




Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.

УТВЕРЖДАЮ:

Технический директор

 Г.Н. Гафаров

«__» _____ 2021 г.

Отв. исп. Е.В. Медзиновская



ДОПОЛНЕНИЕ К ТЕХНИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ НА СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ, НЕ СВЯЗАННЫХ С ДОБЫЧЕЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, В ЦЕЛЯХ РАЗМЕЩЕНИЯ БУРОВЫХ ОТХОДОВ И ПОПУТНЫХ ВОД НА ЛУНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Лицензия ШОМ 13802 ЗЭ

В 4-х Томах
Том I (Текст)

Заместитель технического директора-
Руководитель департамента по
геологии и разработке месторождений

 Хенри Джасперс

Начальник управления по
разработке Лунского
месторождения

 Арьен Вагенвурт

Южно-Сахалинск,
2021 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Старший инженер по технологии добычи нефти и газа	Е.В. Медзиновская	Введение, Главы 1-8,16, Заключение
Ведущий инженер по разработке газовых месторождений	А.М. Ахметдинов	Глава 5
Старший инженер по охране окружающей среды	А.В. Сержанин	Главы 9, 14, 15
Старший инженер по согласованиям в области недропользования	Е.Н. Ушаков	Введение, Заключение, Корректировка текста, оформление, выпуск отчета
Ведущий специалист по согласованиям в области недропользования	Е.В. Ильева	Корректировка текста, оформление

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	13
1. Общие сведения о районе и участке недр, предназначенном для размещения буровых отходов и попутных вод	19
1.1. Общие сведения о районе и участке недр.....	19
1.2. Природно-климатические условия района расположения участка недр.....	23
1.3. Экономические условия, транспорт, водоснабжение, энергоснабжение	25
2. Краткая геолого-гидрогеологическая характеристика района расположения участка недр	28
2.1. Стратиграфия и литология	28
2.2. Структурно-тектоническое положение.....	31
2.2.1. Структурное положение	31
2.2.2. Тектоника	34
2.3. Гидрогеологическая характеристика района и участка недр (до зоны активного водообмена)	36
2.3.1. Обоснование перспективного водоносного комплекса (пласта-коллектора) для размещения/захоронения отходов в геологическом разрезе участка недр и предварительной природной гидрогеологической модели.....	38
2.3.2. Опыт эксплуатации целевого водоносного комплекса (пласта-коллектора) как объекта размещения/захоронения отходов в районе расположения участка недр (при наличии).....	39
3. Геолого-гидрогеологическая характеристика поглощающего пласта-коллектора, «буферного» и других водоносных горизонтов.....	47
3.1. Литологический состав, фильтрационные и емкостные свойства поглощающего пласта-коллектора, «буферного» и других водоносных горизонтов по данным ранее выполненных работ.....	47
3.1.1. Пласт XIII.....	48
3.1.2. Пласт XIV.....	49
3.1.3. Пласт XV	49
3.1.4. Пласт XVI.....	50
3.1.5. Пласт XVII	50
3.1.6. Пласт XVIII.....	50
3.1.7. Пласт XIX.....	51
3.1.8. Пласт XX.....	51
3.2. Характеристика непроницаемых отложений.....	53
4. Методика, виды, объемы и результаты выполненных работ и исследований.....	56
4.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС) в стволе и в колонне скважин.....	56
4.1.1. Скважина ЛА-512.....	56
4.1.2. Скважина ЛА-515.....	59
4.1.3. Скважина ЛА-519.....	62
4.2. Интерпретация данных ГИС	65
4.2.1. Скважина ЛА-512.....	65
4.2.2. Скважина ЛА-515.....	73
4.2.3. Скважина ЛА-519.....	80
4.3. Оценка фильтрационных и емкостных свойств проницаемых пластов и водоупорных горизонтов по данным ГИС.....	87

4.4.	Опробование перспективных пластов-коллекторов пробными откачками и отбор проб пластовых вод	99
4.5.	Результаты определения гидрогеологических параметров и емкостных свойств поглощающих пластов-коллекторов по данным откачек	104
5.	Опытные закачки отходов бурения и попутной воды	105
5.1.	Результаты размещения отходов бурения	105
5.1.1.	Информация о размещении буровых отходов через скважину ЛА-512	105
5.1.2.	Информация о размещении буровых отходов через скважину ЛА-519	105
5.2.	Результаты промышленного размещения попутных вод	118
6.	Оценка совместимости Буровых отходов и пластовых вод	138
6.1.	Обоснование размещения отходов бурения на прогнозный период	138
6.1.1.	Уточнение объемов размещения буровых отходов	138
6.1.2.	Моделирование размещения буровых отходов	140
6.1.3.	Учет опыта эксплуатации скважины ЛА-512 и ЛА-519 для последующего размещения буровых отходов на Лунском месторождении	147
6.2.	Обоснование размещения попутных вод на прогнозный период	149
6.2.1.	Прогнозные объемы попутных вод на Лунском месторождении	149
6.2.2.	Моделирование процесса размещения попутных вод через скважину ЛА-515/149	166
6.2.3.	Резервная поглощающая скважина	166
6.3.	Оценка тенденции к выпадению солей при смещивании пластовых и закачиваемых вод	167
6.3.1.	Результаты моделирования смешения попутной и пластовой вод	176
6.3.2.	Результаты моделирования смешения морской и пластовой вод	179
6.4.	Обоснование предварительных границ горного отвода подземного сооружения	186
7.	Конструкции поглощающих (нагнетательных) и наблюдательных скважин и их подземного и наземного оборудования	187
7.1.1.	Скважина ЛА-512	187
7.1.2.	Скважина ЛА-515	195
7.2.	Скважина ЛА-519	203
8.	Насосное и иное оборудование для закачки отходов	210
8.1.	Комплекс оборудования для подготовки и закачки буровых отходов	210
8.2.	Комплекс оборудования по подготовке попутной воды	214
8.3.	Установка перепускной линии между системой закачки попутной воды и системой закачки отходов бурения	219
9.	Сведения о составе отходов бурения и попутной воды, их предварительной подготовке для закачки в недра через поглощающие (нагнетательные) скважины	220
9.1.	Размещение отходов бурения	220
9.1.1.	Характеристика отходов, закачиваемых в специальные скважины по размещению отходов бурения	220
9.1.2.	Параметры буровых отходов и других жидкостей	221
9.2.	Размещение попутной воды	221
10.	Аппаратура и приборы для измерения расходов и объемов отходов, давлений, в т.ч. компьютерные системы для ведения мониторинга закачки в режиме реального времени	223
10.1.	Размещение отходов бурения	223
10.2.	Размещение попутной воды	224

