г.), согласно которому пласты XXI-ст, XXI-2, XXI-3, XXII-1-2, XXII-3, XXIII и XXIV-2 западного крыла Пильтунского участка в блоках I и II разрабатываются единым эксплуатационным объектом. [5] Освоение Пильтунского участка началось с установки железобетонного основания платформы ПА-Б в августе 2005 года. В 2006 году в связи с задержками в строительстве платформы и связанные с ними отклонения ввода Пильтунского участка в разработку подготовлено «Дополнение к технологической схеме разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения», протокол ЦКР № 3951 от 1 февраля 2007 года [19]. В 2008 году начато бурение эксплуатационных скважин и в конце того же года получена первая нефть на Пильтунском участке. Для уточнения технологических показателей разработки был выполнен Авторский надзор за реализацией Дополнения к технологической схеме разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения (Протокол ЦКР № 4370 от 28 августа 2008 г.).

Проведенная в 2008-2009 гг. дополнительная обработка данных сейсморазведки 3D съёмки 1997 года и комплексная геолого-геофизическая переинтерпретация совместно с результатами бурения первых эксплуатационных скважин позволили уточнить структурное строение и стратиграфическое деление основных пластов, а также местоположение контактов пластовых флюидов. Изменения в состоянии запасов утверждены Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых в апреле 2010 года, протокол Федерального агентства по недропользованию № 18/238 от 23 апреля 2010 года. [21]

В период 2009-2010 гг., на основе переобработки и переинтерпретации данных ГИС всех пробуренных скважин Пильтун-Астохского месторождения, пересчитаны петрофизические параметры в т.ч.: песчанистость, пористость, нефтенасыщенность и граничные значения выделения коллекторов.

Используя структурную модель, утверждённую ГКЗ в апреле 2010 года, и результаты новой петрофизической интерпретации данных ГИС была создана единая унифицированная трёхмерная геологическая модель Пильтун-Астохского месторождения с уточнением положений водонефтяных контактов и соответствующим изменением подсчётных параметров

продуктивных пластов. На основе единой модели выполнены изменения в состоянии запасов Пильтунского участка и утверждены Государственной комиссией, протокол Федерального агентства по недропользованию № 18/65- от 10 февраля 2011 года. Результаты пересчёта отражены в Государственном балансе запасов за 2010 год. [22]

В 2013 г. было подготовлено «Дополнение к технологической схеме разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения», Протокол ЦКР № 5839 от 19.12.2013 г.

В 2016 году изменения в геологические и извлекаемые запасы были внесены в рамках работ: «Оперативная переоценка запасов нефти, газа и конденсата пластов XXI-s, XXI-2 изол., XXI-2, XXI-3, XXII-1, XXII-2, XXII-3, XXIII-1, XXIII-2, XXIV-1, XXIV-2 Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» и «Дополнение к технологической схеме разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения». (Протоколы ФБУ «ГКЗ» Роснедр №03-18/222-пр от 09.06.2017 г., ЦКР Роснедр по УВС №6837 от 27.12.2016 г). [68,69]

В 2019 году в ФБУ «ГКЗ» Роснедра утверждены подсчет запасов углеводородов и технологическая схема разработки Пильтун-Астохского НГКМ в целом, в которых ранее разделенные условными границами участки Пильтунский и Южно-Пильтунский рассмотрены совместно, объединены в единый участок и переименованы в Блоки I, II Пильтунского участка. Астохский участок остался в ранее утвержденных границах с незначительными изменениями. Геологическая модель послужила базой для создания гидродинамической модели для подсчета начальных извлекаемых запасов УВ. Извлекаемые запасы УВ и коэффициенты извлечения обоснованы в Технологической схеме разработки Пильтун-Астохского НГКМ (Протокол ГКЗ Роснедра от 19.06.2019 № 5905; Протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.06.2019 № 7547) [68,69].

Изменения запасов УВ учтены в госбалансе по состоянию на 01.01.2020 г.

Основные изменения в запасах нефти, в первую очередь, связаны с результатами бурения эксплуатационных скважин Пильтунского (в Блоках I и II) и Астохского участков, перераспределения запасов за счет объединения Южно-Пильтунского участка с Блоком II Пильтунского участка, обновления петрофизической модели, а также, с уточнением геологической модели на основе результатов переинтерпретации сейсморазведки и результатов разработки. Однако стоит отметить, что основные изменения коснулись только объектов разработки, обновление петрофизической и геологической моделей не повлияло на представление о геомеханической модели и параметры вышележащих горизонтов, предназначенных для размещения отходов бурения и других жидкостей.

Бурение скважин на Пильтунском участке осуществляется буровым подрядчиком, сахалинским филиалом компании «КСА Дойтаг Дриллинг». Оказание комплекса услуг, связанных с бурением скважин, осуществляется компаниями «Schlumberger» по части оборудования и «Бароид» («Halliburton») по части буровых растворов. Услуги по закачке буровых отходов в поглощающие скважины ПБ-420 БС2 и ПБ-407 выполняются компанией «Акрос».

### **1.6. Условия недропользования**

В соответствии с лицензионным соглашением к лицензии ШОМ № 14118 ЗЭ [9] на право пользования недрами для целей строительства подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей, участок недр находится в границах горного отвода, в соответствии с горноотводным актом к лицензии ШОМ 10409 НР на право пользования недрами для осуществления разработки (разведки и добычи) углеводородов в пределах Пильтун-Астохского лицензионного участка. [2]

В 2020 г. Компания продлила срок действия лицензии ШОМ 10409 НР на пять лет до 19.05.2026 г.

В связи с данным изменением, Компания подготовила и утвердила в Сахалинском управлении Ростехнадзора обновленные ГО акты к лицензиям на пользование недрами ШОМ 10409 НР и ШОМ 14118 ЗЭ.

Горноотводный акт к лицензии ШОМ 14118 ЗЭ от 18.07.2007 г. внесен в реестр Сахалинского управления Ростехнадзора № 65-7700-00875.

Горный отвод расположен в Охотском море у северо-восточного побережья острова Сахалин и обозначен на прилагаемой копии топографического плана масштаба 1:50000 угловыми точками: 1, 2, 3, 4, 5 и на вертикальных геологических разрезах масштаба 1:50000 по линиям : I-I, II-II (Рис. 1.4).

Географические координаты полигона размещения отходов бурения соответствуют координатам Пильтунского лицензионного участка недр.

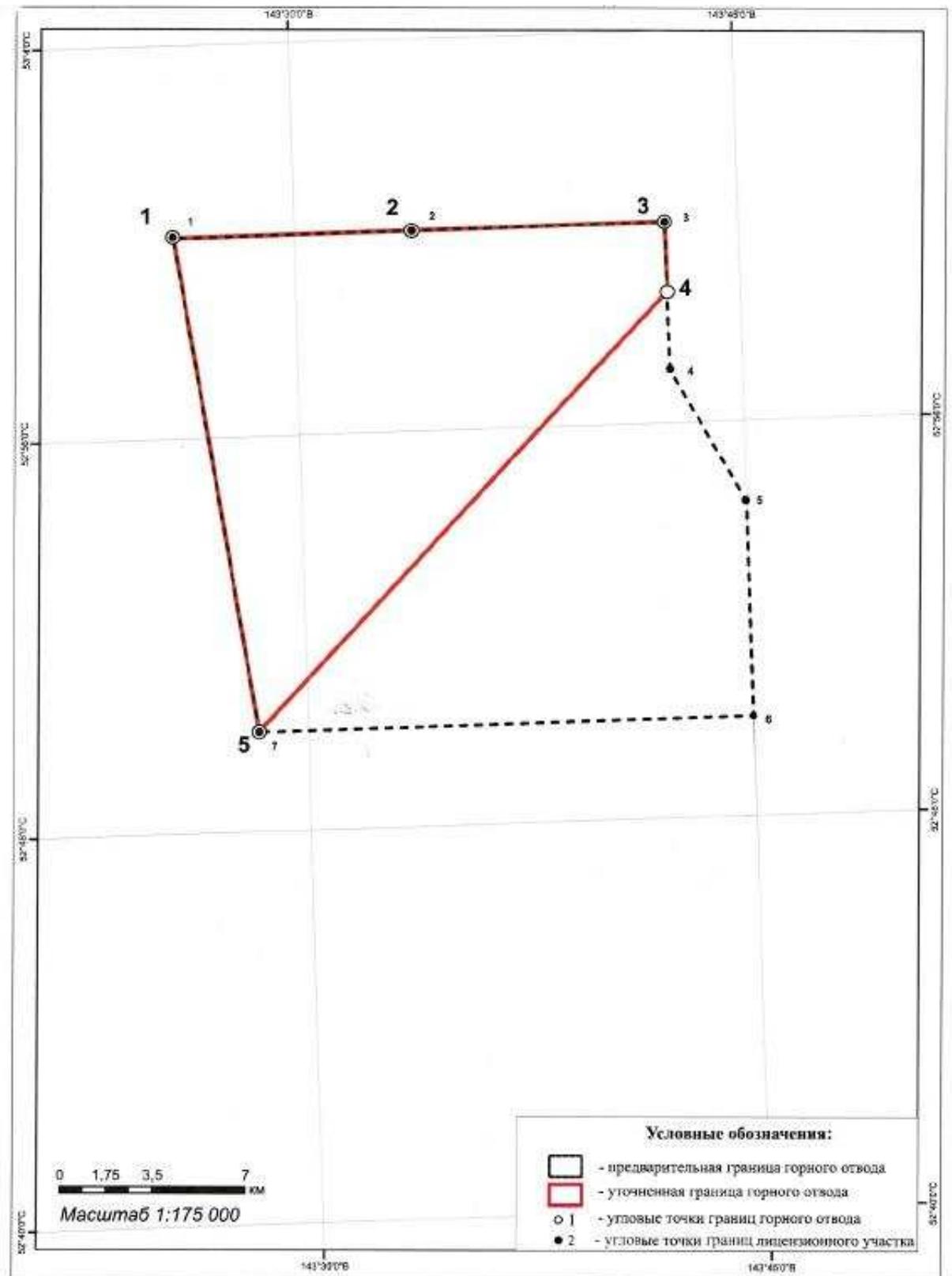


Рис. 1.4 Схема лицензионного участка Пильтун-Астохского месторождения

Таблица 1.1. Ведомость координат угловых точек уточненного горного отвода  
(географическая система координат ГСК-2011)

Номера точек	Северная широта			Восточная долгота		
	градусы	минуты	секунды	градусы	минуты	секунды
1	53	00	00	143	26	00,01
2	53	00	00	143	34	00,01
3	53	00	00	143	42	30,01
4	52	58	36,28	143	42	31,84
5	52	50	00	143	28	18,01

Ограничение горного отвода по глубине: верхняя граница – поверхность дна Охотского моря, нижняя граница – минус 2300 метров.

Площадь проекции горного отвода составляет 19220,0 гектаров (192,2 км<sup>2</sup>).

Срок действия горноотводного акта – до 19 мая 2026 года.

Компания осуществляет пользование участком недр с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в соответствии с утверждённым «Техническим проектом и технологической схемой с этапом опытных работ удаления буровых отходов, образующихся при строительстве скважин на платформе ПА-Б Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения» в два этапа:

I этап - строительство подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, и проведение доразведки и опытно-промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты на Пильтунском участке;

II этап - промышленное размещение буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке (эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых).

В соответствии с условиями лицензионного соглашения, владелец лицензии в 2012 г, (не позднее пяти лет с даты государственной регистрации лицензии), предоставил геологический отчёт о результатах доразведки и опытно-промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубоких горизонтах недр на государственную экспертизу геологической информации, который и был утвержден ГКЗ Роснедра [61].

В соответствии с лицензионным соглашением к лицензии ШОМ № 14118 ЗЭ [9] на право пользования недрами для целей строительства и эксплуатации подземных сооружений,

не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей, участок недр находится в границах горного отвода, в соответствии с горноотводным актом к лицензии ШОМ 10409 НР на право пользования недрами для осуществления разработки (разведки и добычи) углеводородов в пределах Пильтун-Астохского лицензионного участка.

На основании Приложения №3 к лицензии ШОМ 14118 ЗЭ Компания осуществляет пользование участком недр с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений не связанных с добычей полезных ископаемых в соответствии с утверждённым «Дополнением к Техническому проекту...» [66].

## 2. КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА НЕДР

Геологическое строение Пильтун-Астохского месторождения обусловлено закономерностями тектонического развития и стратиграфии в пределах Одоптинской антиклинальной зоны в частности и шельфа Северо-Восточного Сахалина в общем.

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, выделяющейся между скважинами ПА-4 и ПА-10 (Рис. 2.1).

Пильтун-Астохское месторождение включает как нефтяные, так и газовые залежи. (Рис. 2.1). В структурном отношении залежи углеводородов контролируются крупной одноименной мегантиклинальной складкой. Протяженность Пильтун-Астохской мегантиклинали составляет примерно 37 км в длину и 14 км в ширину.

Запасы нефти месторождения преобладают над запасами газа и конденсата. По величине начальных пластовых давлений месторождение относится к нормальным. По величине дебитов на месторождении выделяются скважины от сверх-высокодебитных до среднедебитных. По сложности геологического строения – к очень сложным, характеризующимся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов. Нефтегазоносность месторождения приурочена к 44 залежам в 19 пластах.

Более подробно особенности геологического строения Пильтун-Астохского месторождения представлены в отчёте «Подсчет запасов нефти, растворенного газа и конденсата Пильтун-Астохского нефтегазоконденстаного месторождения», выполненного Компанией в 2018 году . [68]

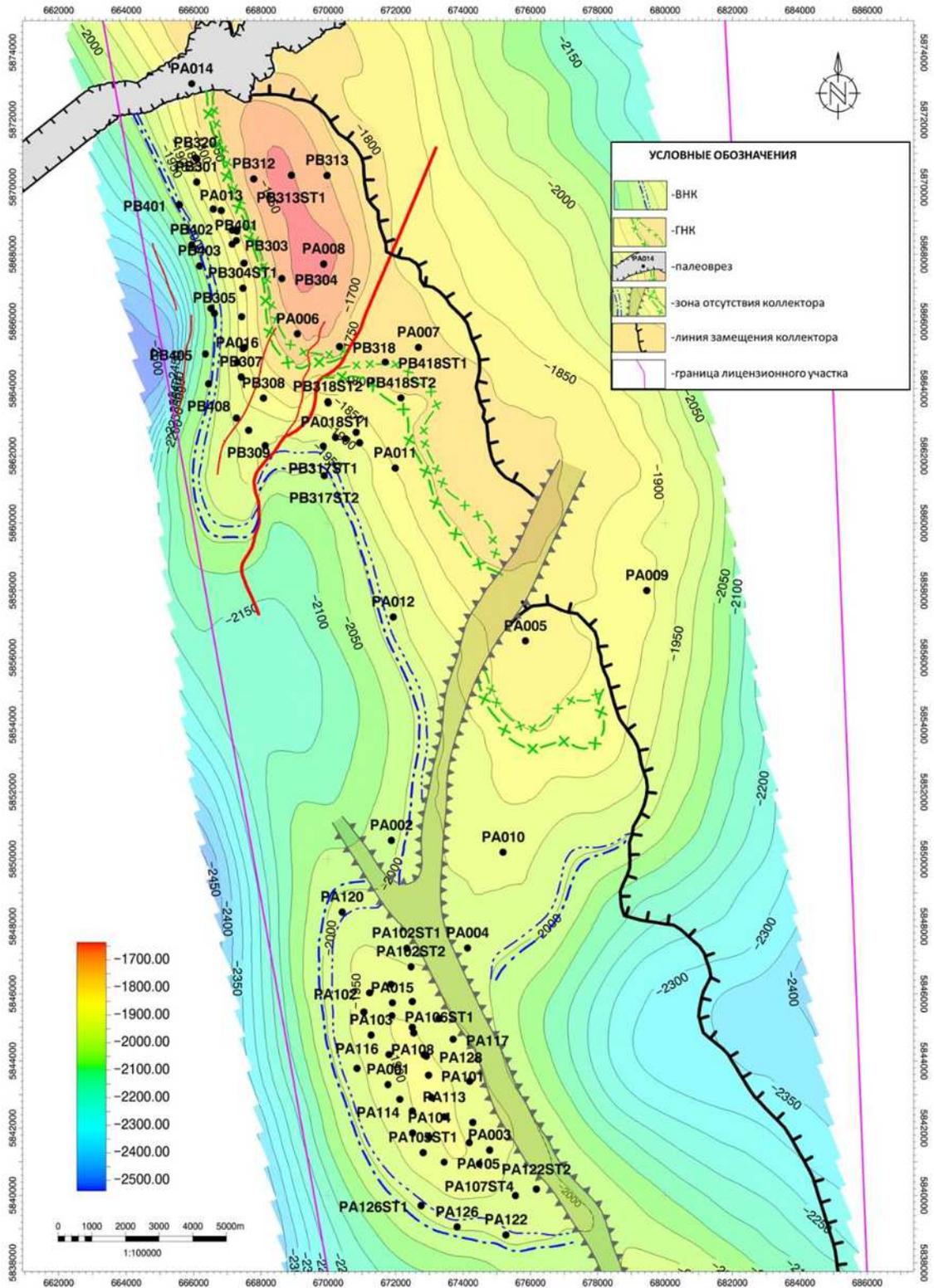


Рис. 2.1 Структурная карта по общей кровле группы пластов XXI с вынесенными элементами строения залежей пласта XXI-s

## 2.1. Структурно-тектоническое положение

Пильтун-Астохская мегантиклинальная складка входит в Одоптинскую антиклинальную зону шириной до 17 км, которая простирается вдоль шельфа Охотского моря в Северо-Восточной части о. Сахалин на расстояние около 150 км и является одной из систем параллельных складок широтного простираня. В структурном плане Одоптинская антиклинальная зона подразделяется на три мегантиклинальные складки: Одоптинскую, Пильтун-Астохскую и Аркутун-Дагинскую, в границах которых открыты соответствующие морские месторождения: Одопту-море, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское (Рис. 2.2).

Одоптинская антиклинальная зона на западе сопряжена с Пильтунским синклинальным прогибом. В южной части, через небольшой синклинальный прогиб, она граничит с Чайвинской антиклинальной складкой, а затем с крупным Чайвинским синклинальным прогибом. В прогибах толщина осадочного чехла (по материалам сейсморазведки) достигает 8-12 км.

На востоке Одоптинская антиклинальная зона через неглубокий синклинальный прогиб сопряжена с Восточно-Одоптинской антиклинальной зоной, ориентированной в субмеридиональном направлении, а с юга со структурными элементами, формирующими Шмидтовское поднятие (Рис. 2.3). Для зоны характерны умеренная нарушенность разрывами (по глубоким горизонтам), асимметричное строение (крутое западное крыло - 10-15° и пологое восточное - 2-10°), субмеридианальная ориентировка осей локальных складок.

В структурном плане Одоптинская антиклинальная зона подразделяется на три мегантиклинальные складки: Одоптинскую, Пильтун-Астохскую и Аркутун-Дагинскую, в границах которых открыты соответствующие морские месторождения: Одопту-море, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**). Каждая из мегантиклиналей осложнена несколькими локальными поднятиями. На Пильтун-Астохской мегантиклинали выделяется два поднятия следующего, более мелкого, порядка: Пильтунское и Астохское. Пильтунское поднятие делится на два тектонических Блока I и II, разделенных между собой тектоническим нарушением. Тектоническое нарушение имеет надвиговый характер, плоскость смесителя падает на юго-запад. Блок I является аллохтонным, Блок II автохтонным и осложнен антиклиналью, выделяемой на юге. Свод Пильтунской антиклинали (а.о.-1650 м по ОГ XXI-s) расположен в центральной части Блока I.

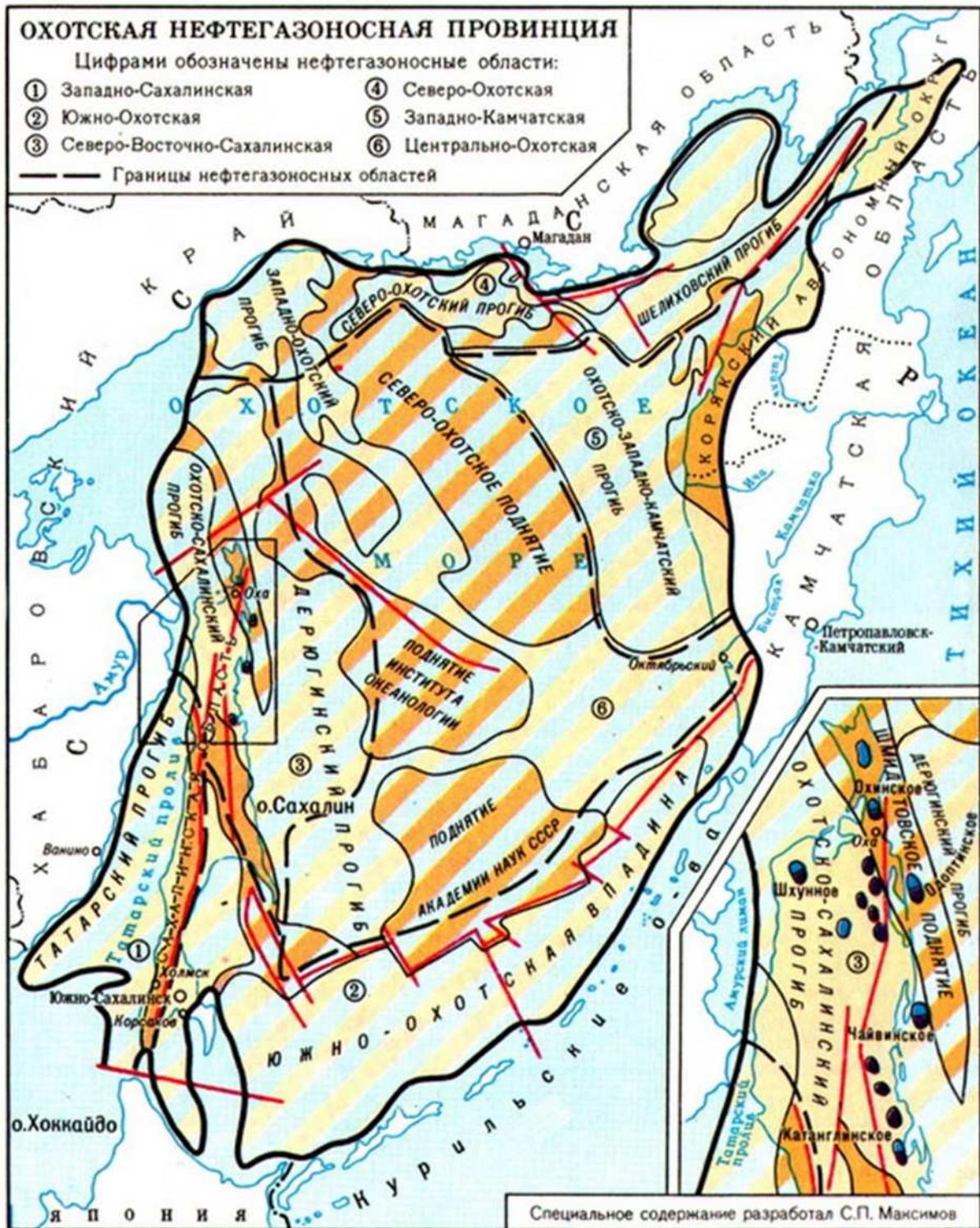


Рис. 2.2 Карта тектонического районирования охотской нефтегазоносной провинции

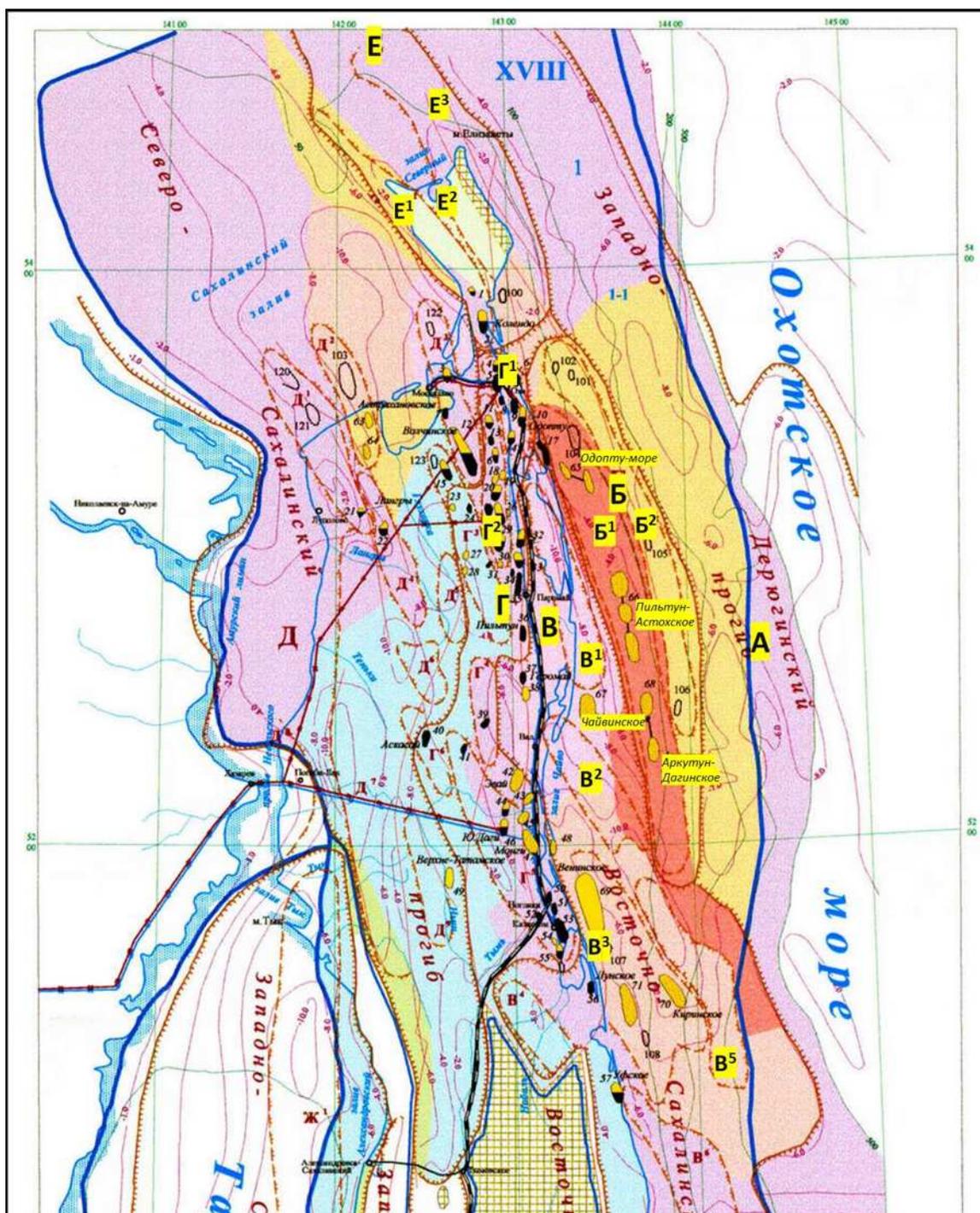


Рис. 2.3 Тектоническое районирование северо-восточной части Сахалина (фрагмент карты нефтегазоносности Сахалинской области. Составили Оруджева Д.С. Обухов А.Н., Агапитов Д.Д.)

Пояснение к рисунку: А-ЗАПАДНО-ДЕРЮГИНСКИЙ ПРОГИБ; Б-ОДОПТИНСКОЕ ПОДНЯТИЕ: Б<sup>1</sup>-Одоптинская антиклинальная зона, Б<sup>2</sup>-Восточно-Одоптинская антиклинальная зона; Г-ОХИНО-ДАГИНСКОЕ ПОДНЯТИЕ: Г<sup>1</sup>-Эхабинская антиклинальная зона, Г<sup>2</sup>-Сабинская антиклинальная зона; В-ВОСТОЧНО-САХАЛИНСКИЙ ПРОГИБ: В<sup>1</sup>-Пильтунская синклиальная зона, В<sup>2</sup>-Чайвинская синклиальная зона, В<sup>3</sup>-Ныйская антиклинальная зона, В<sup>5</sup>-Ясынгинская синклиальная зона; Е-ШМИДТОВСКОЕ ПОДНЯТИЕ: Е<sup>1</sup>-Эспенбергская антиклинальная зона, Е<sup>2</sup>-Диановская синклиальная зона, Е<sup>3</sup>-Трехбратская антиклинальная зона.

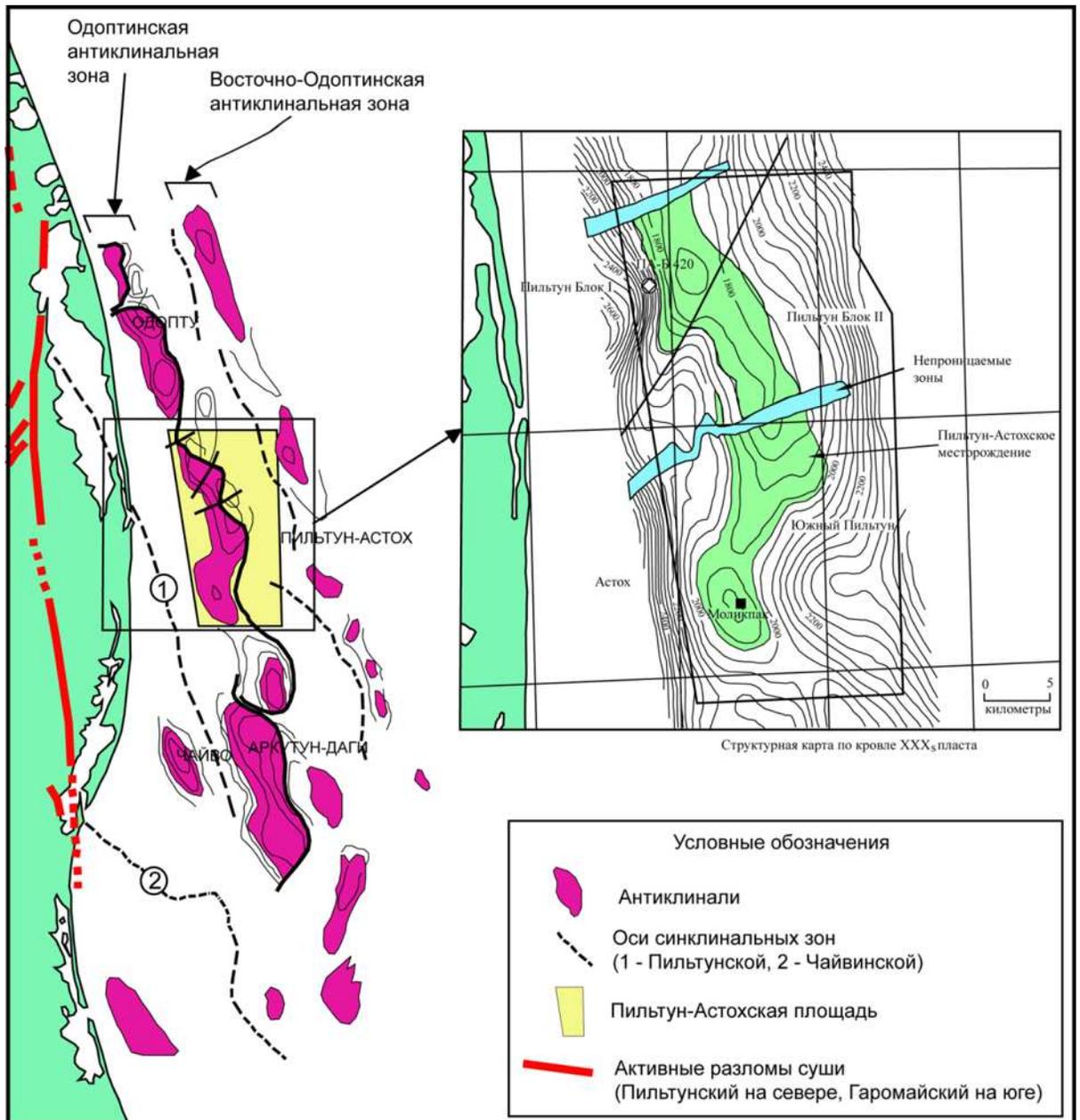


Рис. 2.4 Тектоническая схема северной части Одоптинской антиклинальной зоны

Структурный план зоны изучен по данным сейсморазведки и глубокого бурения. Протяженность Пильтун-Астохской мегантиклинали составляет примерно 37 км в длину и 14 км в ширину. По кровле пласта XXI-s, изогипса а.о.-2000 м, мегантиклиналь имеет размеры примерно 36,5 x 12 км, амплитуду порядка 250 м. Углы падения пород на западном крыле достигают 10°, на восточном 5°.

Дизъюнктивные тектонические нарушения выделяются только на Пильтунском участке,

где они представляют собой систему разломов ЮЮ-3 – СС-В простирания. Наиболее амплитудными разломы являются на западном крыле, в то время как в сводовой части и на восточном крыле амплитуда смещения вдоль разломов «сходит» до нуля.

Процесс формирования тектонических нарушений генетически связан с наличием тектонически активных зон в фундаменте мелового периода и с процессами складкообразования в период формирования Сахалинской складчатости. Как показывают результаты интерпретации данных сейсморазведки, бурения скважин и эксплуатации месторождения в целом, выделяемая система нарушений является гидродинамическим барьером. Так же предполагается, что кроме вертикальных смещений, для разломов характерно и диагональное перемещение, так как на их формирование существенное влияние оказал правосторонний сдвиг, где горизонтальная компонента перемещения была значительной. К сожалению, оценить величину горизонтального перемещения не представляется возможным. Вертикальные углы падения основных разломов составляют примерно 60-70°.

## **2.2. Стратиграфия и литология**

Стратиграфический разрез восточного побережья острова Сахалин представлен мощной толщей обломочных отложений кайнозойского периода, залегающих на породах мезозоя, генетически связанного с активной краевой зоной. Кайнозой представлен палеогеновой и неогеновой системами. В палеогене выделены палеоцен, эоцен и олигоцен; неоген представлен миоценом и плиоценом. Отложения домелового и мелового периодов рассматриваются в качестве акустического фундамента, отделенного от вышележащих кайнозойских отложений региональным несогласием.

Бурением на Пильтун-Астохском месторождении разрез вскрыт в интервале от четвертичных отложений до кровли даехуриинского горизонта. Горизонты в нижней части стратиграфического разреза (раннепалеогеновые и меловые отложения) в основном выделяются по сейсмическим материалам по аналогии с соседними месторождениями. Региональное расчленение стратиграфического разреза Северного Сахалина представлена на Рис. 2.5.

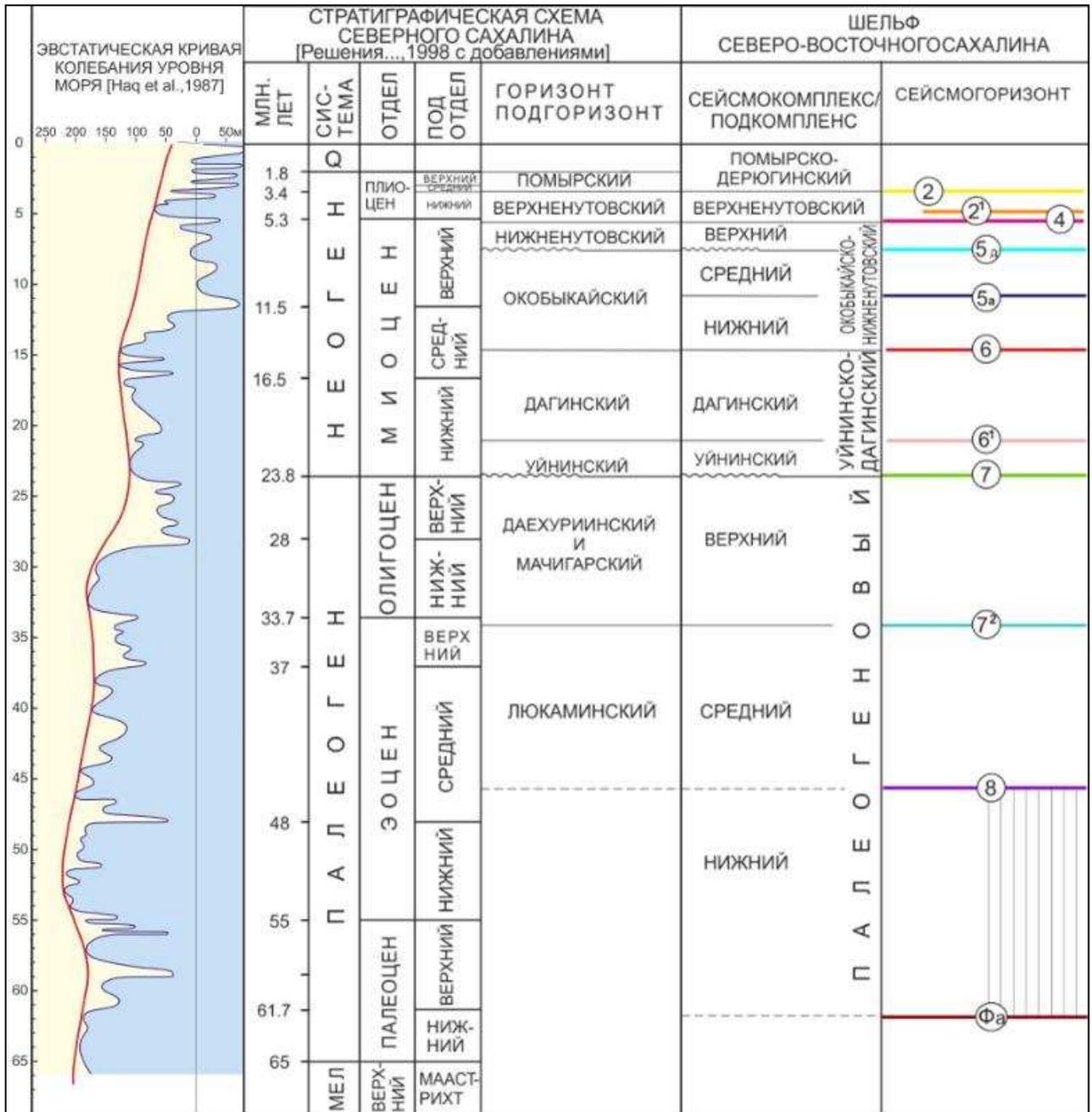


Рис. 2.5 Региональное расчленение стратиграфического разреза северного Сахалина

Принятое стратиграфическое расчленение разреза с указанием возраста отложений и толщины (снизу-вверх) приведено ниже:

- меловые отложения ("фундамент");
- мачигарский горизонт (олигоцен, толщина - 50 м);
- даехуриинский горизонт (олигоцен, толщина - 650 м);
- уйнинский горизонт (нижний миоцен, толщина - 60 м);

- дагинский горизонт (средний-нижний миоцен, толщина - 70 м);
- окобыкайский горизонт (средний миоцен, толщина - 180 м);
- нутовский горизонт (верхний миоцен-плиоцен, толщина - 2800 м);
- четвертичные отложения (толщина - до 30 м).

Разрез нутовского горизонта (основной продуктивной толщи) представлен чередованием сложно построенных алеврито-песчаных пластов-коллекторов и глинистых разделов. Песчаники преимущественно мелкозернистые, слабосцементированные, алевролиты крупно- и разнозернистые, содержат линзы и прослои глины. Мощность морских осадков нутовского горизонта достигает толщины 2800 м.

По данным палеонтологических и литолого-петрографических исследований, разрез нутовского горизонта подразделен на два подгоризонта (снизу-вверх): нижненутовский и верхненутовский. В разрезе выделены 28 пластов со следующей номенклатурой: L, M, N, O, I-IV, V-VI, VII-VIII, IX, X, XI, XII, XIII-XIV, XVI-XVII, XVIII, XIX, XX, XXI-s, XXI-2, XXI-2 изол., XXI-3, XXII-1, XXII-2, XXII-3, XXIII-1, XXIII-2, XXIV-1, XXIV-2, XXV. В нижненутовский подгоризонт входят пласты с XIX до кровли окобыкайского горизонта.

Нижненутовский подгоризонт, содержащий основные залежи нефти и газа, вскрыт всеми скважинами, за исключением поглощающих скважин ПБ-420 и ПБ-407 на Пильтунском и ПА-118 на Астохском участках. Для подгоризонта характерны коллекторы сложного строения, состоящие из алевритистых песчаников с глинистыми разделами. Песчаники делятся на несколько литотипов: сильно алевритистые, алевритистые, чистые, слабосцементированные и рыхлые. Основную массу (70-80%) составляют алевритистые и сильно алевритистые песчаники. Количество слабосцементированных и рыхлых песчаников, являющихся наилучшими коллекторами, не превышает 10%, а зачастую составляет всего лишь первые проценты. Толщины пластов-коллекторов варьируют в диапазоне от первых метров до 50-60.

На Пильтун-Астохском месторождении нефтегазоносность нутовских отложений установлена в 19 пластах: XII, XIII-XIV, XVI-XVII, XVIII, XIX, XX, XXI-s, XXI-1', XXI-2, XXI-2 изол., XXI-3, XXII-1, XXII-2, XXII-3, XXIII-1, XXIII-2, XXIV-1, XXIV-2, XXV.

Встречающиеся глины темно-серого цвета, варьируют от пластичных до твердых, содержат некоторое количество илистых пород.

На Пильтунском участке верхненутовский подгоризонт вскрыт всеми скважинами. Отложения подгоризонта представлены нерасчлененной толщей преимущественно алеврито-

глинистых и глинистых пород. Верхняя часть, представленная крупнозернистыми, обломочными породами из несцементированных, плохо отсортированных серых песчаников с некоторым количеством гравия и галечной породы, подверглась. Мощности пластов коллекторов в пределах блоков I и II Пильтунского участка изменяются от 2 до 213 м. Общая толщина верхненутовского подгоризонта составляет приблизительно 1500 м.

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.

### **2.3. Гидрогеологическая характеристика района расположения участка**

#### **2.3.1. Гидрогеологические условия**

Пильтун-Астохское месторождение расположено в восточной субмаринной части Северо-Сахалинского артезианского бассейна. Восточной границей бассейна является Восточно-Одоптинская антиклинальная зона, протягивающаяся восточнее Одоптинского и Пильтун-Астохского месторождений.

В разрезе бассейна выделено пять гидрогеологических (литолого-стратиграфических) комплексов. Эти комплексы отличаются строением коллекторов, фильтрационными характеристиками пород и гидродинамической обстановкой.

#### **2.3.2. Гидрогеологические исследования**

Скважинами вскрыто три верхних гидрогеологических комплекса.

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 м<sup>3</sup>/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 Пильтун-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: ООО «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 пробами 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 Пильтунского участка.

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
Пильтун Блок I	ПБ-305ПС1	XXI-s	3053,9	3	хорошее	СПГ, Роснефть, Шлюмберже	2009
Пильтун Блок I	ПБ-305ПС1	XXII-1	3213,1	3	хорошее	СПГ, Роснефть, Шлюмберже	2009
Пильтун Блок I	ПБ-305ПС1	XXIII-2	3398,2	1	плохое	Шлюмберже	2009
Пильтун Блок I	ПБ-305ПС1	XXIV-2	3602,5	3	хорошее	СПГ, Роснефть, Шлюмберже	2009
Пильтун Блок I (Восточное Крыло)	ПБ-313ПС1	XXIV-2	4545,4	3	хорошее	Шлюмберже	2014
Пильтун Блок I	ПБ-408	XXI-s	4874,5	2	хорошее	СПГ, РосГеолФонд	2014
Пильтун Блок I	ПБ-408	XXII-1	5088,2	2	хорошее	СПГ, РосГеолФонд	2014
Пильтун Блок I	ПБ-408	XXII-1	5021,5	1	плохое	СПГ	2014
Пильтун Блок I	ПБ-408	XXII-1	5022,5	1	плохое	СПГ, РосГеолФонд	2014
Пильтун Блок II	ПБ-318ПС2	XXII-1	5729	3	плохое	СПГ, Роснефть, РосГеолФонд	2012
Пильтун 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

При этом, минерализация в Блоке 2 хорошо согласовывается с минерализацией на Астохском участке.

### 2.3.3. Гидрогеологическое районирование

Первый (верхний) комплекс представлен мощной толщей (до 700 м) песков с невыдержанными по площади прослоями глин. Комплекс охватывает непродуктивные отложения верхненутовского подгоризонта, которые имеют связь с морским бассейном, о чем свидетельствует высокая минерализация (до 35 г/л) вод комплекса.

Второй водоносный комплекс представлен отложениями верхненутовского и нижненутовского подгоризонтов, сложенных переслаиванием песчаных и глинистых пластов (с I по XVIII). Мощность отложений до 1000 м, в восточном направлении она сокращается за счет уменьшения мощности глинистых разделов и пластов-коллекторов.

Пластовые воды комплекса в пределах субаэральной части бассейна имеют

минерализацию 3-10 г/л. При удалении от области питания в пределах пришельфовой и субмаринной частей минерализация вод достигает 20-27 г/л. Воды комплекса имеют невысокие напоры (10-40 м абс.).