11. Способы и технологии контроля состава отходов бурения и пластовых вод в наблюдательных скважинах.....	225
12. Методы восстановления приемистости поглощающих (нагнетательных) скважин.....	226
12.1. Скважины для закачки отходов бурения	226
12.2. Скважины для закачки попутной воды	227
13. Программа организации и ведения мониторинга состояния недр в процессе эксплуатации подземного сооружения	228
13.1. Размещение отходов бурения.....	228
13.2. Размещение попутных вод	229
14. Мероприятия по рациональному использованию и охране недр и безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами	231
15. Мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и экологической безопасности при пользовании недрами	234
15.1. Оценка состояния окружающей среды	234
15.1.1. Гидрохимическая характеристика морской воды	238
15.1.2. Нефтепродукты.....	239
15.1.3. Фенол.....	239
15.1.4. Анионные синтетические поверхностно-активные вещества (АСПАВ).....	240
15.1.5. Фитопланктон	240
15.1.6. Зоопланктон	241
15.2. Виды и источники воздействия на окружающую среду и оценка последствий их воздействия при строительстве и эксплуатации подземного сооружения ..	241
15.3. Мероприятия по охране подземных вод	243
15.4. Мероприятия по охране морских вод.....	244
15.5. Мероприятия по охране морских биоресурсов	245
15.6. Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	246
15.7. Мероприятия по снижению влияния образующихся отходов	247
16. Сроки и условия выполнения работ по консервации и (или) ликвидации скважин, подземных сооружений, наземных объектов, а также рекультивации земель.....	248
Заключение.....	255
Список использованных источников	257

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 3.1. Фильтрационно-емкостные характеристики пластов XIII-XX.....	48
Таблица 3.2. Толщина непроницаемых разделов по скважинам (пласты XIII-XX)	54
Таблица 4.1. Выполненный комплекс геолого-технических исследований.....	56
в скважине ЛА-512	56
Таблица 4.2. Выполненный комплекс ГИС в открытом стволе в скважине ЛА-512.....	58
Таблица 4.3. Выполненный комплекс ГИС для оценки качества цементирования в скважине ЛА-512	59
Таблица 4.4. Выполненный комплекс геолого-технических исследований в скважине ЛА-515	59
Таблица 4.5. Выполненный комплекс ГИС в открытом стволе в скважине ЛА-515.....	61
Таблица 4.6. Выполненный комплекс ГИС для оценки качества цементирования в скважине ЛА-515	62
Таблица 4.7. Выполненный комплекс геолого-технических исследований.....	63
в скважине ЛА-519	63
Таблица 4.8. Выполненный комплекс ГИС в открытом стволе в скважине ЛА-519.....	64
Таблица 4.9. Выполненный комплекс ГИС для оценки качества цементирования в скважине ЛА-519	65
Таблица 4.10. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в колонне 339,7 мм.....	69
Таблица 4.11. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в колонне 244,5 мм.....	70
Таблица 4.12. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм (ЛА-512)	71
Таблица 4.13. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в колонне 339,7 мм.....	76
Таблица 4.14. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в колонне 244,5 мм.....	77
Таблица 4.15. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм (ЛА-515)	78
Таблица 4.16. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в колонне 244,5 мм.....	84
Таблица 4.17. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм (ЛА-519)	85
Таблица 4.18. Типы коллекторов и соответствующие регрессии между пористостью и проницаемостью	91
Таблица 4.19. Средние показатели петрофизических свойств по скважине ЛА-512	96
Таблица 4.20. Средние показатели петрофизических свойств по скважине ЛА-515	97
Таблица 4.21. Средние показатели петрофизических свойств по скважине ЛА-519	98
Таблица 4.22. Охват пластов исследованиями пластовой воды блоков II-VI.....	103
Таблица 5.1. Фактический и резервные интервалы перфорации скважины ЛА-519.....	106
Таблица 5.2. Распределение отходов бурения, закачанных через скважину ЛА-519 по типу жидкости.....	111
Таблица 5.3. Сравнение накопленных объемов закачки с проектными объемами областей размещения отходов по состоянию на 01.01.2021 г.....	112
Таблица 5.4. Фактические интервалы перфорации скважины ЛА-515.....	118
Таблица 5.5. Резервные интервалы перфорации скважины ЛА-515	119
Таблица 5.6. Результаты испытания скважины ЛА-515 в феврале 2012 г.....	120
Таблица 5.7. Результаты испытания скважины ЛА-515 в январе 2017 г.....	121
Таблица 5.8. Годовые объемы закачки попутных вод	122
Таблица 5.9. Результаты исследования проб попутной воды	126
Таблица 5.10. Результаты исследования гранулометрического состава взвешенных частиц в 2017-2020 гг	127
Таблица 5.11. Динамика давления пласта XIX.....	130
Таблица 5.12. Параметры индикаторных кривых	133
Таблица 5.13. Величины максимально допустимого давления в затрубном и межколонном пространстве, максимально допустимого рабочего давления	