Третий водоносный комплекс приурочен к основной продуктивной толще нижненутовского подгоризонта (XIX1-XXVII пласты) и к части окобыкайского горизонта. Мощность отложений комплекса колеблется от 800 до 1300 м. Наряду с сокращением мощности в восточном направлении происходит замещение пластов-коллекторов непроницаемыми породами. В пределах месторождения отмечается преобладание глинистых пород над песчано-алевритовыми. Для третьего гидрогеологического комплекса характерны условия затрудненного и весьма затрудненного водообмена. Водообильность пород комплекса отражает изменение фильтрационных свойств пород-коллекторов. Очевидно, что при низких фильтрационно-емкостных показателях в зоне затрудненного водообмена основой движения подземных вод является отжимание флюидов вследствие геостатической нагрузки.

Для третьего гидрогеологического комплекса характерны условия затрудненного и весьма затрудненного водообмена. Водообильность пород комплекса различна по площади и отражает изменение фильтрационных свойств пород-коллекторов. При низких фильтрационно-емкостных показателях в зоне затрудненного водообмена основой движения подземных вод является отжимание флюидов вследствие геостатической нагрузки. В отложениях третьего комплекса влияние инфильтрационной системы второстепенно, уровень пластовой энергии здесь находится под влиянием подпора элизионных вод с востока. Элизионная водонапорная система бассейна отличается присутствием зон АВПД (аномально высокого пластового давления) с коэффициентом аномальности 1,03-1,1. С глубиной напоры вод увеличиваются от 16 до 201 м абс. Аномально высокие значения напоров отмечены в скважинах, пробуренных вблизи зоны замещения коллекторов на месторождениях Одопту-море и Пильтун-Астохское.

В региональном плане в пределах Одоптинской антиклинальной зоны происходит увеличение минерализации вод с севера на юг (до 27 г/л).

Криолитозона на шельфе острова Сахалин отсутствует.

#### **2.3.4. Анализ пластовых вод**

Данные испытаний водоносных интервалов на Пильтун-Астохском месторождении представлены в обобщенном виде в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 Основные результаты испытания скважин, вскрывших водоносные горизонты

Пласт	Участок	№ скважины	Интервал опробования, м	Дата опробования	Объем поступившей	Дебит воды, м <sup>3</sup> /сут	Минерализация, г/л	Глубина замера, м	Давление замерное,	Погрешность прибора, кг/см <sup>2</sup>	Давление по Хорнеру, кг/см <sup>2</sup>	Температура замерная, °С	
XXI-s	Астохский	2	2043-2060	08-09.10.86	4,08	59,00	17,7	2044,0	205,0	3,3			
XXI-2	Астохский	3	2032-2038	21-22.08.87	2,40	17,00	23,6	2025,0	199,5	3,8		71,2	
	Пильтунский	9	1920-1936	15-16.11.89	3,00	2,20	25,0	1920,0	192,0	3,3	192,0	67,0	
	Пильтунский	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	Пильтунский	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	Пильтунский	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	
XIII	Астохский	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	
	Пильтунский	11	2086-2090	02-03.10.90		56,40	22,9	2085,0	216,9	3,0		73,8	
	Пильтунский	13	2115-2127										
			2132-2142	08-11.09.89	199,00	7,70	21,2	2106,0	209,8	3,6		72,0	
	Астохский	3	2305-2307										
2310-2314			18.08.87	5,87	39,00	27,1	2301,0	226,4	3,8		75,5		
XXIV-2	Пильтунский	14	2127-2137	19-20.08.80		118,30	14,6	2119,7	222,1	3,3	222,5	70,0	

Испытываемые пласты относятся к классу средне- и слабопроницаемых коллекторов. Изменение фильтрационно-емкостных свойств пород происходит по площади и разрезу. Максимальный приток воды отмечен в скважине № 14 (118 м<sup>3</sup>/сут XXIV-2 пласт). К востоку и северо-востоку коллекторские свойства пород ухудшаются, что подтверждается снижением водообильности пород.

Сложная гидродинамическая обстановка отражается и в 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.

Подземные воды месторождения агрессивны по отношению к металлу и цементу вследствие повышенного содержания сульфатов, хлоридов и низкой кислотности (pH). Состав водорастворенных газов определен по данным, полученным из скважин № 2 (пласт XXI-s) и № 3 (пласт XXIII). Основным компонентом водорастворенных газов является метан (87,8 – 97,8%). Концентрация тяжелых гомологов метана колеблется от 1,46 до 3,87%.

Газосодержание было определено для проб, отобранных пластоиспытателем в скважине № 18. Среднее газосодержание во всех пробах составляет примерно 1,25 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Кондиционные фактические данные по составу водорастворенного газа получены в скважине № 14 (пласт XXIV<sub>2</sub>). Часть проб водорастворенных газов содержит повышенное количество азота (до 38%), водорода (до 9%), при полном отсутствии газов глубинного происхождения (He).

Анализ пластовых вод в пределах изученной продуктивной части разреза Пильтун-Астохского месторождения не показал высокого содержания в них микрокомпонентов (йода до 85 мг/л, брома до 157 мг/л, бора до 59 мг/л). Извлечение микрокомпонентов из пластовой воды не считается практически целесообразным по причине некондиционного содержания полезных минералов или низких дебитов скважин, давших воду.

### **2.3.5. Обоснование перспективного водоносного комплекса (пласта-коллектора) как объекта размещения отходов в геологическом разрезе участка недр и предварительной природной гидрогеологической модели**

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

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», глава 4 Проекта). Для выполнения этого требования размещаемые отходы бурения должны располагаться в образуемой трещине (системе трещин), имеющей (имеющих) преимущественно горизонтальную или субгоризонтальную ориентацию. Однако, распространение трещин диктуется напряженным состоянием пород, и ориентация трещин физически не может быть задана произвольно. На практике, при вертикальной глубине, превышающей 800-1000 метров, горизонтальные трещины практически не наблюдаются, за исключением весьма специфических регионов, где (как правило, вследствие сильных тектонических напряжений) вертикальная компонента тензора напряжений не является максимальной. При нормальных условиях, доминирует вертикальное расположение трещин, причем первичное трещинообразование происходит ортогонально наименьшему напряжению в породе. 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 специфических компонентов в концентрациях, имеющих промышленное значение;

- пассивное движение подземных вод в горизонтальном направлении;
- отсутствие повышения пластового давления в объекте размещения после окончания закачки.

Идеальной ситуацией размещения отходов бурения скважин является нагнетание их в глинистые алевролиты или низкопроницаемые песчаники, залегающие непосредственно под/над высокопроницаемыми, большой толщины и латерального распространения песчаными пластами. Развитие трещины гидроразрыва в высокопроницаемом песчаном пласте, с достаточной емкостью и проницаемостью – будет служить первым основным барьером дальнейшего роста домена, так как обеспечит поглощение матрицей жидкой фазы и избыточного давления, который будет служить первым основным барьером дальнейшего роста домена, ввиду резкой разгрузки жидкой фазы и избыточного давления. 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 Пильтунского 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, 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.

В разрезе верхненутовского подгоризонта, вскрытым скважинами для закачки буровых отходов на Пильтунском участке, выделены нерасчлененная толща преимущественно

глинисто-алевритовых пород и песчано-алевритовые пласты (сверху вниз) L, M, N, O, I–IV, V–VI, VII–VIII, IX, X, XI, XII, XIII–XIV, XVI–XVII, XVIII (Рис. 2.6). Вмещающие породы внутри лицензионного интервала закачки на Пильтунском участке сложены перемежающимися песчаниками, алевролитами и глинами небольшой толщины, которые классифицируются как слоистый стратиграфический разрез песчаных и глинистых интервалов. Объекты закачки были выбраны по предварительным расчетам трещинообразования, проведенным с целью определения максимального числа перспективных местоположений объектов, пригодных для нагнетания отходов бурения и других жидкостей. Этот подход основан на опыте, полученном на Астохском участке, расположенном на расстоянии 20 км, где в соответствии с утвержденным проектом в течение трех с половиной лет проводилось опытно-промышленное, а с 2007 года осуществляется промышленное размещение отходов бурения, так и на Пильтунском участке, где опытно-промышленный период длился с сентября 2008г. по август 2012г., а с августа 2012г. по сегодняшний день происходит промышленное размещение.

Выбор перспективных объектов для размещения отходов бурения и других жидкостей в режиме гидроразрыва на Пильтунском участке выполнялся на основании моделирования и аналитических расчётов, методика и результаты которых приведены в главе 6 отчета.

Вдоль траектории первой скважины ПБ-420 выбрано четыре потенциальных зоны размещения (Рис.2.7). Структурные карты по кровле и подошве зон, выделенных под размещение отходов бурения, представлены в Графических приложениях 5-8 Тома II.

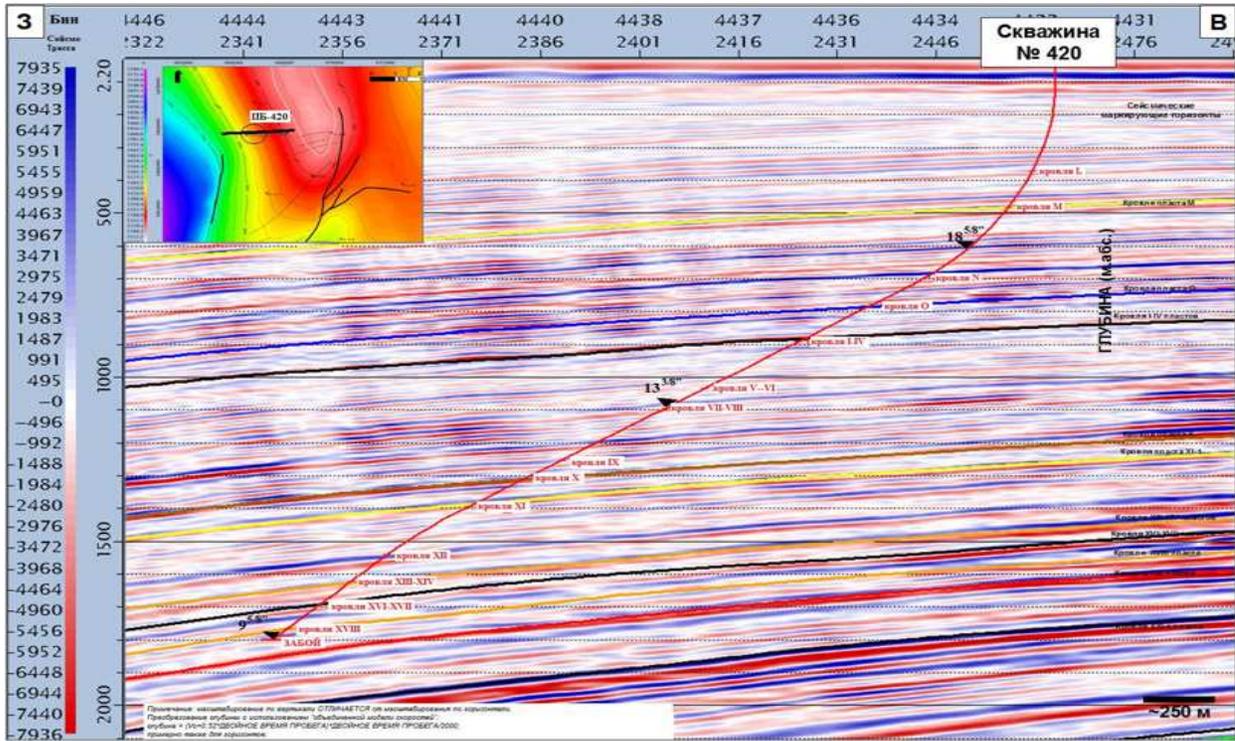


Рис. 2.6 Сейсмический разрез вдоль траектории скважины ПБ-420

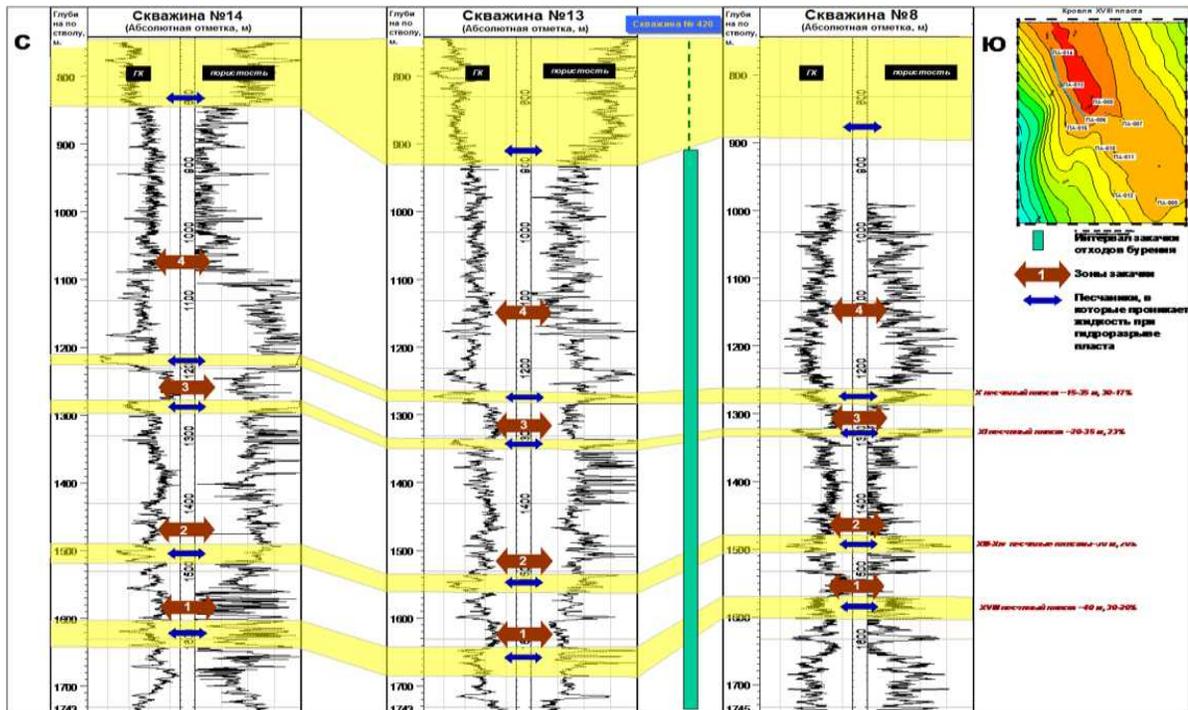


Рис. 2.7 Привязка ствола скважины к разрезу и интервалам зачекки по данным, полученным при бурении поисково-оценочных скважин

### **3. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОДОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ (ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ) КАК ОБЪЕКТОВ РАЗМЕЩЕНИЯ/ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА НЕДР**

#### **3.1. 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 при добавлении воды, обычно морской, до размеров частиц примерно 40 меш (380 микрон) или менее. Мелкие размеры частиц предотвращают засорение и закупорку трещин размещения. Свойства пульпы зависят от литологических характеристик выбуренной породы, гранулометрического состава и соотношения бурового шлама и воды (концентрации) в пульпе. Для достижения требуемой вязкости, с целью удержания твердых частиц во взвеси, уменьшения коррозии оборудования скважины в пульпу добавляется загуститель, ингибитор коррозии, поглотитель кислорода и биоцид. Подготовленная смесь закачивается в подземные трещины (домен), образованные при нагнетании пульпы при давлении гидроразрыва принимающего пласта. Нагнетание выполняется порциями, в зависимости от скорости выработки отходов.

В нефтедобывающей промышленности широко применяется технология повышения нефтеотдачи, основанная на системе гидроразрыва пласта, позволяющая создавать в геологической формации «трещины», пространство которых заполняется твердыми материалами в пульпообразной форме (песок, керамические шарики и т.д.), создающих искусственный высокопроницаемый канал дренирования в коллекторе. Явления самопроизвольного гидроразрыва сравнительно часто встречаются при бурении и креплении глубоких скважин в низкопрочных (модуль Юнга менее 20 МПа) песчано-глинистых породах. В результате могут происходить внезапные поглощения бурового раствора (если его плотность превышает предельную величину), при цементировании скважин могут происходить поглощения цемента в интервалах гидроразрыва. Не представляет значительных трудностей и специальное создание трещин гидроразрыва пласта в подходящих геологических условиях. Давления образования трещин гидроразрыва пласта могут быть рассчитаны с достаточной долей уверенности и могут быть обеспечены оборудованием, применяющимся при строительстве нефтегазовых скважин.

Отходы бурения (выбуренный шлам) содержат мелкодисперсную твердую фазу в количестве 20 – 30% (по объёму) и жидкость до 80-70%.

Непрерывное нагнетание значительных объемов пульпы при размещении отходов бурения приводит к образованию большой длины трещины. Порционное нагнетание объемов пульпы с интервалами остановки, достаточными для полного закрытия трещины, приводит к образованию локальной объемной «области размещения» отходов (домена), состоящей из многочисленных коротких трещин различной ориентации в призабойной зоне скважины.

Базовая теория двухмерного распространения трещины основана на работах Конинга [4645]. Современная концепция создания области подземного размещения была экспериментально подтверждена в работе Moschovidis Z.A. [46]

По сравнению с одиночной плоской трещиной, которая образуется при непрерывной закачке пульпы, порционное нагнетание пульпы позволяет создать многочисленные трещины различной ориентации и разместить большой объем отходов бурения в относительно компактный домен. Происходит это за счет постепенного выравнивания горизонтальных напряжений при последовательном размещении порций отходов бурения внутри отдельных трещин. В результате давление гидроразрыва пласта постепенно возрастает с нагнетанием каждой порции и, в конце концов, приблизится к максимальному горизонтальному напряжению в пласте. Это означает, что образование «области размещения» с многочисленными трещинами и ее объем зависят от величины и степени первичной анизотропии двух основных горизонтальных напряжений [10].

Объем одной порции пульпы может достигать 2200 м<sup>3</sup>. Величина объема порции определяется, в первую очередь, скоростью проходки и длиной интервала бурения, объемом промежуточных емкостей и параметрами пульпы (степенью разбавления, вязкостью и др.).

## **3.2. Опыт подземного размещения буровых отходов**

### **3.2.1. Мировая практика удаления отходов бурения**

Закачка бурового шлама в пласт при разработке месторождений в настоящее время является одним из наиболее надежных и экологически безопасных методов размещения отходов бурения глубоко под землей в природных резервуарах.

Основное преимущество данной технологии заключается в отсутствии выбросов в атмосферу и проблем, связанных с транспортировкой и хранением отходов.

Этот метод был запатентован американской компанией АРКО в 1986 г и получил название CRI (cutting re-injection) - система утилизации отходов бурения методом закачки в

пласт.

Работы по удалению пульпообразных отходов в геологические формации в режиме гидроразрыва пласта начали проводиться с 50-х годов прошлого века применительно к удалению жидких радиоактивных отходов 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 чем, от этой технологии обращения с радиоактивными отходами здесь 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.

Удаление пульпообразных отходов, образующихся при бурении глубоких скважин при разработке нефтяных месторождений, было начато на морских буровых платформах в связи с возражениями против сброса отходов в море в рыбопромысловых районах шельфа. Транспортировка отходов бурения морскими судами на берег была весьма сложна в связи с проведением многочисленных погрузочно-разгрузочных операций. Удаление или возврат шламов выбуренных пород и буровых растворов в недра было признано приемлемым. В последующем, удаление отходов бурения выполнялось на территориях, обладающих особым экологическим статусом, например, на Аляске, и в настоящее время применяется на нефтегазовых месторождениях, располагающихся в обычных условиях.

Одним из опубликованных примеров является месторождение Валхолл, разрабатываемое в норвежском секторе Северного моря компанией «Бритиш Петролеум». В течение примерно 5 лет в единственную пробуренную в перекрывающие коллектор меловые пласты скважину было закачено около 550 000 м<sup>3</sup> пульпы бурового шлама и попутной воды. [30,31]

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, являющейся 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, сохранившиеся в течение десятилетий [32,33].

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 (re injection) отходов бурения и попутных вод был наиболее эффективным способом избавления от 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 [32], разработку которого выполняет «Бритиш Петролиум». 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 на 2448-2514 м; средняя скорость закачки 105-175 м<sup>3</sup>/сут. Совокупный объем закачанных жидкостей за 20 лет работы может достигнуть 19 млн. м<sup>3</sup>.

Большая часть операций по удалению отходов бурения выполняется в настоящее время в Северном море, в Мексиканском заливе и в Венесуэле. Удаление пульпообразных отходов в глубокие скважины применяется также и в других отраслях промышленности. Например, в Хорватии осуществляется удаление 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, удаление отходов осуществляется на глубины 2000 –2100 м в режиме гидроразрыва пласта. Перед удалением отходам придаётся пульпообразная форма. В общем потоке отходов удаляются также зольные остатки.

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 через скважину в переслаивающийся пласт. Это первое приложение CRI в Блоке 8 устранило экологическую ответственность месторождения Чамбира. Весь шлам, накопленный в результате предыдущих буровых работ, был успешно закачан. Примерно 100 000 баррелей отходов (включая спейсеры и вытесняющие жидкости) были размещены в формации Чамбира. В результате были очищены три (полноразмерных) карьера.

### **3.2.2. Удаление отходов бурения 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.

Химические составы, 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  $1,07 \text{ г/см}^3$  и содержит 63,4% твердой фракции, 3 % воды и до 10 % нефти. В процессе разработки Восточного участка планировалось закачать 40500 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 настоящее время размещение отходов бурения осуществляется и на других

предприятиях Газпрома: в ООО «Надымгазпром» на месторождениях Юбилейное и Ямсавейское, ООО «Ноябрьскгаздобыча», ООО «Уренгойгазпром», ООО «Ямбурггаздобыча».

В 1999 году было выполнено обоснование размещения отходов бурения при обустройстве Приобского нефтяного месторождения в районе Ханты-Мансийска. Получен патент № 2196884 на способ размещения пульпообразных буровых отходов при разработке месторождений скважинными системами.

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 "Газпром нефти") 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 м<sup>3</sup>/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.

### **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, Одоптуморе 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 глубоководные (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 составил нв двнном участке составил 400 000 м<sup>3</sup>.

Для закачки отходов бурения на МП «Беркут» на объекте размещения отходов «Участок недр месторождения АркутунДаги» 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).

Компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.».

На Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения с апреля 2004 года по декабрь 2007 года Компанией проводилось опытно-промышленное размещение буровых отходов и других жидкостей в пласты горных пород через поглощающую скважину ПА-118, а с января 2008 года Компания производит промышленное размещение буровых отходов в пределах Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения (Лицензия ШОМ 14370 ЗЭ, выданная 29 декабря 2007 года).

Закачка буровых отходов на Астохском участке производится в песчано-глинистые и песчано-алевритовые пласты, расположенные в нижней части продуктивного интервала от I до XI пласта нутовского горизонта, которые являются наиболее благоприятными в литологическом отношении. Распространению трещин по вертикали препятствуют перекрывающие и подстилающие песчаные пласты, за счет фильтрации в них несущего компонента. От основных продуктивных горизонтов пластов XIX, XXI-s и XXI-1' интервал размещения отделен 280-метровой вертикальной цементной колонной, а ниже интервала закачки в разрезе расположены два мощных глинистых пласта (от 80 до 150 м каждый).

В 2019 году было подготовлено «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» [73], утвержденное протоколом ГКЗ Роснедра № 6002 от 30.09.2019 г. [74]

Основной целью документа является необходимость уточнения объёма основного интервала размещения буровых отходов и других жидкостей (пласты IX-X-XI), связанная с проведенным комплексным анализом результатов мониторинга размещения отходов бурения и других жидкостей, а также, прогнозных расчетов, в соответствии с потребностью подлежащих размещению объемов отходов бурения и других жидкостей на период до 2041 года.

Согласно протоколу [74], увеличена емкость основного домена (пласты IX-XI нутовского горизонта) с 268,5 тыс. м<sup>3</sup> до 350 тыс. м<sup>3</sup>.

На основе «Геологического доизучения...» в 2019 г. было подготовлено «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», которое в данный момент находится на экологической экспертизе с последующим утверждением в ТКР по Сахалинской области.

По состоянию на 01.01.2021 г. накопленный объем закаченных отходов бурения составил 286,1 тыс. м<sup>3</sup>.

**На Лунском месторождении** в 2008-2015 гг. размещение отходов бурения на осуществлялось через скважину ЛА-512, расположенную в IV тектоническом блоке. В 2016 г. закачка буровых отходов и других жидкостей через 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 (по стволу скважины 3146 – 3151,5; 3179 – 3189 м) тектонического блока V. По состоянию на 01.01.2021 г., в результате выполненных работ, в пластах горных пород размещено 365,8 тыс. м<sup>3</sup> отходов бурения и других жидкостей.

## 4. ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОГЛОЩАЮЩЕГО ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА

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

Скважинами ПБ-420 и ПБ-407 полностью вскрыт верхненутовский подгоризонт и частично нижненутовский до XVIII пласта включительно. Мощность пластов коллекторов варьируется от 4 м (XVI-XVII) до 178 м (М). Мощность глинистых разделов также изменяется в широких пределах от 4 м (О – I-IV) до 98 м (VII-VIII) (Таблица 4.1). Данные приведены по скв. ПБ-407 и ПБ-420, т.к. в эксплуатируемом в настоящее время боковом стволе БС2 скв. ПБ-420 не было произведено вскрытие бурением пластов глубже XI из соображений безопасного ведения работ: траектория бокового ствола располагается в непосредственной близости от ПБ-420 и начиная с пласта XII предполагались риски, связанные с повышенным пластовым давлением и трещиноватостью вследствие произведенной закачки (ок. 12 000 м<sup>3</sup> в пласт XII). Отличия разрезов в основном стволе скв. ПБ-420 и боковом стволе (БС2) в геологическом плане незначительны.

Разрез, вскрытый скважинами ПБ-420 и ПБ-407, можно разделить на три литологических пачки: переслаивание алевролитов, глин и редких пропластков песчаника, глинистые диатомиты и песчаники.

Первая глинистая пачка - пласты XVIII-IX (Графические приложения 9-11 Тома II), имеет толщину 500 м и состоит из переслаивающихся глинистых, алевролитовых и песчаных пропластков. Глины серые, темно-серые, от мягких до плотных, местами алевритистые. Цвет алевролитов изменяется от средне- до темно-серого, хрупкие до умеренно твердых, сильно глинистые. Песчаники имеют светлый, светло-серый, коричневато-серый цвет, мелкозернистые, от рыхлых до твердых, хорошо окатанные, хорошо отсортированные, слабо сцементированные.

Залегающая выше глинисто-алевритистого разреза, глинисто-диатомитовая пачка, представлена глинами, диатомитовыми глинами и алевролитами - пласты VII-VIII и I-IV. Пачка имеет толщину около 320 м. Встречающиеся глины имеют серый цвет, от мягких до плотных, местами алевритистые. Алевролиты от светло-серых, до темно-серых, хрупкие, сильно глинистые.

Верхняя пачка мощностью около 500 м (пласты О-L) представлена песчаниками снизу вверх от мелкозернистых до крупнозернистых, средне окатанными, средне



## 5. МЕТОДИКА, ВИДЫ, ОБЪЕМЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ И ИССЛЕДОВАНИЙ

### 5.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС)

В скважинах ПБ-420 и ПБ-407 был выполнен обширный комплекс геофизических и геолого-технических исследований, как в открытом стволе для оценки фильтрационно-емкостных свойств горных пород, так и комплекс методов оценки технического состояния скважин. Для изучения свойств отложений нутовского горизонта была выполнена программа отбора и анализа шлама.

Информация по комплексу ГИС в эксплуатационных скважинах Пильтунского участка представлена в Табличном приложении 1.

#### 5.1.1. 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 таблице 5.1.

Литологическое описание образцов бурового шлама проводилось на буровой в процессе бурения. Данные, полученные при описании бурового шлама, были использованы при выполнении детальной корреляции пластов. Литологическое описание бурового шлама приведено в Табличном приложении 7 Тома II.

Таблица 5.1 Выполненный комплекс геолого-технических исследований в скв. ПБ-420 и ПБ-407

Скважина	Секция скважины	Комплекс геолого-технических исследований	Интервал исследований (м. по стволу скважины)	
			Кровля	Подошва
ПБ-420	558.8 мм (22")	Газовый каротаж, отбор шлама каждые 10 м	146.6	699
	445.5 мм (17.5")	Газовый каротаж, отбор шлама каждые 20 м	699	1445
	311.15 мм (12 1/4")	Газовый каротаж, отбор	1445	2756.5

Скважина	Секция скважины	Комплекс геолого-технических исследований	Интервал исследований (м. по стволу скважины)	
			Кровля	Подошва
		шлама каждые 10 м		
	311.15 мм (12 1/4") боковой ствол №1 (БС1)	Газовый каротаж, отбор шлама каждые 10 м	894.5	2756.5
	215.9 мм (8 1/2") боковой ствол №2 (БС2)	Газовый каротаж	1439.5	2372
ПБ-407	609.4 мм (24")	Газовый каротаж	145	742
	406.4 мм (16")	Газовый каротаж, отбор шлама каждые 30 м	742	1996.8
	311.15 мм (12 1/4")	Газовый каротаж, отбор шлама каждые 30 м	1996.8	3152.4

### 5.1.2. Комплекс ГИС в открытом стволе

Весь комплекс ГИС в открытом стволе 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) и кавернометрию. Целями каротажа являлись геологическая привязка горизонтов и определение фильтрационно-емкостных свойств пород. В скважине ПБ-420 были записаны данные дипольного акустического каротажа (АК) на кабеле с регистрацией продольных и поперечных волн для определения геомеханических свойств пород (прибор DSI). В скважине ПБ-420 БС2 вместо стандартного плотностного гамма каротажа (ГГК-П) был использован метод плотностного нейтронного гамма каротажа (НГК-П). Данный метод не требует использования химического радиоактивного источника, что исключает риск его потери в скважине. Ввиду неопределенностей, связанных с возможным состоянием ствола скважины, было принято решение не включать радиоактивный источник в компоновку приборов. Комплекс ГИС в скважине ПБ-407 дополнительно включал в себя замеры пластовых давлений прибором каротажа во время бурения StethoScore с целью оценки влияния закачки отходов через скважину ПБ-420 на текущие пластовые давления. Выполненный комплекс ГИС в скважинах ПБ-420 и ПБ-407 представлен в таблицах 5.2 и 5.3. По всем интервалам записи, как в процессе бурения, так и приборами на каротажном кабеле

были получены качественные материалы, позволяющие провести количественную оценку фильтрационно-емкостных свойств пластов.

Таблица 5.2 Выполненный комплекс ГИС в открытом стволе скважин ПБ-420 и ПБ-407

Скважина	Секция скважины	Выполненный комплекс ГИС					
		В процессе бурения			На кабеле		
		Комплекс ГИС	Интервал записи (м. по сволу скв.)		Комплекс ГИС	Интервал записи (м. по сволу скв.)	
			Кровля	Подошва		Кровля	Подошва
ПБ-420	558.8 мм (22")	ГК	146.6	699			
	445.5 мм (17.5")	ГК, ИК	699	1445	ГК, ГГК-П, ННК, АК, каверномер	699	1445
	311.15 мм (12 1/4")	ГК, ИК, ГГК-П, ННК, каверномер	1445	2756.5			
	311.15 мм (12 1/4") боковой ствол №1 (БС1)	ГК, ИК, ГГК-П, ННК, каверномер	894.5	2756.5			
	215.9 мм (8 1/2") боковой ствол №2 (БС2)	ГК, ИК, ГГК-П, ННК, каверномер	1439.5	2372			
ПБ-407	609.4 мм (24")	ГК, ИК	145	742			
	406.4 мм (16")	ГК, ИК	742	1996.8			
	311.15 мм (12 1/4")	ГК, ИК, НГК-П, ННК, каверномер, замеры пластовых давлений	1996.8	3152.4			

### 5.1.3. Комплекс ГИС в обсаженном стволе для оценки качества цементирования

Выполненный комплекс геофизических исследований для оценки качества цементационного пространства в скважинах ПБ-420 и ПБ-407 представлен в Таблице 5.3. Данные были записаны приборами компании «Schlumberger».

Таблица 5.3 Выполненный комплекс ГИС для оценки качества цементирования скважин ПБ-420 и ПБ-407

Скважина	Диаметр обсадной колонны	Комплекс методов	Интервал исследований (м. по стволу скважины)	
			Кровля	Подошва
ПБ-420	339.7 мм (13 3/8")	ГК, ЛМ, УЗКЦ, АКЦ, ФКД	200	894,5
	244.5 мм (9 5/8") боковой ствол №1 (БС1)	ГК, ЛМ, УЗКЦ, АКЦ, ФКД	385	2715
	177.8 мм (7") боковой ствол №2 (БС2)	ГК, ЛМ, УЗКЦ, АКЦ, ФКД	1310	2330
ПБ-407	339.7 мм (13 3/8")	АКЦ, ФКД	0	1987
	244.5 мм (9 5/8")	ГК, ЛМ, УЗКЦ, АКЦ, ФКД	1677	3105

### 5.1.4. Оценка качества цементации скважины ПБ-420

#### Обсадная колонна 339.7 мм (13 3/8")

По данным ультразвукового цементомера (УЗКЦ) подъем цемента за обсадной колонной 339.7 мм (13 3/8") отмечен до глубины 512 м по стволу скважины (Рис.5.2), что на 187 м выше башмака предыдущей обсадной колонны. В интервале 512 - 573 м отмечается отсутствие сцепления между колонной и цементом и между цементом и породой. Цемент неоднороден с глубины 573 м до глубины 645 м.

На участке 727 – 765 м (по стволу скважины) отмечено хорошее качество цементного камня. В интервале от 765 м до башмака колонны качество цемента удовлетворительное (Рис. 5.4.и 5.5). По данным ультразвукового цементомера отмечается наличие канала в цементном камне. Канал не имеет большой протяженности, поэтому не может служить причиной заколонных перетоков. Хорошее качество цемента обеспечивает гидроизоляцию башмака

обсадной колонны 339.7 мм.

Обсадная колонна 244.5 мм (9 5/8") – боковой ствол №1 (БС1)

Качество цементного кольца за обсадной колонной 244.5 мм (9 5/8") хорошее, а в отдельных случаях очень хорошее. Анализ цементной карты, записанной ультразвуковым цементомером, показывает, что цемент за колонной распределен равномерно. Хорошее сцепление между колонной и цементом, цементом и породой обеспечивает хорошую гидроизоляцию.

*Интервал 752 – 1090 м:* Неравномерное распределение цемента за колонной. Большая часть интервала характеризуется хорошим сцеплением цемента с колонной и породой, что обеспечивает гидравлическую изоляцию. На фазокорреляционной диаграмме (ФКД) на Рис.4.7 хорошо виден сигнал от горных пород за цементным камнем, что свидетельствует о хорошем сцеплении цемента с породой за 244.5 мм обсадной колонной.

Верхняя граница подъема цемента определена на глубине 752 м (148 м выше башмака обсадной колонны 339.7 мм).

*Интервал 1090 – 1188 м:* Хорошее сцепление цемента с колонной и породой.

*Интервал 1188 – 2085 м:* Качество цемента идентично интервалу 752 – 1090 м, есть отдельные участки с неравномерным распределением цемента, каналы в цементном камне не наблюдаются.

*Интервал 2085 – 2713 м:* Качество цемента хорошее и очень хорошее. Хорошее качество цемента обеспечивает гидравлическую изоляцию заколонного пространства в данном интервале за 244.5 мм обсадной колонной.

Хвостовик 177.8 мм (7") - боковой ствол №2 (БС2)

По данным УЗКЦ и АКЦ/ФКД хвостовик зацементирован полностью. Качество цементного камня хорошее. Анализ цементной карты, записанной ультразвуковым цементомером, показывает, что цемент за колонной распределен равномерно, каналы отсутствуют. В интервалах 2068 – 2158 м и 2230 – 2328 м наблюдаются признаки микрозазора между колонной и цементным камнем (высокая амплитуда АКЦ, хорошо прослеживающийся сигнал от горной породы на ФКД, хорошее качества цемента на цементной карте). Микрозазор не может служить причиной заколонных перетоков. Гидравлическая изоляция заколонного пространства хвостовика достигнута.

Иллюстрации качества цементного камня - Рис.5.1-5.8.

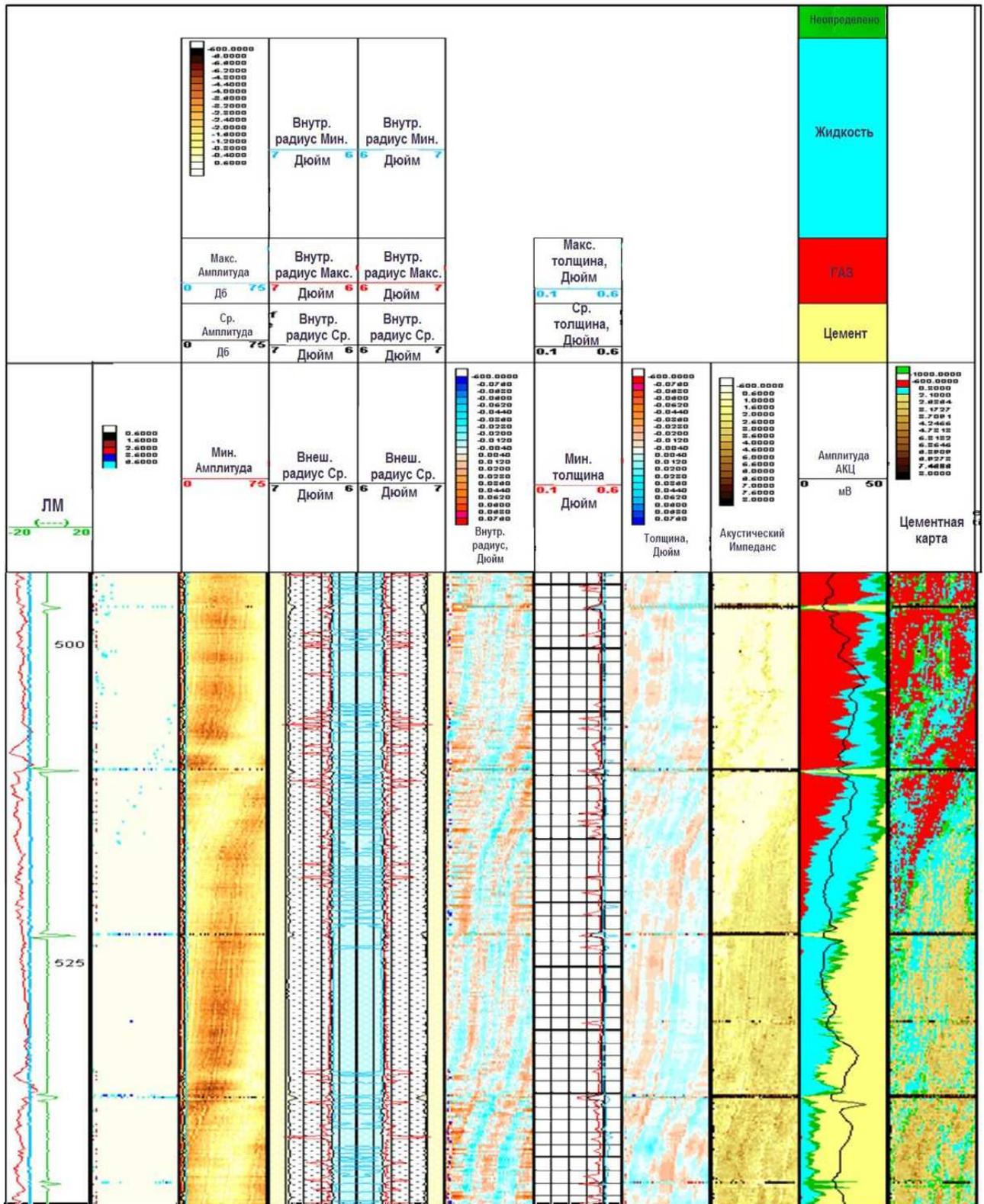


Рис. 5.1 ПБ-420 УЗКЦ в 339.7 мм колонне на уровне высоты подъёма цементного камня