в межколонном пространстве, пороговое и начальное давления для скважины ЛА-515	134
Таблица 6.1. Расчетный объем отходов бурения на планируемые скважины 2021-2041 гг.	139
Таблица 6.2. Прогнозный объем области размещения отходов бурения при закачке через скважину ЛА-519 (на период 2017-2041 гг.)	146
Таблица 6.3. Расстояния между скважиной ЛА-515, границами горного отвода и разломами	151
Таблица 6.4. Результаты моделирования закачки попутной воды через скважину ЛА-515	161
Таблица 6.5. Химический состав проб морской воды	170
Таблица 6.6. Основные параметры для оценки риска солеотложений	175
Таблица 6.7. Основные параметры солеотложения	176
Таблица 6.8. Основные параметры солеотложения	177
Таблица 6.9. Основные параметры солеотложения	178
Таблица 6.10. Основные параметры солеотложения	179
Таблица 6.11. Основные параметры солеотложения	180
Таблица 6.12. Основные параметры солеотложения	181
Таблица 6.13. Основные параметры солеотложения	183
Таблица 6.14. Основные параметры солеотложения	184
Таблица 6.15. Основные параметры солеотложения	185
Таблица 7.1. Сводные данные по скважине ЛА-512.....	188
Таблица 7.2. Сводные данные по скважине ЛА-515.....	196
Таблица 7.3. Сводные данные по скважине ЛА-519.....	203
Таблица 13.1. Периодичность мониторинга процесса закачки.....	230

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1.1. Обзорная схема района Лунского месторождения	20
Рис. 1.2. Пространственные границы горного отвода на топографическом плане (масштаб 1 : 50 000).....	22
Рис. 1.3. Общая схема проекта «Сахалин-2»	27
Рис. 2.1. Сводный стратиграфический разрез Лунского месторождения.....	30
Рис. 2.2. Структурная карта по кровле пласта I.....	32
Рис. 3.1. Схема корреляции по скважинам ЛА-512, ЛА-515, ЛА-519, ЛУН-5.....	52
Рис. 4.1. Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ЛА-512 (пласты VIII-XV)	66
Рис. 4.2. Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ЛА-512 (пласты XVI- XX).....	67
Рис. 4.3. Данные АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм (ЛА-512).....	72
Рис. 4.4. Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ЛА-515 (пласты V-XIV)	74
Рис. 4.5. Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ЛА-515 (пласты XV-XX)	75
Рис. 4.6. Данные УЗКЦ/АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм (ЛА-515)	79
Рис. 4.7. Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ЛА-519 (пласты VII-XVI)	81
Рис. 4.8. Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ЛА-519 (пласты XVII- XXI).....	82
Рис. 4.9. Данные УЗКЦ/АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм (ЛА-519)	86
Рис. 4.10. Типы коллекторов, определенных на керне, и соотношения между пористостью и проницаемостью по керну для различных типов коллекторов.....	90
Рис. 4.11. Палетки для определения типов коллекторов по стандартным данным ГИС и сравнение типов коллекторов определенных по керну и по ГИС.....	92
Рис. 4.12. Направление минимального горизонтального напряжения по данным профилеметрии (слева) и направление максимального горизонтального напряжения по данным кросс-дипольной акустики (справа) в скважине ЛА-519	95
Рис. 5.1. Испытание пласта XX в скважине ЛА-519.....	108
Рис. 5.2. Анализ теста пласта XX с постепенным увеличением расхода и закачкой солевого раствора	109
Рис. 5.3. Анализ калибровочного теста с закачкой морской воды	109
Рис. 5.4. Динамика расхода закачки и устьевого давления в скважину ЛА-519 в 2020 г.....	110
Рис. 5.5. Суточные и накопленный объемы закачки отходов бурения в скважину ЛА- 519 за 2020 г.	113
Рис. 5.6. Контроль за изменением положения ГВК в скважине ЛА-519	114
Рис.5.7. Анализ высоты трещины по данным термометрии в скважине ЛА-519	116
Рис. 5.8. Анализ высоты трещины по данным дипольной акустики в скважине ЛА-519	116
Рис. 5.9. Анализ высоты трещины по данным термометрии 2016 и 2019 в скважине ЛА-519	117
Рис.5.10. Графический анализ результатов испытаний на приёмистость скважины ЛА- 515	121
Рис. 5.11. Динамика суточного и накопленного объёмов закачки попутных вод в 2012- 2020 гг.	122
Рис. 5.12. Динамика изменения устьевого и забойного давлений в 2012-2020 гг.	123
Рис.5.13. График давления на забойном датчике скважины ЛА-515 во время закачки и исследования методом КПД.....	129

Рис.5.14. График пластового давления и расхода закачки пластовой воды в скважину ЛА-515	130
Рис.5.15. Индикаторные кривые проводимости скважины (КН).....	133
Рис. 5.16. Динамика давления в затрубном и межколонных пространствах скважины ЛА-519 за 2020 год	135
Рис. 6.1. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XX.....	142
Рис. 6.2. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XIX	143
Рис. 6.3. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XVIII.....	144
Рис. 6.4. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XVI	145
Рис. 6.5. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XIX	154
Рис. 6.6. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XVIII.....	155
Рис. 6.7. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XVII.....	156
Рис.6.8. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XVI	157
Рис. 6.9. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XV.....	158
Рис. 6.10. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XIV	159
Рис. 6.11. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XIII	160
Рис. 6.12. Развитие трещины по анализу чувствительности для пласта XIX (содержание мехпримесей – 135 мг/л).....	163
Рис. 6.13. Насыщенность вод (попутной и XIV пласта) относительно карбонатов кальция и стронция.....	176
Рис.6.14. Насыщенность вод (попутной и XVI пласта) относительно карбонатов кальция и стронция.....	177
Рис.6.15. Насыщенность вод (попутной и XVI пласта) относительно карбонатов кальция и стронция.....	178
Рис.6.16. Насыщенность вод (морской и XIV пласта) относительно карбонатов и сульфатов.....	180
Рис. 6.17. Насыщенность вод (морской и XVI пласта) относительно карбонатов и сульфатов.....	181
Рис. 6.18. Насыщенность вод (морской и XVI пласта) относительно карбонатов и сульфатов.....	182
Рис.6.19. Насыщенность вод (попутной и XIV пласта) относительно карбоната кальция.....	183
Рис. 6.20. Насыщенность вод (попутной и XVI пласта) относительно карбоната кальция.....	184
Рис. 6.21. Насыщенность вод (попутной и XIX пласта) относительно карбоната кальция.....	185
Рис.7.1. Сейсмический разрез вдоль траектории скважины ЛА-512	188
Рис. 7.2. Вертикальная проекция скважины ЛА-512. График прогнозных отклонений (синий цвет) в сравнении с фактическими (красный цвет)	190
Рис. 7.3. Горизонтальная проекция скважины ЛА-512. Проектная проекция (синий цвет) в сравнении с фактической (красный цвет)	191
Рис. 7.4. Схема фактической конструкции скважины ЛА-512	193
Рис. 7.5. Устьевое оборудование скважины ЛА-512.....	194
Рис. 7.6. Сейсмический разрез вдоль траектории скважины ЛА-515	197
Рис. 7.7. Вертикальная проекция скважины ЛА-515. График прогнозных отклонений (синий цвет) в сравнении с фактическими (красный цвет)	198
Рис. 7.8. Горизонтальная проекция скважины ЛА-515 (основной ствол). Проектная проекция (синий цвет) в сравнении с фактической (красный цвет).....	199
Рис. 7.9. Схема фактической конструкции скважины ЛА-515	200
Рис. 7.10. Устьевое оборудование скважины ЛА-515.....	202
Рис.7.11. Сейсмический разрез вдоль траектории скважины ЛА-519	204
Рис. 7.12. Вертикальная проекция скважины ЛА-519. График прогнозных отклонений	