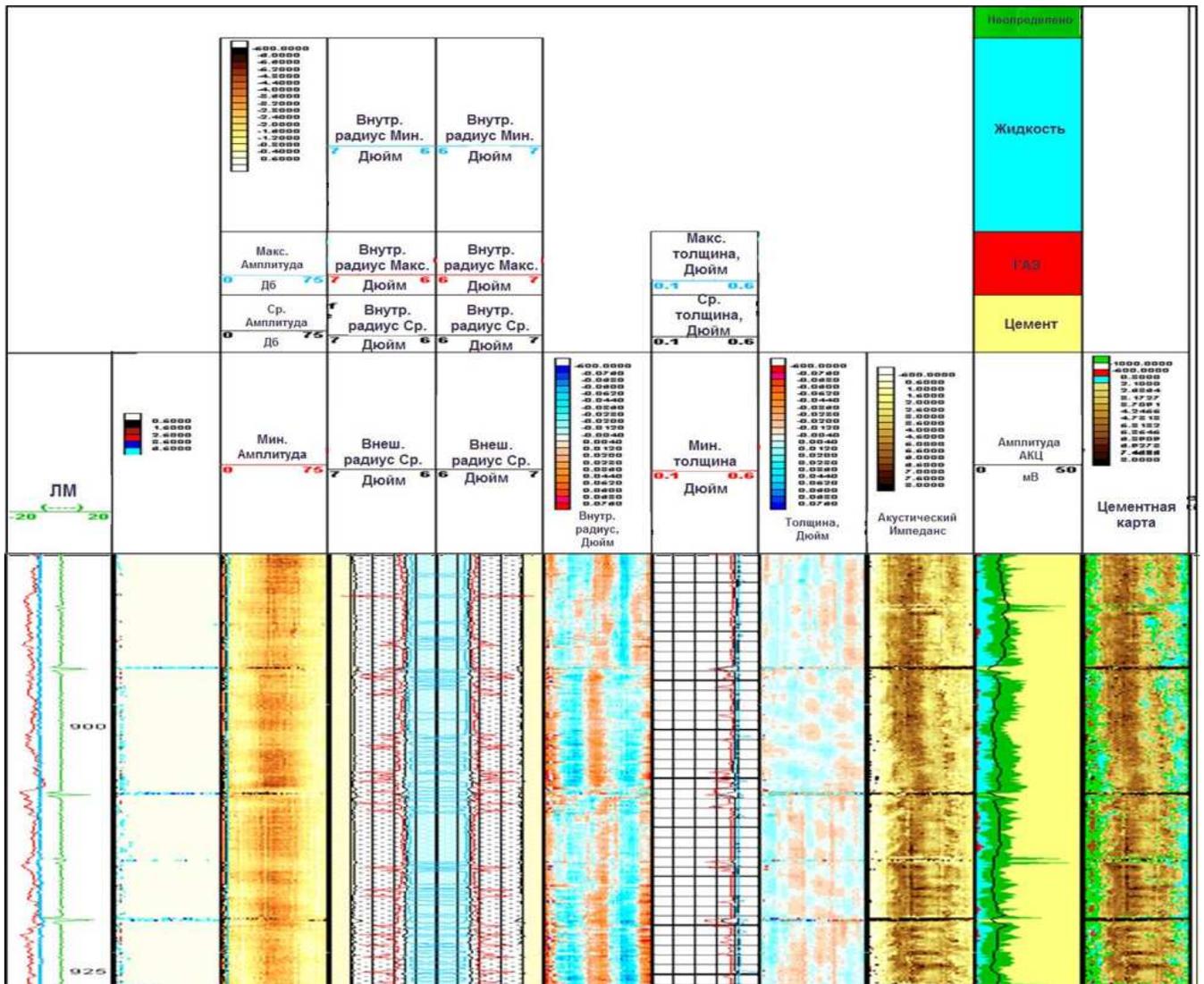


Рис. 5.2 ПБ-420 УЗКЦ в башмаке 339.7 мм колонны

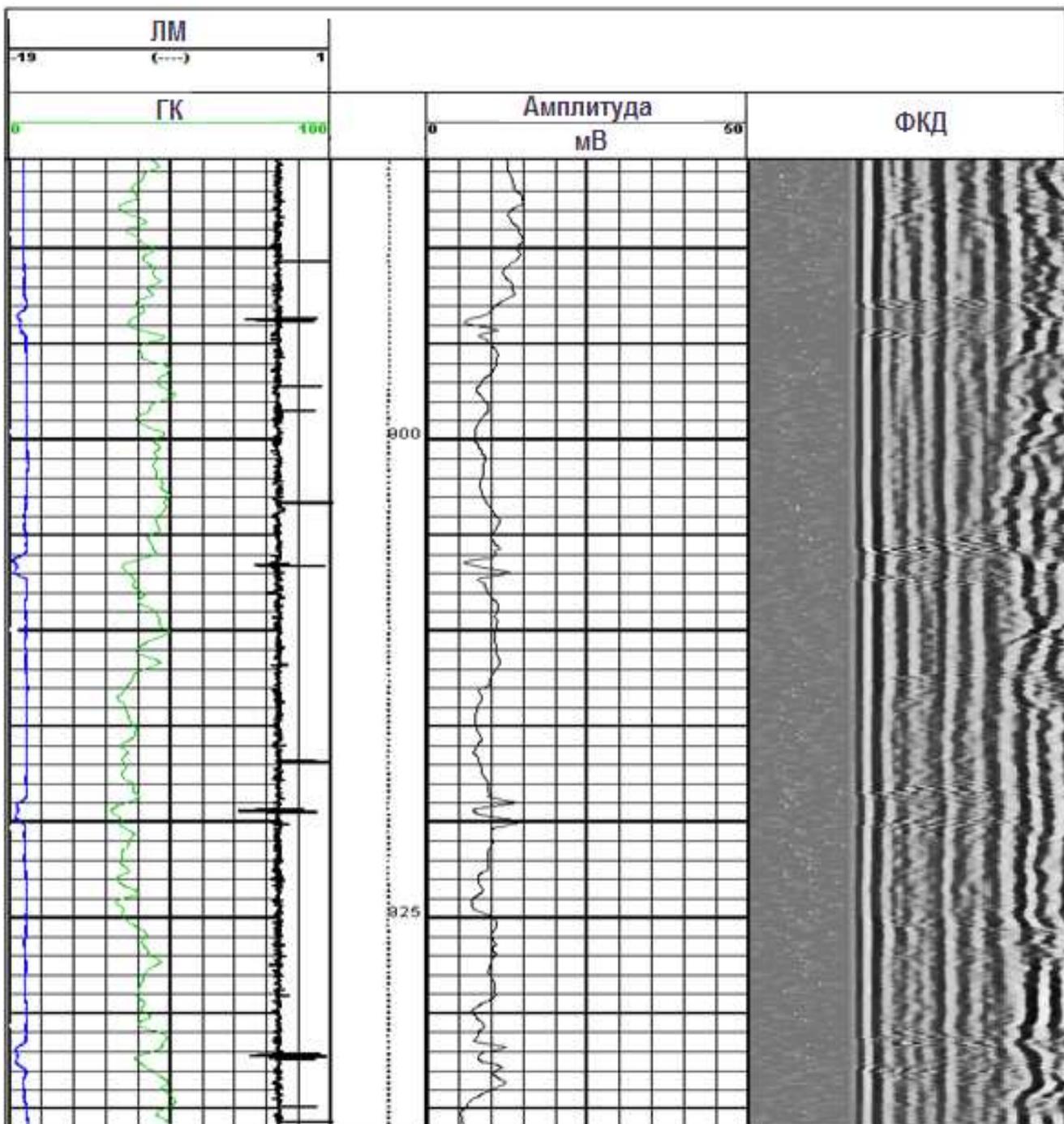


Рис. 5.3 ПБ-420 АКЦ/ФКД в башмаке 339.7 мм колонны

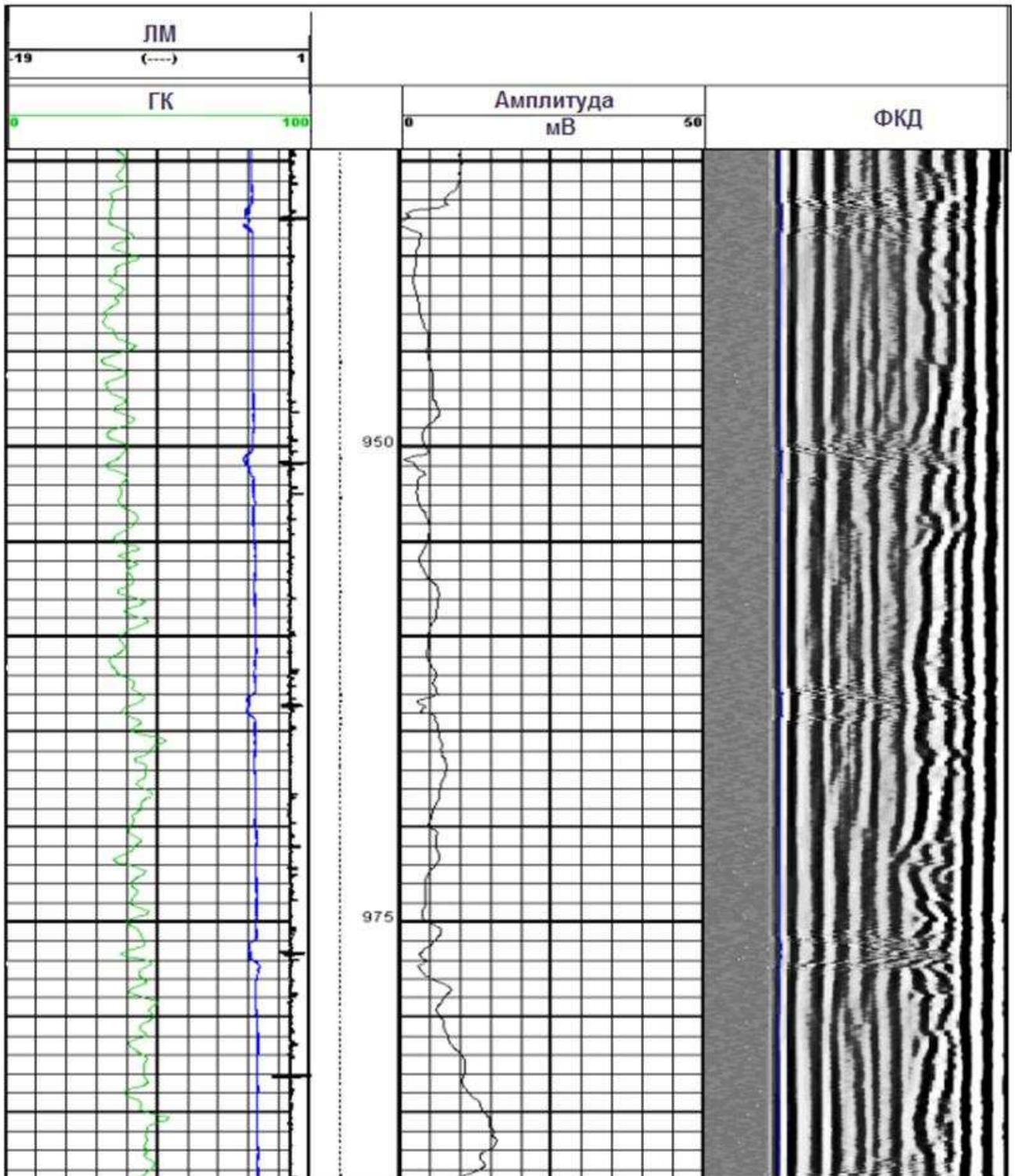


Рис. 5.4 ПБ-420 АКЦ/ФКД в верхней части 244.5 мм колонны

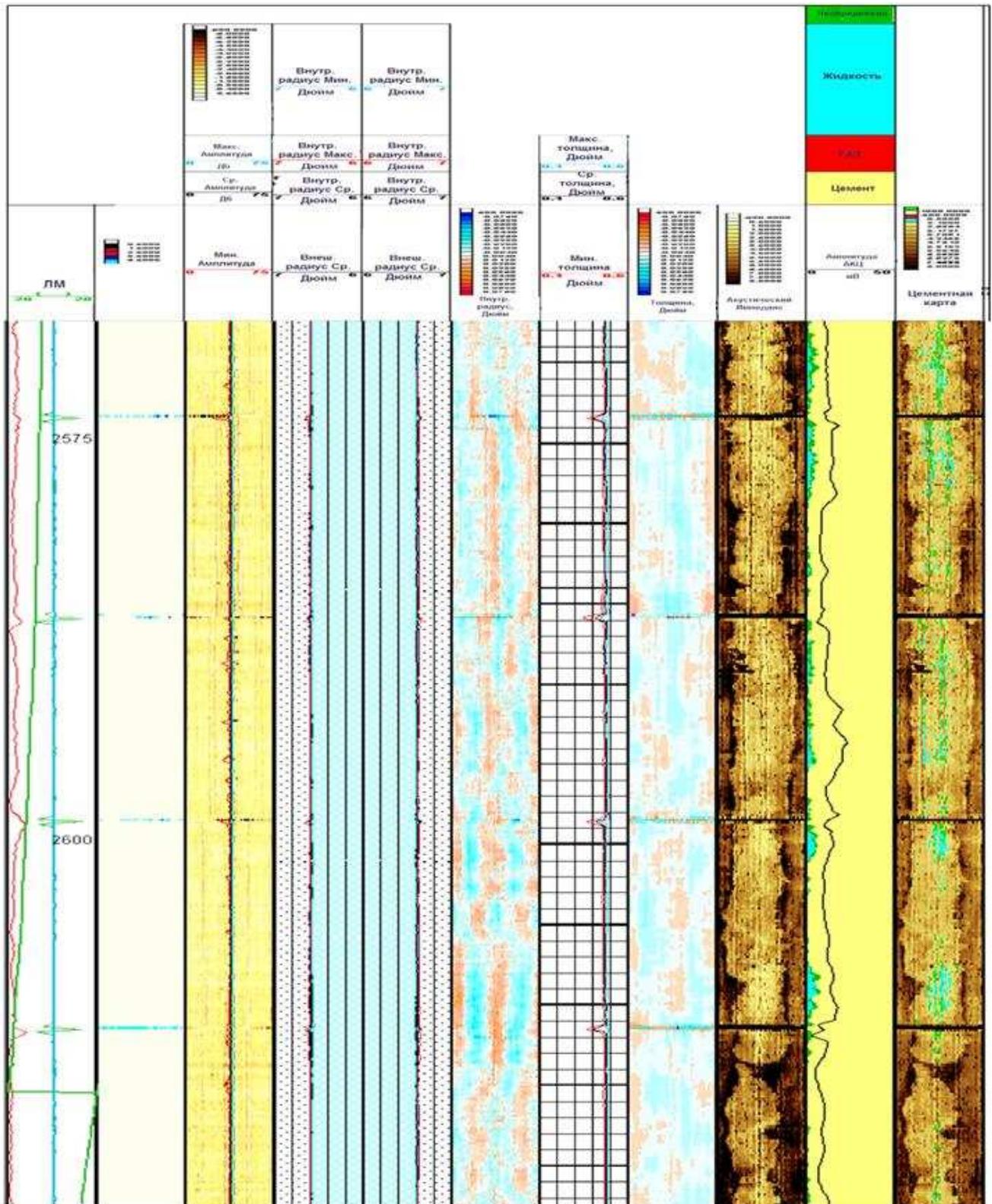


Рис. 5.5 ПБ-420 УЗКЦ в башмаке 244.5 мм колонны

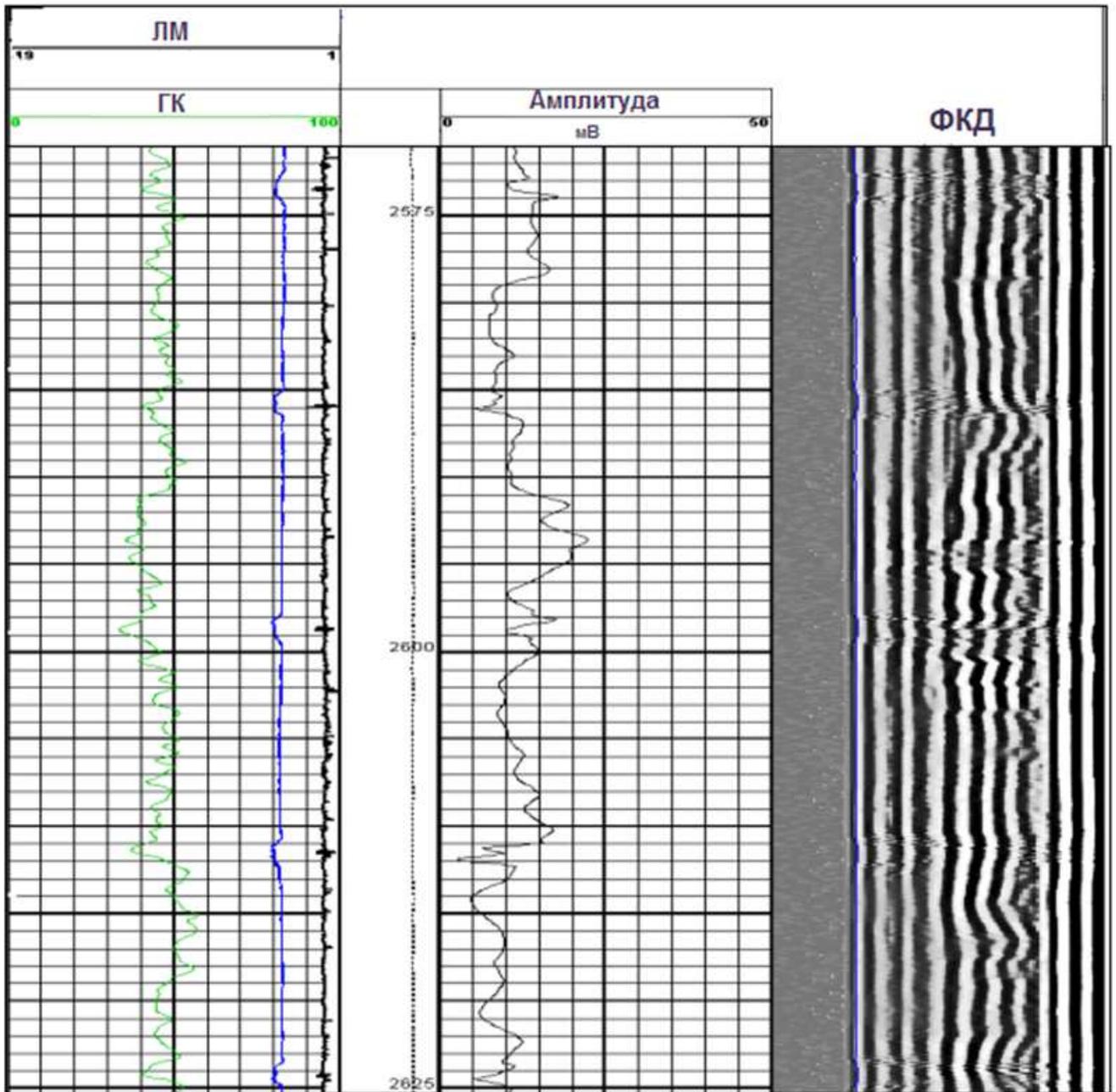


Рис. 5.6 ПБ-420 АКЦ/ФКД в башмаке 244.5 мм колонны

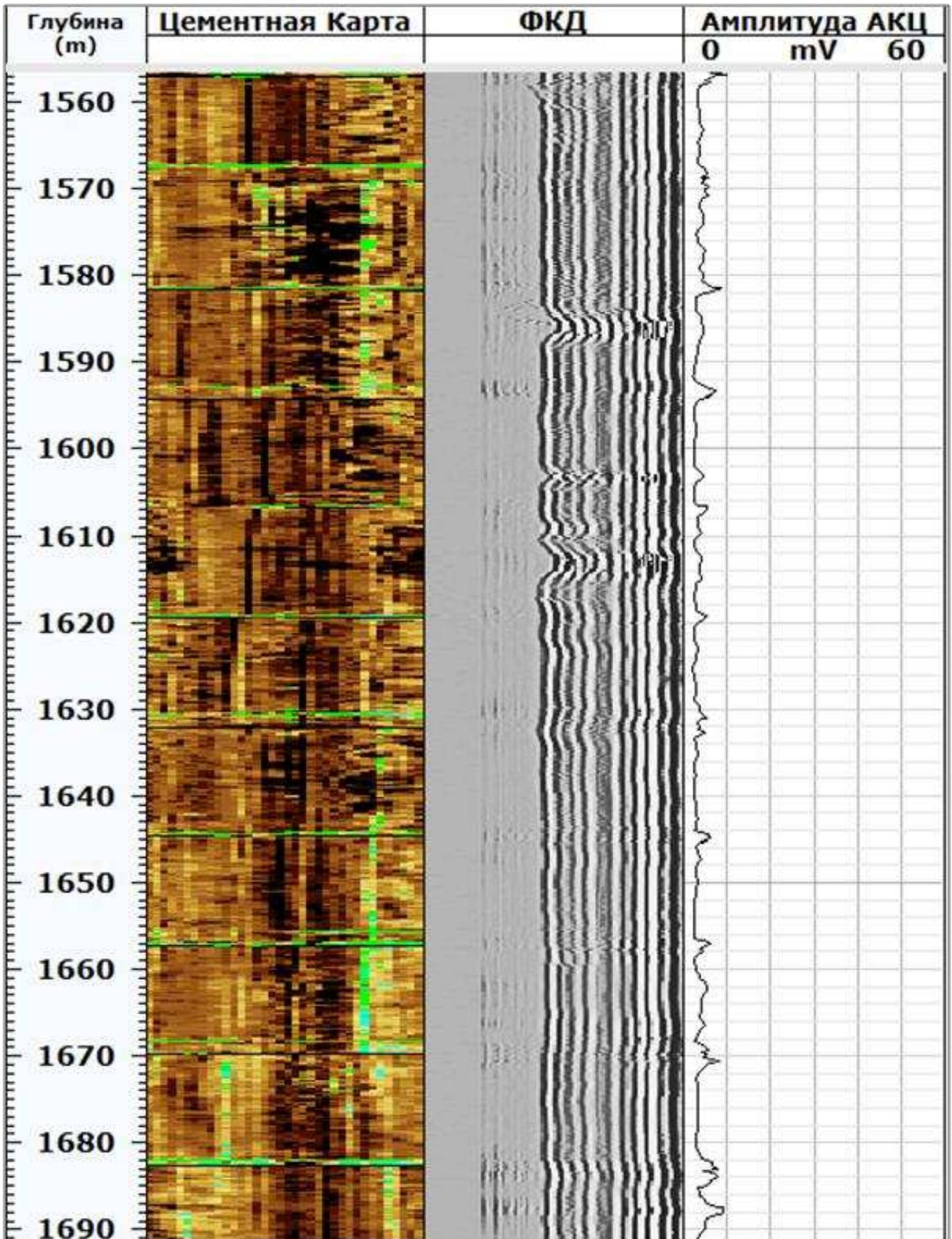


Рис. 5.7 ПБ-420 БС2 УЗКЦ/АКЦ/ФКД в верхней части 177.8 мм колонны

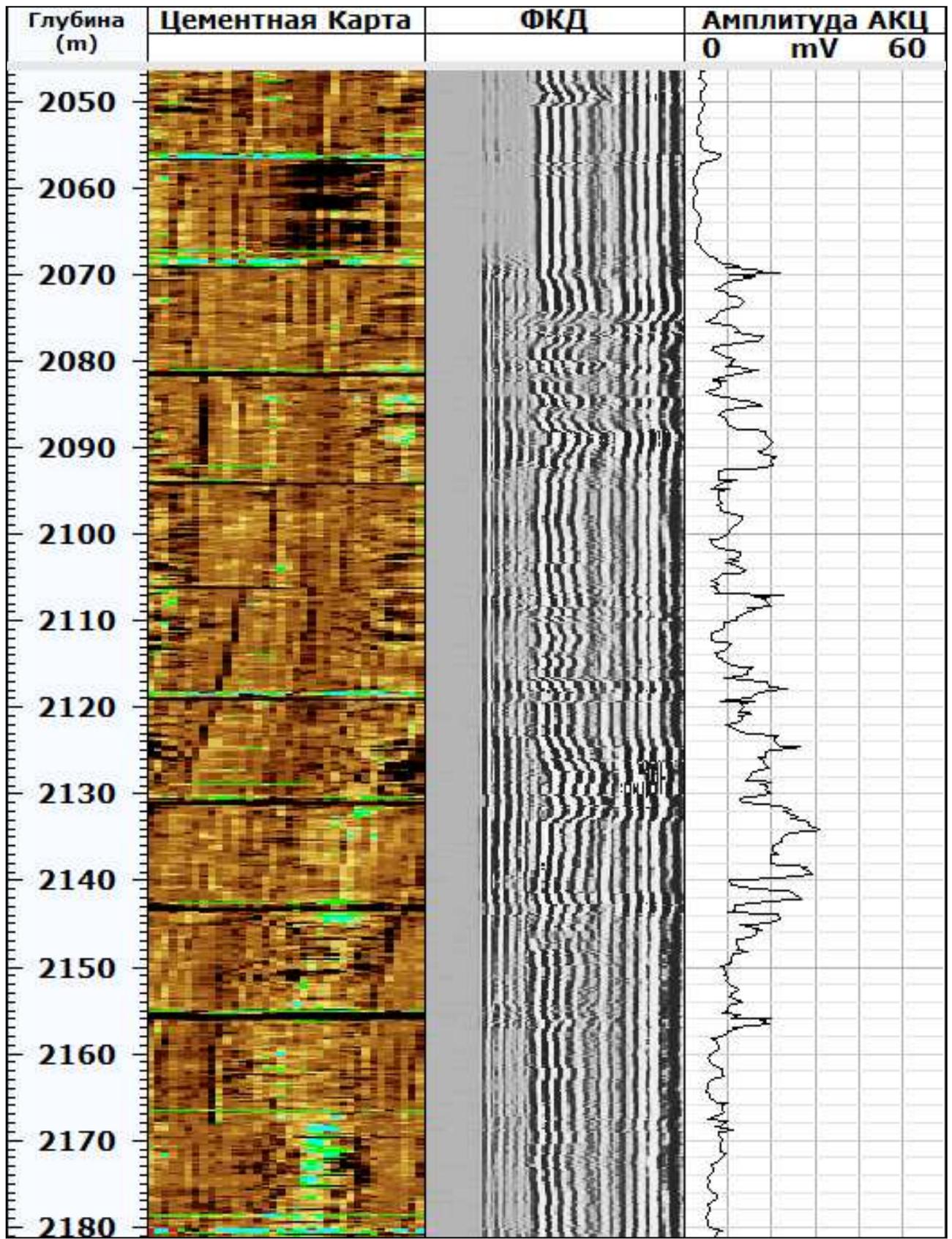


Рис. 5.8 ПБ-420 БС2 УЗКЦ/АКЦ/ФКД в 177.8 мм хвостовике в интервале с микрозазором

### 5.1.5. Оценка качества цементажа скважины ПБ-407

#### Обсадная колонна 339.7 мм (13 3/8")

Запись каротажных данных производилась акустическим прибором на бурильных трубах. Прибор был переведен в режим записи АКЦ/ФКД при спуске и подъеме инструмента. Запись проводилась в интервале от глубины 1987 м по стволу скважины до поверхности. Общее качество каротажных данных достаточно для их качественной интерпретации. Верхняя граница высоты подъема цемента за колонной 339,7 мм на цемтограмме отмечена на глубине 117 м по стволу скважины, что на 622 м выше башмака предыдущей обсадной колонны. Начиная с глубины 739 м и до верхней границы высоты подъема цемента, определить качество цементного камня невозможно из-за влияния внешней колонны 473,1 мм (18 5/8") на показания АКЦ/ФКД. Общее качество цемента за колонной 339,7 мм удовлетворительное. Гидравлическая изоляция за колонного пространства достигнута.

#### Обсадная колонна 244.5 мм (9 5/8")

Качество цементного кольца за обсадной колонной 244,5 мм (9 5/8") хорошее, а в отдельных случаях - очень хорошее. Анализ цементной карты, записанной ультразвуковым цементомером, показывает, что цемент за колонной распределен равномерно. На фазо-корреляционной диаграмме (ФКД) хорошо виден сигнал от горных пород за цементным камнем, что свидетельствует о хорошем сцеплении цемента с породой. Хорошее сцепление между колонной и цементом, цементом и горной породой обеспечивает хорошую гидроизоляцию. Верхняя граница подъема цемента определена на глубине 1843 м (148 м выше башмака обсадной колонны 339.7 мм). Иллюстрации качества цементного камня – Рис.5.9-5.10.

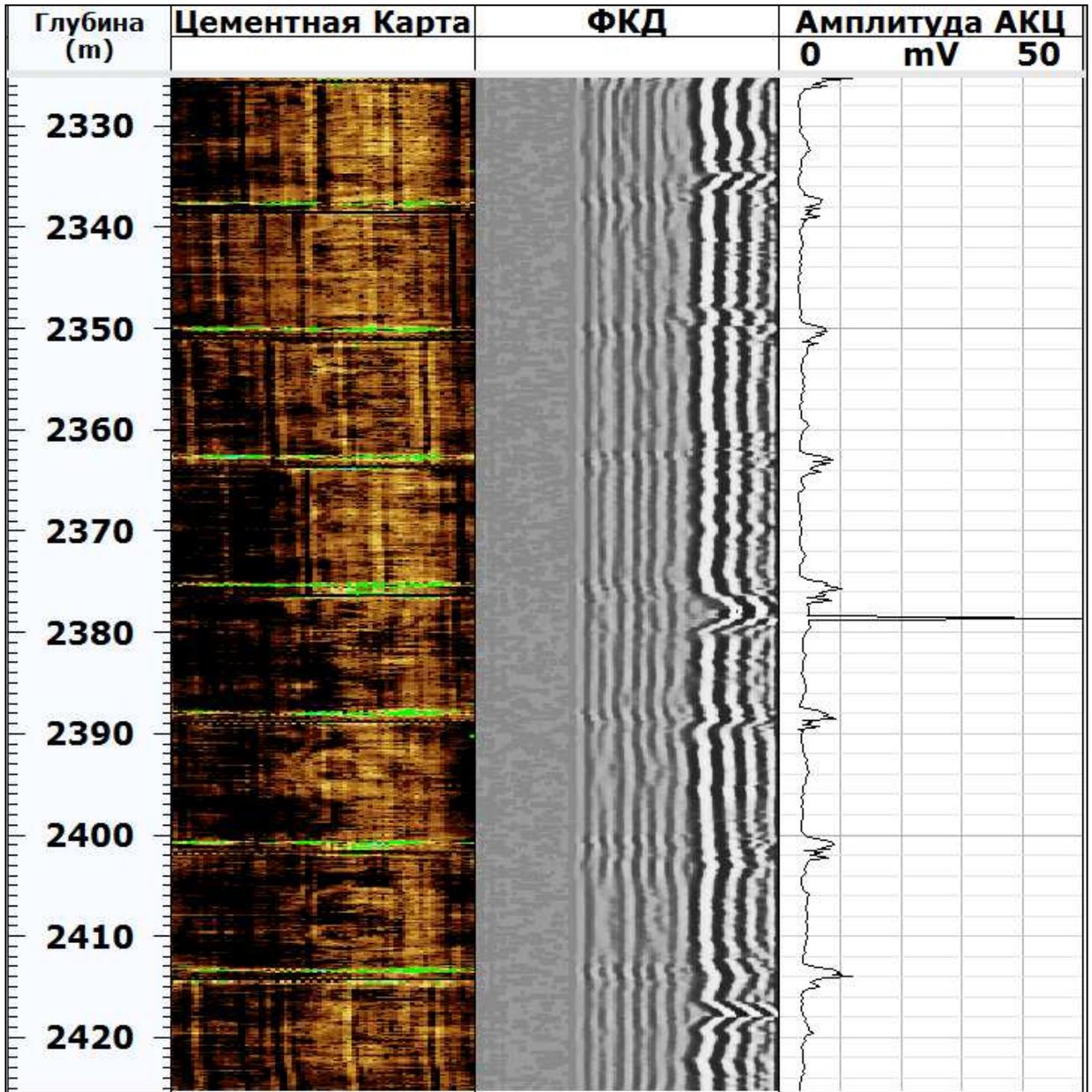


Рис. 5.9 ПБ-407 УЗКЦ/АКЦ/ФКД в 244.5 мм колонне

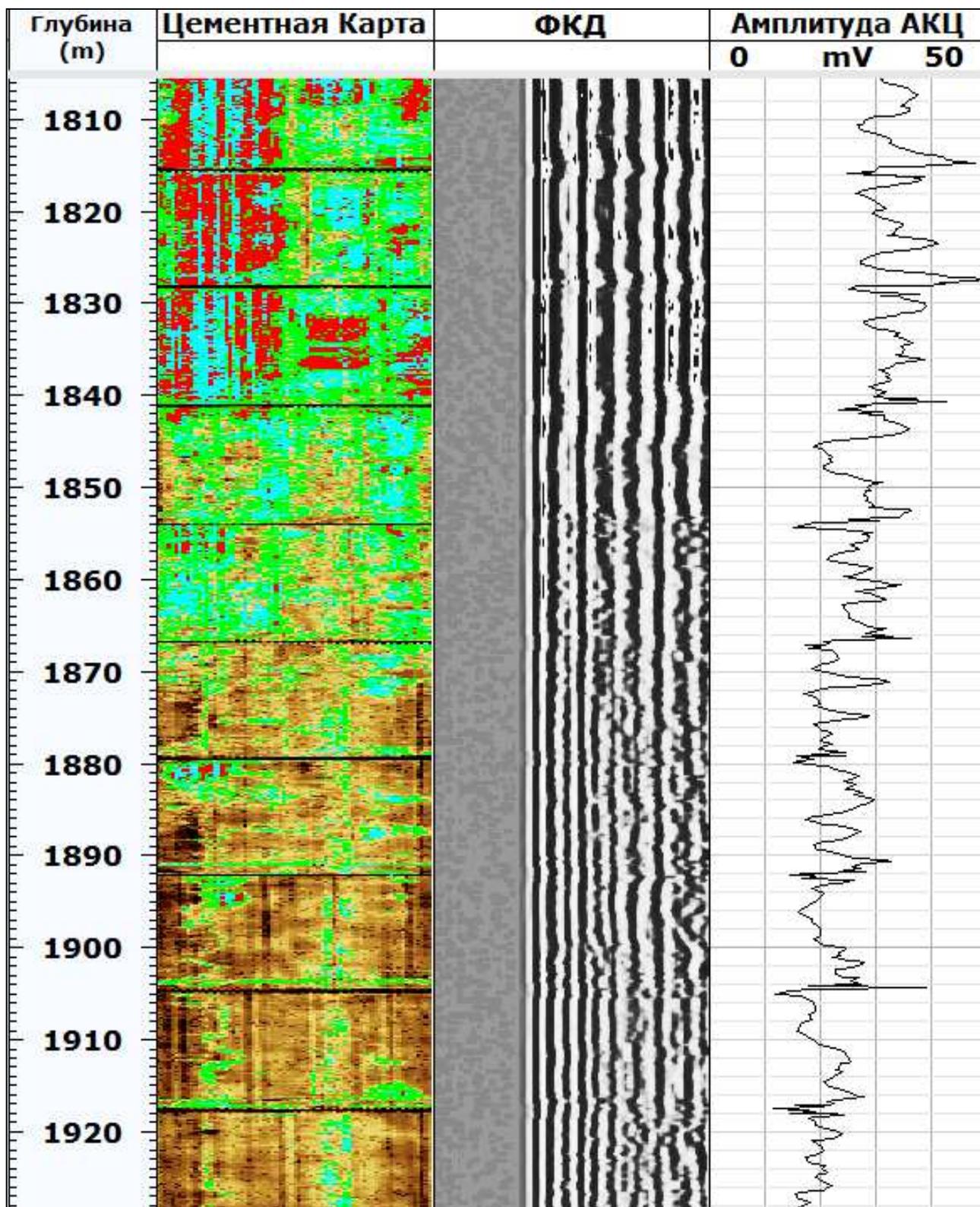


Рис. 5.10. ПБ-407 УЗКЦ/АКЦ/ФКД в 244.5 мм колонне на уровне высоты подъёма цементного камня

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

Интерпретация геофизических данных, записанных при бурении скважин ПБ-420 и ПБ-407, выполнена в соответствии с методикой, изложенной в в главе 5 «Подсчет запасов нефти, растворенного газа, газа и газового конденсата Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения».[68]

При построении новой петрофизической модели для основных разрабатываемых пластов в 2016-2018 гг. было уделено особое внимание вопросу выделения отличительных литологических типов коллекторов на основании описания керна.

В данной работе, как и в главе 5 «Подсчета запасов... по состоянию на 01.01.2018 года», для мелкозалегающих пластов-коллекторов (XII-XX), для интерпретации данных ГИС в пластах зон размещения буровых отходов авторами предлагается использовать утвержденную ГКЗ методику для основных пластов-коллекторов (XXI-s - XXV).

Основные изменения в новой модели по сравнению с предыдущей касаются определения проницаемости, которая теперь основана на литолого-фациальной модели в отличие от предыдущей, основанной на предпосылке о том, что каждому пласту соответствует один определенный тип коллектора.

Все остальные определения для зон размещения буровых отходов остались практически без изменений.

### 5.2.1. Метод расчёта удельной песчаности

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

$$K_{песч} = 1 - \frac{ГК_{глин} - ГК_{норм.}}{ГК_{глин} - ГК_{ч.п.}}, \text{ ед. объема} \quad (5.1)$$

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

### 5.2.2. 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:

$$K_n = \frac{\rho_m - \rho_{ГГК-П}}{\rho_m - \rho_{фл}} \quad (5.2)$$

где:

$K_n$  – коэффициент пористости, в объемных единицах

$\rho_m$  – плотность матрицы породы, г/см<sup>3</sup>

$\rho_{ГГК-П}$  – плотность породы по ГГК-П, г/см<sup>3</sup>

$\rho_{фл}$  – плотность флюида в промытой зоне, г/см<sup>3</sup>.

Для нулевой итерации плотность скелета породы принимается равной 2,66 г/см<sup>3</sup>, а плотность жидкости в промытой зоне – равной плотности воды на соответствующей глубине:

$$\rho_g = 1,01913 \cdot 10^{-7} \cdot z^{1,598}, \text{ г/см}^3 \quad (5.3)$$

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. 5.11 показана зависимость минеральной плотности скелета горной породы  $\rho_{ск}$  от коэффициента пористости  $K_n$  для Пильтун-Астохского месторождения.

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/см<sup>3</sup>. Зависимость  $\rho_m = f(K_n)$  была построена по 1655 образцам керна.

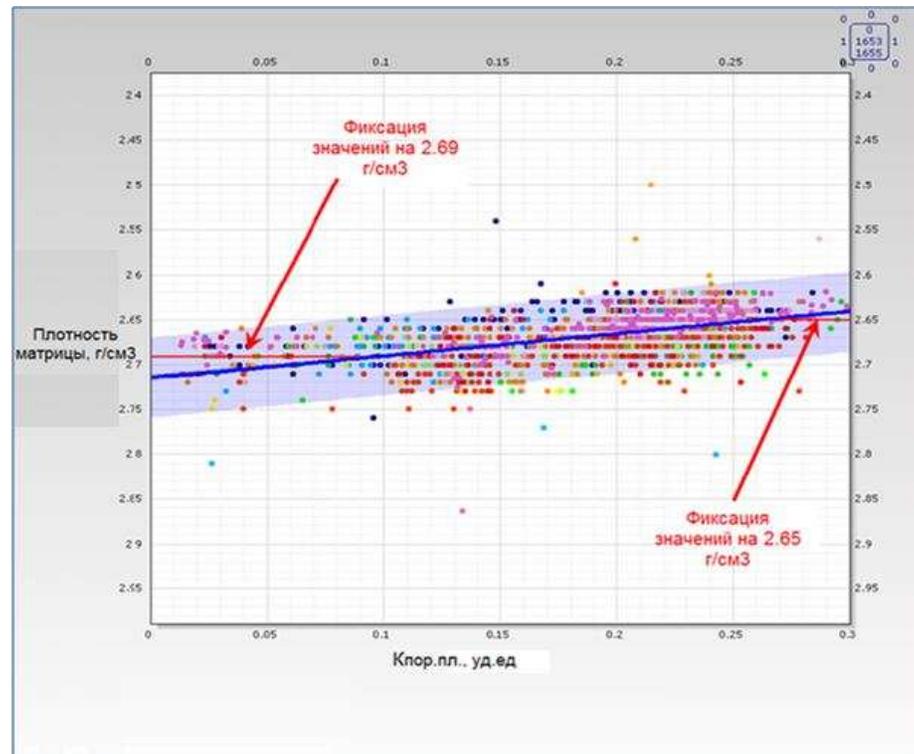


Рис. 5.11 Зависимость плотности скелета (матрицы) от коэффициента пористости

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:

$$\rho_{м.} = \begin{cases} 2,69, & K_n \leq 0,081 \\ 2,71 - 0,246 \cdot K_n, & 0,081 < K_n < 0,244, \\ 2,65, & K_n \geq 0,244 \end{cases} \quad (5.4)$$

где:

$K_n$  – коэффициент пористости, ед. объема;

$\rho_{м.}$  – плотность матрицы горной породы, г/см<sup>3</sup>.

Расчет плотности флюида в промытой зоне выполнялся по формуле:

$$\rho_{фл.} = K_{в.зп} \rho_{в} + (1 - K_{в.зп}) \rho_{ф} \quad (5.5)$$

где:

$\rho_{фл.}$  – плотность флюида в промытой зоне, г/см<sup>3</sup>

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

$\rho_{ф}$  – плотность фильтрата бурового раствора на нефтяной основе (принята равной 0.69 г/см<sup>3</sup> по данным лабораторных исследований)

$\rho_{\text{в}}$  – плотность воды, г/см<sup>3</sup> (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:

$$K_{\text{в.зп}} = K_{\text{во}} + (1 - K_{\text{во}}) \times W \quad (5.6)$$

где:

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

$W = 0.1$  – содержание воды в фильтрате бурового раствора

Система уравнений (5.3)-(5.6), 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.

### 5.2.3. Метод расчёта коэффициента проницаемости

Прогноз проницаемости выполнялся по индивидуальным зависимостям  $K_{\text{пр}}-K_{\text{п}}$ , определенным для разных литотипов пород. По данным ядра было выявлено 32 вида литофаций (Рис. 5.12, левый график), которые были сгруппированы в 8 литологических групп (Рис. 5.12, правый график). Основными критериями выделения литотипов были содержание песчаной фракции, индекс биотурбации и текстура, определяемые визуально. Некоторые литотипы демонстрировали очень сходные зависимости  $K_{\text{пр}}-K_{\text{п}}$  и были объединены.

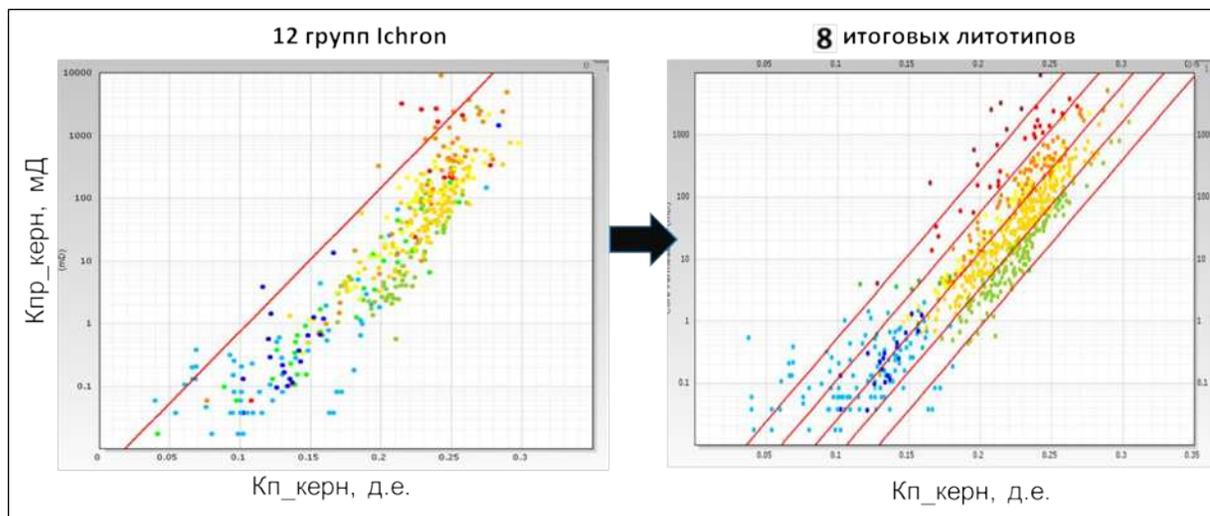


Рис. 5.12. Выделение литотипов по данным ядра

Литотипы 0-2 не являются коллекторами, литотипы 3-7 – коллекторы (Таблица 5.4).

Таблица 5.4. Основные литологические типы

Литологический код	Литологический тип
0	Песчаник карбонатизированный (“плотняк”)
1	Глина/алевролит глинистый
2	Алевролит
3	Песчаник алевритистый
4	Песчаник слабоалевритистый
5	Песчаник
6	Песчаник слабоконсолидированный
7	Песчаник неконсолидированный

Для каждого литотипа были определены зависимости  $K_{пр}$ - $K_{п}$  (Таблица 5.5).

Таблица 5.5. Зависимости  $K_{пр}(K_{п})$  для разных литотипов

Литотип	Зависимость $K_{пр}(K_{п})$
1, 2	$K_{пр} = 10^{(+ 10,1073 * K_{п} - 1,8095)}$ (5.7.)
3	$K_{пр} = 10^{(+ 27,24692 * K_{п} - 5,0855)}$ (5.8.)
4	$K_{пр} = 10^{(+ 26,26394 * K_{п} - 4,4030)}$ (5.9.)
5	$K_{пр} = 10^{(+ 27,13381 * K_{п} - 4,0765)}$ (5.10.)
6	$K_{пр} = 10^{(+ 26,38829 * K_{п} - 3,2567)}$ (5.11.)
7	$K_{пр} = 10^{(+ 26,12535 * K_{п} - 2,2792)}$ (5.12.)

где:

$K_{пр}$  – абсолютная проницаемость по газу в пластовых условиях, мД;

$K_{п}$  – коэффициент пористости в пластовых условиях, уд.ед.

Полученные функции были ограничены, чтобы не допустить появления нереалистично высоких значений проницаемости по сравнению с керновыми данными а также применена коррекция за логнормальное распределение  $K_{пр}$ .

Для выделения литотипов по ГИС в интервалах водонасыщенных коллекторов (зоны размещения буровых отходов водонасыщены) новая модель использует алгоритм «Дерево Решений» в составе программного комплекса «Techlog» (в качестве примера на Рис. 5.13 приведен отрывок программного кода для распознавания литотипа 3). При его настройке на керновые данные выстраивается сложное дерево условий, когда на основании граничных отсечек каротажных параметров «если - то» алгоритм приходит к выбору того или иного искомого литотипа. В качестве входных каротажных данных использовались: естественная

радиоактивность, водородосодержание и объемная плотность (пересчитанная в пористость).

```

if gr <= 79.8245 and neu > 0.213674 and por <= 0.204165 and por > 0.198811: f=3
if gr <= 79.8245 and por > 0.195355 and por <= 0.198811 and neu > 0.215793: f=3
if neu <= 0.219968 and gr <= 76.2944 and por <= 0.246048 and gr > 73.474 and por > 0.240467: f=3
if neu <= 0.229772 and por <= 0.229045 and neu > 0.222177 and gr > 73.902 and por > 0.228349: f=3
if neu <= 0.229772 and por > 0.226159 and por <= 0.229045 and neu > 0.222177 and gr > 76.449: f=3
if neu > 0.219968 and gr > 70.2416 and por <= 0.250284 and neu <= 0.225772 and por > 0.245836 and gr <= 77.0661: f=3
if neu > 0.229772 and gr <= 79.2694 and neu <= 0.233957 and gr > 76.7635 and por <= 0.236626: f=3
if neu > 0.229772 and neu <= 0.233957 and gr <= 75.5359 and por <= 0.238065: f=3
if neu > 0.229772 and por > 0.22639 and neu <= 0.23377 and gr > 84.3724: f=3
if por <= 0.204342 and gr <= 83.3688 and por > 0.198672 and neu > 0.209234: f=3
if por <= 0.241628 and neu > 0.233957 and gr <= 65.9608: f=3
if por > 0.186147 and neu > 0.219968 and gr <= 84.2249 and por <= 0.209212: f=3
if por > 0.186147 and neu > 0.219968 and por <= 0.209212 and gr <= 78.2542: f=3
if por > 0.186147 and neu > 0.219968 and por <= 0.215671 and gr <= 75.5974: f=3
if por > 0.186147 and neu > 0.229772 and gr <= 79.2694 and por <= 0.22105: f=3
if por > 0.186147 and por <= 0.215671 and gr <= 84.2249 and neu > 0.228602: f=3
if por > 0.186147 and por <= 0.215671 and gr <= 85.1831 and neu > 0.231669: f=3
if por > 0.186147 and por <= 0.241628 and neu > 0.244615 and gr <= 76.8773: f=3
if por > 0.229743 and gr > 81.486 and neu > 0.216904 and neu <= 0.219475: f=3

```

Рис. 5.13. Программный код для распознавания литотипа 3 в водонасыщенных коллекторах

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

$$K_{\text{пр,вода}} = [0,264 \cdot K_{\text{пр}}^{1,067}] \quad (5.13)$$

где:

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

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

Для подтверждения обоснованности применения новой методики определения проницаемости для пластов зон размещения буровых отходов проведено сопоставление  $K_{\text{пр,вода}}$  по ГИС с подвижностью флюида по данным каротажного пластоиспытателя скважины ПБ-407. Сопоставление представлено на Рис. 5.14 для новой лито-фациальной (левый график) и предыдущей пластовой (правый график) моделей.