(синий цвет) в сравнении с фактическими (красный цвет)	205
Рис. 7.13. Горизонтальная проекция скважины ЛА-519. Проектная проекция (синий цвет) в сравнении с фактической (красный цвет)	206
Рис. 7.14. Схема фактической конструкции скважины ЛА-519	208
Рис. 7.15. Схема устьевого оборудования скважины ЛА-519.....	209
Рис. 8.1. Оборудование для процесса сепарации и транспортировки шлама.....	212
Рис. 8.2. Оборудование для подготовки пульпы	213
Рис. 8.3. Принципиальная схема подготовки и закачки попутной воды	215
Рис 8.4. Максимальная пропускная способность оборудования по подготовке пластовой воды	217

ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ АББРЕВИАТУРЫ И СОКРАЩЕНИЯ

АК – акустический каротаж

АКЦ – акустическая цементометрия

БК – боковой каротаж

БКЗ – боковое каротажное зондирование

БС – боковой ствол

в.д. – восточная долгота

ВПУ – выносное причальное устройство

ВСП – вертикальное сейсмопрофилирование

ГВК – газо-водяной контакт

ГГК-П – гамма-гамма плотностной каротаж

ГГК-С – гамма-гамма селективный каротаж

ГИРС – геофизические исследования и работы в скважинах

ГИС – геофизические исследования скважин

ГК – гамма-каротаж

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых

ГОСТ – Государственный стандарт

ГРП – гидроразрыв пласта

ГТИ – геолого-технические исследования

ГЭЭ – Государственная экологическая экспертиза

ИМГиГ ДВО РАН – Институт морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения Российской Академии наук

ИК – индукционный каротаж

ИНГК – импульсно-нейтронно-газовый каротаж

ИСО 9001 – система качества

КПД – кривая падения давления

ЛМ - локатор муфт

«ЛУН-А» – платформа Лунская - А

МБК – микробоковой каротаж

МДП – модульный динамический пластоиспытатель

МК метод микрозондов

млн. – миллион

МПУФ – Мониторинг проседания и усадки фундаментов

МЭГ – моноэтиленгликоль

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ННК – компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж

ОБТК – Объединенный береговой технологический комплекс
ОМПГЭ – «Охинская Морская Промысловая Геофизическая Экспедиция»
ОПР – опытно-промышленные работы
ПО СМНГ – производственное объединение «Сахалинморнефтегаз»
ПС – пилотный ствол
ПС – каротаж потенциалов собственной поляризации
РД – руководящий документ
Роснедра – Федеральное агентство по недропользованию
РФ – Российская Федерация
с.ш. – северная широта
СМТС - система мониторинга техногенной сейсмичности
СНиП – строительные нормы и правила
СПБУ – плавучая буровая установка
СПГ - сжиженный природный газ
СРП – Соглашение о разделе продукции
ССМ – система сейсмического мониторинга
СЭИК – Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.
ТКР – Территориальная Комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых
ТОН – терминал отгрузки нефти
тыс. – тысяча
ТЭО КИН, КИК – технико– экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти, коэффициентов извлечения конденсата
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль – разновидность тепловой электростанции
УВ – углеводороды
УВС – углеводородное сырье
УЗКЦ – ультразвуковая оценка качества цемента
УОУГ – узел отбора и учета газа
ФЕС – фильтрационно– емкостные свойства
ФКД – фазокорреляционная диаграмма
ФЗ – Федеральный закон
ЦКР – Центральная Комиссия по разработке полезных ископаемых
ЮЗ– СВ – юго– запад / северо– восток
ЭТС ФБУ «ГКЗ» – экспертно– технический совет Федеральное Бюджетное Учреждение «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»
ЯМК – ядерно– магнитный каротаж
2D, 3D, 4D – двумерная, трехмерная, четырехмерная (сейсморазведка)
WGS– 84 – система координат

ВВЕДЕНИЕ

Основные условия деятельности компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» (далее – Компания) определены Соглашением о разработке Пильтун-Астохского и Лунского месторождений нефти и газа на условиях раздела продукции [1].

На Лунском месторождении Компания осуществляет пользование недрами на основании следующих лицензий:

Лицензия ШОМ 10408 НР выдана Компании 20.05.1996 г. для осуществления разработки (разведки и добычи) углеводородов в пределах Лунского лицензионного участка на основе «Соглашения о разделе продукции» на срок до 19 мая 2026 г. [2].

Дополнение №1 к лицензии на право пользование недрами ШОМ 10408 НР от 15.06.2020 г. [40].