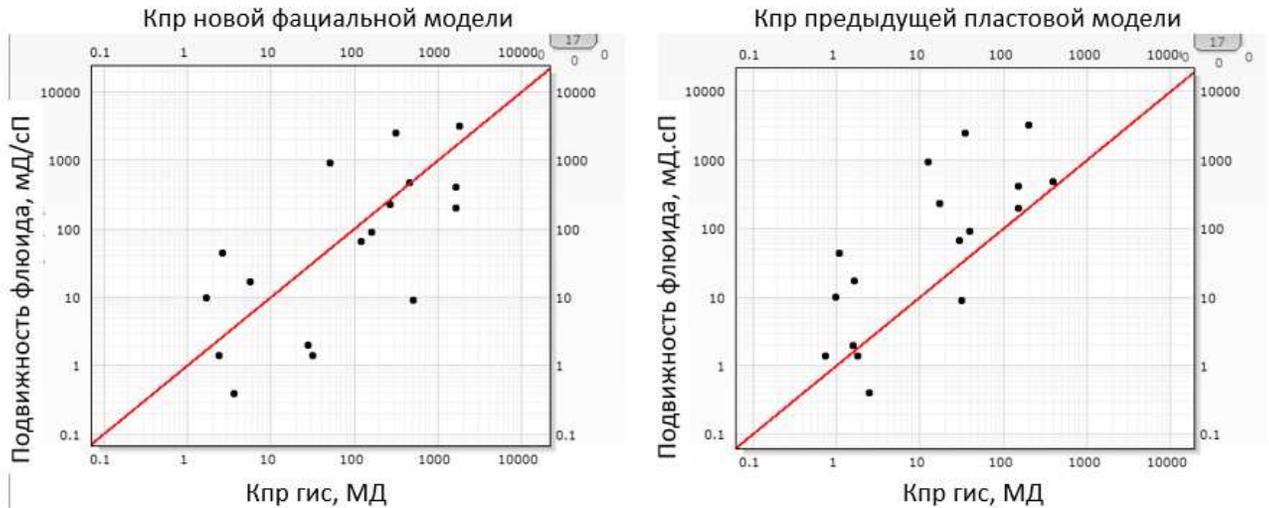


Рис. 5.14. Сопоставление проницаемости по ГИС и подвижности флюида по данным каротажного пластоиспытателя скважины ПБ-407 для новой и предыдущей моделей

Основной целью создания литологической модели было улучшение прогноза ФЕС в высокопроницаемых пропластках. Использование зависимостей Кпр-Кп по литотипам обеспечивает лучший прогноз проницаемости по сравнению с зависимостями Кпр-Кп по пластам.

#### 5.2.4. 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:

$$R_g = \frac{0,125 \cdot 91,5}{0,0336 \cdot z + 27,6} - 0,0022 + \Theta(z - 2400) \cdot 2 \cdot 10^{-9} (z - 2400)^{1,85} + \Theta(z - 400) \cdot 0,01 \cdot e^{-\left(\frac{z-400}{550}\right)^{1,2}}, \quad (5.14)$$

где:

$R_v$  – 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:

$$K_g = 1,85 \sqrt{\frac{R_g}{R_{nl} K_n^{1,74}}}, \quad (5.15)$$

где:

$R_v$  – УЭС пластовой воды из формулы 4.9, Ом·м;

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

$K_p$  - 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 Подсчете запасов УВ.[68]

### **5.2.5. Выделение коллекторов**

В отчете [68] обоснована методика определения граничных значений коллектор – не коллектор по  $K_p$  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. Скважины ПБ-420 и ПБ-407 вскрыли в основном только вышележащие породы до пласта XII. Для выделения коллекторов в пластах использовались следующие 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 коллектора имеют меньшее сопротивление чем заглинизированные породы).

Выделение плотных карбонатизированных прослоев уверенно осуществляется по данным плотностного, нейтронного и индукционного каротажа. Им соответствуют высокие показания на диаграммах ГГК-П и ИК и низкие на диаграмме ННК.

### **5.2.6. Результаты интерпретации ГИС в открытом стволе**

Результаты интерпретации данных геофизических исследований скважин ПБ-420 и ПБ-407 представлены в Табличном приложении 7 Тома II, каротажные диаграммы на Рис. 5.15-5.18.

Все пласты-коллекторы, вскрытые скважинами ПБ-420 и ПБ-407, являются водонасыщенными. Пласты хорошо коррелируются между скважинами и имеют схожие фильтрационно-емкостные свойства.

В скважине ПБ-407 в декабре 2013 года пластовые давления были измерены во всех

пересеченных пластах кроме XVIII. В пластах XII, XIII-XIV и XVI-XVII наблюдается повышенное пластовое давление по сравнению с гидростатическим, что может быть вызвано закачкой отходов в эти зоны в скважине ПБ-420.

В период с 2014 по 2020 год включительно на Пильгунском участке во вновь пробуренных скважинах ПБ-313, ПБ-352, ПБ-313-БС1 и ПБ-311 в пластах размещения буровых отходов были проведены измерения пластовых давлений. В пластах XII, XIII-XIV и XVI-XVII наблюдается повышенное пластовое давление по сравнению с гидростатическим, что может быть вызвано закачкой отходов в эти зоны в обеих скважинах ПБ-420 и ПБ-407.

Таблица 5.6. Сопоставление измеренных давлений с гидростатическим по пластам размещения буровых отходов

Скважина	Пласт	Абсолютная глубина	Начальное давление	Текущее пластовое давление	Увеличение пластового давления с начала закачки
		м	МПа	МПа	МПа
ПБ-407	I_IV	1068,6	10,774	10,777	0,003
	V_VI	1117,7	11,261	11,286	0,025
	VII_VIII	1224,2	12,318	12,461	0,143
	VII_VIII	1244,1	12,516	12,589	0,073
	VII_VIII	1263,5	12,708	12,659	-0,049
	VII_VIII	1265,2	12,725	12,678	-0,047
	IX	1343,7	13,503	13,456	-0,047
	X	1365,1	13,715	13,675	-0,040
	X	1368,9	13,753	13,713	-0,040
	X	1373,1	13,794	13,756	-0,038
	XI	1461,2	14,665	14,635	-0,030
	XII	1624,1	16,275	16,727	0,452
	XII	1624,2	16,276	16,743	0,467
	XIII_XIV	1676,6	16,793	17,601	0,808
	XVI_XVII	1726,4	17,284	17,428	0,144
	XVI_XVII	1726,6	17,286	17,431	0,145
XVI_XVII	1729,1	17,311	17,444	0,133	
ПБ-313	XII	1346,3	13,529	13,850	0,321
	XIII_XIV	1399,2	14,053	14,446	0,393
	XVI_XVII	1450,4	14,559	15,012	0,453
ПБ-352	XI	1321,6	13,283	13,249	-0,034
	XII	1452,7	14,581	14,874	0,293
	XVI_XVII	1563,0	15,673	15,779	0,106
ПБ-313-БС1	XIII_XIV	1388,5	13,946	14,386	0,440

Скважина	Пласт	Абсолютная глубина	Начальное давление	Текущее пластовое давление	Увеличение пластового давления с начала закачки
		м	МПа	МПа	МПа
	XIII_XIV	1395,5	14,015	15,029	1,014
ПБ-311	XI	1330,8	13,375	13,377	0,002
	XII	1508,5	15,134	15,612	0,478
	XIII_XIV	1550,7	15,551	18,500	2,949
	XIII_XIV	1552,2	15,565	18,300	2,735
	XIII_XIV	1564,5	15,687	16,608	0,921
	XVI_XVII	1602,2	16,059	16,236	0,177
	XVIII	1655,1	16,581	16,656	0,075

Во всех остальных пластах измеренное давление равно гидростатическому.

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.

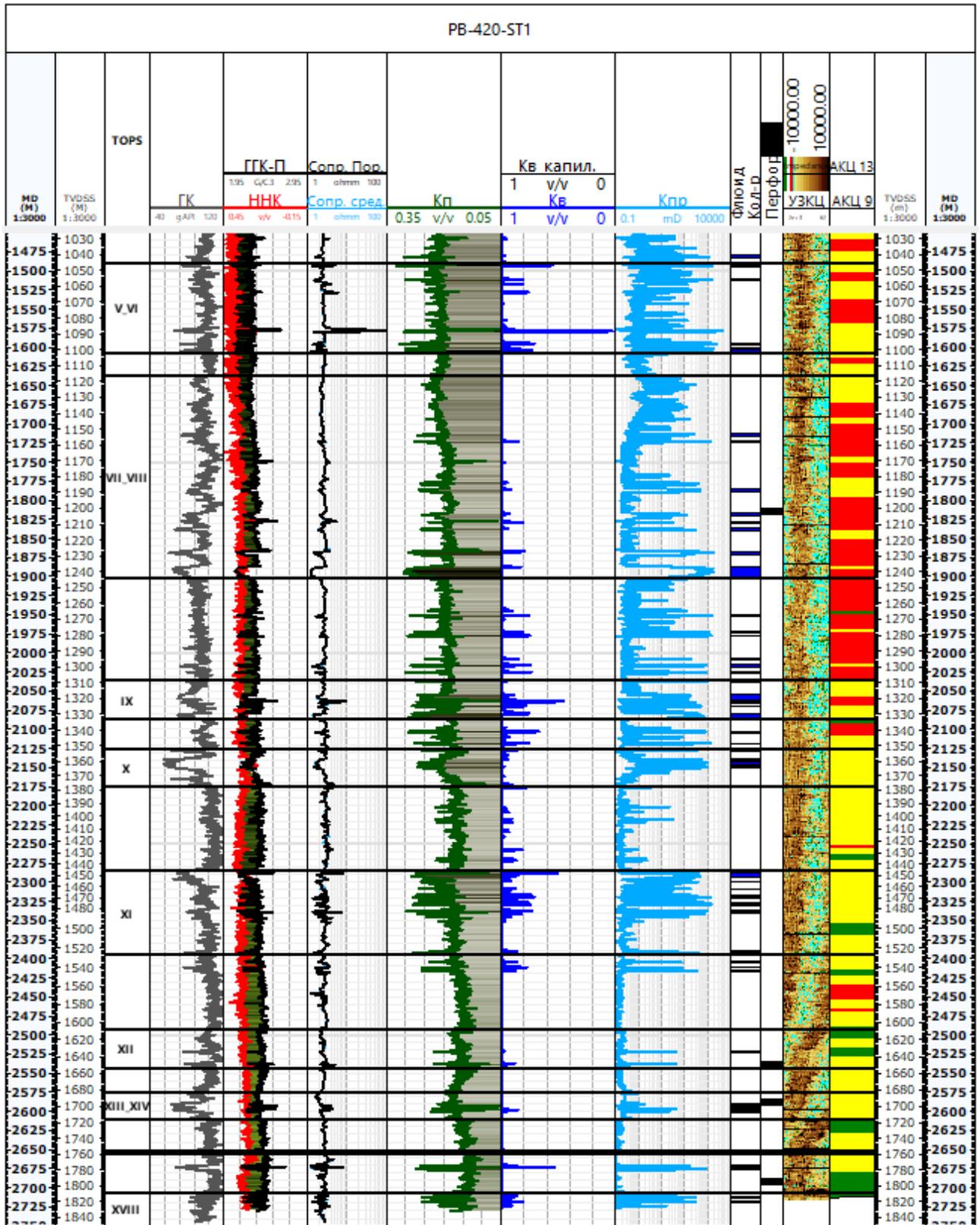


Рис. 5.1 Результаты интерпретации данных ГИС по пластам V-VI – XVIII в скважине ПБ-420 (БС1), включая АКЦ и УЗКЦ

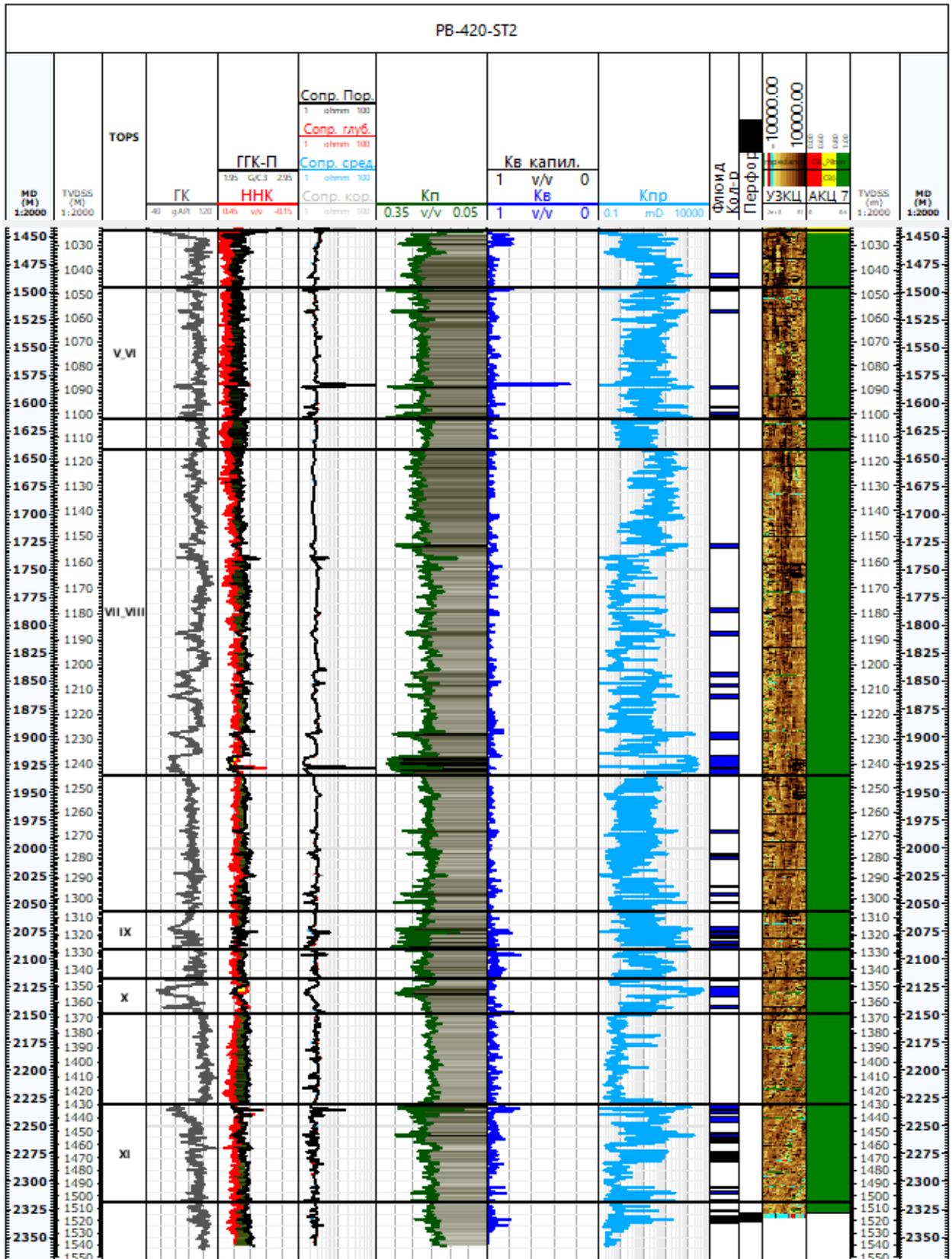


Рис. 5.2 Результаты интерпретации данных ГИС по пластам V-VI – XI в скважине ПБ-420 (БС2), включая АКЦ и УЗКЦ

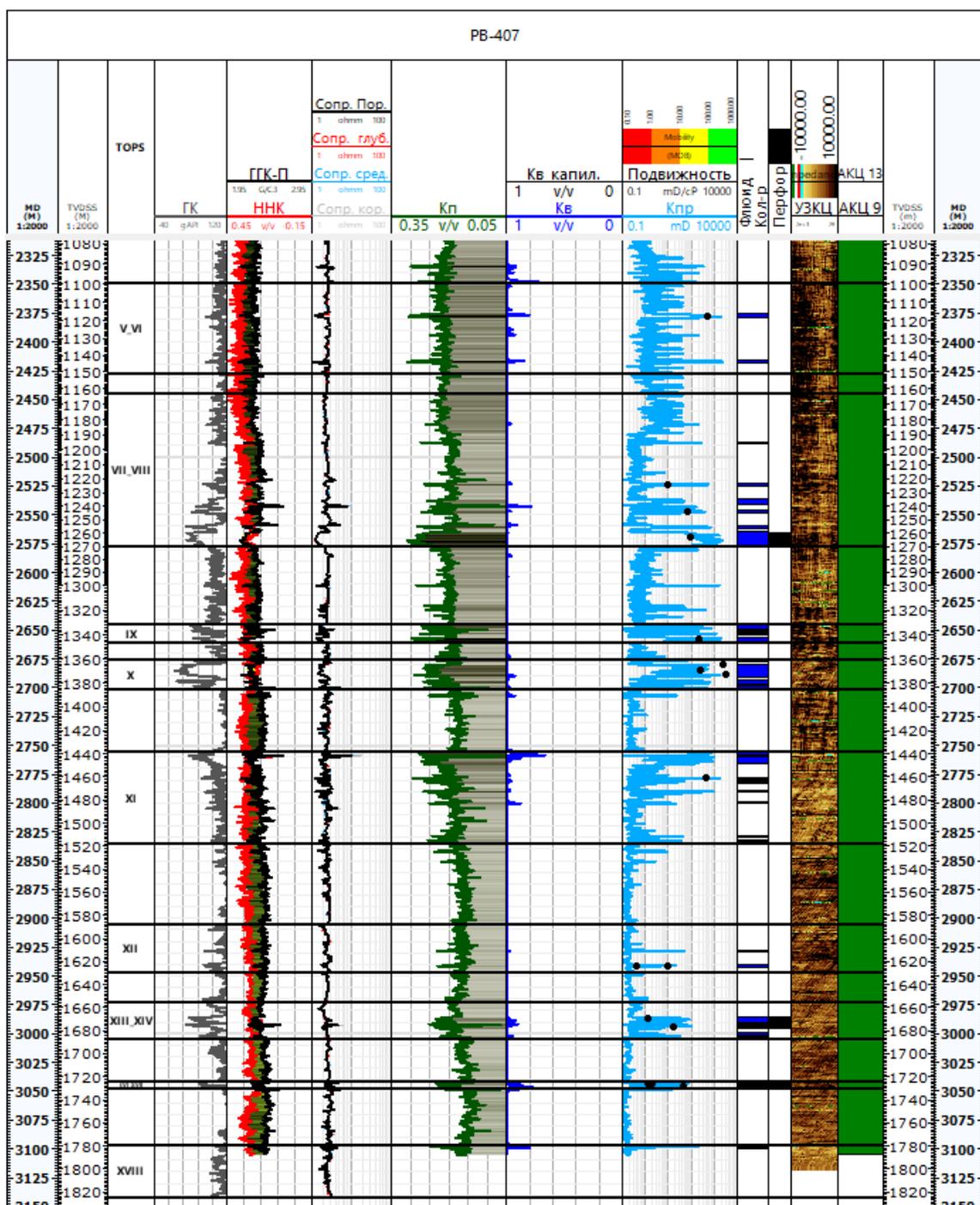


Рис. 5.17. Результаты интерпретации данных ГИС по пластам V-VI – XVIII в скважине ПБ-407, включая АКЦ и УЗКЦ

### 5.3. Исследования, проведённые в 2017-2020 годах

#### 5.3.1 Исследования проведенные в период эксплуатации скважины ПБ-420

В 2019 году компанией «TGT» в скважине были проведены мероприятия оценке

технического состояния колонн НКТ 127 мм (5"), хвостовика 177.8 мм (7") и обсадной колонны 244,5 мм (9 5/8") от 2320 м до поверхности. Совместно с MID так же были проведены высокочувствительная термометрия (НРТ), спектральный акустический каротаж или «шумометрия» (SNL) и расходомерия.

Инспекция толщин труб и общей потери металла выполнена посредством электромагнитного каротажа прибором MID (магнито-импульсная дефектоскопия).

Качество полученных данных хорошее. Результаты представлены в Таблицах 5.7 – 5.9.

Техническое состояние НКТ 127 мм (5") в интервале от устья до 2304.0 м в целом хорошее. Максимальное уменьшение толщины труб 8% наблюдается в интервале 1356,5 – 1359,8 м.

Таблица 5.7. Состояние НКТ 127 мм (31,8 - 2304 м)

№	Интервал коррозии, м	Потеря толщины, %	Класс опасности
1.1	150,7 - 152,6	7	A
1.2	345,1 - 348,0	6	A
1.3	372,9 - 377,6	6	A
1.4	393,5 - 403,2	7	A
1.5	922,2 - 923,8	6	A
1.6	956,5 - 958,0	7	A
1.7	985,6 - 987,5	7	A
1.8	1017,4 - 1018,8	7	A
1.9	1210,0 - 1211,6	6	A
1.10	1250,3 - 1253,1	7	A
1.11	<b>1356,5 - 1358,9</b>	<b>8</b>	A
1.12	1463,0 - 1463,9	7	A
1.13	1701,0 - 1702,8	5	A
1.14	1714,7 - 1717,0	5	A
1.15	1835,3 - 1838,6	5	A
1.16	1861,5 - 1863,7	5	A
1.17	2004,3 - 2006,0	6	A
1.18	2037,5 - 2038,6	5	A
1.19	2163,8 - 2165,1	5	A

Техническое состояние хвостовика 177,8 мм в интервале от 1360,7 до 2319,6 м среднее. Максимальное уменьшение толщины труб 21% наблюдается в интервале 2311,1 – 2316,1 м

Таблица 5.8. Состояние хвостовика 177,8 мм (1360,7 – 2319,6 м)

№	Интервал коррозии, м	Потеря толщины, %	Класс опасности
2.1	1447,1 - 1450,3	12	В
2.2	1546,8 - 1547,6	12	В
2.3	1710,0 - 1712,3	12	В
2.4	1924,3 - 1926,2	12	В
2.5	2186,1 - 2189,8	13	В
2.6	2237,8 - 2240,0	12	В
2.7	2276,1 - 2277,8	12	В
2.8	2300,4 - 2301,6	12	В
2.9	2304,1 - 2305,3	11	А
2.10	2308,7 - 2310,0	10	А
<b>2.11</b>	<b>2311,7 - 2316,1</b>	<b>21</b>	<b>С</b>

Техническое состояние обсадной колонны 244,5 мм (9 5/8") в интервале от устья до 1438,9 м от хорошего до среднего. Максимальное уменьшение толщины труб 15% наблюдается в интервале 1368,6 – 1369,2 м.

Таблица 5.9. Состояние обсадной колонны 244,5 мм (устье – 1438,9 м)

№	Интервал коррозии, м	Потеря толщины, %	Класс опасности
3.1	89,5 - 90,2	12	В
3.2	491,2 - 492,1	12	В
3.3	939,8 - 943,4	8	А
3.4	959,8 - 961,5	9	А
3.5	965,4 - 969,2	10	А
3.6	993,1 - 994,8	9	А
3.7	996,4 - 997,7	8	А
3.8	1010,6 - 1011,7	8	А
3.9	1042,7 - 1044,9	9	А

№	Интервал коррозии, м	Потеря толщины, %	Класс опасности
3.10	1082,0 - 1083,3	9	A
3.11	1106,6 - 1108,7	9	A
3.12	1132,1 - 1133,8	8	A
3.13	1145,6 - 1146,6	8	A
3.14	1348,6 - 1349,9	8	A
<b>3.15</b>	<b>1368,6 - 1369,2</b>	<b>15</b>	<b>B</b>
3.16	1435,0 - 1435,5	15	B

Основными задачами проведенных исследований высокочувствительной термометрии (НРТ), спектрального акустического каротажа или «шумометрии» (SNL) и расходометрии являлось: определение активных зон закачки пульпы; разделение потоков по трещинам, матрице пластов; наличие заколонных перетоков, а также индикация высоты развития трещины ГРП.

Зона закачки пульпы, перфорированный интервал (2327-2337м) в глинистой перемычке (XI\_sh) между песчаными пластами XI и XII, при проведении работ не достигнут - остановка приборов на глубине 2328 м. Однако, все же основные задачи исследований достигнуты, и зона активной закачки пульпы определена. Качество полученных данных хорошее.

Основываясь на данных «шумометрии» (SNL) и высокочувствительной термометрии (НРТ) признаки верхней границы трещины ГРП определяются над перфорированным интервалом 2327-2337 м в пласте XI на глубине 2230 м (см. Рис. 5.18).

Количественные определения расходометрии получены путем моделирования данных термометрии и «шумометрии». Основываясь на этом моделировании, основной объем закачиваемой пульпы поглощается интервалом под интервалом проведенных исследований (подразумевается интервал перфорации 2327-2337 м в XI\_sh) и над этой зоной в пласт XI посредством трещины ГРП.

Возможным дополнительным интервалом поглощения флюида (менее 2%) посредством небольшого канала в цементе, определенного по данным SNL и НРТ, в режимах закачки и переходным к остановке закачки, является пласт X (см. Рис. 6.20).

Детальное распределение поглощения представлено в Таблице 5.10.

Таблица 5.10. Распределение поглощения по скважине ПБ-420

Текущее распределение поглощения по данным SNL в режиме закачки и температурному моделированию								
(Δ P = 13,22 МПа)								
Интервал		Эффективная мощность	Пласт	Частота	Амплитуда CNL	Тип потока	Текущее распределение поглощения	
м	м						м	-
2120	2230	-	X - XI	0.1 ~ 2.3	75 (med)	Возможный заколонный переток флюида	180	2
2230	2302	73	XI	0.1 ~ 38.2	98 (High)	Поток по трещине	8820	98
2302	2327	-	XI - XI_sh	0.1 ~ 58.6	110 (High)	Поток по трещине		
Общий расход по температурному моделированию							9000	100

По результатам проведённых работ признаков негерметичности НКТ, не обнаружено. Основываясь на совместном анализе данных MID и SNL интервала хвостовика 2270 - 2316 м, в области интервала перфорации, возможен износ НКТ вследствие эрозии твердыми частичками во время закачки отходов.

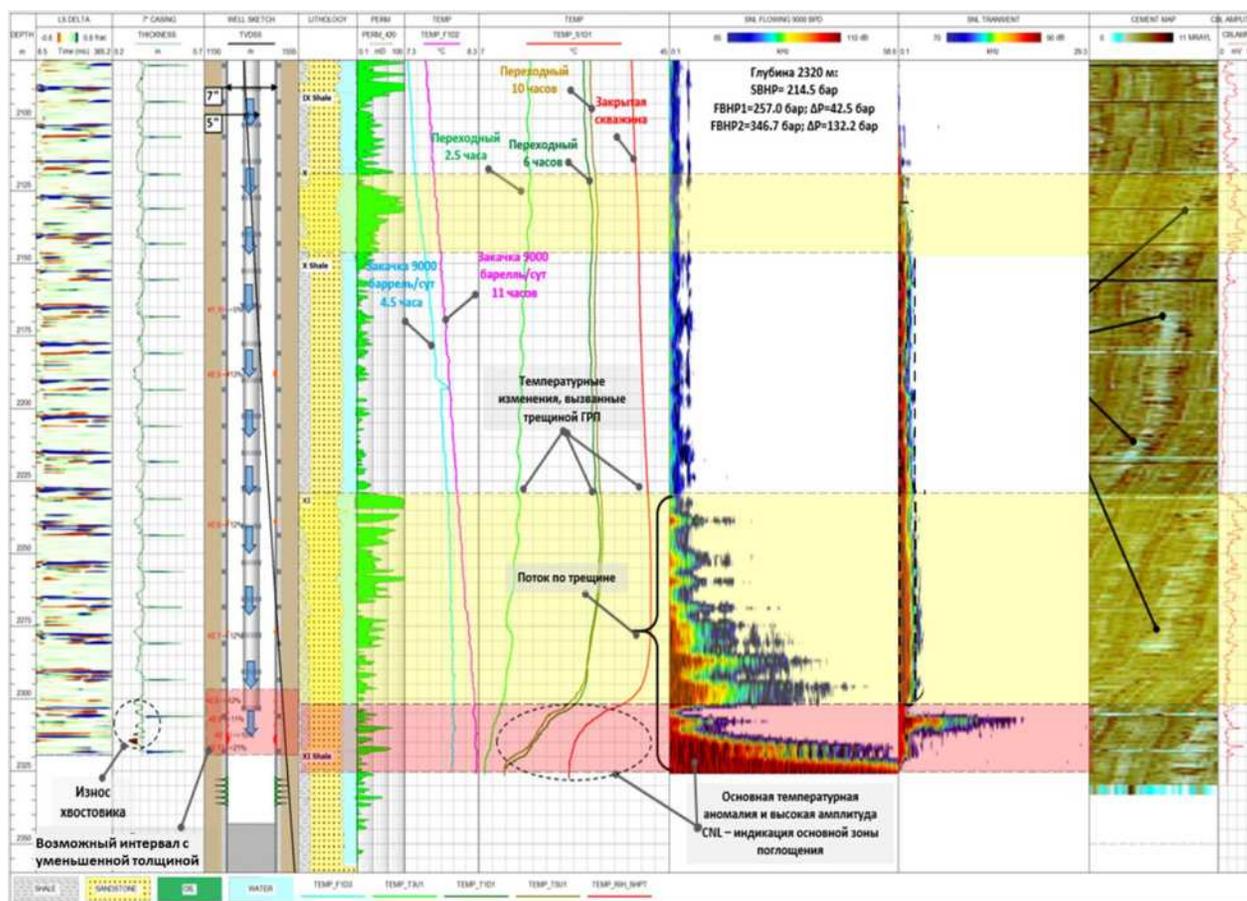


Рис. 5.19. Тип и профиль расхода по скважине ПБ-420

### 5.3.2 Исследования проведенные в период эксплуатации скважины ПБ-407

В 2017 году силами компании «Шлюмберже» прибором многорычажного каверномера (РМГТ) в скважине были проведены мероприятия оценке технического состояния колонны НКТ 127 мм (5") от 2928 м до поверхности. Совместно с РМГТ для определения активных зон закачки пульпы, а также индикации высоты развития трещины ГРП, была проведена термометрия.

Основными задачами проведенных исследований прибором РМГТ являлось определение толщины стенок и износа НКТ. Качество полученных данных хорошее.

По результатам исследований значительного износа НКТ не обнаружено. Износ НКТ рассчитан как разница между номинальным и измеренным средним внутренним радиусом с помощью прибора РМГТ. Уменьшение внутреннего радиуса по данным РМГТ составляет в среднем 9% с пределами от 4 до 12 % (см. Рис. 5.20). Максимальные значения износа до 19 %, в основном, относятся к местам соединений НКТ.

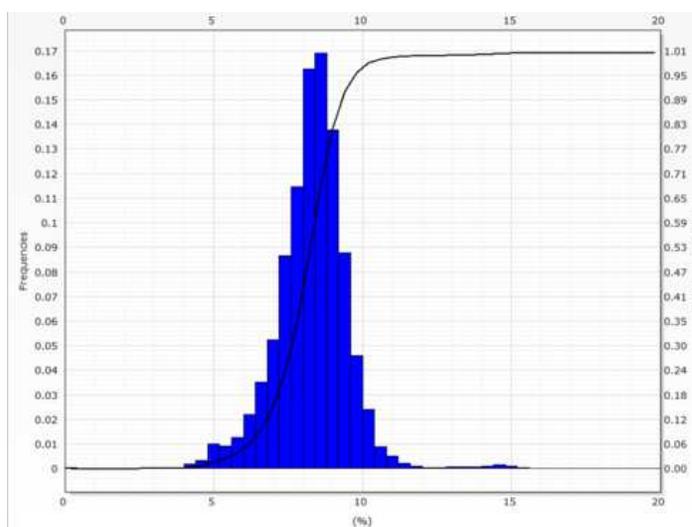


Рис. 5.20. Износ или уменьшение внутреннего радиуса НКТ 127 мм (5")

Овальзация труб в среднем составляет 6,9% с пределами от 4 до 10 %. (см. Рис. 5.21). Данные овальзации могут быть не полностью представительными из-за эффекта децентрализации прибора относительно НКТ – в среднем 1,45 мм (0,057") с пределами 0,76 – 2,54 мм (0,03-0,1")

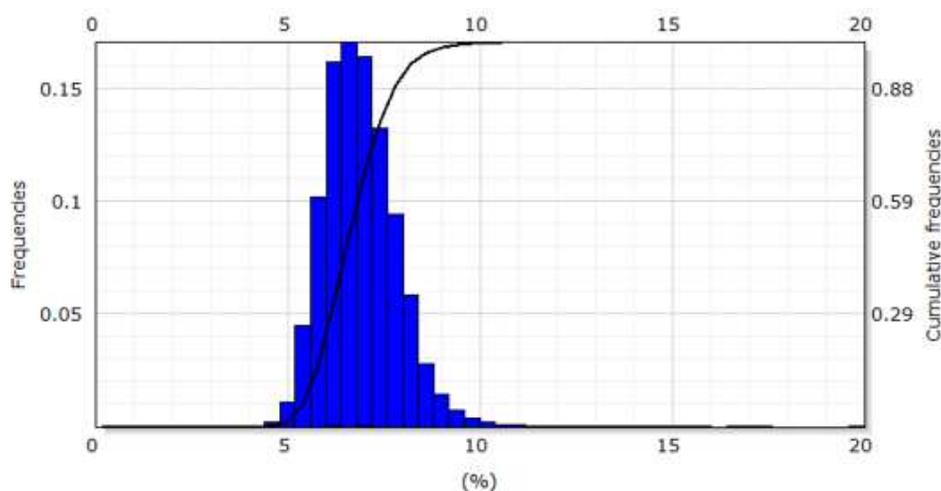


Рис. 5.21. Овальзация НКТ 127 мм (5")

На глубине 2430 м наблюдается увеличение внутреннего радиуса, что совпадает с конфигурацией оборудования НКТ (место установки датчика). Все значительные вариации внутреннего радиуса относятся к конфигурации НКТ.

Основными задачами проведенных исследований методом термометрии являлось определение активных зон закачки пульпы и также индикации высоты развития трещины ГРП.

По результатам работ искусственный забой подтвержден на глубине 2986 м, 0,5 м под перфорацией 2985,5-2995,5 м в интервале пласта XIII-XIV.

Период восстановления температуры при термометрии составил более 24 часов. Основная зона закачки пульпы верхняя часть пласта XIII-XIV и нижняя часть глинистой пермычки между пластами XIII-XIV и XII – XII\_sh (см Рис. 5.22). Трещина ГРП находится в пределах пласта XII\_sh.

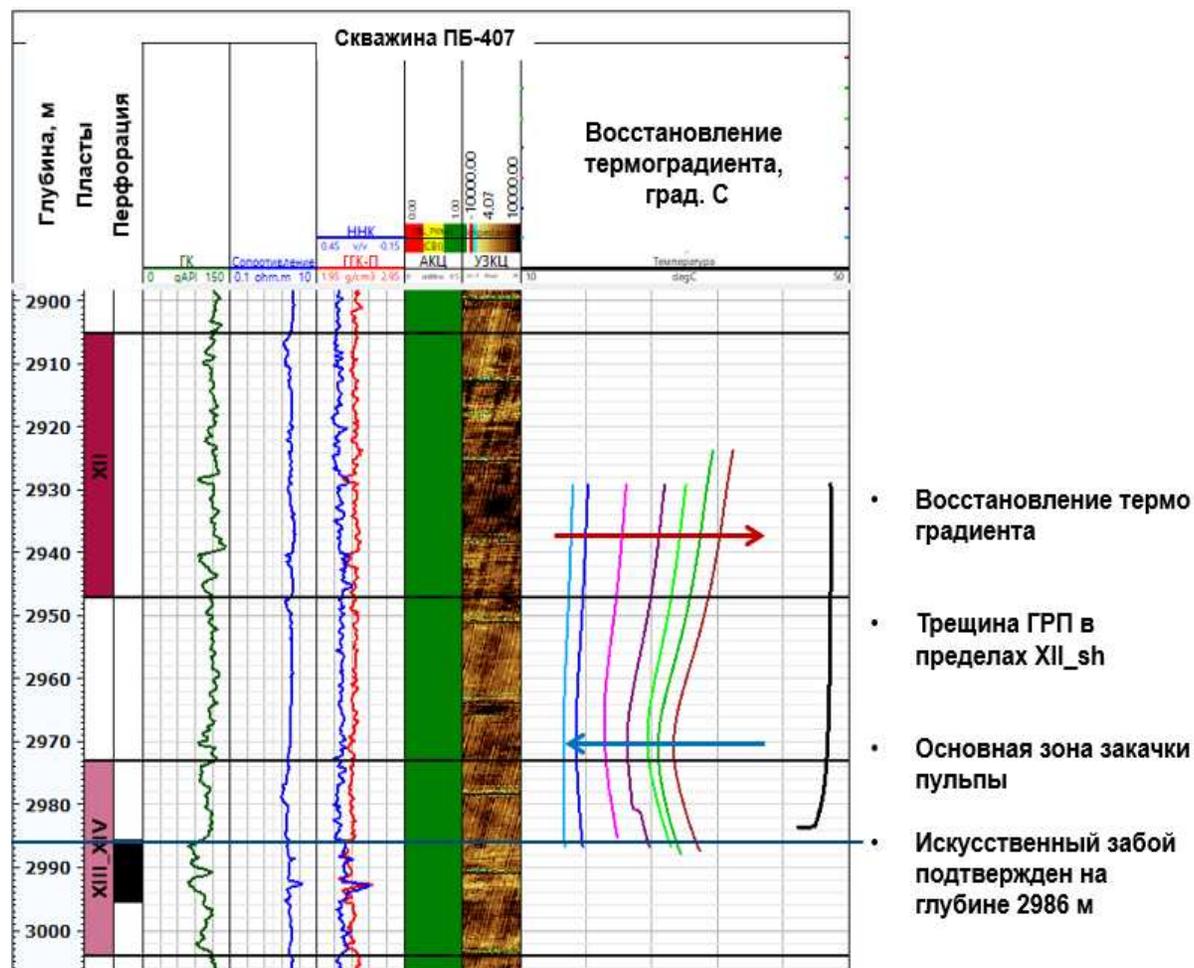


Рис. 5.22. Результаты термометрии ПБ-407

## 6. ОПЫТНЫЕ ЗАКАЧКИ ОТХОДОВ

### 6.1. Определение приёмистости скважин

#### 6.1.1. Испытание скважины ПБ-420 в интервалах основной и резервной зон закачки

После работ по заканчиванию скважины ПБ-420 были проведены исследования на приемистость в основном (Зона 1) и резервном (Зона 4) интервалах закачки.

Исследования на приемистость включали следующие основные шаги: определение приемистости методом пошагового увеличения расхода закачки; инициирование образования трещины гидроразрыва; определение приемистости методом пошагового снижения расхода; проведение исследований методом интерпретации кривой падения давления (КПД). Данный этап испытания на приемистость был произведен с использованием солевого раствора на основе хлористого калия, плотностью 1,05 г/см<sup>3</sup>.

Все данные, собранные в процессе проведения тестов на приемистость были представлены подрядной организации «Фостериана, Лтд.» (бывшая компания Gidatec, Ltd.) для последующего моделирования и анализа процессов обратной закачки отходов бурения в пласты горных пород. Во время проведения тестов на приемистость темп закачки был в пределах от 0,04 – 1,43 м<sup>3</sup>/мин. Потери на трение были оценены в пределах 1,4 МПа для резервного интервала закачки (Зона 4) и 1,58 МПа для основного интервала закачки (Зона 1). Переход от матричной закачки к началу трещинообразования был отмечен при достижении темпа закачки в 0,04 м<sup>3</sup>/мин для резервного интервала закачки и 0,1 м<sup>3</sup>/мин для основного интервала закачки. Устьевое давление гидроразрыва пласта, определенное по результатам тестирования, для резервного интервала закачки составило 10,8–12,4 МПа (градиент гидроразрыва, приведенный к забойным условиям, составил 0,0183-0,019 МПа/м), и для основного интервала закачки – 17,1–18,9 МПа (градиент гидроразрыва, приведенный к забойным условиям, составил 0,0197-0,0199 МПа/м).

Минимальный стресс напряжения был оценен методом интерпретации КПД и составил 0,0165 – 0,0176 МПа/м для резервного интервала закачки и 0,0161-0,0165 МПа/м для основного интервала закачки.

Расширенный тест на приемистость был выполнен с использованием подготовленной пульпы шлама бурящейся скважины ПБ-302. Результаты тестов на приемистость позволили определить рабочие характеристики скважины и подтвердили возможность использования

основного (Зона 1) и резервного (Зона 4) интервалов закачки для размещения отходов бурения и технологических жидкостей.

Характеристика и объемы жидкостей, закачанных через скважину ПБ-420 в ходе испытаний на приемистость, представлены в Таблице 6.1. На Рис. 6.1-6.4 приведены основные параметры закачки. Мониторинг основных параметров закачки осуществлялся в непрерывном режиме.

После проведения испытаний на приемистость скважины были начаты работы по опытно-промышленному размещению отходов бурения в основную 1 и резервную 4 зоны.

Таблица 6.1 Объемы закачки во время исследования на приемистость скважины ПБ-420

Описание жидкости	Основной интервал	Резервный интервал
	Суммарный объем, м <sup>3</sup>	Суммарный объем, м <sup>3</sup>
<b>Тест на приемистость</b>		
Раствор KCl с загустителем	454	445
Раствор KCl	314	339
<b>Расширенный тест на приемистость</b>		
Жидкость для приготовления РНО	-	-
Пульпа бурового шлама	989	698
Дренажная вода	177	-
Высоковязкая буферная жидкость	38	15
Морская вода с ингиботорами	68	33
Консервационная жидкость	-	27
<b>Всего закачено</b>	2040	1557

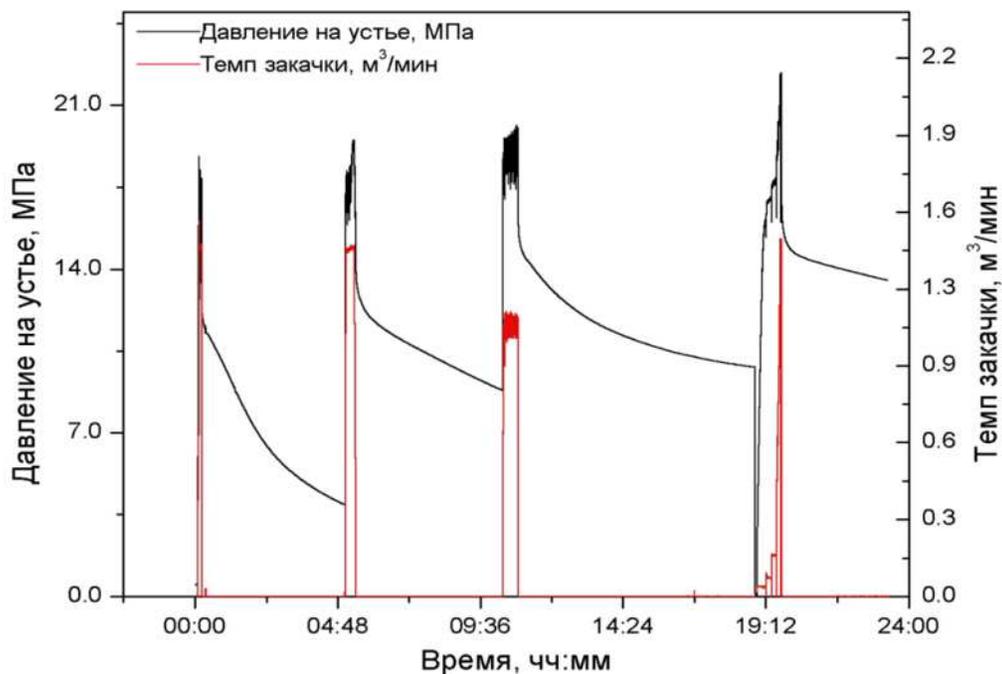


Рис. 6.1 Испытания на приемистость соевым раствором различной вязкости основного интервала закачки (Зона 1, пласты XIII-XIV, XVI-XVII)

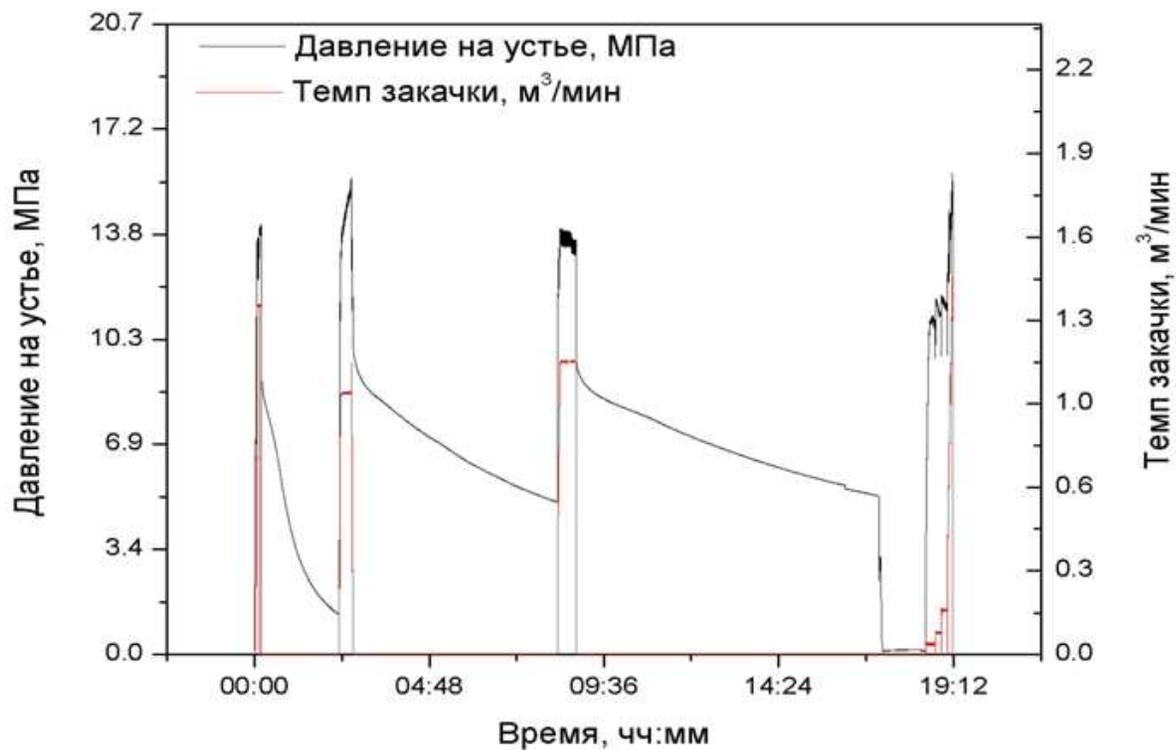


Рис. 6.2 Испытания на приемистость соевым раствором различной вязкости резервного интервала закачки (Зона 4, пласты I-IV, V-VI, VII-VIII)

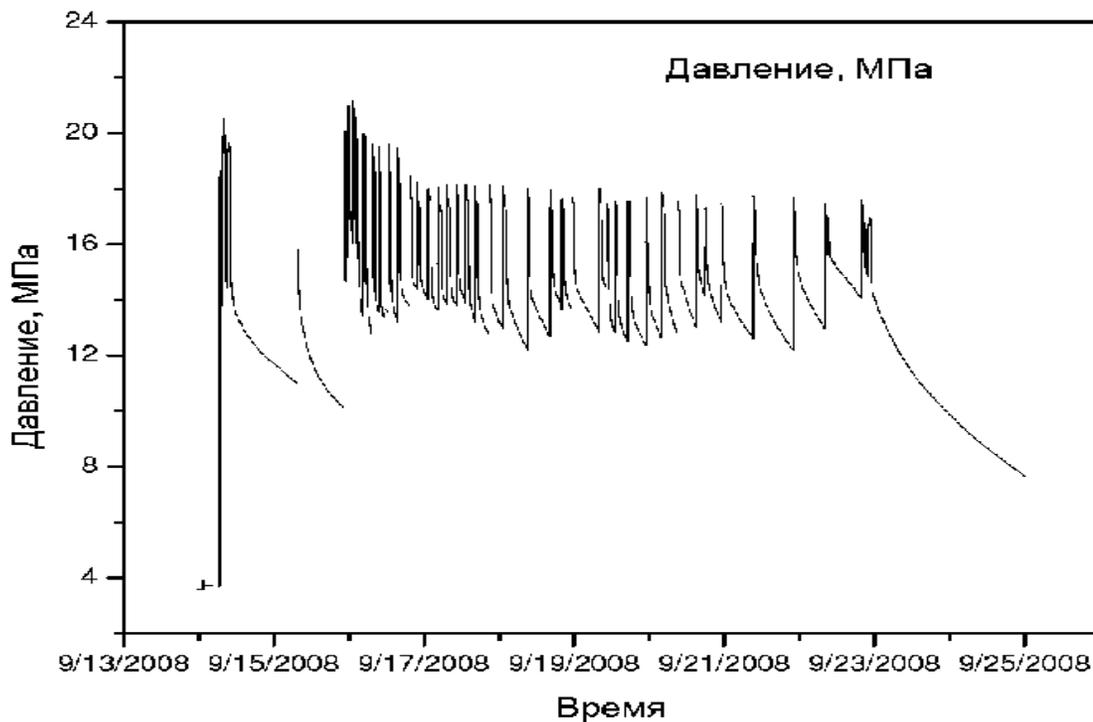


Рис. 6.3 Мониторинг устьевого давления во время расширенного теста при закачке шламовой пульпы основного интервала (Зона 1, пласты XIII-XIV, XVI-XVII)

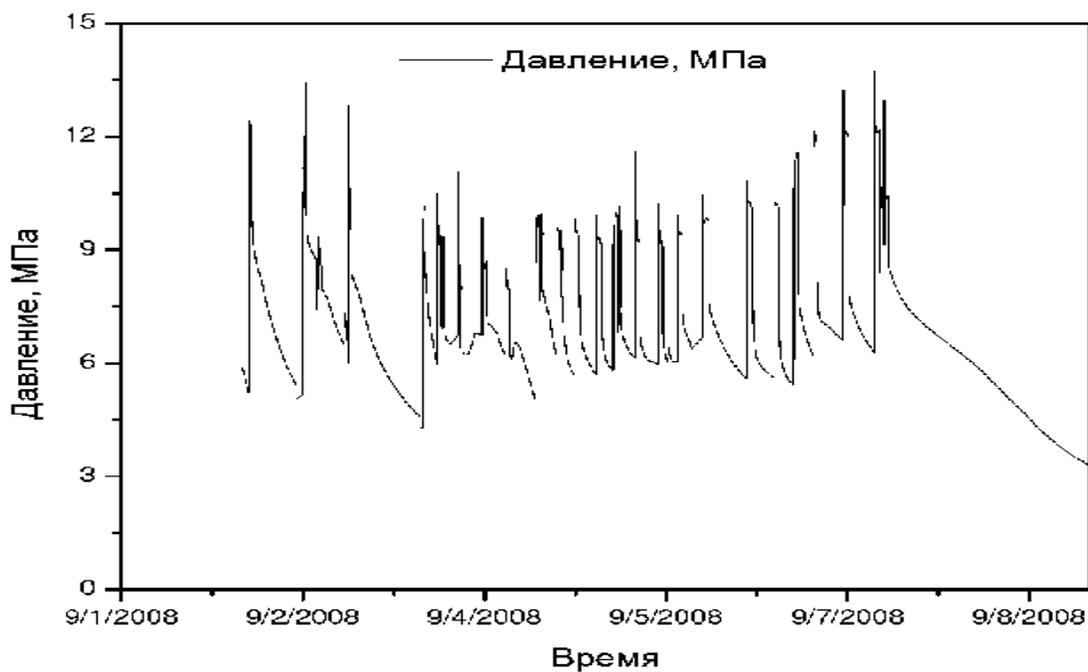


Рис. 6.4 Мониторинг устьевого давления во время расширенного теста с использованием шламовой пульпы резервного интервала (Зона 4, пласты I-IV, V-VI, VII-VIII)

В третьем квартале 2009 года была проведена дополнительная перфорация основного

интервала закачки между Зоной 1 (пласты XIII-XIV, XVI-XVII) и Зоной 2 (пласты XI-XII) на глубине 2582,5-2592,5 м отметки по стволу от стола ротора (1688,5-1697,8 м абс. отм.) (далее по тексту: интервал между Зоной 1 и Зоной 2). Для подтверждения рабочего диапазона параметров закачки проведены исследования на приемистость.

Тест на приемистость проводился 22 июля 2009 года с использованием соляного раствора хлористого калия. Нагнетание проводилось с пошаговым увеличением расхода с 0,05 м<sup>3</sup>/мин до 1,27 м<sup>3</sup>/мин, максимальное устьевое давление нагнетания составило 20,4 МПа при расходе закачки 1,27 м<sup>3</sup>/мин. За время проведения теста было закачено 6,3 м<sup>3</sup> соляного раствора. После окончания тестирования, скважина была закрыта для исследования методом кривой падения давления (КПД). Устьевое давление снизилось с ~13 МПа до 9,1 МПа.

Интерпретация результатов КПД показала, что образование трещины гидроразрыва пласта произошло при расходе закачки ~0,08 м<sup>3</sup>/мин и давлении нагнетания 16,2 МПа.

На Рис. 6.5 представлена зависимость изменения давления нагнетания от темпа закачки в ходе исследования на приемистость.

После проведения испытаний на приемистость нового интервала перфорации скважины ПБ-420 размещение отходов бурения и других жидкостей производится в интервал между Зоной 1 и Зоной 2, XIII-XIV пласты горных пород основной зоны закачки.

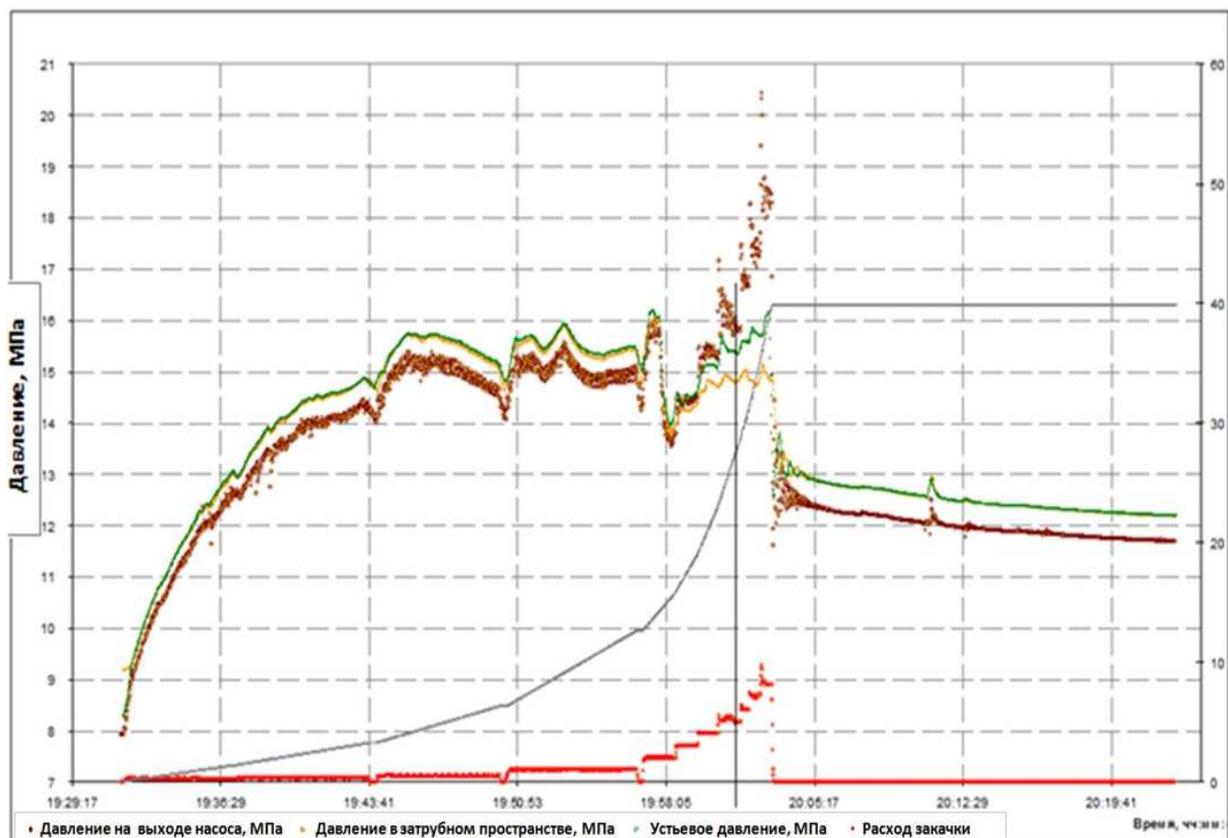


Рис. 6.5 Скважина ПБ-420. Исследования на приемистость после дополнительной перфорации основного интервала закачки между Зоной 1 и 2 (пласты XIII-XIV). Зависимость давления нагнетания от темпа закачки во времени

### 6.1.2. Испытание скважины ПБ-407 в интервалах основной и резервной зон закачки

После работ по заканчиванию скважины ПБ-407 4 января 2014 г. были проведены исследования на приемистость в нижнем (XIII-XIV) и верхнем (VII-VIII) интервалах закачки.

Исследования на приемистость включали следующие основные шаги: определение приемистости и давления распространения трещины методом пошагового увеличения расхода закачки; инициирование образования трещины гидроразрыва; определение приемистости методом пошагового увеличения/снижения расхода; проведение исследований методом интерпретации кривой падения давления (КПД). Данный этап испытания на приемистость был произведен с использованием солевого раствора на основе хлористого калия плотностью  $1,06 \text{ г/см}^3$ .

#### Исследования нижнего интервала закачки

Тест пошагового увеличения расхода был проведен по следующей программе: расходы

поэтапно повышали с 0,03 до 0,95 м<sup>3</sup>/мин по 0,16 м<sup>3</sup>/мин каждые 8 минут. Далее следовал 30 минутный тест на определение коэффициентов утечек по зарегистрированной кривой падения давления. Далее, в обратном порядке, был проведен тест пошагового снижения расхода. Максимальное устьевое давление при этом составило 17,5 МПа. На последнем шаге был проведен протяженный тест определения приемистости. При этом расход поддерживался на уровне 0,95 м<sup>3</sup>/мин в течение 50 минут, далее следовал тест на определение утечки давления. Согласно последнему было определено снижение давления с 17,2 до 3,4 МПа за 5 часов, т.е. при скорости 2,8 МПа/час. Давление трещинообразования составило 12,8 МПа при расходе 143 м<sup>3</sup>/сут. Устьевое давление смыкания трещины составило 12,1 МПа.

Для расчета забойного давления гидроразрыва пласта были использованы программные пакеты StimPlan и Prosper. Согласно расчету, забойное давление трещинообразования составило 31,5 МПа, т.о., градиент гидроразрыва составил 0,02 МПа/м.

Графики тестов приведены ниже.

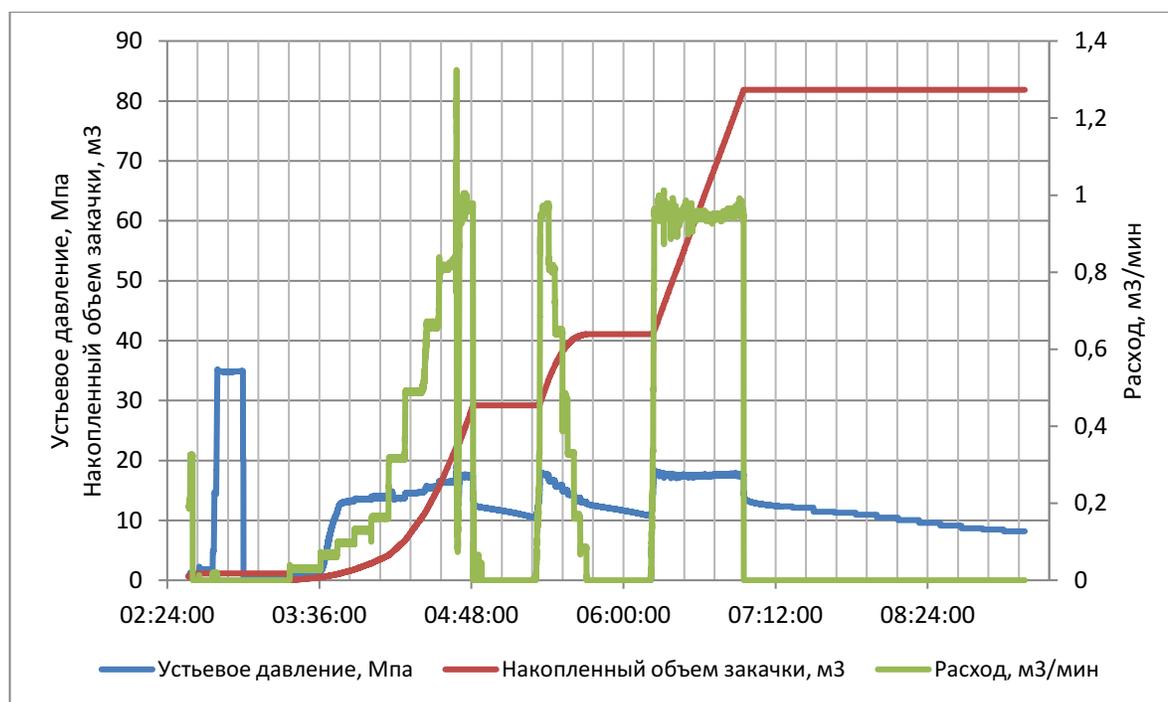


Рис. 6.6 Устьевое давление и накопленный объем закачки при тестировании нижнего интервала закачки

### Исследования верхнего интервала закачки

Схожая методика тестирования была применена и к верхнему интервалу закачки (пошаговое увеличение расхода по 0,16 м<sup>3</sup>/мин каждые 8 минут с 0,08 до 0,95 м<sup>3</sup>/мин; 30 минутный тест утечки давления; обратное пошаговое снижение расхода с 0,95 до 0,16 м<sup>3</sup>/мин;

закачка при расходе  $0,63 \text{ м}^3/\text{мин}$  на протяжении 4 часов; 1 час на тест утечки давления). Максимально достигнутое устьевое давление при этом составило  $16,9 \text{ МПа}$ . Тест на определение утечки давления показал быстрое падение давления с  $14,9$  до  $0,2 \text{ МПа}$  за 15 минут. Давление трещинообразования составило  $12,8 \text{ МПа}$  при расходе в  $555,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Давление смыкания трещины -  $9 \text{ МПа}$ , градиент гидроразрыва –  $0,02 \text{ МПа/м}$ .

Графики тестов приведены ниже.

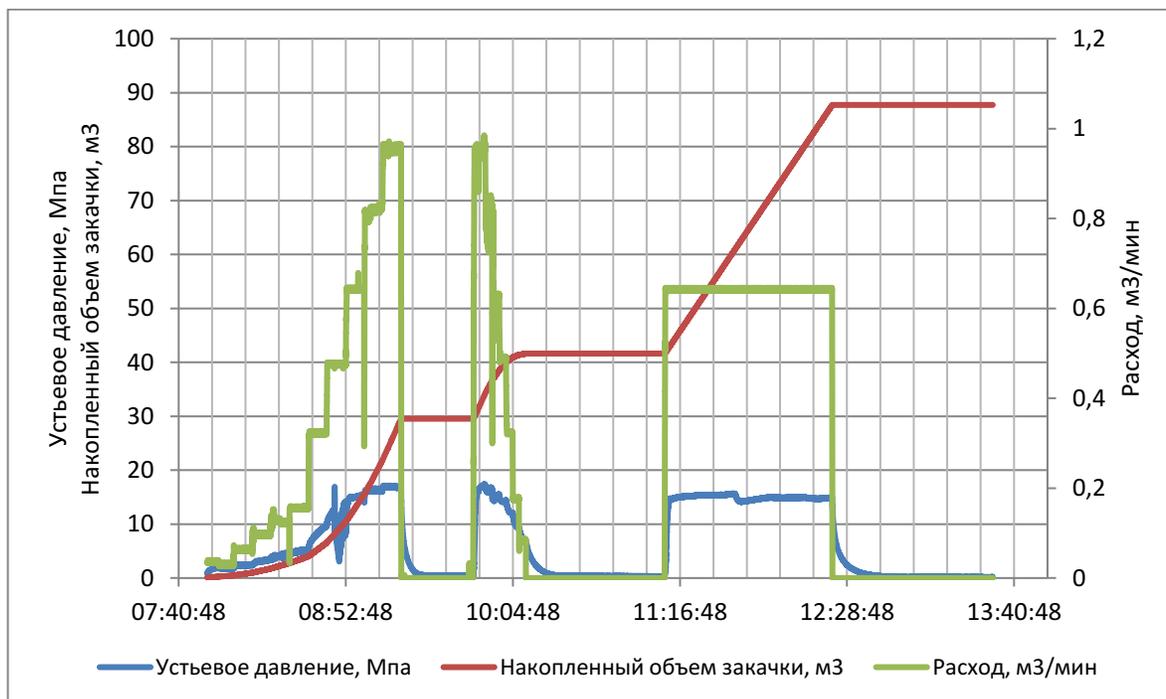


Рис. 6.7 Устьевое давление и накопленный объем закачки при тестировании верхнего интервала закачки

Тесты показали хорошую приемистость как нижнего, так и верхнего интервалов закачки с хорошей способностью утечки давления.

## 6.2. 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.

## **7. ОЦЕНКА СОВМЕСТИМОСТИ ОТХОДОВ И ПЛАСТОВЫХ ВОД: ВОЗМОЖНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ БУРОВЫХ ОТХОДОВ И ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ**

### **7.1. Прогнозные гидрогеологические расчёты по обоснованию действующего подземного сооружения и процесса размещения отходов и других жидкостей**

В декабре 2008 года компанией подрядчиком «Фостериана Лтд.» на основе предоставленных данных (сведения о физико-литологических свойствах пород в интервалах закачки, схема заканчивания скважины, данные суточных отчетов по закачке отходов бурения) был выполнен анализ результатов работ по закачке шламовой пульпы за 2008 год. [47, 48, 49]

В 2013 году компанией SID – преемником компании «Фостериана Лтд» был выполнен и представлен в октябре 2013 г. отчет по оптимизации использования ПБ-420 и расчётом для ПБ-407 [60], выполненном на основе накопленных к 2013 г. данных. Целью данного анализа, являлось: во-первых, получение подтверждения того, что система образованных в недрах трещин размещения (домена) отходов бурения и технологических жидкостей соответствует проектным параметрам, во-вторых, уточнение параметров подземных зон размещения отходов бурения, для основного (Зона 1, пласты XIII-XIV, XVI-XVII, и резервного (Зона 4, пласты I-IV, V-VI, VII-VIII) интервалов размещения для ПБ-420; а также, расчёт геометрии трещин и емкостей доменов для скважины ПБ-407.

Обобщенные результаты моделирования распространения трещин в пределах XIII-XIV, XVI-XVII пластов (Зона 1), XIII-XIV пластов (между Зоной 1 и Зоной 2) и I-IV, V-VI, VII-VIII пластов (Зона 4) по уточненным параметрам, а также потенциального интервала размещения буровых отходов в пределах X пласта (Зона 3), который будет использован в случае невозможности закачки в нижележащие зоны, представлены на Рис.7.2. Более подробная информация представлена в отчете. [64]

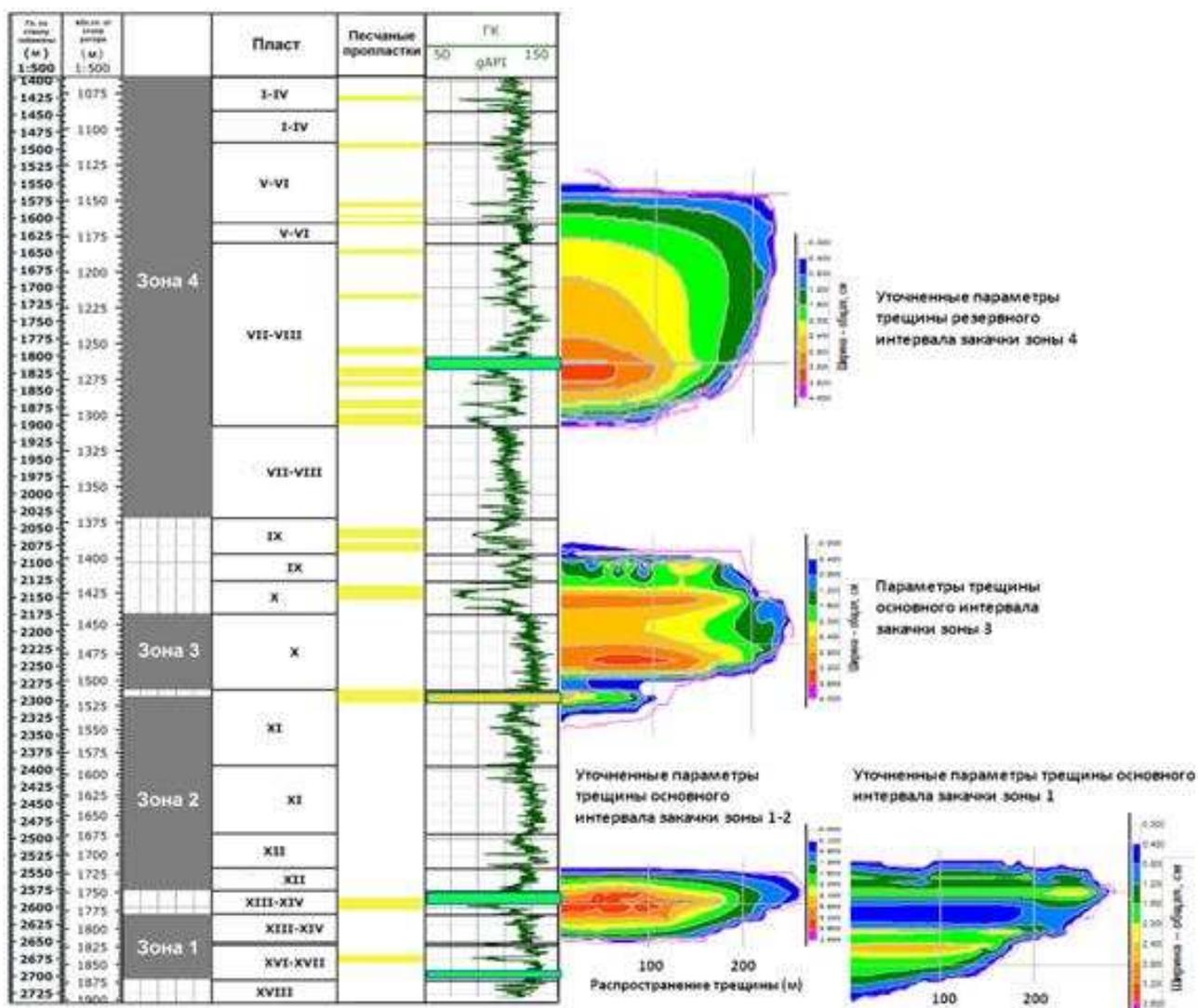


Рис. 7.1. Результаты моделирования уточненного распространения доменов (ПБ-420)

### 7.1.1. Расчётная геометрия трещин ПБ-420 и анализ достоверности результатов прогнозных расчётов

В октябре 2019 г. компанией АКРОС было выполнено уточняющее геомеханическое моделирование для поглощающей скважины ПБ-420 в трехмерном симуляторе гидравлического разрыва пласта StimPlan, чтобы оценить свойства пластов, характеристики и параметры трещины (домена) в Зоне 2, а также обновить остаточную емкость домена. [71]

Геомеханические свойства были оценены с использованием записанных и синтезированных данных ГИС. Геологический разрез скважины был разделен на интервалы в

соответствии с наблюдаемыми трендами свойств и их локальными значениями. Свойства в выделенных интервалах были усреднены.

Объект закачки поглощающей скважины ПБ-420 характеризуется наличием одного перфорированного интервала 2327,0-2337,0 м в пласте XI. Свойства геомеханической модели охватывают объект закачки, а также ниже- и вышезалегавшие пласты, вмещающие трещину ГРП.

Для определения причин роста и падения давления был проведен анализ исторических данных по закачке. История закачки была разделена на периоды роста и падения давления. Был проведен анализ каждого из периодов отдельно с учетом объемов и типов закачанных отходов. Основное влияние на рост давления оказывали интенсивные закачки шламовой пульпы с содержанием углеводородов (РУО). В некоторых периодах после закачек пульпы фиксировались признаки аномального поведения давления, что указывало на плохое перераспределение твёрдой фазы в трещинном домене.

Ключевые параметры объектов были определены в результате детального анализа давления закачки. Величина минимального напряжения является основным фактором, влияющим на давление. Основное увеличение минимального напряжения было обусловлено накоплением твёрдой фазы в трещинном домене. В данном проекте ёмкость объекта напрямую зависит от накопленной твёрдой фазы в объекте и её своевременное распределения в процессе операций по закачке отходов.

При детальном анализе давления было определено поровое давление в пластах закачки. Определенное по данным поглощающей скважины поровое давление характеризует свойства пластов в поврежденной зоне вокруг скважины. Для точного определения пластового давления вне поврежденной зоны рекомендуется произвести замеры на новых соседних скважинах во время бурения.

Геомеханическая модель была откалибрована на исторические данные путем сопоставления кривых давления. Результаты калибровки с учетом данных за 2019 год представляют текущее состояние объекта.

Давление закрытия трещины превысило значение горного давления в 2017 году, с этого периода ожидается дальнейшее развитие сложной системы трещин в объекте закачки, в которой предполагается наличие вертикальных, горизонтальных и вторичных трещин, что может приводить к дополнительному увеличению эффективного давления. Потери на трение в нормальном рабочем диапазоне в среднем около 1 МПа, что указывает на отсутствие ограничений для закачки по конструкции скважины. Основной рост потерь на трения до 1,8

МПа отмечается во время увеличения интенсивности закачки пульпы. Максимальный смоделированный объем порции пульпы составлял  $700 \text{ м}^3$ . Максимальный объем был выбран, основываясь на исторических данных по закачке. Также была проанализирована закачка более вероятных меньших объемов порций пульпы – 30, 100 и  $400 \text{ м}^3$ .

Геометрические размеры трещины, полученные в результате последней калибровки модели, приведены на Рис.7.2 (Общая высота развития трещины 115 м, максимальная полудлина трещины 82 м).

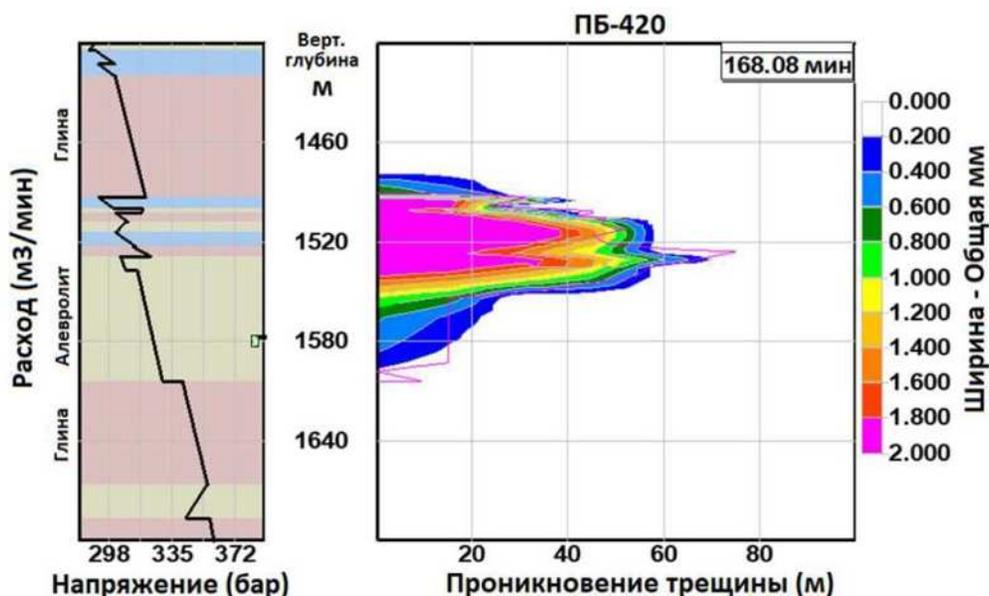


Рис. 7.2. Модель вертикальной трещины в домене 2

Для оценки роста порового давления при фильтрации жидких отходов была построена гидродинамическая секторная модель объекта закачки. Модель была откалибрована на исторические данные по пластовому давлению, определенные в результате детального анализа.

Прогнозное гидродинамическое моделирование было проведено для 3-х сценариев закачки. Все 3 сценария показали возможность размещения запланированных объёмов.

Оценка остаточной емкости объекта по твердой фазе была выполнена, основываясь на геометрии трещины и значении эффективного давления в трещине. Наиболее вероятная емкость твердой фазы составила 7,9 тыс.  $\text{м}^3$ , что соответствует 39,9 тыс.  $\text{м}^3$  пульпы из расчета на 20% содержания твердой фазы по объему.

Три различных сценария закачки были рассмотрены для прогнозного гидродинамического моделирования и оценки остаточной емкости пласта по жидкости.

Сценарии представляют предполагаемые объемы закачки с 2019 по 2024 год. Согласно первому сценарию, средний объем закачки за год должен составить 15 тыс.м<sup>3</sup>, согласно второму сценарию – 20 тыс.м<sup>3</sup>, согласно третьему сценарию – 25 тыс.м<sup>3</sup>.

Остаточная емкость домена 2 была определена с использованием наиболее вероятных сценариев по твердой фазе и по жидкой фазе на период 2019-2024 гг., и на 01.01.2020 г. составила 89,5 тыс.м<sup>3</sup>. Общая емкость домена с учетом закачанных объемов 11,981 тыс.м<sup>3</sup> в БС1 ранее до ликвидации и 142,4 тыс.м<sup>3</sup> в БС2 по состоянию на 01.01.2021 г., составляет 244,0 тыс.м<sup>3</sup>:

Таблица 7.1. Суммарные емкости доменов через скважину ПБ-420 после перерасчета емкости домена 2 в 2019 г. компанией АКРОС

Домен	Латеральное распространение домена, м	Максимальное вертикальное распространение домена, м	Емкость домена, тыс. м <sup>3</sup>
4 резерв.	220	1070-1240	220,0
3	240	1320-1480	159,0
2	270	1430-1620	<b>244,0</b>
1	300	1640-1840	154,8
Итого:			777,8

Для оценки целостности конструкции скважины был проведен расчёт износа НКТ. Текущий износ НКТ составляет 5,6%. Риск потери целостности из-за разрушения колонны НКТ оценивается как невысокий.

### 7.1.2. Расчётная геометрия трещин ПБ-407 и ёмкость доменов

Изначальные расчёты размещения отходов бурения и других жидкостей для скважины ПБ- 407 были выполнены компанией SID, преемником компании Фостериана Лтд, в 2013г. по заказу Компании. [60]

Общая емкость доменов размещения отходов бурения и других жидкостей, ассоциированных со скважиной ПБ-407 и расположенных в пределах, ограниченных пластами О и XVIII, составляла по консервативным оценкам 749 тыс. м<sup>3</sup>.

Для моделирования распространения трещин использовался трехмерный симулятор гидроразрыва StimPlan версии 6.11. Модель учитывала фактические значения механических

свойств пластов и жидкостей закачки, полученных в результате ретроспективного анализа закачек на скважине ПБ-420.

Процесс моделирования был проведен для четырех зон скважины ПБ-407, результаты геометрии трещин приведены ниже. В целях покрытия неопределенности геолого-физических характеристик пород, в которых будут распространяться трещины при размещении отходов бурения и других жидкостей, расчеты были сделаны для всего диапазона изменений физических характеристик (модуль Юнга, коэффициент Пуассона). По каждой зоне было просчитано минимум по 12 моделей. В целях иллюстрации ожидаемой геометрии ниже приводятся профили для доменов, являющиеся граничными вариантами геометрических параметров фактически ожидаемых трещин (Рис. 7.3-7.6).

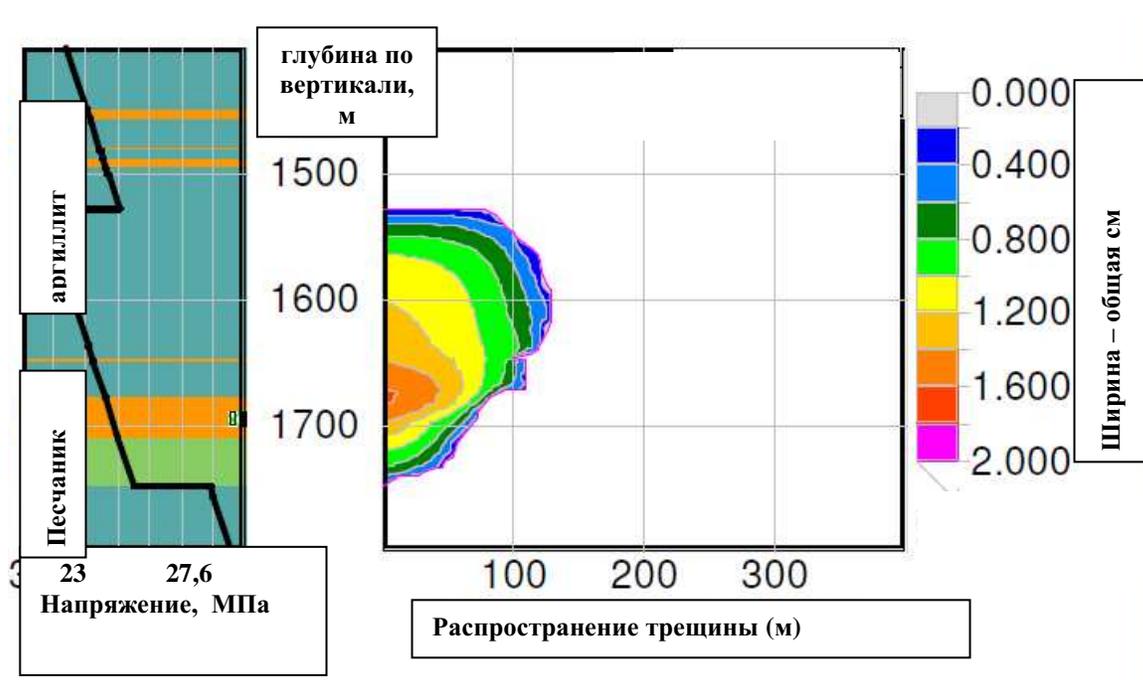


Рис. 7.3. Модель развития трещины в Зоне 1

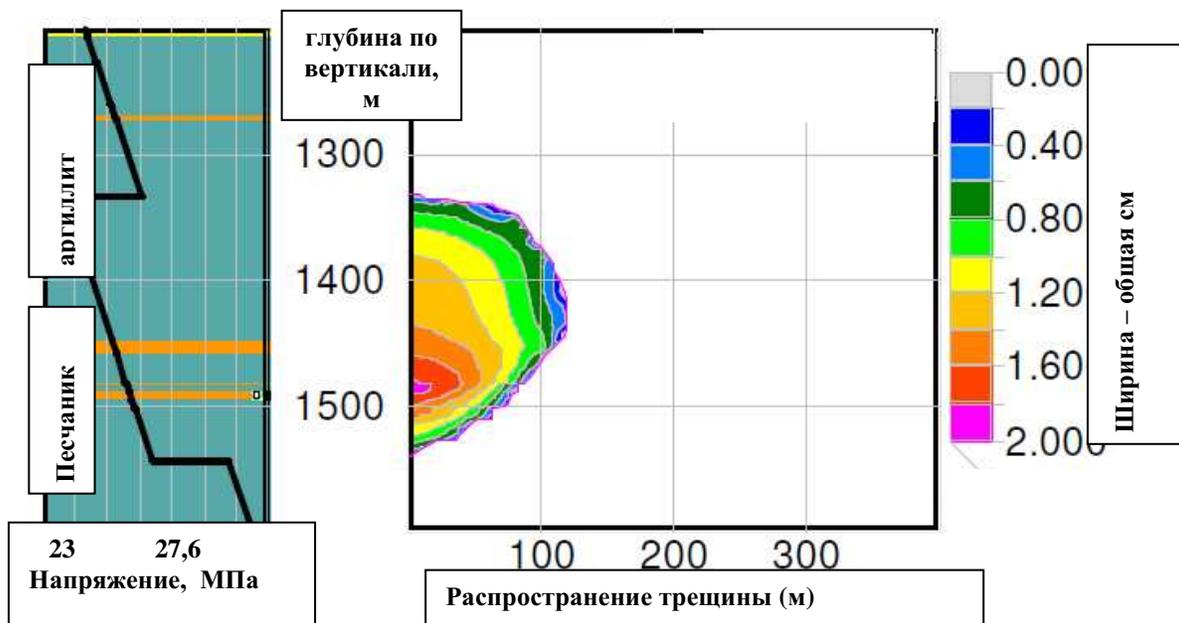


Рис. 7.4. Модель развития трещины в Зоне 2

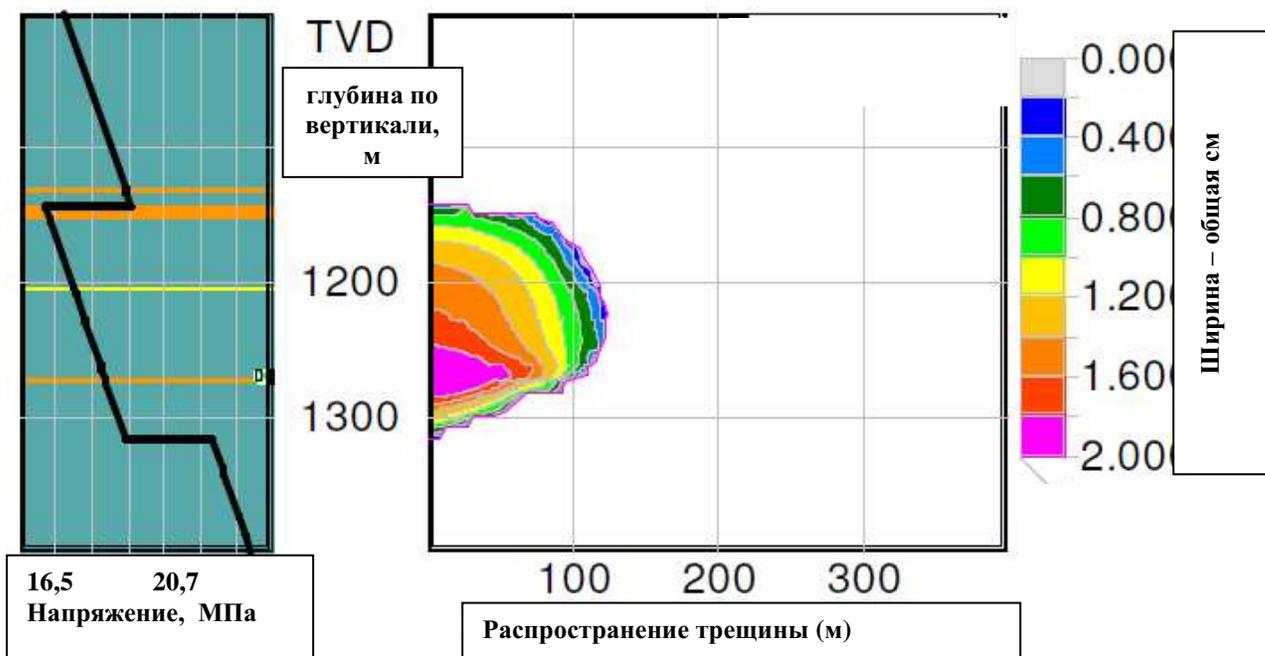


Рис. 7.5. Модель развития трещины в Зоне 3

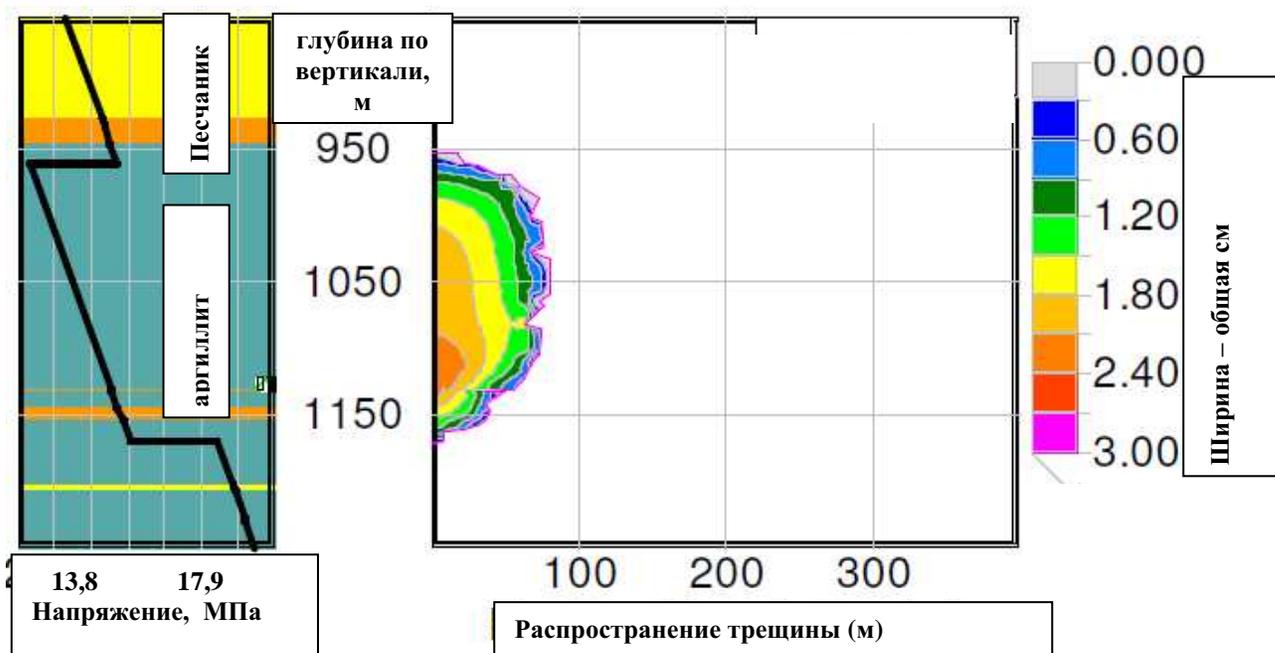


Рис. 7.6. Модель развития трещины в Зоне 4

Одновременно с работой по ПБ-420, в 2019 г. компания АКРОС выполнила геомеханическое моделирование для поглощающей скважины ПБ-407 в трехмерном симуляторе гидравлического разрыва пласта StimPlan, чтобы оценить свойства пластов, характеристики и параметры трещинного домена 1, а также обновить данные об остаточной емкости объекта закачки. [72]

Геомеханические свойства были оценены с использованием записанных и синтезированных данных ГИС. Геологический разрез скважины был разделен на интервалы в соответствии с наблюдаемыми трендами свойств и их локальными значениями. Свойства в выделенных интервалах были усреднены.