Лицензия ШОМ 13802 ЗЭ на право пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения отходов бурения и попутных вод на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении получена 24.10.2006 г. [3].

Дополнение к лицензии ШОМ 13802 ЗЭ на право пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения отходов бурения и попутных вод на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении получено 17.01.2013 г. [4].

В соответствии с положениями лицензии [1] Компанией был получен Горноотводный акт [5], выданный Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору и зарегистрированный МПР России, Федеральным агентством по недропользованию 24 октября 2006 г. (входящее письмо №13-07/3787 от 25.12.2007 г.).

В 2021 году, согласно п. 17. б) постановления Правительства РФ №1465 от 16.09.2020 г., Компанией получен переоформленный Горноотводный акт, выданный Сахалинским управлением Ростехнадзора (№65-7700-00874 от 17.06.2021 г.) [5].

На Лунском месторождении по состоянию на 01.01.2021 г. пробурено три поглощающих скважины, из них две скважины (ЛА-512 и ЛА-519) предназначены для размещения отходов бурения, а скважина ЛА-515 - для размещения попутных вод.

В 2008-2015 гг. размещение отходов бурения на Лунском месторождении осуществлялось в скважину ЛА-512, расположенную в IV тектоническом блоке.

В 2016 г. закачка буровых отходов и других жидкостей в скважину ЛА-512 была прекращена, а в 2017 г. скважина была законсервирована.

Поглощающая скважина ЛА-519 была пробурена в конце 2015 г. и в январе 2016 г. введена в эксплуатацию. Скважина расположена ниже продуктивных горизонтов в V тектоническом блоке.

Скважина ЛА-515 пробурена и введена в эксплуатацию в 2012 г. Первым проектным документом по размещению отходов бурения и попутных вод является «Технологическая схема захоронения отходов бурения и попутной воды Лунского нефтегазоконденсатного месторождения» была согласована протоколом ЦКР № 3082 от 27.11.2003 г. [6]. На работу было получено положительное экспертное заключение от 11.11.2003 г. [7].

«Технический проект на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения промышленных отходов в пределах Лунского лицензионного участка» [8] был разработан ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», утвержден Ростехнадзором (письмо РТН №11-18/707 от 13.03.2006 г. об утверждении экспертизы [9]).

«Геолого-гидрогеологическое обоснование возможности захоронения отходов бурения и попутных вод на Лунском месторождении» [10] было согласовано в 2007 г. Экспертиза признала, что структурно-тектонические и геолого-гидрогеологические условия залегания, фильтрационно-емкостные и физико-механические свойства подпродуктивной обводненной слоистой песчано-глинистой дагинской толщи миоцена позволяют использовать ее в качестве основного пласта-коллектора для захоронения отходов бурения и попутно-добываемой воды в режиме гидроразрыва пластов. Кроме того, установлено, что надпродуктивная глинистая нижненутовская толща миоцена может быть использована в качестве резервного пласта-коллектора для размещения ограниченного объема отходов бурения в режиме гидроразрыва пласта.

Компанией разработаны и утверждены в территориальном агентстве по недропользованию по Сахалинской области «План мониторинга закачки отходов бурения на Лунском месторождении» и «План мониторинга закачки попутных вод на Лунском месторождении» в 2008 г. и в 2011 г. соответственно. [37,38]

В 2008 г. для размещения в глубоких горизонтах отходов бурения на месторождении

в блоке IV была пробурена специальная поглощающая скважина ЛА-512 и начата ее опытно-промышленная эксплуатация в прерывистом режиме. Весь объем образовавшихся при бурении скважины ЛА-512 отходов был вывезен с платформы «ЛУН-А» и закачан в аналогичную поглощающую скважину на платформе «ПА-А» Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения.

В 2010 г. в рамках «Дополнения к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения промышленных отходов в пределах Лунского лицензионного участка» [11], было подготовлено обоснование необходимости увеличения максимально допустимого устьевого давления нагнетания до 45 МПа. На данное «Дополнение к техническому проекту...» получено положительное заключение экспертизы промышленной безопасности № 1389 [11].

В 2009-2010 гг. на Лунском месторождении были пробурены и введены в эксплуатацию только газовые скважины, в продукции которых содержались незначительные объемы связанной воды. В этот период вся добываемая вода отправлялась на ОБТК по мультифазным подводным трубопроводам, в связи с чем отсутствовала производственная необходимость бурения поглощающей скважины для размещения попутной воды. В январе 2011 г. была введена в эксплуатацию первая нефтяная скважина ЛА-552, продукция которой быстро обводнилась. Бурение специальной поглощающей скважины ЛА-515 для закачки попутных вод было выполнено в 2011 г., ввод в эксплуатацию – в апреле 2012 г., после строительства и запуска поверхностного оборудования для закачки попутной воды.

В октябре 2011 г., через пять лет с момента получения лицензии ШОМ 13802 ЗЭ, согласно лицензионным требованиям, Компания представила в ГКЗ Роснедра «Геологический отчет о результатах опытно-промышленного размещения отходов бурения и попутных вод на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении» [12]. Данный отчет был посвящен, в основном, размещению отходов бурения, так как на момент составления отчета опытно-промышленная закачка попутных вод на месторождении не была организована.

Вышеуказанная работа была согласована ФБУ «ГКЗ» Роснедра Протоколом № 2716 от 02.04.2012 г. [12] и Компания перешла на промышленный этап размещения буровых отходов.

В связи с тем, что добыча попутной воды на Лунском месторождении в период до 2012 г. была незначительной и экспортировалась на ОБТК по мультифазному трубопроводу, Компания не имела возможности производить опытно-промышленное размещение попутных вод. В связи с этим, ФБУ «ГКЗ» Роснедра постановила продлить опытно-промышленную закачку попутных вод на Лунском месторождении на 5 лет с момента её начала.

В январе 2013 г. Федеральное агентство по недропользованию согласовало соответствующие изменения к лицензии в «Дополнении к лицензии ШОМ 13802 ЗЭ» [3].