Объект закачки (Зона 1) поглощающей скважины ПБ-407 характеризуется наличием двух интервалов перфорации: 2985,5-2995,5 м в пластах XIII-XIV и 3041,0 - 3048,0 м XVI-XVIII. Свойства геомеханической модели охватывают объект закачки, а также ниже и вышезалегающие пласты, на которые распространяется трещина ГРП. Значения напряжений и свойств были откалиброваны по данным испытаний на приемистость, проведенных в скважине.

Для определения причин роста давления был проведен анализ исторических данных закачки. История закачки была разделена на периоды роста давления. Анализ каждого из

периодов был проведен отдельно с учетом объемов и типов закачанных отходов.

Ключевые параметры объектов были определены в результате детального анализа давления закачки. Величина минимального напряжения является основным фактором, влияющим на давление. Увеличение минимального напряжения было обусловлено увеличением порового давления при закачке жидкостей и деформацией горных пород при создании системы трещин.

При детальном анализе давления было определено поровое давление в пластах размещения отходов. Определенное по данным поглощающей скважины поровое давление характеризует свойства пластов в поврежденной зоне вокруг скважины.

Закачки попутной воды сопровождались существенным ростом давления. Причина связана с присутствием углеводородов в закачиваемой жидкости. Такие закачки проводились периодически, не на постоянной основе, только во время аварийного отключения системы ППД от менее часа до нескольких часов, когда возникала технологическая необходимость сбрасывать попутную воду в систему сбора, подготовки и размещения отходов. В связи с негативным влиянием закачка попутной воды была остановлена в ноябре 2019 г. полностью.

Для уменьшения роста давления при закачке рекомендуется:

- 1) Не производить закачку жидкостей с содержанием нефти или других не растворимых в воде жидкостей. Присутствие несмешивающихся фаз в закачиваемой жидкости приводит к повреждению проводимости (фильтрационно-емкостных свойств) пласта и к быстрому росту давления.
- 2) Рекомендуется проводить обработку жидкостей, содержащих нефть, поверхностно-активными веществами (ПАВ). Начальные концентрации ПАВ в растворе могут составлять 1% по объему и могут варьироваться в зависимости от результатов и поведения давления.
- 3) Рекомендуется загущать все закачиваемые жидкости, содержащие твердую фазу, для увеличения эффективности ГРП и предотвращения выпадения частиц.

Геомеханическая модель была откалибрована на исторические данные путем сопоставления кривых давления. Результаты калибровки с учетом данных за 2019 год представляют текущее состояние объекта.

Прогнозное моделирование было выполнено с использованием откалиброванной геомеханической модели. Максимальный смоделированный объем порции пульпы составлял 500 м<sup>3</sup>. Максимальный объем был выбран, основываясь на исторических данных по закачке.

Также была проанализирована закачка более вероятных меньших объемов порций пульпы – 30, 100 и 250 м<sup>3</sup>.

Первоначально, с февраля 2014г. до июня 2016г., давления закрытия трещины не превышали горное давление. Начиная с июня 2016г. давление закрытия трещины увеличилось до значений, превышающих горное давление, что означает образование сложной системы трещин в объекте закачки, в которой предполагается наличие вертикальных, горизонтальных и вторичных трещин.

Геометрические размеры трещины, полученные в результате калибровки модели, приведены на Рис. 7.7 (общая высота развития трещины 100 м; максимальная полудлина трещины 125 м).

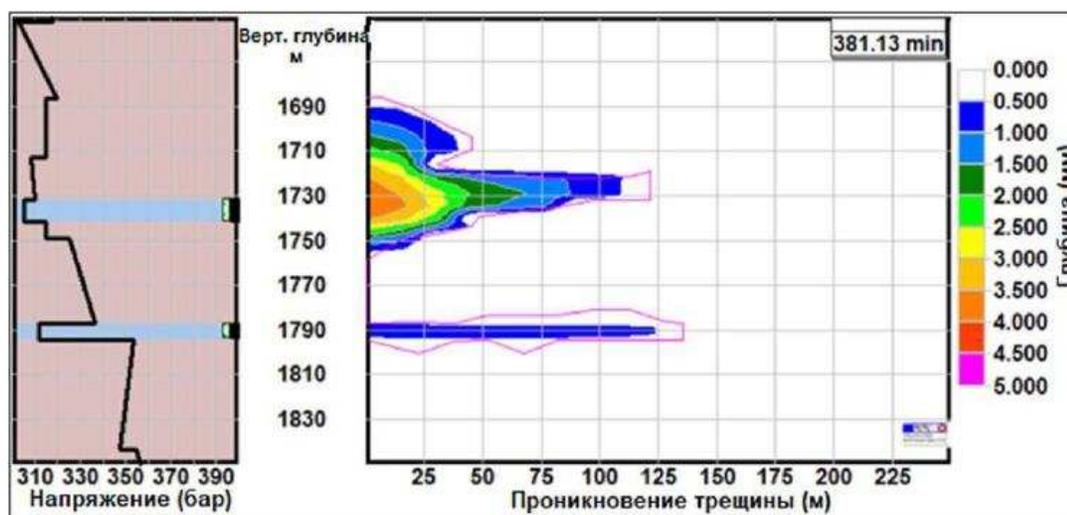


Рис. 7.7. Модель трещины в зоне 1

Для оценки роста порового давления при фильтрации жидких отходов была построена гидродинамическая секторная модель объекта закачки. Модель была откалибрована по историческим данным пластового давления, определенных в результате детального анализа.

Прогнозное гидродинамическое моделирование было проведено для 3-х сценариев закачки. Согласно результатам, лимит по давлению не был достигнут ни в одном варианте. Данные расчеты не учитывали закачку попутной воды, а также изменение интенсивности закачки, которые могут приводить к более значительному локальному или постоянному росту давления.

Оценка остаточной емкости объекта по твердой фазе была выполнена на основании геометрии трещины и значения эффективного давления в трещине. Наиболее вероятная

емкость твердой фазы составила 2,2 тыс.м<sup>3</sup>, что соответствует 11 тыс.м<sup>3</sup> пульпы из расчета на 20% содержания твердой фазы по объему.

Три сценария закачки были рассмотрены для прогнозного гидродинамического моделирования и оценки остаточной емкости пласта по жидкости. Сценарии представляют предполагаемые объемы закачки с 2019 по 2024 год. Согласно первому сценарию, средний объем закачки за год должен составить 14 тыс.м<sup>3</sup>, согласно второму сценарию – 18 тыс.м<sup>3</sup>, согласно третьему сценарию – 24 тыс.м<sup>3</sup>.

Остаточная емкость используемого домена 1 была определена с использованием наиболее вероятного сценария по твердой фазе и худшего сценария по жидкой фазе на период 2019-2024 гг. по причине ухудшенной приемистости скважины за последние 2 года, и на 01.01.2021г. составляющей 69,7 тыс.м<sup>3</sup>. Общая емкость домена, с учетом закачанного объема 103,3 тыс.м<sup>3</sup> на 01.01.2021г. составляет 173,0 тыс.м<sup>3</sup>:

Таблица 7.2. Основные параметры доменов через скважину ПБ-407 с учетом перерасчета емкости домена 1 в 2019 г. компанией АКРОС

Домен	Латеральное распространение домена, м	Максимальное вертикальное распространение домена, м	Емкость домена, тыс. м <sup>3</sup>
4 резерв.	140	957-1185	207,0
3	210	1127-1339	197,0
2	190	1334-1556	180,0
1	220	1534-1754	<b>173,0</b>
Итого:			757,0

Для оценки целостности конструкции скважины был проведен расчёт износа НКТ. Текущий износ НКТ не превышает 3%. Риск потери целостности из-за разрушения колонны НКТ можно оценить как невысокий.

## 7.2. Результаты прогнозных расчётов развития трещин гидроразрыва и техническая ёмкость доменов

В таблицах 7.3 и 7.4 приведена характеристика зон размещения отходов бурения и

других жидкостей для скважин ПБ-407 и ПБ-420. Границы зон в обеих скважинах были пересмотрены с учетом существующих интервалов перфорации, для отображения накладывания верхней зоны 4 на зону 3 в скважине ПБ-420 и для объединения одинакового набора пластов для Зон 1, 2 и 3.

В контексте данного отчета зона – это выделенная группа пластов, в пределах которых произведены расчеты по определению геометрических параметров доменов и их емкостей. Домен же рассматривается как компактная система трещин гидроразрыва вокруг интервала нагнетания, являющаяся областью для размещения отходов бурения и других жидкостей.

Таблица 7.3. Характеристика зон размещения отходов бурения (пласты нутовского горизонта сверху вниз) для скважины ПБ-420

<b>Зона</b>	<b>Пласты</b>	<b>Границы пластов</b>	<b>Распространение домена по горизонтали, м</b>
4 резерв.	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники I-IV, V-VI и VII-VIII пластов	Сверху - песчаники O Снизу - глины VII-VIII	220
3	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники VII-VIII, IX и X пластов	Сверху – глины V-VI Снизу - песчаники XI	240
2	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники XI и XII пластов	Сверху - глины X Снизу - песчаники XIII-XIV	270
1	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники XIII-XIV и XVI-XVII пластов	Сверху - глины XII Снизу - песчаники XVIII	300

Таблица 7.4. Характеристика зон размещения отходов бурения (пласты нутовского горизонта сверху вниз) для скважины ПБ-407

Зона	Пласты	Границы пластов	Распространение домена по горизонтали, м
4 резерв.	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники I-IV и V-VI пластов	Сверху - песчаники O Снизу - глины V-VI	140
3	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники VII-VIII, IX и X пластов	Сверху – глины V-VI Снизу - песчаники XI	210
2	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники XI и XII пластов	Сверху - глины X Снизу - песчаники XIII-XIV	190
1	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники XIII-XIV и XVI-XVII пластов	Сверху - глины XII Снизу - песчаники XVIII	220

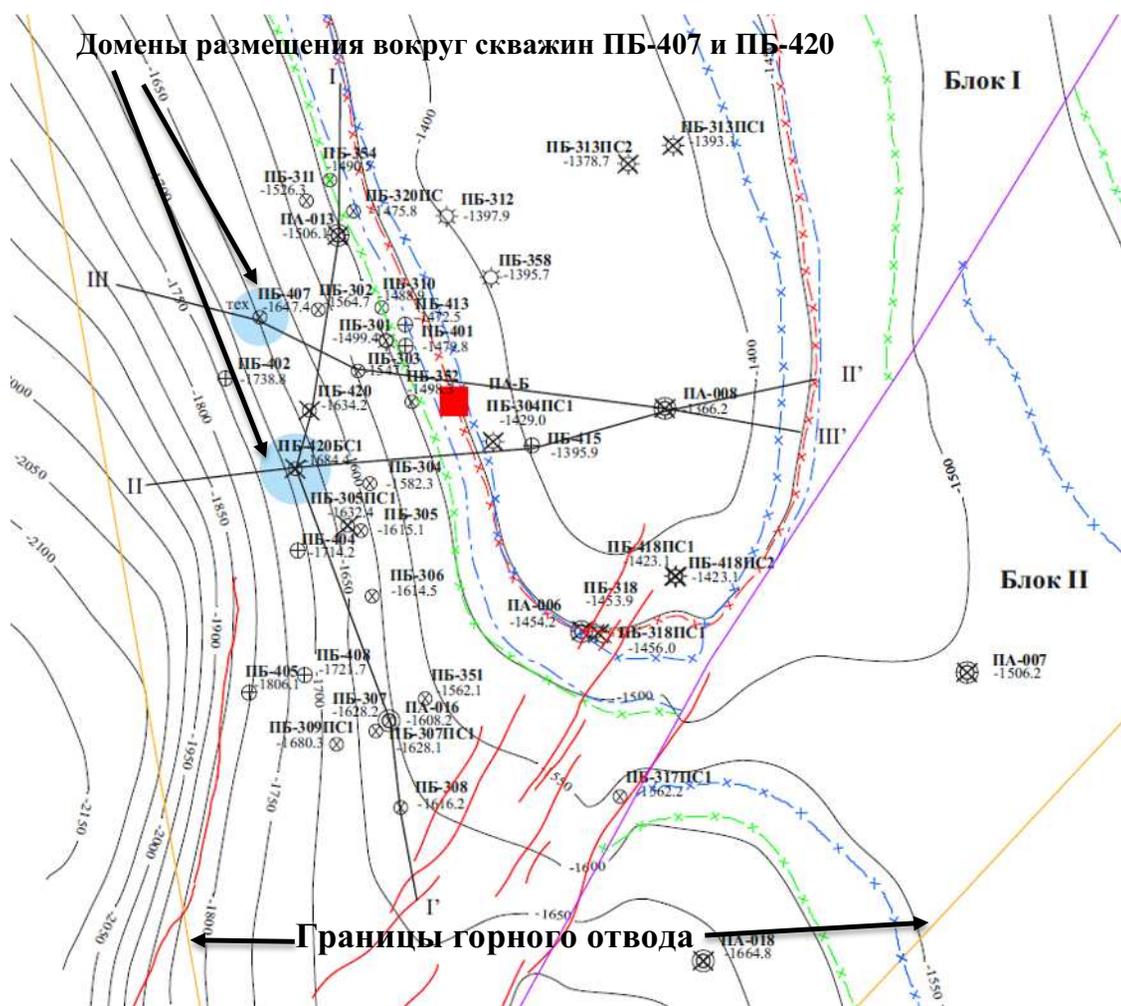


Рис.7.8. Расположение доменов с учетом максимально возможной длины создаваемых трещин

С учетом длины трещин (Таблица 7.3 и 7.4), домены не выходят за пределы горного отвода [62], не пересекают дизъюнктивных нарушений, газовых или нефтяных контактов.

Размещение планируемых объемов не противоречит критериям безопасной и технически оправданной утилизации отходов бурения и других жидкостей в глубокие горизонты недр.

В техническом проекте 2005г. [8], на основании данных моделирования компании «Gidatec Ltd», были оценены суммарные ёмкости доменов размещения отходов бурения. Проектные ёмкости доменов были рассчитаны с учетом размещения шламовой пульпы с плотностью  $1,3 \text{ г/см}^3$ , содержащей до 33% расчётного объёма твёрдой фазы. Суммарные ёмкости, в зависимости от роста устьевого давления нагнетания, были оценены в диапазоне

488 – 975 тыс.м<sup>3</sup> для ПБ-420 БС1, что не было достаточным для удаления всех проектных отходов бурения Пильтунского участка, оцененных в **1300,6 тыс. м<sup>3</sup>** на тот момент.

С целью обеспечения возможности размещения уточненных плановых объемов, в 2013г. была пробурена, затем, в феврале 2014г., введена в эксплуатацию скважина ПБ-407.

В 2013 году, компанией SID (преемником компаний Gidatec/Fosteriana) по заказу Компании было проведено дополнительное моделирование размещения отходов бурения и других жидкостей для скважины ПБ-407, а также уточнение модели и емкостей доменов для скважины ПБ-420 БС1, которая была в эксплуатации на момент проведения моделирования [60]. Принимая во внимание, что в конце 2013 года БС1 был ликвидирован по техническим причинам и затем был пробурен БС2 на близком расстоянии от БС1 (его траектория практически повторяет траекторию БС1 с разницей примерно 100-120 метров по горизонтали), то результаты моделирования в БС1 были равноценно применены к БС2.

Таблица 7.5. Суммарные проектные ёмкости доменов размещения, рассчитанные SID в 2013г. и ВНИПИ протехнологии в 2005г.

Домен	Ёмкость доменов в ПБ-407, тыс.м <sup>3</sup>	Ёмкость доменов в ПБ-420, тыс.м <sup>3</sup>	
	SID 2013	SID 2013	ВНИПИ протехнологии 2005
4 резерв.	207,0	220,0	230,2
3	197,0	159,0 (252,5) <sup>(1)</sup>	240,4
2	180,0	150,0	247,4
1	165,0	154,8	257,2
Итого: 1-4	749,0	683,8	975,2

<sup>(1)</sup>Оценка емкостей доменов в работе (SID 2013 [60]) не включает потенциал размещения в интервале 1250 – 1350 абс. отметок (пласты VIII...X). Приблизительная оценка емкости доменов в этих интервалах, проведенная авторами данного отчета на основе экстраполяции результатов закачек и вызванного этим роста давлений, с учетом эффективной мощности, составляет: для интервала VIII-IX 145,3 тыс.м<sup>3</sup>, для интервала X – 107,2 тыс.м<sup>3</sup>, что

добавляет 252,5 тыс.м<sup>3</sup> к емкости доменов по (SID 2013 [60]), и приближает оценки от SID (936,3 тыс.м<sup>3</sup>) к оценкам от ВНИПИ протехнологии (975 тыс.м<sup>3</sup>).

Оценки, сделанные для скважины ПБ-407, достаточно консервативны, что было вызвано меньшей, по сравнению с ПБ-420, изученностью данной скважины.

Общая суммарная емкость доменов двух существующих поглощающих скважин была оценена в пределах от 1 685,3 до 1 724,2 тыс. м<sup>3</sup>.

По результатам шестилетнего периода закачки отходов бурения и других жидкостей в обе скважины: ПБ-407 и ПБ-420, компанией АКРОС в 2019 году было выполнено моделирование на основе исторических данных для уточнения суммарных и остаточных объемов существующих доменов ( №1 в ПБ-407 и №2 в ПБ-420).

Таблица 7.6. Суммарные проектные ёмкости доменов размещения с учетом уточненных объемов в существующих доменах от АКРОС в октябре 2019 года

Домен	Ёмкость доменов в ПБ- 407, тыс.м <sup>3</sup>		Ёмкость доменов в ПБ-420, тыс.м <sup>3</sup>	
	SID 2013	Акрос 2019	SID 2013	Акрос 2019
4 резерв.	207,0	207,0	220,0	220,0
3	197,0	197,0	159,0 (252,5) <sup>(1)</sup>	159,0 (252,5) <sup>(1)</sup>
2	180,0	180	150,0	<b>244,0</b> <sup>(2)</sup>
1	165,0	<b>173,0</b> <sup>(2)</sup>	154,8	154,8
Итого: 1-4	749,0	757,0	683,8	777,8

<sup>1</sup> - оценка емкостей доменов в работе (SID 2013 [60]) не включает потенциал размещения в интервале 1250 – 1350 абс. отметок (пласты VIII...X),

<sup>2</sup> – уточнение существующих суммарных объемов доменов компанией АКРОС в октябре 2019 г.

Таким образом, суммарная емкость доменов составляет **1787,3 тыс.м<sup>3</sup>** и в дальнейшем будет обозначаться как **техническая ёмкость доменов двух поглощающих скважин, ПБ-407 и ПБ- 420.**

Через скважину ПБ-420 БС1 с июля 2009 года по апрель 2013 года отходы бурения размещались в основной интервал (между Зоной 1 и Зоной 2, пласты XIII-XIV), в резервный интервал (зона 4, пласты VII-VIII) с сентября 2008 г. по ноябрь 2013, в течение относительно короткого промежутка времени, с октября 2013 года по январь 2014 года, закачка проводилась в интервал пласта XII, относящегося к Зоне 2.

После ввода скважин ПБ-407 и ПБ-420 БС2, начиная с 1 квартала 2014г. и по настоящее время, закачка производится в пласты XIII-XIV, XVI-XVII (Зона 1) и XI (Зона 2) соответственно.

За период эксплуатации скважин ПБ-420 БС1, ПБ-420 БС2 и ПБ-407 с сентября 2008г. до 01.01.2021 г. накопленная закачка составляет **484 917,2 м<sup>3</sup>**:

Таблица 7.7. Накопленные объемы закачки в поглощающие скважины ПБ-407 и ПБ-420 по состоянию на 01.01.2021 г.

Домен	Накопленные объемы закачки, м <sup>3</sup>		
	ПБ 407	ПБ 420 БС1	ПБ 420 БС2
4 резерв.	0	71 659,7	0
3	0	0	0
2	0	12 785,4 <sup>1)</sup>	142 384,3
1	103 287,8	154 800 <sup>2)</sup>	- <sup>3)</sup>
Всего	103 287,8	239 245,1	142 384,3
Итого	484 917,2		

<sup>1</sup> - закачка в домен 2 (пласт XII) остановлена по технологическим причинам (состояние скважины),

<sup>2</sup> - суммарно для двух интервалов перфорации в домене 1 (интервал в Зоне 1, пласты XVI-XVII, и интервал между Зоной 1 и Зоной 2, пласты XIII-XIV – 138 557,2,1 м<sup>3</sup> и 16 242,8 м<sup>3</sup> соответственно),

<sup>3</sup> - БС2 в скважине ПБ-420 пробурен на глубину 2372 м до пласта XI и в данном случае не закончен на Зону 1 (пласты XIII-XIV и XVI-XVII).

Соответственно, по состоянию на 01.01.2021 г. остаточный суммарный объем доменов в двух скважинах (ПБ-407 и ПБ-420) составляет **1 302,4 тыс.м<sup>3</sup>**.

### 7.3. Оценка влияния закачки попутной воды

Согласно результатам анализа и расчетам ключевых параметров трещинного домена наибольшее влияние на рост напряжения в объекте оказала закачка попутной воды, эмульсий

и суспензий. Снижение фильтрационных свойств пород ввиду содержания углеводородной фазы в закачиваемой жидкости, а также взвеси твердых частиц в незагушенном растворе, привело к созданию зоны низких проницаемостей вокруг скважины и трещинного домена. Закачка жидких отходов в таких условиях приводит к быстрому росту порового давления в зоне поврежденного пласта, и, как следствие, быстрому росту напряжений и общего давления закачки. Увеличение интенсивности закачки жидкостей в 2015 г. и более поздние периоды приводило к ускорению роста порового давления. Линия тренда роста давления закрытия совпадает с линией роста порового давления, что подтверждает выводы о влиянии закачки попутной воды и других жидкостей, содержащих углеводороды, на давление закачки.

Наиболее критическое влияние оказала попутная вода в конце 2018г. - первой половине 2019г. В результате ряда анализов было принято решение полностью приостановить размещение попутной воды через скважину ПБ-407.

Исторически закачка попутной воды в период 2014-2016гг. производилась через скважину ПБ-407 и была связана с недостаточной мощностью системы ППД. После ее реконструкции размещение попутной воды была сведена к нулю за исключением экстренных случаев во время аварийного отключения системы ППД от менее часа до несколько часов, когда возникала технологическая необходимость сбрасывать попутную воду в систему сбора, подготовки и размещения отходов.

#### **7.4. Уточнение объёмов буровых отходов, подлежащих размещению**

В соответствии с проектными траекториями скважин произведено уточнение общего объема отходов, подлежащих закачке в специальные поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407 до конца 2041 года, которые приведены в таблице 7.8. Объем подлежащих размещению отходов бурения и сопутствующих жидкостей, рассчитанный на основе плановых траекторий скважин и фактического среднего выхода подлежащих размещению объемов на метр проходки, включая 20% запаса для размещения непредвиденных объемов отходов бурения и других жидкостей, составляет 292,5 тыс.м<sup>3</sup>.

Таблица 7.8. Расчетный объем отходов бурения на планируемые скважины

№	Скважины	Назначение и тип скважин	Длина проходки, м	Удельный объем образования буровых отходов на погонный метр проходки, м <sup>3</sup> /м	Объем образования буровых отходов для закачки, тыс. м <sup>3</sup>	Объем образования буровых отходов для закачки, включая 20% запас, тыс. м <sup>3</sup>
<b>Морская стационарная платформа ПА-Б</b>						
1	ПБ-353	добывающая нефтяная	8399	1,73	14,5	17,4
2	ПБ-316	добывающая нефтяная	3474	1,73	6,0	7,2
3	ХХІЗ-Блок 2 Юг	добывающая нефтяная	9656	1,73	16,7	20,0
4	ПБ-321	добывающая нефтяная	2955	1,73	5,1	6,1
5	ХІХ-СВ	добывающая нефтяная	7710	1,73	13,3	16,0
6	ПБ-319	добывающая нефтяная	4487	1,73	7,8	9,3
7	ПБ-412	водонагнетательная	2955	1,73	5,1	6,1
8	ПБ-315	добывающая нефтяная	7323	1,73	12,7	15,2
9	ХІХ-Блок 2	добывающая нефтяная	7946	1,73	13,7	16,5
10	ХІХ-ЮЗ	добывающая нефтяная	5602	1,73	9,7	11,6
11	ПБ-304 БС	добывающая нефтяная	3230	1,73	5,6	6,7
12	ПБ-314	добывающая нефтяная	6855	1,73	11,9	14,2
13	ПБ-357	добывающая нефтяная	7231	1,73	12,5	15,0
14	ПБ-305 БС	добывающая нефтяная	3144	1,73	5,4	6,5

№	Скважины	Назначение и тип скважин	Длина проходки, м	Удельный объем образования буровых отходов на погонный метр проходки, м <sup>3</sup> /м	Объем образования буровых отходов для закачки, тыс. м <sup>3</sup>	Объем образования буровых отходов для закачки, включая 20% запас, тыс. м <sup>3</sup>
15	ПБ-301 БС	добывающая нефтяная	5739	1,73	9,9	11,9
16	СГаз_Блок-1_#1	добывающая газовая	6877	1,73	11,9	14,3
17	ДГаз_Блок-2_#3	добывающая газовая	5750	1,73	9,9	11,9
18	СГаз_Блок-2_#2	добывающая газовая	6588	1,73	11,4	13,7
19	ДГаз_Блок-1_#10	добывающая газовая	4159	1,73	7,2	8,6
20	СГаз_Блок-2_#8	добывающая газовая	5850	1,73	10,1	12,1
21	СГаз_Блок-2_#9	добывающая газовая	5750	1,73	9,9	11,9
22	СГаз_Блок-1_#4	добывающая газовая	4099	1,73	7,1	8,5
23	СГаз_Блок-1_#5	добывающая газовая	2680	1,73	4,6	5,6
24	СГаз_Блок-1_#6	добывающая газовая	5943	1,73	10,3	12,3
25	СГаз_Блок-1_#7	добывающая газовая	2561	1,73	4,4	5,3
26	ПБ_306БС1_XX_КР	добывающая нефтяная	3927	1,73	6,8	8,2
	<b>ИТОГО</b>				<b>243,7</b>	<b>292,5</b>

С учетом дополнительных отходов: жидкости после промывок сосудов на регулярной основе и во время плановой остановки платформы один раз в год для выполнения регламентных работ в объеме 149,4 тыс.м<sup>3</sup>, дренажные воды и жидкость освоения в объеме 373,8 тыс.м<sup>3</sup>, потребность в разрешенных к размещению объемах составляет **815,7 тыс.м<sup>3</sup>** на

период до конца 2041 г.

С учетом расчетной емкости доменов в 1 787,3 тыс. м<sup>3</sup>, представляется технически обоснованной заявка на утверждение в размере 1300,6 тыс. м<sup>3</sup> (с учетом уже закачанного объема – 484,9 тыс. м<sup>3</sup>) разрешенных к размещению в глубокие горизонты Пильтунского участка объемов отходов бурения и других жидкостей.

#### **7.5. Результаты размещения отходов бурения и других жидкостей**

В новом геологическом отчете 2021 г.[73] утверждены следующие параметры для нагнетания:

- циклическая закачка отходов бурения и технологических стоков в режиме гидроразрыва пластов через 2 поглощающие скважины (ПБ-420 и ПБ-407), в интервал разреза, соответствующий глубинам с абсолютными отметками 950-1850 м;

- суммарный объем отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, подлежащих размещению в пластах горных пород, 1300,6 тыс. м<sup>3</sup> (в том числе размещенных до 01.01.2021 г. в объеме 484,9 тыс. м<sup>3</sup>);

- режим нагнетания циклический прерывистый порциями объемом до 1,0 тыс. м<sup>3</sup>;
- предельный темп нагнетания – 2,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут;
- максимальное устьевое давление нагнетания – 33,1 МПа;
- плотность пульпы - до 1,3 г/см<sup>3</sup>.

Объемы отходов бурения, закачанных в 2020 году, представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 Объёмы закачки в 2020 году

Описание жидкости	ПБ-407	ПБ-420 БС2
	Суммарный объем, м <sup>3</sup>	Суммарный объем, м <sup>3</sup>
<b>Буровые отходы</b>	<b>353,5</b>	<b>4 477,5</b>
Пульпа бурового шлама	334,0	2 444,8
Отработанный буровой раствор на водной основе	0,0	1 095,0
Отработанный буровой раствор на нефтяной основе	0,0	642,0
Отходы цемента	0,0	189,3
Углеводородная основа бурового раствора	19,5	106,4
Необработанный шлам	0,0	0,0
<b>Попутные воды и воды, использованные для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья</b>	<b>2 221,9</b>	<b>13 966,8</b>
Высоковязкая буферная жидкость	120,2	852,7
Морская вода	1 464,0	5 625,5
Консервационная жидкость	40,0	272,0
Жидкость освоения	22,7	414,4
Жидкость для заканчивания скважин	0,0	1 396,8
Дренажные воды	20,0	5 405,4
Другие жидкости (пластовая вода и другие жидкости)	555,0	0,0
<b>Всего закачено</b>	<b>21 019,7</b>	

Сравнение объемов, планируемых к закачке за период опытно-промышленных и промышленных работ с объемами фактического размещения буровых отходов в пласты горных пород, приведено в таблице 7.10.

Таблица 7.10 Сравнение накопленных объемов закачки с проектными объемами  
областей захоронения отходов по состоянию на 01.01.2021 г

Зона размещения отходов бурения	Разрешённый объем промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей, м <sup>3</sup>	Фактически размещено (накопленный объем), м <sup>3</sup>		
		Буровые отходы	Другие жидкости	Всего
<b>ПБ-407</b>	950 000*	11 662,3	91 625,5	103 287,8
<b>ПБ-420 БС2</b>		51 532,2	90 852,1	142 384,3
ПБ-420 БС1 Основная Зона 1		8 315,1	7 927,7	16 242,8
ПБ-420 БС1 Основная Зона 1-2		47 064,1	91 493,1	138 557,2
ПБ-420 БС1 Основная Зона 2а		2 650,1	10 135,3	12 785,4
ПБ-420 БС1 Основная Зона 3		0,0	0,0	0,0
ПБ-420 БС1 Резервная Зона 4		4 187,5	67 472,2	71 659,7
<b>ИТОГО:</b>		<b>950 000</b>	<b>484 917,2</b>	

\*-утверждённый суммарный объём отходов бурения и других жидкостей на Пильтунском участке, согласно протоколу ГКЗ от 10.09.2014 №3829.

Как отмечалось ранее, в 2021 г. согласовано новое «Геологического доизучения объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов доменов», протокол ГКЗ Роснедра от 04.06.2021 г. № 6682. Новый разрешенный объем для закачки до 2041 г. составляет 1300,6 тыс. м<sup>3</sup> (с учетом уже закачанного объема – 484,9 тыс. м<sup>3</sup>).

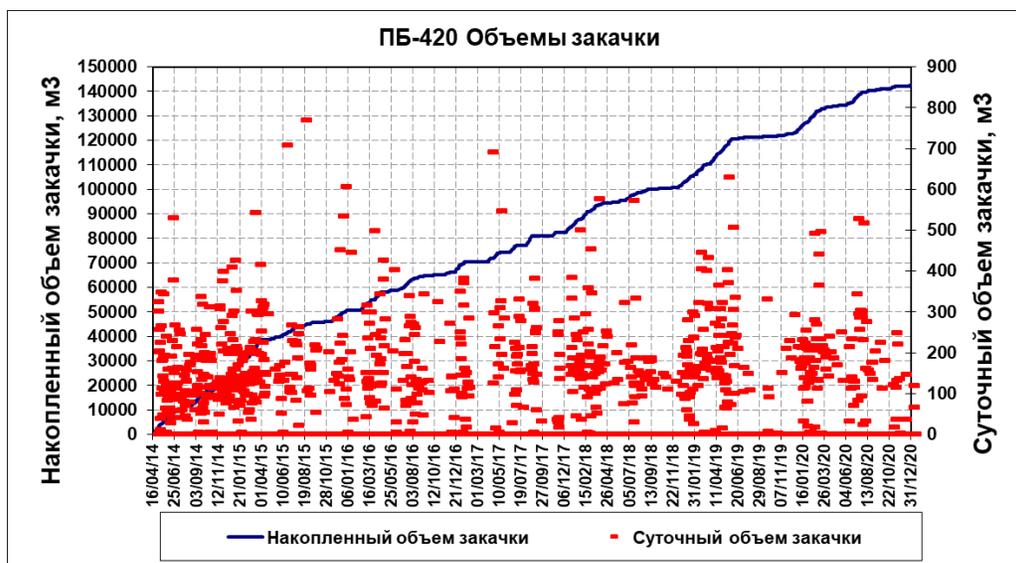


Рис. 7.1 Накопленный объем закачки отходов бурения через поглощающую скважину ПБ-420 (пласт XI)

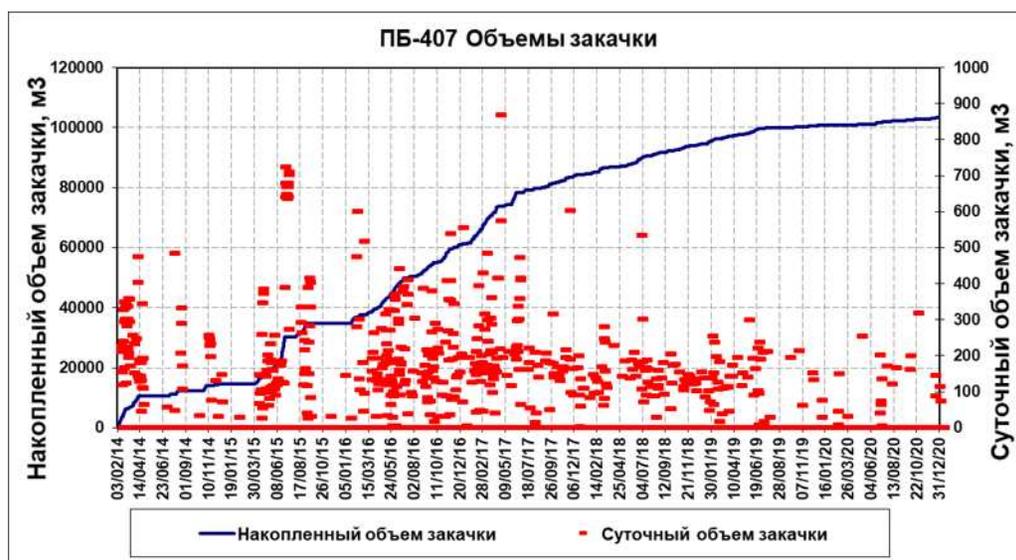


Рис. 7.2 Накопленный объем закачки отходов бурения через поглощающую скважину ПБ-407 (пласты XIII-XIV и XVI-XVII)

Основные параметры закачки буровых отходов через скважины ПБ-420 и ПБ-407 в глубокие горизонты недр приведены на графиках ниже на Рис.7.34-7.35. Для обеспечения безопасной и управляемой эксплуатации системы нагнетания отходов бурения, контроль за основными параметрами закачки осуществляется в непрерывном режиме.

В процессе размещения отходов бурения через ПБ-420 максимальное значение составило 25,6 МПа, которое было достигнуто, не превышает давление 29,3 МПа, ограниченное предохранительным клапаном, и максимально допустимое давление 34,5 МПа.

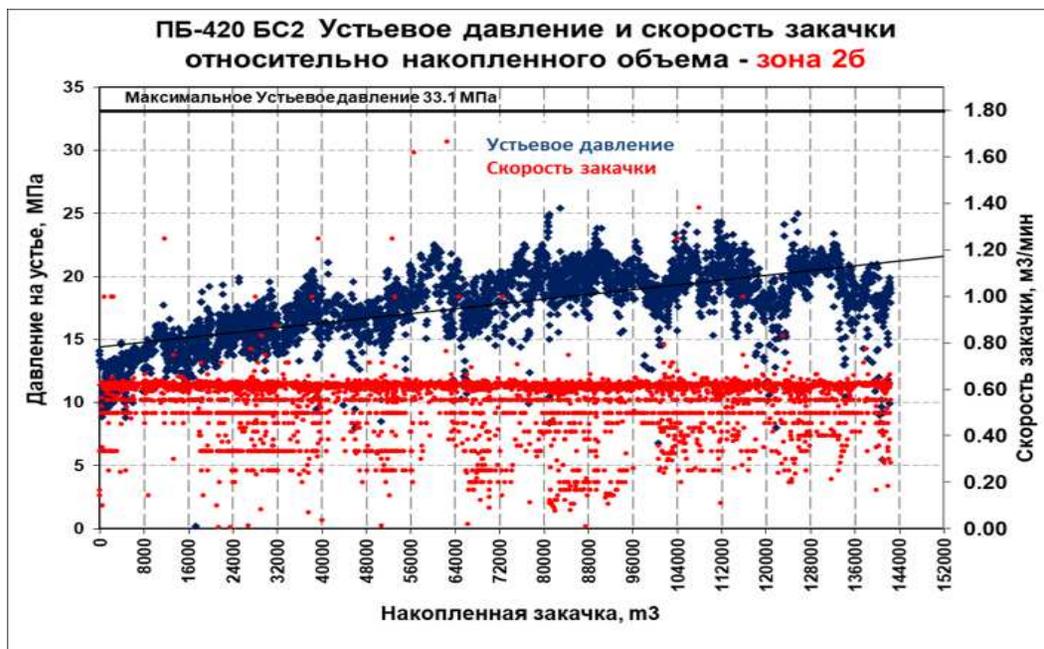


Рис. 7.3 Устьевое давление и скорость закачки относительно накопленного объёма в скважине ПБ-420 (пласт XI)

В процессе размещения отходов бурения через ПБ-407 максимальное рабочее давление закачки в 2020 году составило 276 бар (27,6 МПа). Максимальное рабочее давление на устье составляет 293 бар (29,3 МПа), ограниченное предохранительным клапаном, и максимально-допустимое давление – 345 бар (34,5 МПа).

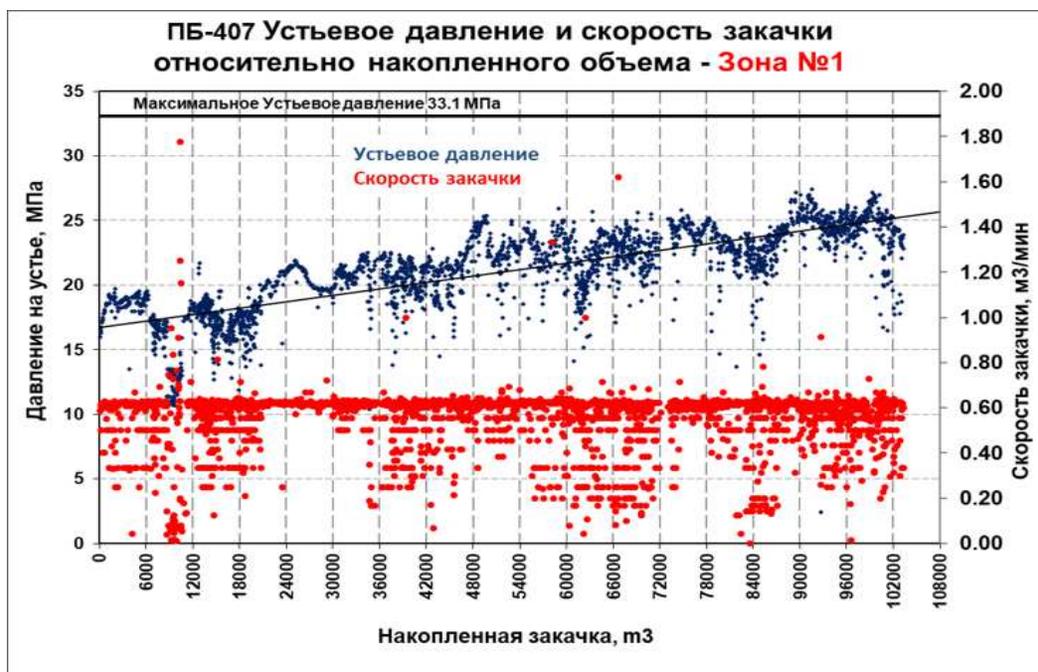


Рис. 7.4 Устьевое давление и скорость закачки относительно накопленного объёма в скважине ПБ-407 (пласты XIII-XIV и XVI-XVII)

Фактическая максимальная плотность закачиваемого бурового шлама в 2020 г. составила 1,3 г/см<sup>3</sup>, проектные требования по плотности шлама – 1,1 -1,45 г/см<sup>3</sup>. Значение средней вязкости бурового шлама составило 58,3 сек/кварт по скважине ПБ-407 и 59,8 сек/кварт по скважине ПБ-420 БС2, что соответствует проектным требованиям. Значения вязкости и плотности бурового шлама и закачиваемых жидкостей в 2020 году приведены на Рис. 7.36-7.37.

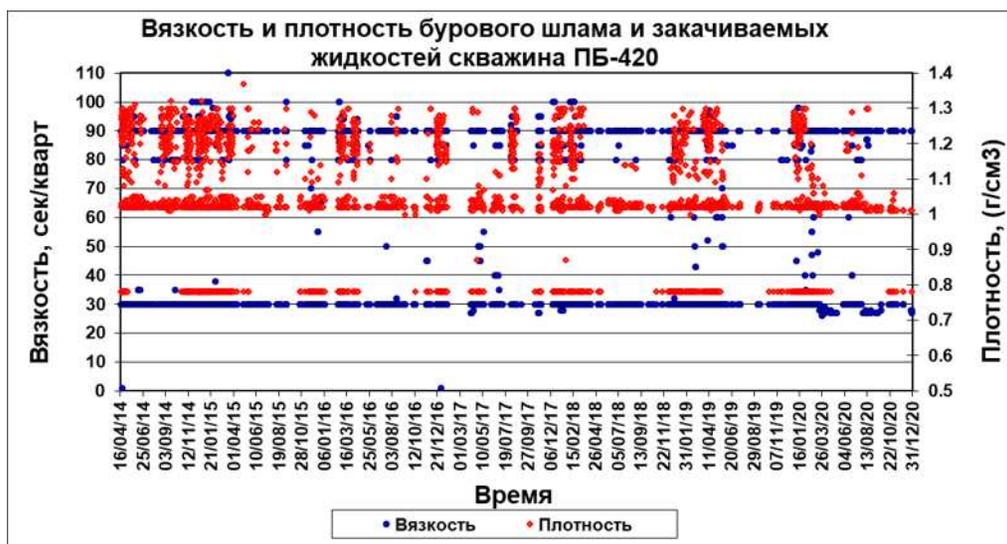


Рис. 7.5 Скважина ПБ-420. Вязкость и плотность бурового шлама и закачиваемых жидкостей

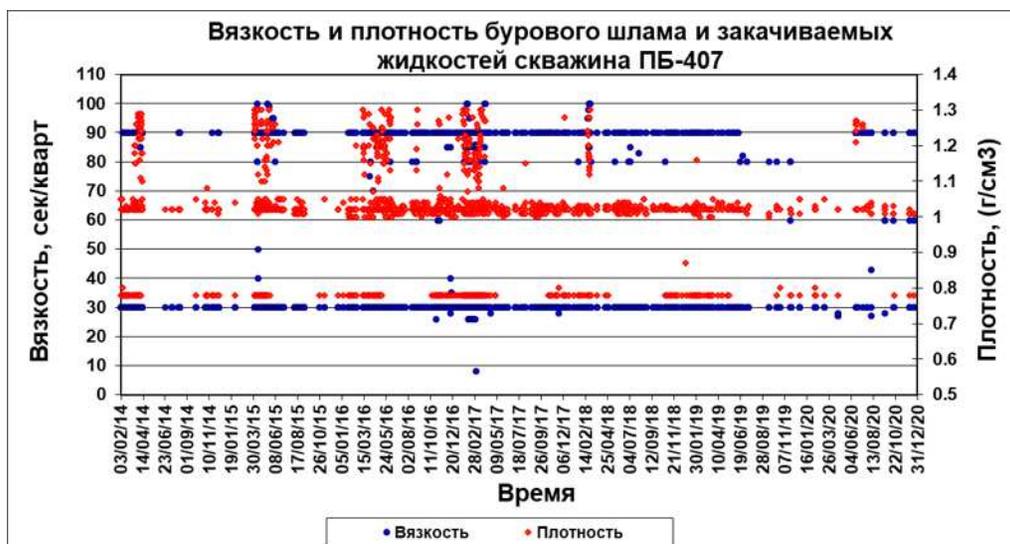


Рис. 7.6 Скважина ПБ-407. Вязкость и плотность бурового шлама и закачиваемых жидкостей

В целом, технологический процесс размещения отходов бурения и других жидкостей через скважины ПБ-420 и ПБ-407 ведется в соответствии с проектными требованиями, ключевые параметры системы нагнетания не превышают предельно допустимых значений. Развитие трещин при ГРП происходит в соответствии с проведенными работами по процессу моделирования. Размещение объемов буровых отходов и других жидкостей не противоречит требованиям к безопасному и технически оправданному захоронению в глубокие горизонты недр.

## **8. КОНСТРУКЦИИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН И ИХ ПОДЗЕМНОГО И НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Строительство наблюдательных скважин не предусмотрено программными документами по обустройству разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в связи с ограниченной возможностью размещения на платформе слотами для таких скважин. Однако, в целях контроля за фактическим размещением отходов бурения и других жидкостей, производятся замеры пластового давления при ведении бурения через горизонты, подверженные потенциальному влиянию утилизационных закачек.

### **8.1. Проектирование скважины для закачки буровых отходов и других жидкостей**

#### **8.1.1. История проектных работ**

##### **Скважина ПБ-420**

В 2005 году Компания выполнила «Групповой рабочий проект на строительство скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» [10]. «Индивидуальный рабочий проект на строительство скважины Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» [12] прошёл государственную экспертизу промышленной безопасности и получил положительное заключение в октябре 2005 года, экспертное заключение № 7/1033.2005. [13]. Проектом разбуривания участка предусмотрено первоочередное бурение специальной поглощающей скважины ПБ-420 для закачки через нее отходов бурения.

В целях оптимизации технических условий, повышения надежности скважины и снижения риска при проведении буровых работ Компанией внесены изменения в проект путем разработки «Дополнение к групповому проекту строительства скважины ПБ-420». На дополнение получено: положительное заключение экспертизы промышленной безопасности № 7/1244.2007 от 12.11.2007; В 2008 г. было подготовлено и согласовано еще одно дополнение: «Дополнение к групповому проекту строительства скважины ПБ-420. Реконструкция путем зарезки бокового ствола.» На данный проект получено: положительное заключение экспертизы промышленной безопасности № 7/1310.2008 от 11.09.2008.

В 2008 г. Компанией получено согласование Ростехнадзора по Сахалинской области «Процедуры заканчивания скважины ПБ-420» письмо РТН №4741 от 01.10.08 о дополнительной перфорации пласта XXIII-XXIV.

В дальнейшем на скважину получены следующие документы:

- Акт Компании на передачу скважины ПБ-420 в эксплуатацию 26.09.2008, подписанный главным гос. инспектором Ростехнадзора по Сахалинской области.
- Акт Компании о проведения внутрискважинных работ по реперфорации от 27.01.2014
- Документация на ликвидацию части ствола скважины ПБ-420, получено Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности № 77-ОК-00161-2014 от 04.04.2014.
- Акт Компании на передачу скважины ПБ-420БС2 в эксплуатацию 01.04.2014.

### **Скважина ПБ-407**

В 2005 году Компания выполнила «Групповой рабочий проект на строительство скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения». «Эксплуатационные (добывающие и нагнетательные) скважины». Книга 2. На проект получено: положительное заключение экспертизы промышленной безопасности № 7/1033.2005 от 21.10.2005 и №7/1032.2005 от 30.10.2005, положительное заключение комиссии государственной экологической экспертизы, утвержденное приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 29.06.2007 № 188, положительное заключение государственной экспертизы ФГУ «Главгосэкспертиза России» №243-08/ГГЭ-0026/02, утвержденное заместителем начальника 04.04.2008 ФГУ «Главгосэкспертиза России».

В процессе освоения месторождения стало понятно, что пробурить скважину по конструкции Группового проекта нельзя, т.к. в Групповом проекте не было детальной информации по структуре блоков и пластам, поэтому были разработаны только типовые конструкции, которые в настоящее время не отвечают современным требованиям для нагнетательной скважины. Учитывая это, Компания приняла решение пробурить скважину по конструкции ранее пробуренной водонагнетательной скважины ПБ-401. Разработана документация «Обоснование бурения скважины ПБ-407 по привязке к скважине ПБ-401. Протокол ПДК Компании от 07.11.2013 о строительстве скважины ПБ-407 по ранее утвержденной конструкции скважины ПБ-401. Протокол ПДК Компании от 07.11.2013 О вынужденном изменении назначения скважины ПБ-407.

Акт Компании о передаче скважины ПБ-407 в эксплуатацию от 12.03.2014.

## **8.2. Строительство специальных поглощающих скважин ПБ-420 и ПБ-407**

### **8.2.1. Фактическая конструкция**

Скважина ПБ-420 является первой скважиной, пробуренной с платформы ПА-Б. Бурение скважины было начато 15 июня 2008 года.

16 июля 2008 года во время подъема бурильной компоновки на глубине 1441 м получили затяжку инструмента с последующим прихватом на глубине 1436 м. В связи с данным инцидентом было принято решение по изменению конструкции скважины бурением бокового ствола. Окно под бурение бокового ствола диаметром 311,2 мм было вырезано на глубине 895 м в колонне диаметром 339,7 мм. По окончании бурения до забоя бокового ствола была успешно спущена и зацементирована обсадная колонна диаметром 244,5 мм.

Скважина ПБ-420 БС1 с 2008 по 2013 гг. являлась единственной специализированной поглощающей скважиной на платформе ПА-Б. В ноябре 2013 года было начато бурение второй поглощающей скважины ПБ-407 с конструкцией схожей с существующей.

В 2014 году в результате осложнений во время КРС в ПБ-420 БС1 дальнейшая эксплуатация скважины стала невозможной. Было принято решение бурить боковой ствол диаметром открытого ствола 215,9 мм из колонны диаметром 244,5 мм.

Общие данные по скважинам ПБ-420 и ПБ-407 представлены в Таблице 8.1. Фактическая конструкция скважин ПБ-420 и ПБ-407 представлена на Рис.8.1.

Глубина спуска и характеристика обсадных колонн представлена в Табличном приложении 5 Тома II.

Забои скважин ПБ-420 и ПБ-407 находятся в блоке I Пильтунского участка. Скважины не пересекают разломы, выделенные по результатам интерпретации данных 3Д сейсморазведки. Глубины стратиграфических маркеров, вскрытые скважиной и представленные в Табличном приложении 6 Тома II, незначительно отличаются от прогнозных, определённых на этапе проектирования скважины.

Таблица 8.1 Общие данные по конструкциям скважин ПБ-420 и ПБ-407

Скважина	ПБ-420	ПБ-407
Тип скважины	Специальная поглощающая - закачка буровых отходов и других жидкостей	Специальная поглощающая - закачка буровых отходов и других жидкостей
Дата начала бурения	15 июня 2008 г.	05 ноября 2013 г.
Дата начала эксплуатации	Август 2008 г.	Февраль 2014 г.

Скважина	ПБ-420	ПБ-407
Уровень моря	Baltic 77	Baltic 77
Проекция / Эллипсоид	(УПМ) UTM 54N / WGS 84	(УПМ) UTM 54N / WGS 84
Превышение стола ротора от уровня моря	63.7 м	63.7 м
Глубина моря	31.28 м	31.28 м
Прямоугольные координаты	N5867747.10; E667898.65	N5867750.41; E667899.89
Допустимое отклонение забоя скважины	+/- 50 м XY радиус	+/- 60 м XY радиус
Проектная глубина	2756.5 м (по стволу от стола ротора)	3145 м (по стволу от стола ротора)
Фактическая глубина	2751,8 м (по стволу от стола ротора) 1853,7 м (а.о.)	3146,5 м (по стволу от стола ротора) 1829,1 м (а.о.)
Неопределенность вскрытия кровли проектных горизонтов	Вскрытая глубина кровли пластов (+/- 14 м)	Вскрытая глубина кровли пластов (+/- 10 м)
Дата окончания строительства	28 августа 2008 г. (первоначальное строительство) 01 апреля 2014 г. (Ремонт скважины, Бурение БС2)	17 января 2014 г.

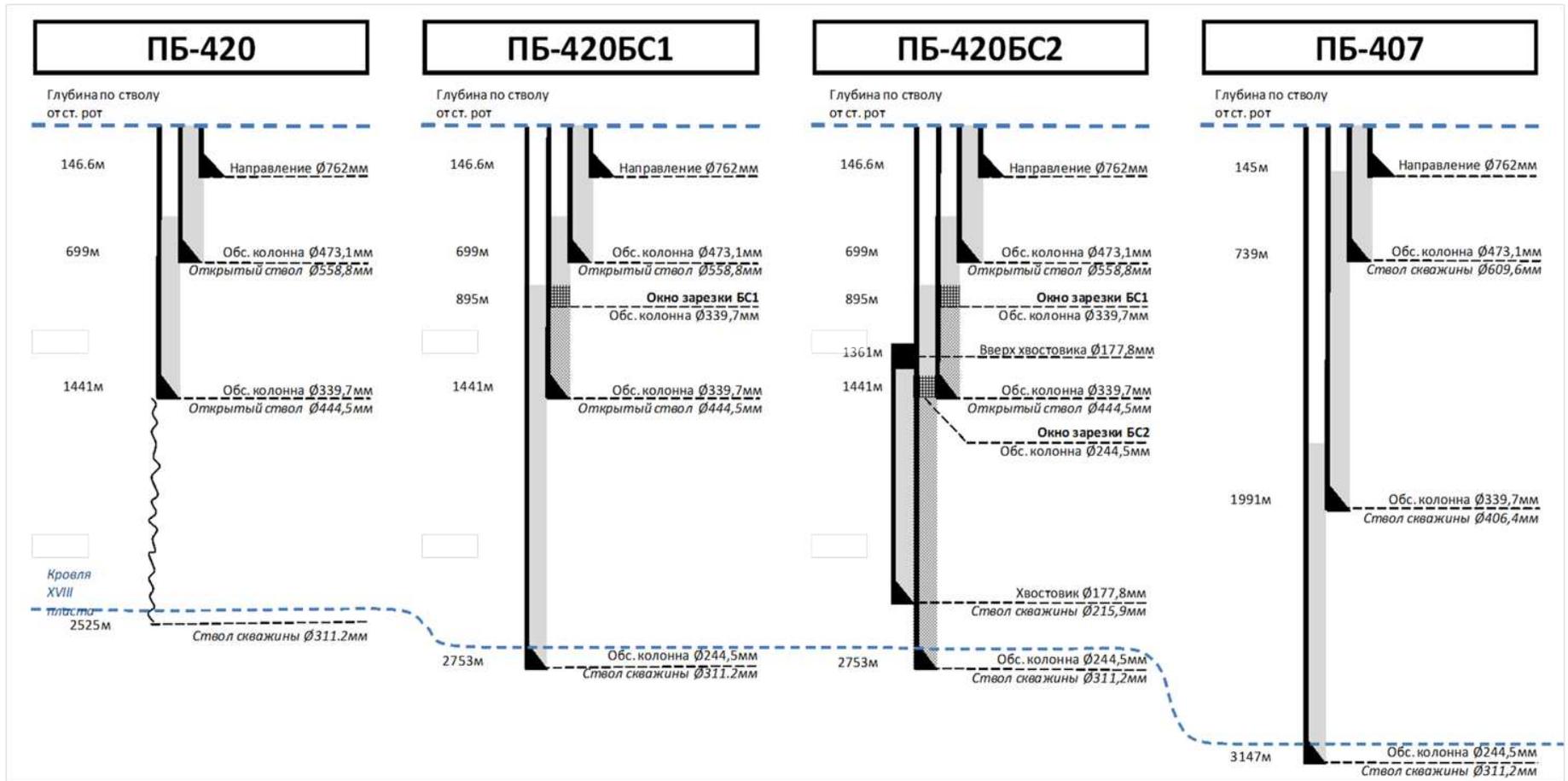


Рис. 8.1 Схема конструкции скважин ПБ-420 и ПБ-407



<b>Зона</b>	<b>Пласты</b>	<b>Границы пластов</b>
3	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники VII-VIII, IX и X пластов	Сверху – глины V-VI Снизу - песчаники XI
2	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники XI и XII пластов	Сверху - глины X Снизу - песчаники XIII-XIV
1	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники XIII-XIV и XVI-XVII пластов	Сверху - глины XII Снизу - песчаники XVIII

На Рис. 8.3 представлена схема корреляции скважин ПБ-407 и ПБ-420 (БС1 и БС2). На схеме откоррелированы пласты верхненутовского горизонта и отмечены возможные зоны закачки буровых отходов.

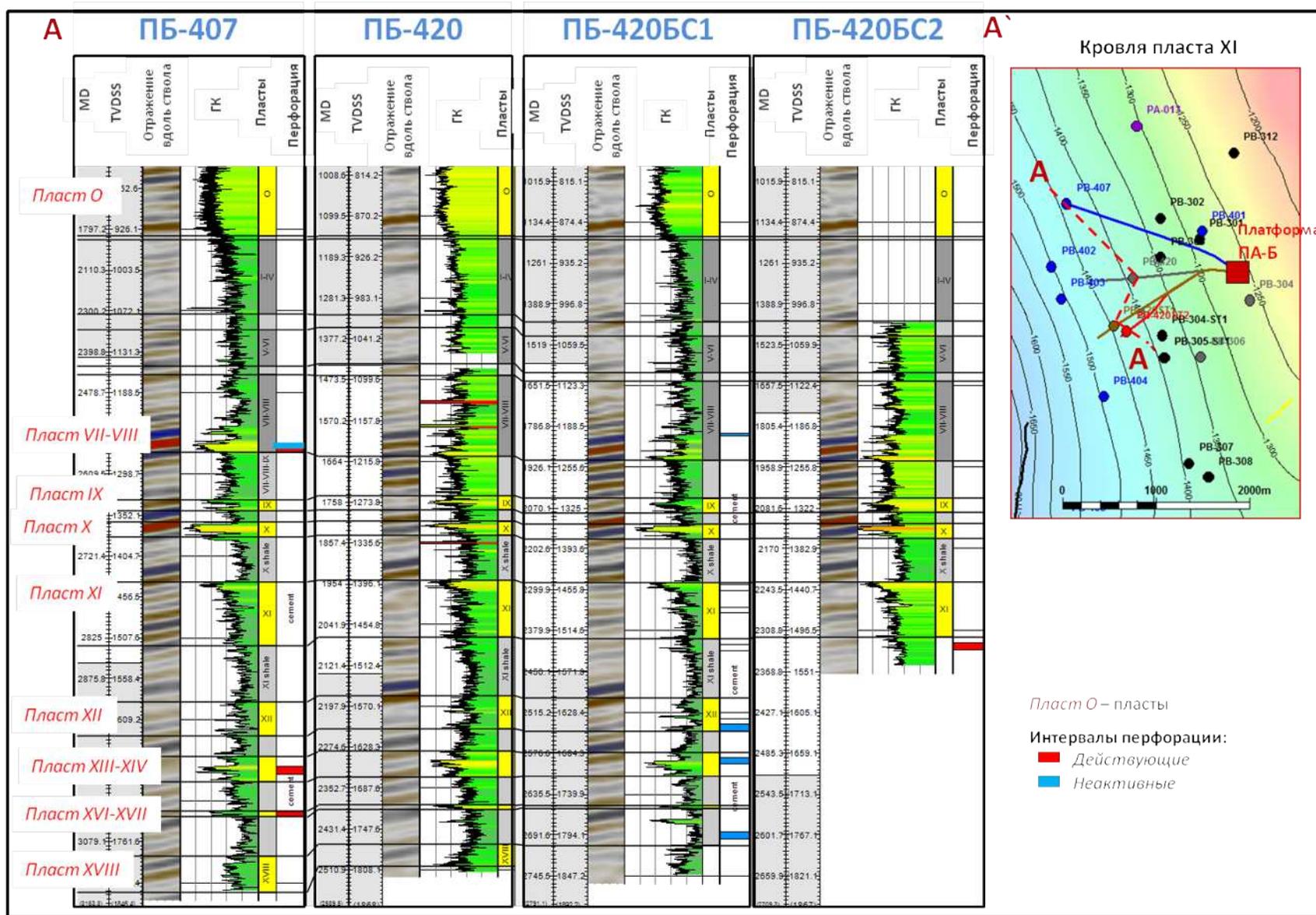


Рис. 8.3 Схема корреляции скважин ПБ-407 и ПБ-420 (БС1 и БС2)

### 8.3.2. Перфорация скважины

В скважине ПБ-420 изначально было проперфорировано два интервала, используемые для закачки отходов бурения - основной (Зона 1, пласты XIII-XIV и XVI-XVII) и резервный (Зона 4, пласты I-IV, V-VI, VII-VIII).

В 2014 году в рамках работы по ЗБС2 для скважины ПБ-420 была произведена перфорация в пласте XI в интервале 2327 – 2337 м по стволу скважины от стола ротора (1512.7–1521.7 м абс. отм.). Для перфорации использовалось перфорационное оборудование фирмы «Schlumberger», спускаемое на каротажном кабеле. Перфорирование было выполнено перфорационными зарядами PowerJet 2906, плотность отверстий 19.7 шт/метр (6 шт/фт), фазировка 60°.

### 8.3.3. Заканчивание скважины

После изоляции основного ствола скважины ПБ-420 с помощью цементной пробки и бурения бокового ствола в скважину был спущен и зацементирован 178 мм хвостовик на подвеске, установленной на глубине 1360.7 м по стволу, башмак которого был установлен на глубине 2370.9 м по стволу.

После завершения перфорационных работ и подъема перфораторов была проведена очистка обсадной колонны скребком. Скребок спускался до глубины 2341 м (по стволу скважины) для очистки скважины и подготовки внутренней части колонны для последующего спуска и посадки пакера.

Компоновка заканчивания была собрана и спущена в скважину 127 мм НКТ, оборудованная воронкой для входа каротажных приборов и пакером 9 5/8" x 5" ХНР. По достижении глубины посадки пакера 1300.6 м (по стволу скважины) был замерен и записан вес колонны при движении вверх и вниз. После установки головки трубной подвески колонны НКТ была произведена ее опрессовка при давлении 34,5 МПа в течение 15 минут. АФН пробка была установлена в соответствующий посадочный ниппель ниже пакера, установка пакера произведена путем постепенного наращивания давления внутри колонны НКТ до 20,7 МПа. По достижении этого давления оно удерживалось в течение 5 минут. Затем была проведена опрессовка колонны НКТ при давлении 34,5 МПа в течение 30 минут, после чего была извлечена пробка.

*Демонтаж противовыбросового оборудования (ПВО) и установка устьевого фонтанного оборудования*

Противовыбросовое оборудование было демонтировано в соответствии с действующей инструкцией и правилами техники безопасности, после чего была произведена очистка области трубной подвески. Фонтанная арматура, после установки была опрессована под давлением 34,5 МПа в течение 30 минут. Схема конструкции

скважины представлена на Рис.8.4. Паспорт скважины ПБ-420 представлен в Текстовом приложении 4 (Том II).

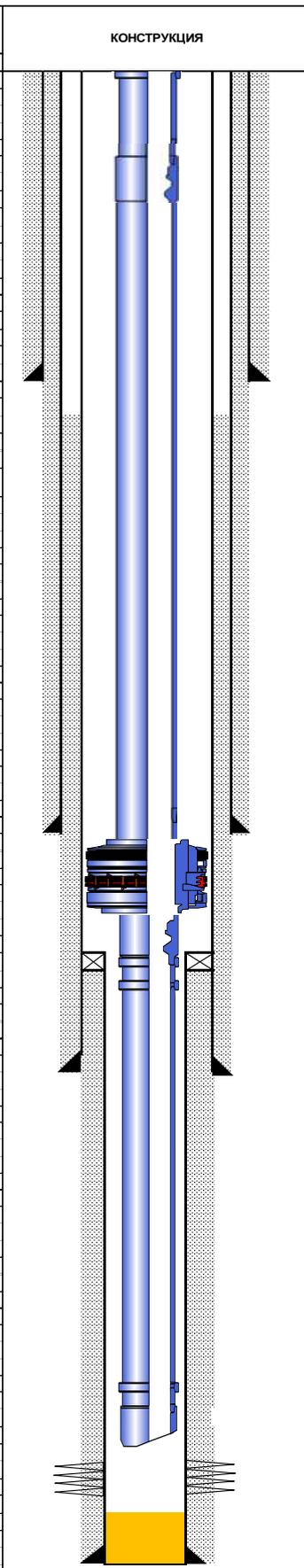
Глубина по стволу скважины м	Глубина по вертикали м	Наклон град.	КОНСТРУКЦИЯ	ОПИСАНИЕ	Макс $\phi$	Мин $\phi$	$\phi$ шаблона
					дюйм	дюйм	дюйм
31.8	31.8	0.0		Подвеска 5" НКТ с профилем 3.937" QN	18.680	3.937	3.932
87.9	87.9	0.0		Посадочный nipple 3.812" AF	5.779	3.812	3.808
699.0	664.3	35.0		Башмак колонны 18-5/8"			
717.0	679.2	35.0		Высота подъема цемента			
894.5	806.5	52.6		Башмак колонны 13-3/8"			
1300.6	1018.2	61.1		Пакер 9-5/8" x 5" ХНР-CTR	8.300	4.024	3.927
1305.9	1020.6	61.2		Посадочный nipple 3,688 BOT AF	5.766	3.688	3.683
1360.7	1047.1	61.2		Верх 7" хвостовика			
2751.8	1917.1			Башмак колонны 9-5/8"			
2304.0	1555.8	28.4		Воронка 5" НКТ	5.972	4.161	3.927
2327.0	1576.4	25.8		Верх перфорации в XI			
2337.0	1585.4	24.7		Низ перфорации в XI			
2343.1	1590.8	23.9		Искусственный забой			
2370.9	1616.7	20.9		Башмак 7" хвостовика			

Рис. 8.4 Схема конструкции скважины ПБ-420

## 8.4. Освоение скважины ПБ-407

### 8.4.1. Зоны размещения отходов бурения и других жидкостей

В пределах разреза, вскрытого скважиной ПБ-407, зоны размещения отходов бурения выбраны аналогично скважине ПБ-420 и представлены в таблице 8.3, схема корреляции - на Рис. 8.3.

Таблица 8.3. Характеристика зон размещения отходов бурения (пласты нутового горизонта сверху вниз) для скважины ПБ-407

Зона	Пласты	Границы пластов
4 резерв.	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники I-IV и V-VI пластов	Сверху - песчаники O Снизу - глины V-VI
3	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники VII-VIII, IX и X пластов	Сверху – глины V-VI Снизу - песчаники XI
2	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники XI и XII пластов	Сверху - глины X Снизу - песчаники XIII-XIV
1	Глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники XIII-XIV и XVI-XVII пластов	Сверху - глины XII Снизу - песчаники XVIII

В скважине были проперфорированы пласты VII-VIII, XIII-XIV и XVI-XVII. Интервалы перфорации указаны на Рис.8.5.

### 8.4.2. Перфорация скважины

В скважине ПБ-407 было проперфорировано три интервала для закачки отходов бурения - пласты XVI-XVIII, XIII-XIV и VII-VIII. Глубины перфораций и коллекторские свойства вскрытых интервалов приведены в Таблице 8.4 ниже.

Вскрытие было выполнено кумулятивными зарядами PowerFlow 4621, НМХ с фазировкой зарядов 120/60°, плотностью 69 отверстий на метр (21 отверстие/фут). Всего использовано 1914 перфорационных зарядов. При этом использовались трубы перфораторов, каждая длиной 6,3 м. Спуск в скважину проводился на бурильных трубах.

Основной зоной закачки являются два нижних пласта. В случае забивки основной зоны, либо же НКТ в ее интервале, возможна дополнительная перфорация вышележащих зон между пластами XIII-XIVи VII-VIII. Перфорации в пласте VII-VIII (расположен выше по стволу скважины) отсечены пакерами и недоступны для закачки.

Таблица 8.2 Данные по перфорации ПБ-407

Пласт	Глубина перфораций, м	Составляющая порода	Категория породы	Пористость, %	Проницаемость по скважинному	Глубины, м
VII-VIII	2565-2577	песчаник	песчаник	24-30	90	2565-2577
XIII-XIV	2985.5 - 2995.5	2 цементированных пропластка, 2 песчаника и 1 глина	песчаник 1	20-23	2	2986-2989.5
	песчаник 2		20-23	17	2991.5-2993.8	
XVI-XVII	3041-3048	2 цементированных пропластка, 2 песчаника и 1 глина	песчаник 1	20-23	2	3042-3044.5
			песчаник 2	20-23	30	3046.5-3047.5

Примечания:

1. Все глубины указаны по стволу скважины от стола ротора.
2. В виду отсутствия калибровочных данных, указанные проницаемости основаны на коэффициентах подвижности, предварительно полученных при проведении испытаний на ПБ-407.

#### 8.4.3. Заканчивание скважины

Спущенная компоновка скважины приведена на (Рис. 8.5). В нее входят: 5 дюймовый НКТ, 2 пакера, забойный датчик давления и температуры, оптоволоконный кабель. Последний будет использоваться для наблюдения за целостностью скважины и локализацией закачки в целевой интервал. Закачка будет вестись в пласты XIII-XIV и XVI-XVII. Пакера отсекают перфорации в вышележащем интервале VII-VII, однако, в отличие от предыдущего снаряжения скважины ПБ-420, интервал VII-VIII более не является доступной резервной зоной закачки. Т.о., при избыточном давлении в открытой зоне закачки, чтобы вскрыть вышележащие интервалы между текущими перфорациями и нижним пакером (глубина - 2589 м по стволу скважины) потребуется применение буровой установки. В случае «забивки» скважины или НКТ ниже нижнего пакера, можно вскрыть (проперфорировать) резервную зону в пластах VII-VIII.

Траектория скважины проходит через глины и песчаники. Скважина была спроектирована специально т.о., чтобы вскрыть домен для захоронения отходов на

максимальном удалении от остальных пильтунских скважин, при минимально возможной длине ствола скважины. В протяженной наклонной секции скважины существует риск выпадения в осадок мех.отложений. Риск осадкообразования максимален перед падением угла ее траектории при входе в интервалы закачки. Это подчеркивает важность поддержания требуемого уровня расхода, а также промывки скважины после прокачки пачек и перед ее остановкой.

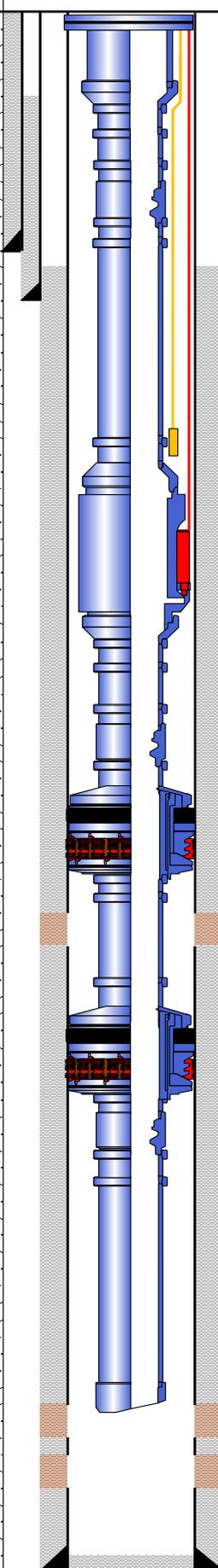
Глубина по стволу скв.	Глубина по вертикали	Наклон °	ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ	Элемент	Мин φ	Макс φ	Проход
					дюйм	дюйм	дюйм
31.8	31.8	0		Подвеска НКТ	4.875	18.500	4.653
						4.670	5.500
37.8	37.8	0		Коннектор 5" x 5-1/2"	4.044	6.156	3.919
110.0	110.0	0		3.812" АФ nipple	3.812	5.750	3.808
739.0	665.5	47		башмак колонны 18-5/8"			
1693.0	964.0	76		высота цементного стакана			
1990.8	1037.1	76		башмак колонны 13-3/8"			
2426.3	1213.0	46		коробка оптоволоконного кабеля			
2429.0	1215.8	46					
2431.2	1217.0	46		5-1/2" забойный датчик	4.813	7.069	4.767
2431.7	1217.1	46			4.044	6.051	3.919
2476.3	1250.0	41		3.750" АФ nipple	3.750	5.750	3.745
2480.4	1253.0	41		ХНР-CTR пакер (середина)	4.034	8.300	3.919
2565.0				перфорации в VII-VIII			
2577.0				перфорации в VII-VIII			
2589.1	1345.0	28		ХНР-CTR пакер (середина)	4.034	8.300	3.919
2594.1	1348.5	28		3.688" АФ nipple	3.688	5.750	3.683
2937.2	1683.7	0		конец НКТ	4.044	5.750	3.919
2985.5				перфорации в XIII-XIV			
2995.5				перфорации в XIII-XIV			
3041.0				перфорации в XVI-XVIII			
3048.0				перфорации в XVI-XVIII			
3119.6	1865.9	0					
3146.5	1892.8	0		башмак колонны 9-5/8"			

Рис. 8.5. Компановка скважины ПБ-407

## 9. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ И ДРУГИХ ЖИДКОСТЕЙ

### 9.1. Насосное и иное оборудование для закачки отходов бурения и других жидкостей

Используемое оборудование предназначено для доведения шлама до требуемого размера частиц и приготовления пульпы в соответствии с приведенными ниже спецификациями (Рис. 9.1).

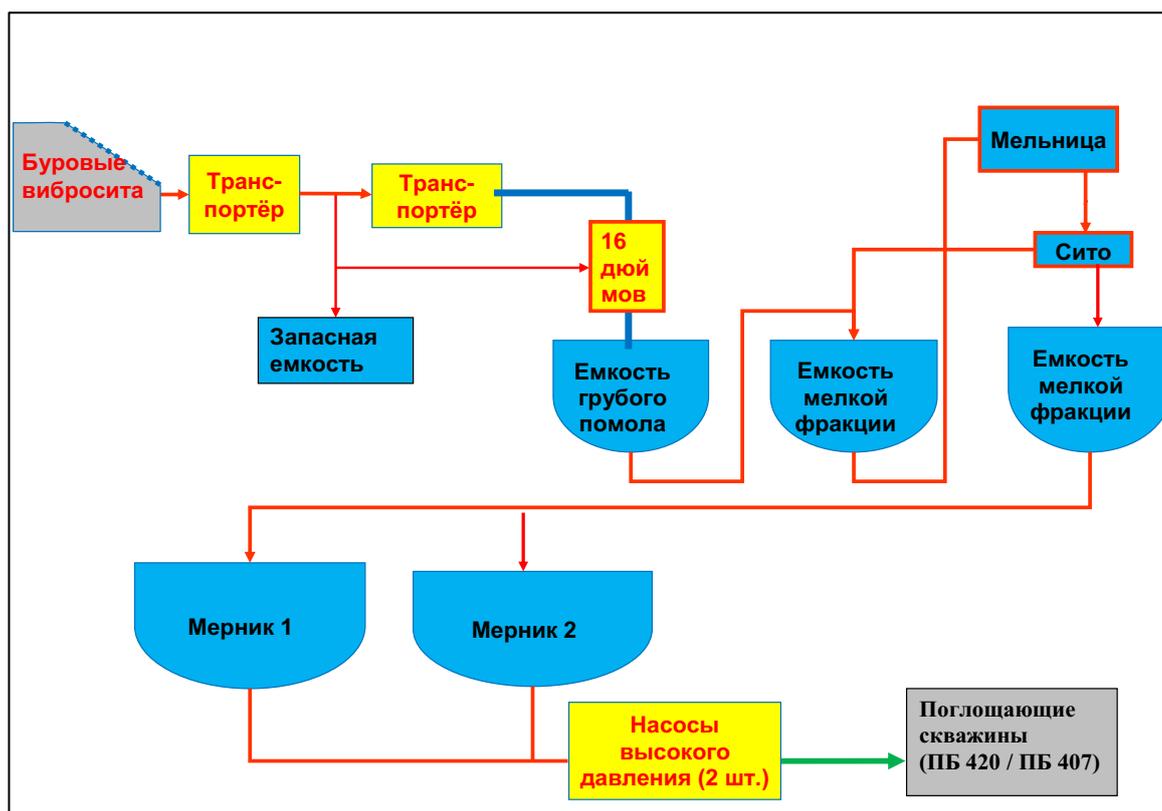


Рис. 9.1 Схема размещения и взаимодействия основных узлов оборудования для закачки

### 9.2. Процесс подготовки и закачки отходов

Поверхностный комплекс системы подготовки и удаления отходов бурения обеспечивает сбор и подготовку к закачке шламов выбуренных пород и других технологических жидкостей, контроль их свойств, нагнетание подготовленных пульпообразных отходов в скважину, контроль и регулирование режимов нагнетания. Технические характеристики оборудования соответствуют объемам и режимам образования и удаления отходов, Табличное приложение 8.

В соответствии с техническим проектом, подготовленные к закачке пульпообразные отходы бурения должны обладать следующими свойствами:

- плотность до 1,13 – 1,3 г/см<sup>3</sup>;
- вязкость 60 - 100 сек/л по воронке Марша (90 сек/л для пульпообразных отходов, 100 сек/л для буферных жидкостей);
- время сохранения гомогенности пульпы (до начала образования осадка крупных частиц) не менее 6 часов;
- содержание твёрдой фазы 10 – 40 % в зависимости от ее состава и при условии выполнения требований по плотности и сохранения стабильности (исторически содержание твердой фазы было в пределах до 20%, при этом достигалась максимальная плотность 1,3 г/см<sup>3</sup>);
- размер твёрдых частиц шламов выбуренных пород должны быть не более 50 меш (500 микрон). Фактический размер твёрдых частиц не более 40 меш (380 микрон), что отражено в «Руководстве по эксплуатации: подготовка шламовой пульпы и операции по закачке буровых отходов».

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 MEX-VIS L. При нагнетании морской воды в неё вводится антиокислитель и биоцид. Следует отметить, что подрядная организация «АКРОС» после начала работ, в феврале 2019г., на данном проекте выступила с инициативой замещения импортируемых материалов на российские аналоги. Российский модификатор реологии MEX-VIS L прошел лабораторные испытания, показав более высокую эффективность, и на сегодняшний день успешно применяется на месторождениях Компании с середины 2020г. В настоящий момент ведется опытно-промышленное испытание модификатора реологии российского производства, пришедшего на замену продуктов Flowzan и BARAZAN L, ранее импортируемыми другими поставщиками услуг. По предварительной оценке, российский аналог модификатора реологии не только является менее затратным по себестоимости, но и показывает более высокую эффективность, что снижает объем его потребления для поддержания требуемых реологических параметров.

Система подготовки и нагнетания отходов бурения через поглощающие скважины ПБ-407 и ПБ-420 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 одну из скважин. 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 спуск и крепление очередной колонны.

Предварительная подготовка шлама осуществляется в системе циркуляции бурового раствора. Буровой шлам, отделяемый от бурового раствора на виброситах, поступает с последнего скребкового конвейера под действием силы тяжести в емкость для крупных фракций породы. В этой емкости частицы шлама смешиваются с морской водой или нефтесодержащими стоками до консистенции, необходимой для образования пульпообразного состава. Этот состав затем подается для дальнейшей обработки в емкость для мелких фракций породы. Жидкость из буровых отходов является основной жидкостью, используемой для приготовления пульпообразного состава, но, с другой стороны, вместо нее может использоваться и морская вода в зависимости от количества имеющегося объема загрязненной нефтесодержащими стоками воды. Основная задача при этом состоит в том, чтобы поддерживать уровень жидкости в емкости для стоков буровых жидкостей на максимально низком уровне.

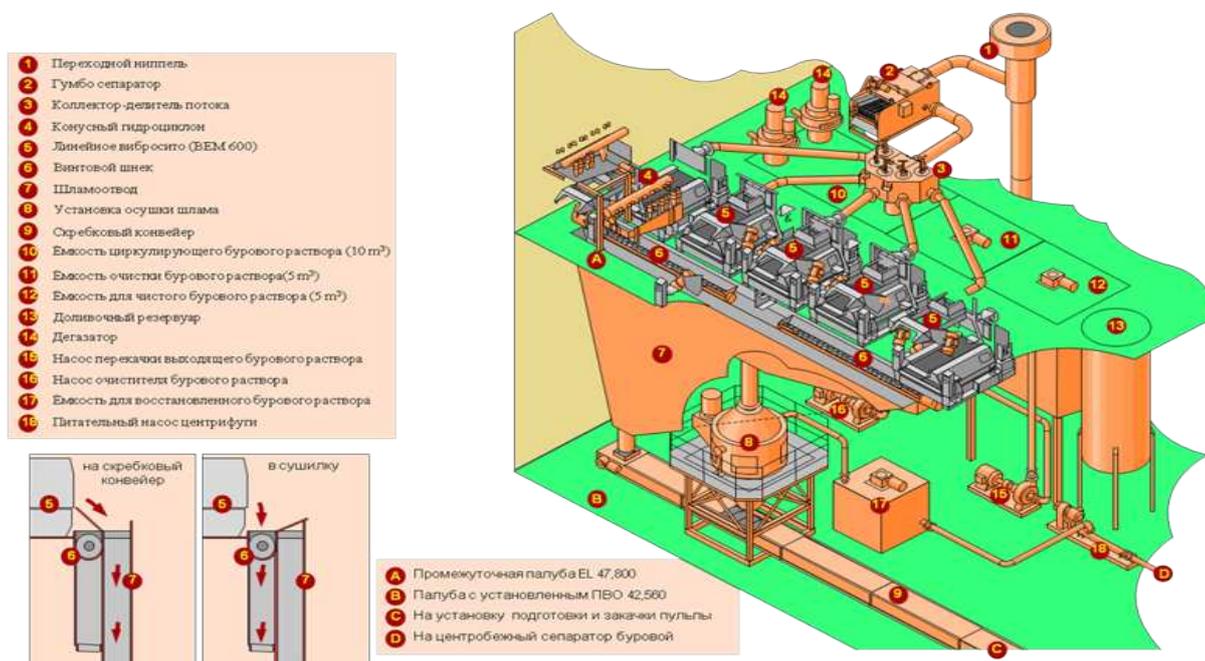


Рис. 9.2 Схема процесса сепарации и транспортировки шлама

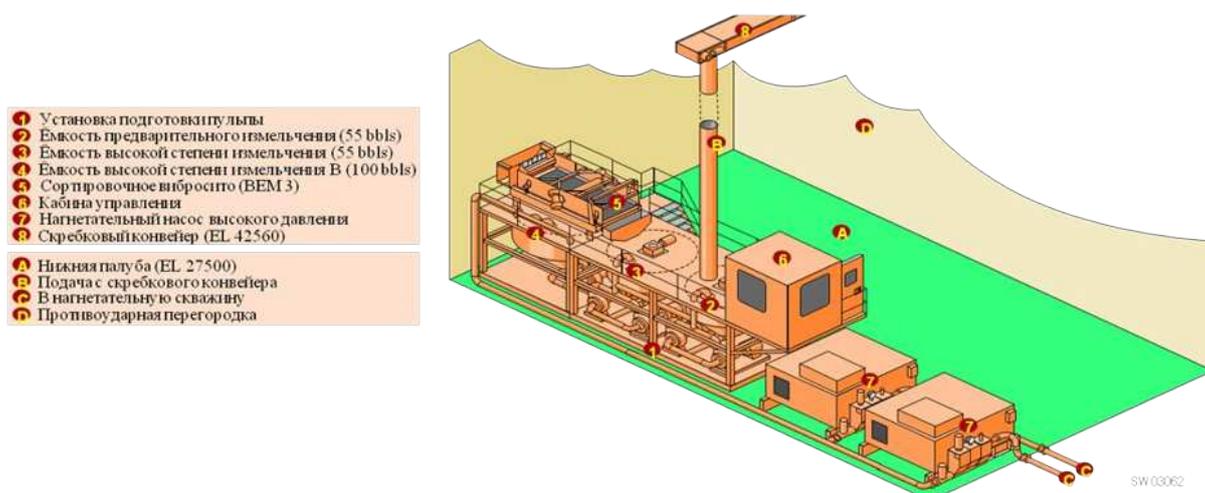


Рис. 9.3 Установка подготовки и закачки шлама

После того, как буровые шламы перемалываются до такой степени, что из них образуется пульпообразный раствор, он подается в дозировочную емкость для мелких фракций через сортировочный грохот, на котором отделяются частицы фракций максимального размера. Сортировочный грохот используется для разделения мелких и крупных фракций твердых частиц, и крупные частицы направляются обратно в емкость для мелких фракций (напрямую или через дробильную установку) для дальнейшей обработки. Мелкие фракции шламов поступают под действием силы тяжести в дозировочную емкость мелких фракций и затем – в сборный резервуар системы закачки буровых шламов.

Поступивший в сборный резервуар пульпообразный раствор непрерывно пропускается через циркуляционную систему, чтобы поддерживать частицы в суспензии во взвешенном состоянии. Раствор затем поступает на закачку в утилизационную скважину с использованием нагнетательных насосов высокого давления.

## **10. СВЕДЕНИЯ О СОСТАВЕ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ И ДРУГИХ ЖИДКОСТЕЙ И ИХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКЕ ДЛЯ ЗАКАЧКИ В ПОГЛОЩАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ**

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, вещества, образующиеся на платформе ПА-Б при подготовке продукции скважин и её дальнейшей транспортировке, а также бытовые отходы от прачки.

К отходам бурения относятся следующие типы жидкостей: пульпа бурового шлама, отработанные буровые растворы на водной и нефтяной основах, незатвердевший цементный раствор, 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, морская вода, консервационная жидкость, жидкость освоения, жидкость для заканчивания скважин, дренажные воды, другие жидкости (пластовая вода и другие жидкости).

Принимая во внимание перечень и состав закачиваемых флюидов, а также комплекс геологических и технико-технологических условий, 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 в случае разведки и добычи углеводородного сырья с размещением в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд, регулируются законодательством о недрах, но размещаются в глубоких горизонтах недр совместно с отходами бурения и учитываются как единый объём. Ниже представлено подробное описание закачиваемых флюидов.

### **10.1. Отходы бурения**

#### **10.1.1. Пульпа бурового шлама**

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

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

- избежать седиментации шлама в колонне (поддержание шлама в пульпе 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 м<sup>3</sup>/мин);
- иметь достаточный запас свободной жидкости в шламодержащей пульпе, чтобы с учетом фильтрационных потерь при развитии трещины, остаточная пульпа, имеющая в качестве несущей пульпообразующей жидкости линейно-полимерный гель МЕХ-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/см<sup>3</sup> при условии нахождения пульпы в стволе скважины не более 4 часов. Дальнейшее увеличение плотности пульпы (свыше 1,3 г/см<sup>3</sup>) 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.

В целях предотвращения замерзания жидкости в поверхностных технологических линиях и фонтанной арматуре скважины, в холодное время года в поток добавляют 1-2 м<sup>3</sup> базового масла, которое используется для приготовления бурового раствора.

#### **10.1.2. 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.

#### **10.1.3. Незатвердевший цементный раствор**

При закачке незатвердевшего цементного 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:

- 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/м<sup>3</sup>.
- 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/см<sup>3</sup>. 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.

#### **10.1.4. 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<sup>0</sup>C, чтобы предотвратить замерзание.

### **10.2. Попутные воды и воды, использованные для собственных производственных и технологических нужд**

К водам, использованным для собственных производственных и технологических нужд, при разведке и добыче углеводородного сырья (далее – технологические жидкости) относятся жидкости, которые не предполагают их дальнейшего использования и требуют определенной реагентной обработки для закачки в поглощающий пласт, в соответствии с требованиями технического проекта.

При присутствии в технологических жидкостях повышенного содержания твёрдой фазы >1% или наличия повышенного содержания УВ, жидкость должна загущаться линейно-полимерным гелем MEX-VIS L вязкостью до 60 сек/л

### **10.2.1. Растворы для заканчивания скважи,**

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.

### **10.2.2. Жидкости освоения скважины**

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

### **10.2.3. Дренажные стоки платформы (сточные воды)**

Единственный путь размещения дренажных стоков платформы (которые могут включать технологические стоки, загрязненные углеводородами) это закрытая дренажная система платформы и резервуар для опасных стоков Т-2206. Дренажные стоки платформы используются в качестве жидкого компонента смеси при приготовлении пульпообразного раствора. Если объемы дренажных стоков превышают вместимость резервуаров для их хранения, то производится их закачка через скважину как отдельная порция жидких отходов (дренажные стоки/сточные воды).

*Система размыва песка:* песок, накапливаемый в системе отстойников на платформе ПА-Б, после предварительной обработки и превращения в пульпообразный раствор, закачивается в пласт в соответствии со стандартной процедурой, применяемой в отношении размещения шламового раствора. Жидкость после размыва песка в сосудах, содержащая мелкую фракцию твердых частиц до 1%, может использоваться для приготовления шламовой пульпы или же закачиваться отдельной порцией. В случае закачки отдельно, рекомендовано загущать жидкость с помощью загустителя MEX-VIS L до 60 сек/л перед закачкой.

*Бытовые сточные воды:* при необходимости могут быть направлены в систему закачки буровых отходов, при условии, что они не содержат органику в своём составе.