В соответствии с лицензионными условиями в 2013 г. выполнен отчет «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 Лунском нефтегазоконденсатном месторождении. Уточнение технологических решений по результатам опытно-промышленных работ» [13], который был согласован Территориальной Комиссией по разработке месторождений полезных ископаемых по Сахалинской области (протокол ТКР № 20-14пс от 07.07.2014 г. [13]).

Скважина ЛА-519 - вторая поглощающая скважина для закачки буровых отходов, введена в эксплуатацию в январе 2016 г. В этом же году закачка буровых отходов и других жидкостей в скважину ЛА-512 была прекращена, а в 2017 г. скважина была законсервирована.

В 2017 г. Компания подготовила и представила на согласование в ФБУ «ГКЗ» Роснедра «Геологический отчет о результатах опытно-промышленного размещения попутных вод и промышленного размещения буровых отходов на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении. Уточнение объемов размещения попутных вод и буровых отходов» [14]. По результатам защиты данного отчёта в июне 2017 г. в ГКЗ Роснедра, Компания перешла на промышленный этап размещения попутных вод и уточнила объемы размещения буровых отходов и попутных вод (протокол ГКЗ Роснедра № 5077 от 04 июля 2017 г. [14]).

В соответствии с лицензионными условиями, для уточнения технических решений по размещению отходов бурения и попутных вод разработано «Дополнение к Техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях промышленного размещения буровых отходов и попутных вод на Лунском нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение

технологических решений по результатам опытно-промышленных работ», утверждено протоколом заседания ТКР по Сахалинской области № 23-17-пс от 08.12.2017 г. [42].

Промышленное размещение отходов бурения и попутных вод на Лунском месторождении было согласовано со следующими параметрами:

а) с целью промышленного размещения отходов бурения:

Закачка отходов бурения в прерывистом режиме (порциями объемом до 1,0 тыс. м³) до 2041 г. с использованием гидроразрыва пластов на базе одной поглощающей скважины в интервал разреза, соответствующий абсолютным глубинами 2100 – 3000 м;

Прогнозный объем отходов бурения на период 2017-2041 гг. – 646 тыс. м³, устьевое давление нагнетания – до 45 МПа;

Плотность пульпы бурового шлама – до 1,3 г/см³;

б) при промышленной закачке вод:

Закачка попутных вод в непрерывном режиме с использованием гидроразрыва пластов на базе одной нагнетательной скважины в интервал непродуктивного разреза, соответствующий абсолютным глубинам 2100 – 3000 м;

Прогнозный объем попутных вод, подлежащих захоронению на период 2017-2041 гг. – 9,57 млн. м³, устьевое давление нагнетания – до 45 МПа;

Производительность закачки попутной воды - до 1 049 тыс. м³/сут.

В 2018 году был подготовлен и утвержден «План мониторинга закачки отходов бурения, попутных вод и других жидкостей на Лунском месторождении (ЛА-519)», согласованный письмом от 20.08.2018 №10-37/720 Отделом геологии и лицензирования Департамента по недропользованию по Дальневосточному федеральному округу по Сахалинской области (Сахалиннедра) [41].

В соответствии с «Методическими рекомендациями по обоснованию выбора участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых» [15], Лунский полигон для размещения буровых отходов и попутных вод по степени изученности был отнесен к группе разведанных [14].

Основанием для подготовки данного «Дополнения к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и попутных вод на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении» является необходимость уточнения класса опасности отходов бурения, размещаемых через поглощающие скважины, на Лунском

нефтегазоконденсатном месторождении, с учётом перечня и состава закачиваемых флюидов, а также комплекса геологических и технико-технологических условий.

Все утвержденные ранее эксплуатационные параметры системы нагнетания принимаются без изменений.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ И УЧАСТКЕ НЕДР, ПРЕДНАЗНАЧЕННОМ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ БУРОВЫХ ОТХОДОВ И ПОПУТНЫХ ВОД

1.1. Общие сведения о районе и участке недр

Лунское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1984 г., расположено в пределах акватории Охотского моря на северо-восточном шельфе о. Сахалин на расстоянии 12-15 км от береговой линии (Рис. 1.1). Месторождение приурочено к одноименной структуре, осложнённой серией сбросов ЮЗ-СВ простирания, разделяющих её на шесть тектонических блоков. Залежи углеводородов относятся к песчаным пластам-коллекторам (пласты с I по XVII) дагинского горизонта среднего-нижнего миоценового возраста.

Географические координаты Лунского лицензионного участка (WGS-84) следующие:

51° 33' с. ш. 143° 34' в. д.

51° 33' с. ш. 143° 42' в. д.

51° 20' с. ш. 143° 44' в. д.

51° 20' с. ш. 143° 36' в. д.

Горноотводный акт №65-7700-00874 к лицензии ШОМ 13802 ЗЭ от 24.10.2006 г., выдан 17.06.2021 г. Сахалинским Управлением Ростехнадзора. Срок действия горноотводного акта – до 19.05.2026 г.

Горный отвод к лицензии ШОМ 13802 ЗЭ от 24.10.2006 г. расположен в Охотском море у северо-восточного побережья острова Сахалин. Границы данного горного отвода соответствуют границам лицензии ШОМ 10408 НР на право пользования недрами в целях разработки (разведки и добычи) углеводородов в пределах Лунского лицензионного участка, выданной 20 мая 1996 г правительством РФ.

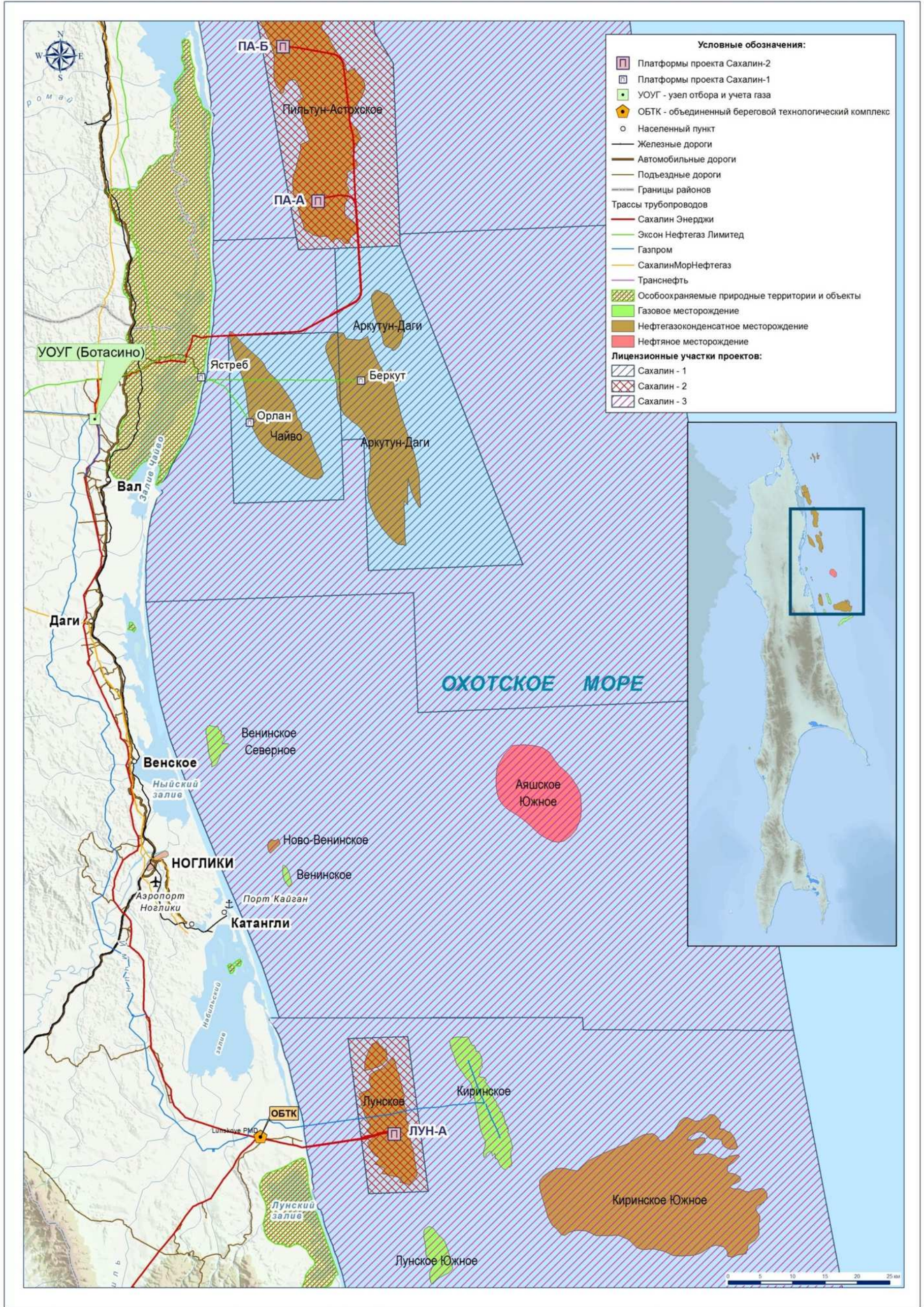


Рис. 1.1. Обзорная схема района Лунского месторождения

В горный отвод к лицензии ШОМ 13802 ЗЭ включены два блока «А» и «В», ограниченные пределами тектонических блоков IV и V. Пересечений с участками, горными и земельными отводами других собственников в данном районе нет.

Местоположение и установленные пространственные границы горного отвода приведены на Рис. 1.2.