### **10.2.4. Попутная вода**

Попутная вода получается в результате сепарации добытой пластовой жидкости и содержит углеводороды в своем составе. Кроме того, имеется незначительное содержание

БТЭК (Таблица 10.1) и других примесей (Таблица 10.2). Дополнительно с попутной водой могут сепарироваться полимеры, используемые при заканчивании скважины, и эмульсии, образующиеся во время освоения скважины. В результате проведенного анализа исторических данных закачек за 2014-2019гг. компанией АКРОС было отмечено, что попутная вода негативно влияет на приемистость поглощающих скважин из-за того, что данная жидкость в своём составе содержит УВ и при смешивании с пластовым флюидом склона к образованию вторичных эмульсий, которые значительно ограничивают фильтрацию жидкости в пласт. В связи с этим закачка попутной воды была приостановлена в ноябре 2019 г. за исключением кратковременных закачек во время освоения скважины или очистки скважины после проведения обработок от солеотложений. Объём закачки не должен превышать 100 м<sup>3</sup> за одну очистку или обработку. При обнаружении признаков ухудшения приёмистости скважины закачка попутной воды должна быть прекращена до полного восстановления приемистости.

Таблица 10.1 Содержание бензола, толуола, этилбензола, п-, м- и о-ксилола в подтоварной воде

Компонент	Образец подтоварной воды	
	ПА-Б	ПА-А (Моликпак)
бензол	266.4 ± 6.4	27.2 ± 2.2
толуол	242.1 ± 8.3	18.1 ± 1.7
этилбензол	5.8 ± 0.5	Не обнаружен
м- и п- килол	36.5 ± 2.7	5.9 ± 0.5
о-ксилол	6.9 ± 1.1	1.2 ± 0.3

Примечание: в таблице приведены средние трех определений ± стандартное отклонение

Таблица 10.2. Результаты анализа морской и подтоварной воды с платформы

## ПА-Б

№ п/п	Показатель/элемент/соединение	Образец	
		Морская вода Sea water lift pump	Подтоварная вода Coaleser water outlet 002-SC-208
1	Плотность, г/л	1,035	1,023
2	Содержание механических примесей, %	отсутствуют	0,0091
3	pH	6,8	7,4
4	Удельная электропроводность, мСм/см	49,0	36,1
5	Общая минерализация (содержание сухого остатка), %	3,76	2,44
		38,9	25,0
6	Концентрация ионов металлов, мг/л	Na	8848
		K	286
		Mg	115
		Ca	275
		Sr	23,2
		Ba	15,9
		Fe	0,31
7	Концентрация ионов аммония, мг/л	0	8,6
8	Концентрация анионов, мг/л	Cl <sup>-</sup>	13070
		SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	22
		NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,29
		PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup>	< 0,2
9	Общая щелочность как HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , мг/л	166,1	630,8
10	Жирные кислоты как CH <sub>3</sub> COOH, мг/л	57,1	366,8
11	Концентрации низших жирных кислот, мг/л	уксусная	231
		пропионовая	46,0
		масляная	9,2
		изовалериановая	7,4
		капроновая	15,1

**10.2.5. Технологические жидкости, используемые в процессе закачек**

К таким технологическим жидкостям относятся жидкости, которые не являются отходами, но которые требуют определенной обработки для закачки в ствол скважины в соответствии с требованиями технического проекта, а именно:

- **Высоковязкая буферная жидкость:** морская вода с загустителем используется для разделения различных закачиваемых жидкостей, при этом ее вязкость аналогична степени вязкости пульпообразного раствора. 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 100 сек/л. Плотность и вязкость жидкости должны измеряться и регистрироваться перед закачкой каждой из порций данной жидкости. Минимальный объем высоковязкой буферной жидкости составляет 5 м<sup>3</sup>.

- **Продавочная жидкость (обработанная морская вода):** ингибированная морская вода используется для продавливания жидкостей в пласт, с ее помощью с поверхности оборудования и трубопроводов системы для закачки отходов, из ствола скважины и призабойной зоны на глубине перфорации удаляются любые загрязнения.

- **Эмульсионные жидкости:** используются для консервации скважин/призабойной зоны в случае, если закачки в ствол скважины/призабойную зону

приостанавливается на несколько месяцев. Плотность эмульсионной 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.

## 11. АППАРАТУРА И ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДОВ И ОБЪЕМОВ ОТХОДОВ

### 11.1. Учёт закачиваемых отходов – расходы и объёмы закачек

Учет расходов и суммарных объемов осуществляется расходомерами, установленными на выкиде насосов высокого давления (Рис. 11.1) и в контрольных целях дублируется учетом количества обращений поршней-толкателей насосов высокого давления.

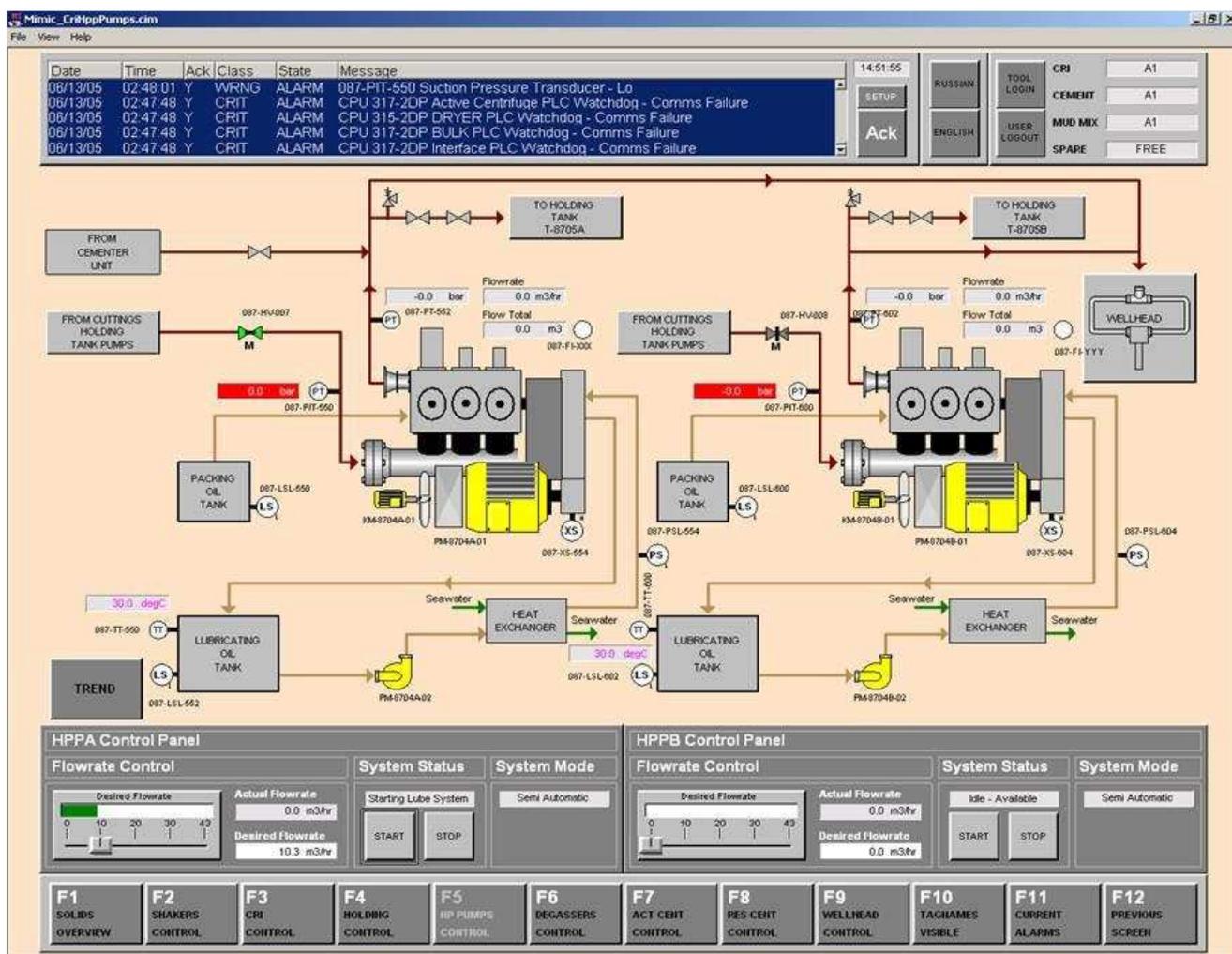


Рис. 11.1 Пример экрана системы управления модулем размещения отходов

Все параметры работы оборудования, используемого для утилизации отходов бурения и других жидкостей, включая данные по расходу и давлениям, выводятся системой контроля. Эти данные (включая давления и расходы при закачках) контролируются непосредственно персоналом модуля утилизации отходов бурения, а также передаются в систему “PI”, где доступны для локального и удаленного мониторинга в режиме реального времени. Система также предоставляет возможность доступа к архивным данным и отображения таковых в графическом и численном виде (Рис.11.2).

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.

Функционал данной системы включает аудиовизуальное уведомление оператора установки и дежурного контрольно-диспетчерского пульта на платформе при отклонении какого-либо параметра за пределы нормальных значений.

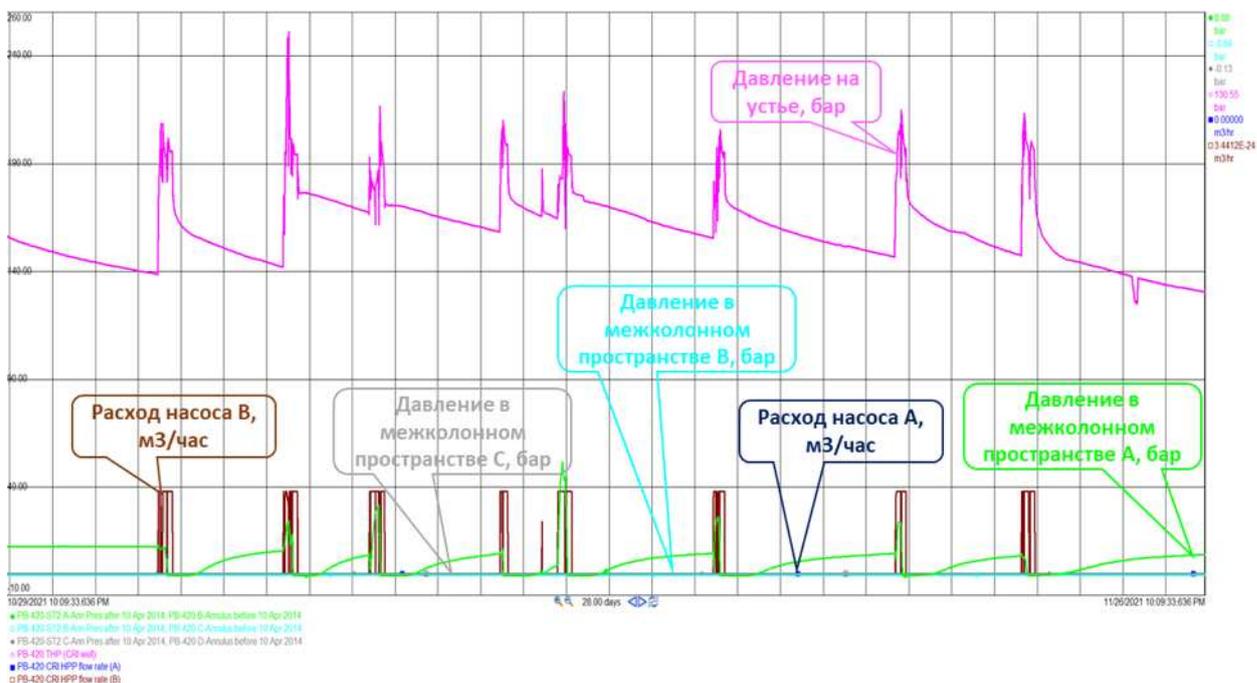


Рис. 11.2 Пример предоставления данных расходов и давлений при утилизации отходов

## 11.2. Определение реологических характеристик

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

- воронка Марша для определения вязкости;
- вискозиметр Fann 36;
- весы лабораторные;
- плотномер;
- Вспомогательное оборудование – реторты, мензурки, водяная баня, и т.д.

Измерения, проведенные с обозначенным 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 не-ньютоновских жидкостей: типов использованных буровых растворов и технологических жидкостей, загущенных полимерами.

## **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**

В соответствии с требованиями законодательства, Компания приняла на себя обязательства по экологически безопасному ведению работ в ходе строительства скважин и освоения Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения. Компанией разработан данный проект «Дополнение к техническому проекту...»; ранее были разработаны и утверждены предшествующие проекты и уточнения размещения (закачки) отходов бурения и других жидкостей в пластах горных пород в пределах Горного отвода освоения Пильтунского участка. «Технический проект и технологическая схема с этапом опытных работ удаления отходов бурения скважин на платформе ПА-Б Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения, 2005 г.» [8] послужил основой для получения лицензии ШОМ №14118 ЗЭ [2] на использование недр Пильтунского участка для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для размещения отходов бурения.

В первом квартале 2020 года Компанией подготовлен и согласован в Территориальном агентстве по недропользованию по Сахалинской области обновленный «План мониторинга закачки отходов бурения и других жидкостей на Пильтунском участке» (письмо Сахалиннедра о согласовании от 13.05.2020 №10-37/347). [70]

«План мониторинга закачки отходов бурения на Пильтунском участке...» соответствует проектным решениям Дополнения к техпроекту [66], и требованиям действующей лицензии на всех стадиях реализации проекта строительства и эксплуатации подземного сооружения для размещения отходов бурения и технологических жидкостей, образование которых ожидается в ходе нормальной эксплуатации Пильтунской платформы.

Для добычи нефти с Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения непрерывный процесс бурения скважин и ввод их в эксплуатацию является необычайно важным. В соответствии с утвержденной проектной документацией, размещение отходов бурения и других жидкостей осуществляется через поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407, построенные 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 Пильтунского участка для строительства и эксплуатации подземных сооружений при достижении технико-экономических задач Компании.

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

- Демонстрация выполнения обязательств Компанией в соответствии с требованиями существующей лицензии на закачку 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;

- Составление отчетности в соответствии с требованиями существующей лицензии на закачку буровых отходов;

- Распределения обязанностей и ответственности мониторинга закачки отходов бурения.

## **12.2. Мероприятия по мониторингу**

В процессе бурения скважин ПБ-420 и ПБ-407 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.

## **12.3. Контроль процесса закачки буровых отходов в глубокие горизонты недр**

План мониторинга размещения отходов бурения соответствует проектным

решениям технического проекта и требованиям действующей лицензии на всех стадиях реализации проекта строительства и эксплуатации подземного сооружения для размещения отходов бурения и технологических жидкостей, образование которых ожидается в ходе нормальной эксплуатации Пильтунской платформы.

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

- контроль распространения подземной области размещения отходов 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 полигона захоронения отходов бурения, 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 своевременный переход к закачке в резервный интервал, сравнение запланированных и фактических объемов размещения отходов бурения по каждой пробуренной эксплуатационной скважине;
- уточнение объемов буровых отходов, подлежащих размещению в следующем году и на оставшийся период эксплуатации участка;
- сбор информации об области размещения отходов, составление отчетности о суммарном объеме размещения отходов бурения 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 право пользования недрами для осуществления разработки (разведки и добычи) углеводородов пределах Пильтун-Астохского лицензионного участка (лицензия ШОМ 10409 НР, выдана 20.05.1996 г.) и лицензией на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения (лицензия № 14118

ЗЭ, выдана 18.06.2007 г.), Компания предоставляет в надзорные органы РФ ежегодные информационные отчёты, в которые включаются результаты всех видов работ по геологическому доизучению, результаты опытно-промышленных работ и мониторинга размещения отходов бурения и других жидкостей.

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

#### **12.4. Программа суточного мониторинга**

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

После того, как закачан объем объединенной пачки отходов бурения, закачка приостанавливается на период смыкания трещины. В течение этого периода основная задача наблюдений за давлением заключается в том, чтобы убедиться в смыкании трещины. После остановки скважины в автоматическом режиме проводится запись кривой падения давления (КПД). Данные КПД анализируются для получения информации о протяженности образовавшейся трещины.

Данные размещения пачек отходов бурения через специальные поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407 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, температуры, объемных соотношений жидкой и твердой фазы пульпы. Кроме этого, в “Суточный отчет о закачке отходов бурения” также включены следующие сведения:

- Проходка (длина пробуренного участка) в течение последних 24 часов;
- Объем жидкости, закаченной через скважины в течение последних 24 часов;
- Скорость закачки;
- Давление нагнетания начала и конца закачки каждой пачки;
- Наименование и объем хим. реагентов, использованных для производства нагнетаемых жидкостей, таких как раскислители, загустители и антисептики;
- Суммарные объемы жидкостей, которые были закачаны с начала бурения секции ствола скважины.

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”.

### **12.5. Ежегодный анализ мероприятий по мониторингу**

Ежегодный обзор мероприятий по мониторингу включает в себя:

- Документально подтвержденную информацию о локализации области размещения отходов за год;
- Суммарные объемы закачки отходов в течение года и накопленные с момента начала работ (с 2008 года);
- Сравнение запланированных и фактических объемов закачки отходов по каждой пробуренной скважине;
- Уточнение объемов отходов бурения, подлежащих закачке в следующем году и на оставшийся период эксплуатации месторождения;
- Оценка емкости области (домена) размещения отходов;
- Уточнение требований, графика работ и планирования работ по скважинам ПБ-420 и ПБ-407;
- Анализ эффективности мероприятий по мониторингу и необходимости проведения дополнительных мероприятий.

### **12.6. Сейсмический / геодинамический мониторинг**

Компанией разработана стратегия геодинамического мониторинга, которая 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 сейсмогеологической обстановки», документ № 1000-S-90-01-R-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 Площадки

морского нефтеналивного комплекса (ТОН) и завода СПГ в заливе Анива, расстояние между которыми более 800 км. Проект «Сахалин-2» разработан с учетом противостояния колебаниям земной поверхности при землетрясении и динамическому смещению земной коры согласно проектным критериям сейсмичности. Проектные критерии сейсмичности рассчитывались для производственных объектов и других вспомогательных инфраструктур.

Требования строительных норм и правил (СП 47.13330.2016, СНиП 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, 2003 года, и "Главгосэкспертизы", Компанией выполнены следующие мероприятия, относящиеся проведения 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

сейсмогеологической 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 28.11.2007 г.](#)).

В проектах всех трех морских эксплуатационных сооружений учтено воздействие сейсмической активности в Сахалинской области по критериям, разработанным совместно российскими и зарубежными консультантами. Строительство всех объектов велось с учётом максимальной силы подземных толчков (СПТ), соответствующей упомянутым выше уровням землетрясений – проектных землетрясений (ПЗ) и максимально возможных землетрясений (МВЗ).

### **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» Компания 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 использованием недр и размещении буровых отходов и других жидкостей.
12. Учёт остаточной ёмкости 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.

Компания обеспечивает режим рационального использования недр в строгом соответствии с утвержденными проектными документами на разработку месторождений и размещение отходов бурения, 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 попутных вод 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 береговом предприятии – Заводе подготовки сыпучих материалов и приготовления 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 размещения отходов 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 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 других жидкостей, оценки распространения трещин и их возможных пересечений с существующими тектоническими нарушениями, была проведена симуляция распространения гидравлической трещины и математическое моделирование. 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 геозкологической 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-Б установлена в Охотском море на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения.

Координаты платформы ПА-Б– 52°55'59.77" с.ш., 143°29'51.96" в.д.

Глубина моря в месте установки платформы составляет 32 м. Минимальное расстояние от платформы до берега о. Сахалин – 13 км. Ближайшие населенные пункты – поселки Тунгор и Чайво, расположены в 65 км и к северо-западу, и в 68 км к юго-западу от платформы, соответственно; 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  $48^{\circ}\text{C}$  (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 Пильгун-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 00С до -1,50С 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 14-160С). Промежуточная холодная водная масса в рассматриваемом районе от весны к осени также становится теплее, но лишь на 1-1,50С 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 ( $h_s$ ) 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-Б проводятся в рамках реализации программы производственного экологического мониторинга потенциального воздействия платформы ПА-Б, 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-Б, выполненного в сентябре 2020 г. в районе платформы «ПА-Б».

#### **14.1.1. Гидрохимическая характеристика морской воды**

Данные STD зондирования в 2020 году не выявили значительных аномалии температурного режима и солености морских вод в районе платформы ПА-Б.

В целом для исследуемого участка акватории температурный фон поверхностного слоя морской воды в сентябре 2020 года был ниже средних многолетних значений, отклонение от среднего многолетнего значения достигало 4,5 °С. В придонном слое температура была близка к среднему многолетнему значению.

Соленость на всей акватории распределялась равномерно, увеличиваясь от 25,61 ‰ на поверхности до 32,33 ‰ в придонном слое.

### **14.1.2. Нефтепродукты**

В 2020 году концентрации нефтепродуктов в морской воде в районе размещения платформы ПА Б не обнаружены. Все измеренные значения были ниже предела обнаружения метода – менее 0,020 мг/дм<sup>3</sup>.

Сравнительный анализ результатов ПЭК в 2016-2020 гг. показал, что все измеренные в этот период концентрации нефтепродуктов в морской воде были очень низкими, не превышающими предел обнаружения метода (менее 0,020 мг/дм<sup>3</sup>). Единственная за период 2016-2020 гг. концентрация нефтепродуктов, превышающая предел обнаружения метода, зафиксирована в контрольном створе В2-1 (0,025 мг/дм<sup>3</sup>) в 2018 году. Это значение в 1,2 раза ниже фона (0,030 мг/дм<sup>3</sup>) и в 2 раза ниже норматива ПДК рыб.хоз. (0,05 мг/дм<sup>3</sup>).

Таким образом, морская вода в исследуемом районе платформы ПА-Б нефтепродуктами не загрязнена.

### **14.1.3. Фенол**

В 2020 году концентрации фенола в морской воде в районе размещения платформы ПА Б находились в узком диапазоне от менее 0,0005 мг/дм<sup>3</sup> до 0,0005 мг/дм<sup>3</sup>.

Сравнительный анализ результатов 2016-2020 гг. показал, что концентрации фенола в морской воде наибольшими были в 2016 году, при этом максимальное значение (0,0009 мг/дм<sup>3</sup>) было ниже ПДК в 1,1 раза.

Таким образом, морская вода в исследуемом районе платформы ПА Б не загрязнена фенолом.

### **14.1.4. Анионные синтетические поверхностно-активные вещества (АСПАВ)**

В 2020 году концентрации АСПАВ изменялись от менее 0,010 мг/дм<sup>3</sup> до 0,025 мг/дм<sup>3</sup>. Наибольшая концентрация (0,025 мг/дм<sup>3</sup>) отмечалась в кон-трольном створе В2-1; наименьшая (менее 0,010 мг/дм<sup>3</sup>) – в контрольном створе В2-3.

В 2016-2020 гг. концентрации АСПАВ в морской воде наибольшими были в 2016 и 2018 гг. Максимальная концентрация отмечалась в 2016 году в контрольном створе В2-3 (0,046 мг/дм<sup>3</sup>). Это значение в 2,2 раза ниже норматива, установленного для рыбохозяйственных водоемов (0,1 мг/дм<sup>3</sup>). Диапазон изменчивости концентраций АПАВ в 2016 году составил 0,013 ÷ 0,046 мг/дм<sup>3</sup>.

Концентрации АСПАВ, измеренные в 2020 году, не превысили уровень значений, измеренных в 2016 и 2018 гг. Средняя концентрация АПАВ в 2020 году составила 0,016 мг/дм<sup>3</sup> и была ниже аналогичной характеристики в 2016 году (0,026 мг/дм<sup>3</sup>) и в 2018 году (0,024 мг/дм<sup>3</sup>).

Все концентрации АСПАВ, измеренные в 2016-2020 гг. были значительно ниже норматива (0,1 мг/дм<sup>3</sup>).

Таким образом, анализ межгодовой изменчивости концентраций АСПАВ в мор-ской воде не выявил ее загрязнение поверхностно-активными веществами в рай-оне платформы ПА Б.

#### **14.1.5. Фитопланктон**

Всего идентифицировано 93 вида микроводорослей, основу которых составляли динофитовые и диатомовые водоросли, которые в сумме составляли 87% от общего числа видов;

Величины биомассы и численности водорослей составили 481.0 мг/м<sup>3</sup> и 149 493.8 кл/л, соответственно;

Максимальные значения биомассы (1 613.1 мг/м<sup>3</sup>) и численности (414 400 кл/л) микроводорослей отмечены на расстоянии 250 м от платформы;

Развитие фитоценоза в 2020 году более интенсивным, чем в предыдущие годы (2018—2019 гг.), отличалось высокими значениями биомассы и численности и соответствовало таковому, зарегистрированному в начале 21 столетия.

Таким образом, результаты исследования структуры фитопланктона, выполненные на акватории в районе платформы ПА Б в 2020 году, свидетельствуют о стабильном состоянии, типичном для акватории северо-восточного шельфа Сахалина.

#### **14.1.6. Зоопланктон**

Наблюдения в 2020 г. были выполнены в период активного развития сообщества зоопланктона на акватории северо-восточного шельфа Сахалина.

Результаты исследования показали, что видовой состав и количественные показатели зоопланктона были типичными для района исследований в осенний период;

Значения биомассы и численности были достаточно высоки (492,3 мг/м<sup>3</sup> и 8750,2 экз/м<sup>3</sup> соответственно), а видовой состав – разнообразен;

В целом состояние зооценоза в районе платформы оценено как благополучное.

Таким образом, результаты исследований зоопланктона, выполненные в районе платформы ПА Б в 2020 году, подтвердили стабильное состояние, типичное для акватории северо-восточного шельфа Сахалина.

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

Размещение буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения осуществляется с платформы ПА-Б, которая оснащена современным основным и вспомогательным оборудованием для качественной подготовки и закачки отходов, средствами механизации, автоматизации и

контроля технологических процессов, удовлетворяет требованиям техники безопасности и противопожарной безопасности, требованиям охраны окружающей природной среды.

Источниками воздействия на окружающую среду при захоронении буровых отходов и других жидкостей в глубоких горизонтах недр на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения являются:

- подземные сооружения (поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407) и поглощающие пласты для промышленного захоронения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского месторождения;
- отходы бурения и другие жидкости, предназначенные для захоронения в глубоких горизонтах недр через поглощающие скважины;
- система подготовки, отведения и закачки отходов бурения и других жидкостей в глубокие горизонты недр.

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

- Воздействие на подземные воды. Основные виды воздействия на подземные воды при размещении отходов бурения и других жидкостей в поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407 заключаются в:
  - возможной перестройке гидродинамической структуры водоносных горизонтов;
  - изменении 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-Б в процессе подготовки и закачки отходов бурения и технологических жидкостей в поглощающую скважину ПА-Б;
  - 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 в поглощающую скважину 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 эксплуатации подземных сооружений в целях размещения буровых отходов на Пильтунском участке, предусматриваются следующие мероприятия:

- согласованный в разрешительных документах режим водозабора и использования морских вод;
- водозаборы морской воды оборудованы рыбозащитными устройствами (РЗУ);
- устройство герметичных систем, емкостей, контейнеров для сбора всех видов загрязненных стоков;
- установка специальных поддонов в местах возможных утечек и проливов горюче-

- смазочных материалов, буровых, тампонажных и других растворов;
- обеспечение соблюдения нормативов качества и ПДК в контрольном створе проведением очистки сточных вод, их контроля качества, учета их объема перед сбросом в водный объект;
  - работа системы приготовления и сепарации (очистки) буровых растворов ведется в замкнутом цикле, что позволяет снизить объемы морской воды, необходимой для приготовления растворов;
  - сбор осадков бурового раствора, буровых сточных вод, бурового шлама и других стоков бурового комплекса в специальные емкости и последующая закачка отходов бурения в глубоководные горизонты;
  - наличие очистных сооружений биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод с дополнительным обеззараживанием стоков ультрафиолетом для снижения концентраций загрязняющих веществ в сбрасываемых водах;
  - сбросы сточных вод с платформы ПА-Б в морскую среду регламентированы нормами нормативно допустимых сбросов (НДС) и осуществляются на основании действующего Решения;
  - все резервуары сбора и хранения буровых сточных вод оборудованы датчиками контроля верхнего уровня жидкости, что снижает вероятность неконтролируемого переполнения резервуаров и, соответственно, разливов;
  - оборудование оснащено автоматическими сигнализирующими устройствами, автоматическими клапанами, приборами контроля, различными предохранительными устройствами;
  - контроль качества сточных вод и морских вод в контрольном створе осуществляется в соответствии с Программой производственного экологического контроля при эксплуатации платформы ПА-Б и Программой ведения регулярных наблюдений за водным объектом для платформы ПА-Б (органолептические – окраска, температура, прозрачность и др.; гидрохимические – взвешенные вещества, БПК, нефтепродукты, рН, соединения азота, фосфаты и др.; микробиологические показатели).

#### **14.5. Мероприятия по охране морских биоресурсов**

Основным мероприятием по охране морских биоресурсов является применение наилучшей доступной технологии захоронения отходов бурения и технологических жидкостей в глубоких горизонтах недр через поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407, обеспечивающей отсутствие сбросов в море загрязнённых сточных вод.

Основные мероприятия по снижению воздействия на морских млекопитающих

изложены в «Плане по защите морских млекопитающих» (ПЗММ), разработанном компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компании, Лтд» с учетом рекомендаций Консультативной группы 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 сохранять минимальную допустимую в соответствующих обстоятельствах высоту при полете над морем на высоте. Минимальная высота составляет 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.

Для предупреждения случаев браконьерства введен запрет ввоза на платформу ПА-Б любых орудий промысла животных.

Для оценки состояния морской биоты и воздействия на нее реализуется «Программа производственного экологического мониторинга» (ПЭМ), а также «Программа мониторинга охотско-корейской популяции серого кита у северо-восточного побережья острова Сахалин».

#### **14.6. Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

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

нормативов выбросов. Закачка отходов в поглощающую скважину осуществляется с помощью насосов высокого давления, работающих от электропривода и не являющихся источниками загрязнения атмосферного воздуха. Процесс закачки отходов в поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407 неразрывно связан со всеми производственными процессами на платформе ПА-Б.

#### **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
- Обеспечение круглогодичного доступа спецтехники для вывоза отходов.
- Содержание в надлежащем порядке места временного размещения отходов.

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

В случае если пользователь недр – “Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.” принимает решение о консервации/ликвидации скважин, то Компания обязана обеспечить консервацию/ликвидацию скважин, не подлежащих использованию, в установленном порядке.

Разработка проектных технологических и технических решений по консервации и ликвидации скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения направлена на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей среды, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей и осуществляется в соответствии с требованиями ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (от 15.12.2020 г. № 534) и ФНиП «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса», ФНиП «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса» (от 18 марта 2014 г. № 105) и др.

Все работы по ликвидации/консервации скважин должны осуществляться по плану ликвидационных/консервационных работ, составленным в соответствии с проектной документацией и с учетом результатов проверки технического состояния скважин. План ликвидационных/консервационных работ согласовывается с территориальным органом Ростехнадзора и утверждается руководством Заказчика. Согласованный утвержденный план является основанием для проведения работ по ликвидации/консервации скважины.

В плане должны быть указаны:

- фактическая конструкция скважины (глубина, диаметр и длины спущенных колонн, высота подъема цемента в затрубном пространстве) и ее техническое состояние;
- причина ликвидации скважины;
- работы, проводимые в скважине (плотность бурового раствора, интервалы установок цементных мостов, количество закачиваемого цемента и др.);
- демонтажные (монтажные) работы внутри и на устье скважины.

Право контроля, ответственность за своевременное и качественное проведение работ при ликвидации/консервации скважины, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов, несет Компания.

К работам по ликвидации/консервации скважины допускается персонал, соответствующий специальным требованиям.

Ликвидация/консервация скважины считается завершенной после подписания акта о ликвидации/консервации пользователем недр и территориальным органом Ростехнадзора.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящее «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 Пильтунском 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 Пильтунском участке.

Работа включает в себя анализ результатов промышленного размещения отходов бурения и других жидкостей с 2014 по 2020 гг. с целью обоснования действующего подземного сооружения и процесса размещения отходов, а также уточненный остаточный объем отходов бурения и других жидкостей, планируемых к размещению с 2021-2041 гг.

Основные положения данного проектного документа сводятся к следующему:

1 - Эксплуатация поглощающих скважин ПБ-420 и ПБ-407 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 на всем протяжении осуществления программы бурения на Пильтунском участке.

3 - Уточненный объем буровых отходов и других жидкостей для закачки в текущих областях размещения, без учета фактической закачки на 01.01.2021 г. (484,9 тыс. м<sup>3</sup>), соответствует 1302,4 тыс. м<sup>3</sup> (с 2021-2041 гг.), что в сумме составляет 72,9% от смоделированной расчётной технической ёмкости доменов для двух поглощающих скважин ПБ-407 и ПБ-420 - 1 787,3 тыс. м<sup>3</sup>.

4 - Результаты фактического размещения отходов через поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407 в течение последних семи лет подтверждают, что распространение трещин гидроразрыва происходит согласно моделированию и не приводит к достижению этими трещинами ни вертикального выхода за установленные пределы, ни горизонтального достижения траекторий соседних скважин.

5 - При отклонении фактических эксплуатационных параметров от допустимых предельных прогнозных и технологических значений при эксплуатации существующих скважин, Компанией будут рассматриваться различные варианты решения и будет выбран наиболее технологически и экономически целесообразный, такой как, например, ремонт скважины или зарезка бокового ствола.

Представленные в данном «Дополнении...» проектные решения позволяют

осуществлять эксплуатацию сооружения, не связанного с добычей полезных ископаемых, для промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты в течение всего срока разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения.

Технология размещения буровых отходов в глубоких горизонтах недр признана наилучшей доступной технологией и внесена в справочник «Размещение отходов производства и потребления» в соответствии с приказом Росстандарта №1885 от 15.12.2016 г.

Все виды воздействия на окружающую среду при реализации данного проекта не прогнозируются и соответствуют требованиям российского природоохранного законодательства.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соглашение о разработке Пильтун-Астохского и Лунского месторождений нефти и газа на условиях раздела продукции 1994 г.
2. Лицензия ШОМ № 10409 НР на право разработки (разведки и добычи) углеводородов в пределах Пильтун-Астохского лицензионного участка, зарегистрированная 20 мая 1996 г., Роскомнедра и Администрация Сахалинской области.
3. Геологическое строение и подсчет запасов нефти, газа и конденсата Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, СМНГ, «Сахалинморнефтегаз», г. Оха (протокол ГКЗ № 78 от 28 августа 1992 года).
4. Уточнение геологического строения и пересчет запасов нефти, газа и конденсата Пильтунского участка (блоки I и II) Пильтун-Астохского месторождения, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани, Лтд», 2001 год (протокол ГКЗ № 659 от 19 июня 2001 года).
5. Технологическая схема разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд», Сахалинская область, Россия, 2001 год (протокол ЦКР № 2785 от 11 декабря 2001 года).
6. Групповой рабочий проект на строительство наклонно-направленных скважин с платформы «Моликпак» на Пильтун-Астохском месторождении. Этап 1 А проекта «Сахалин-II». ОАО «ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград, 2001год.
7. «ТЭО комплексного освоения Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков проекта «Сахалин-II» Этап 2» (Подраздел 5.2.1, Книга 9, Том 2Б), СЭИК.
8. Технический проект и технологическая схема с этапом опытных работ удаления отходов бурения скважин на платформе ПА-Б Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения, ВНИПИпромтехнологии, Москва, 2005 год.
9. Лицензия ШОМ № 14118 ЗЭ на право пользования недрами «Строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке, Пильтун-Астохского месторождения, Министерство природных ресурсов, Федеральное Агентство по недропользованию, зарегистрированная 18 июня 2007 г.
10. Групповой рабочий проект на строительство скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Эксплуатационные (добывающие и нагнетательные) скважины. Сахалин Энерджи и СахалинНИПИморнефть. Гаага, 2005 год.

11. Заключение экспертизы промышленной безопасности технико-технологических решений группового рабочего проекта на строительство скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, утверждено Ростехнадзором РФ, регистрационный номер 11-18/424 от 31.01.2007.

12. Индивидуальный рабочий проект на строительство скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Книга 2. Специальная нагнетательная скважина. Сахалин Энерджи и СахалинНИПИморнефть. Гаага, 2005 год.

13. Заключение экспертизы промышленной безопасности технико-технологических решений индивидуального рабочего проекта строительства специальной нагнетательной скважины ПБ-420 с платформы ПА-Б на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, утверждено Ростехнадзором РФ, регистрационный номер 7/1244.2007 от 12.11.2007.

14. Дополнение к Групповому проекту строительства «Оптимизация технических условий с целью повышения их надежности и снижения риска при проведении буровых работ», утверждено Ростехнадзором РФ, регистрационный номер 11-ПД-1581-2007.

15. Заключение экспертизы промышленной безопасности технико-технологических решений Дополнения к проекту строительства специальной нагнетательной скважины ПБ-420 с платформы ПА-Б на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Экспертное заключение № 7/1244.2007. НГБ-Энергодиагностика, октябрь 2005 года. Зарегистрировано в РТН под номером 11-ПД-1581-2007.

16. Лицензия ШОМ 14370 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 29.12.2007 года.

17. Геолого-гидрогеологическое обоснование закачки отходов бурения на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения, СЭИК, 2006, документ № 3200-S-00-93-T-0003-00-R.

18. Дополнение к лицензии ШОМ 14370 ЗЭ (Приложение № 6) на право пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения. 2008 год.

19. Дополнение к технологической схеме разработки Пильтунского участка

Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани, Лтд.», 2007 год (протокол ЦКР Роснедра № 3951 от 01.02.2007 г.).

20. Авторский надзор за реализацией Дополнения к технологической схеме разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, 2008 год (протокол ЦКР Роснедра № 4370 от 28 августа 2008 года).

21. Оперативное изменение состояния запасов углеводородов Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, 2009 год (протокол Федерального агентства по недропользованию № 18/238 от 23.04.2010 г.).

22. Оперативное изменение состояния запасов углеводородов пластов XXI<sub>sr</sub>, XXI<sub>2</sub>, XXI<sub>3</sub>, XXII<sub>1-2</sub>, XXII<sub>3</sub>, XXIII, и XXIV<sub>2</sub> Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, 2010 год (протокол Федерального агентства по недропользованию № 18/65-пр от 10.02.2011 г.).

23. 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.

24. План мониторинга закачки отходов бурения на Пильтунском участке Пильтун-Астохского месторождения. СЭИК, 2008 год.

25. Заключение экспертизы Центра государственного мониторинга геологической среды ОАО «СахГРЭ» № 369 от 29.05.2008 г.

26. Информационный отчет. Сведения о выполненных работах за 2007 год по геологическому изучению участка недр с целью оценки возможности промышленного размещения отработанных буровых отходов. СЭИК, 2008 год.

27. Отчет об окончании строительства специальной поглощающей скважины ПБ-420.

28. Hagan J.T., Buller D.C., and Jones P. Cost Effective Drill Cuttings Management Forum. IQPC, Aberdeen, 4-7 February 2003 г.

29. 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.

30. 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. ELSIVIER 2005, p.p. 557 – 568.

31. 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.

32. 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. ELSIVIER 2005, p.p. 569 – 586.

33. AATA International, Inc. “Invironmental Impact Assessment for Eastern Orenburg Oil and Gas Development Project, Orenburg, Russia”. (Gasprom, Official bulletin).

34. 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.

35. DMNG; 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.

36. 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.

37. 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.

38. David Buller. Piltun Field: Re-injection Study, Feasibility Study. “Gidatec”, Cornwall, U.K., Исследование возможности размещения буровых отходов на Пильтунском участке. 2003.

39. 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.

40. В.Н.Николаевский *Механика пористых и трещиноватых сред*, Москва, Недра, 1984 г.

41. Segal P. Induced stress due to fluid extraction from aximetric reservoirs. *Pageograf*. Vol 139, No 3 /4 p. 535 – 560, 1992 г.

42. 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.

43. 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.

44. 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

45. E. J. L. Koning. Fractured Water Injection Wells — Analytical Modelling of Fracture Propagation. SPE14684, Society of Petroleum Engineers 1985].

46. Moschovidis, Z. A, et al. The Mounds Drill-Cuttings Injection Field Experiment: Final Results and Conclusions. IADC / SPE 59115, 2000г.].

47. David Buller. Findings from Injection Test in Zone 1 of PB-420 CRI Well. «FosterianaLimited», Paphos, Cyprus, 2008. Результаты закачки в Зону 1 через поглощающую скважину ПБ-420. «Фостериана Лтд.», Кипр, 2008.

48. David Buller. Findings from Injection Test in Zone 4 of PB-420ST1 CRI Well. «FosterianaLimited», Paphos, Cyprus, 2008. Результаты закачки в Зону 4 через поглощающую скважину ПБ-420. «Фостериана Лтд.», Кипр, 2008.

49. DavidBuller. PotentialDisposalCapacityandExtentofWasteDomainsatZones 1 and 4 ofPiltunPB-420 CRIWell. «FosterianaLimited», Paphos, Cyprus, 2008. Потенциальная емкость и размеры доменов Зон 1 и 4 при размещении в них отходов бурения в через поголощающую скважину ПБ-420 Пильтунского участка. «Фостериана Лтд.», Кипр, 2008 г.

50. DavidBuller.Selection of Alternative Re-injection Interval in PB-420. «FosterianaLimited», Paphos, Cyprus, 2008.Выбор альтернативного интервала закачки буровых отходов через поглощающую скважину ПБ-420. «Фостериана Лтд.», Кипр, 2008.

51. DavidBuller.Selection of Alternative Re-injection Interval in PB-420. «FosterianaLimited», Paphos, Cyprus, 2009. Выбор альтернативного интервала закачки буровых отходов через поглощающую скважину ПБ-420. «Фостериана Лтд.», Кипр, 2009 г.

52. 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.

53. Годовой План развития горных работ на 2020 год. СЭИК. 2019 г.

54. Руководство по эксплуатации специальной поглощающей скважины. Книги 1-4. СЭИК. 2008-2010 гг.

55. Программа судового экологического мониторинга состояния морской среды лицензионного участка акватории охотского моря при эксплуатации платформы ПА-Б

2011-2013 гг.

56. Программа производственного экологического контроля при эксплуатации платформы ПА-Б в 2008-2012 гг.

57. Отчет и копии материалов о результатах производственного экологического контроля и локального мониторинга на платформе ПА-Б за 1-е полугодие 2010 года.

58. Отчет о результатах производственного экологического контроля на нефтегазодобывающей платформе ПА-Б во 2-м полугодии 2010 года.

59. «Геолого-гидрогеологическое обоснование промышленной эксплуатации полигона глубинного размещения отходов бурения и технологических стоков, образующихся при разработке Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в Сахалинской области» (протокол ГКЗ Роснедр № 2826 от 17.08.2012 г.)

60. Piltun CRI: Optimization and disposal capacity of PB-407 and PB-420-ST1; By D.Buller, SID (Solids Injection Design Limited), 5 October 2013. Поглощающие скважины на Пильтуне: Оптимизация использования и ёмкость ПБ 407 и ПБ 420 БС1 – Д. Буллер, SID, 2013.

61. Геологический отчет о результатах доразведки и опытно-промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Г. Южно-Сахалинск, 2012.

62. Горноотводный акт к лицензии на пользование недрами ШОМ № 14118 ЗЭ, внесен в реестр Сахалинского управления Ростехнадзора за №65-7700-00875, от 18 июня 2021 г.

63. Дополнение к геологическому отчету о результатах опытно-промышленного и промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Южно-Сахалинск, 2014.

64. «Геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объёмов размещения буровых отходов и других жидкостей» (протокол ГКЗ Роснедр № 3829 от 10.09.2014 г.)

65. «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 Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение технологических решений по результатам опытно-промышленных работ»» (протокол ТКР

№22-14 пс от 07.07.2014 г.).

66. «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 Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол ТКР №02-15 пс от 20.02.2015 г.).

67. Информационный отчёт за 2020 год о размещении буровых отходов и других жидкостей в пластах горных пород проекта «Сахалин-2», 2021 г.

68. «Подсчет запасов нефти, растворённого газа, газа, и газового конденсата» (Протокол ГКЗ Роснедр №5905 от 28.06.2019).

69. «Технологическая схема разработки Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» (Протокол ЦКР Роснедр №7547 от 28.06.2019 г.).

70. «План мониторинга закачки отходов бурения и других жидкостей на Пильтунском участке» (письмо Сахалиннедра о согласовании от 13.05.2020 №10-37/347).

71. «Скважина ПБ-420 СТ2. Отчет по обновлению модели закачки отходов в пласт Пильтун-Астохское месторождение Сахалин, Российская Федерация», «АКРОС», 2020.

72. «Скважина ПБ-407. Отчет по обновлению модели закачки отходов в пласт Пильтун-Астохское месторождение Сахалин, Российская Федерация», «АКРОС», 2020.

73. «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».

74. Протокол ГКЗ Роснедра № 6002 от 30.09.2019 г.

75. Дополнение № 1 к Лицензии ШОМ 10409 НР от 15.06.2020 г.

76. Горноотводный акт к лицензии на пользование недрами ШОМ 14118 ЗЭ от 18.07.2007 г. № 65-7700-00875 от 18.06.2021 г.

77. Геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов доменов, 2021

78. Протокол ГКЗ Роснедра № 6682 от 04.06.2021 г.