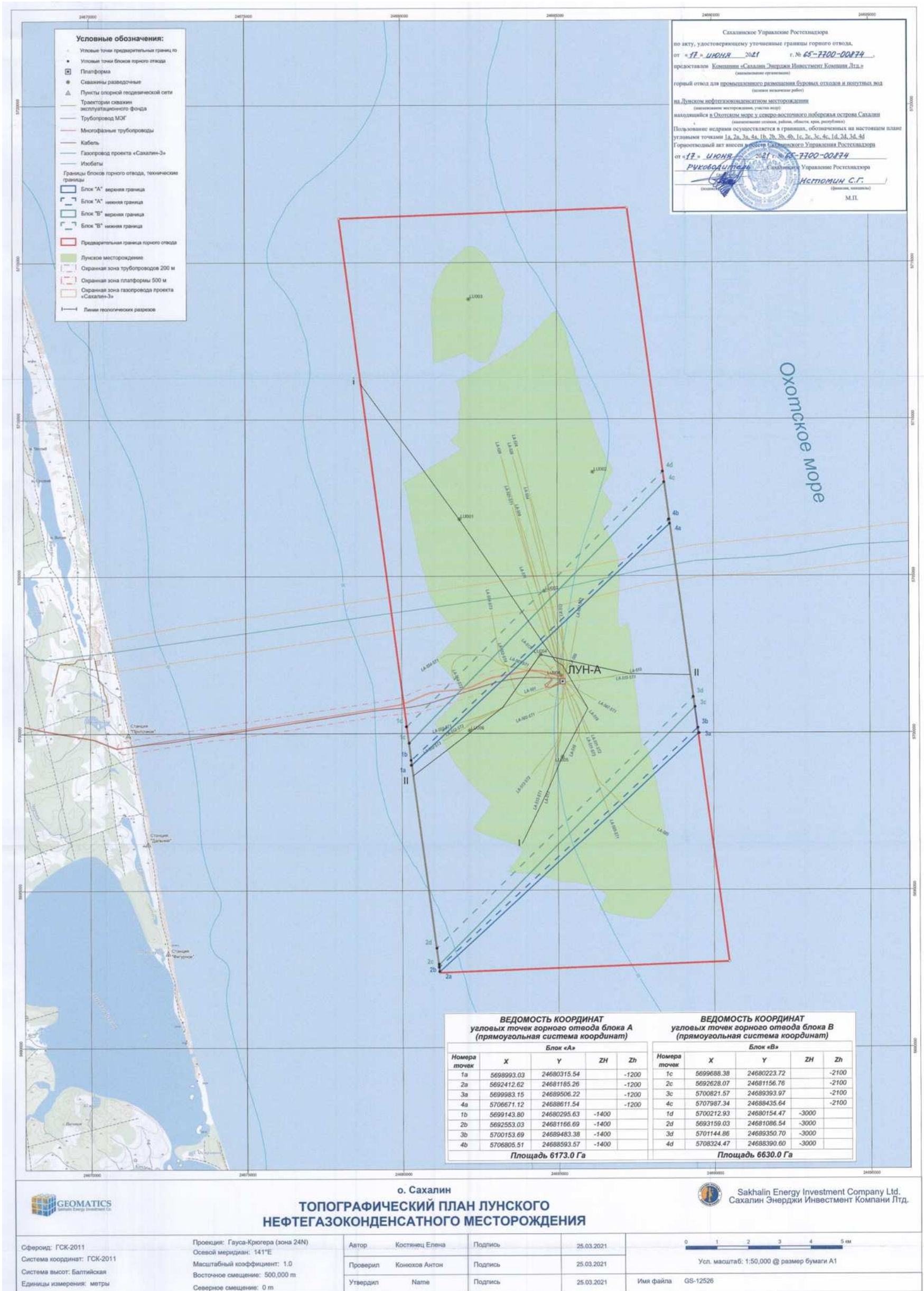


Рис. 1.2. План горного отвода (масштаб 1 : 50 000)

Блок «А» расположен в интервале абсолютных глубин 1200 – 1400 м; приурочен к отложениям окобыкайского горизонта, расположен над продуктивными пластами Лунского месторождения. В соответствии с «Дополнением к Техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения промышленных отходов в пределах Лунского лицензионного участка», блок «А» является «резервной» зоной кратковременного размещения только отходов бурения. Данный блок не эксплуатировался, в отчете отдельно не рассматривается.

Блок «В» расположен в интервале абсолютных глубин 2100 – 3000 м; приурочен к отложениям дагинского горизонта (пласты с IX по XX) и находится ниже продуктивных пластов I - XII Лунского месторождения, что позволяет использовать интервалы пластов IX-XX для размещения буровых отходов и попутных вод.

В соответствии с «Дополнением к Техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения промышленных отходов в пределах Лунского лицензионного участка», блок «В» является основной зоной размещения отходов бурения и попутных вод. Данный блок используется для промышленного размещения буровых отходов и попутных вод.

1.2. Природно-климатические условия района расположения участка недр

По заключению Института морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения Российской Академии наук (ИМГиГ ДВО РАН), район расположения Лунского месторождения характеризуется пониженной фоновой (естественной) сейсмичностью [16].

Согласно СНиП II-7-81 (1996 г., 2000 г.), Лунское месторождение, относится к зоне с исходной сейсмичностью $IMSK = 8$ баллов для периода повторения $T = 500$ лет и $IMSK = 9$ баллов для среднего периода повторения $T = 1000$ лет.

Исходя из результатов вероятностного анализа сейсмической опасности, площадки расположения платформы «ЛУН-А» для среднего периода повторения $T = 1000$ лет ожидаемые пиковые горизонтальные ускорения на площадке «ЛУН-А» составят около 0,29 g (что соответствует $IMSK \approx 8,5$ балла), а вертикальные – около 0,22 g. Наиболее опасными для площадки являются землетрясения с магнитудами $M = 6,0 - 6,25$, которые могут возникать на расстоянии $R = 16-17$ км от площадки, в зоне разрывных нарушений, выявленных на ближайшей островной суше.

По данным сейсмологов ИМГиГ, сбросы Лунской структуры не относятся к категории активных разломов, сейсмогенные подвижки по которым вызывают катастрофические землетрясения. В целом, уровень сейсмической опасности на площадке «ЛУН-А» несколько ниже, чем указано в действующих СНиП II-7-81.

Морское дно в районе Лунского месторождения сложено алеврито-песчаными осадками верхненутовского подгоризонта, а также рыхлыми четвертичными отложениями. Коренные породы обнажаются на дне моря в северо-западной части площади. В рельефе они образуют аккумуляционно-эрозионную равнину, полого спускающуюся в восточном направлении. Равнина прорезана несколькими погребенными речными долинами, выполненными четвертичными отложениями. Глубина их вреза колеблется от 10 до 30 м. Четвертичные отложения мощностью до 30 м покрывают дно моря в юго-восточной части площади.

Климат на Сахалине отличается ярко выраженной сезонностью. В зимнее время преобладают северные штормовые ветры со скоростью 3-9 м/с, летом наблюдаются муссонные ветры южного и юго-восточного направлений со скоростью 2-5 м/с. Зимний сезон длится 220-240 дней – с октября по апрель. Среднегодовая температура воздуха отрицательная от 5 °С до 0 °С. Наиболее холодными месяцами являются январь и февраль, температура может понижаться до 42 °С. Наиболее высокая температура воздуха наблюдается в июне и августе, в отдельные дни фиксируется повышение температуры до 27 °С, реже до 35 °С.

Наблюдаются тайфуны, которые сопровождаются ураганскими ветрами – до 67 м/с, сильными ливнями летом и метелями (с обильными снегопадами) зимой. Колебания уровня моря зависят от приливно-отливных явлений и составляют 1-3 м. При штормовых ветрах высота волн достигает 13-16 м. Восточный берег Сахалина омывается Восточно-Сахалинским течением, которое направлено с севера на юг и, скорость которого составляет 0,7-1,0 узлов.

Ледовый режим в районе месторождения сложный. Ледяной покров на шельфе начинает формироваться в декабре и сохраняется в течение 6-6,5 месяцев. К концу декабря лед покрывает северо-западную часть Охотского моря. Время от времени происходит откалывание ледяного припая. Дрейфующий лед и ледяные поля перемещаются на юг вдоль берега со скоростью 0,4-6,0 км/ч. Высота стамух над уровнем моря достигает 2-7 м, подводная часть может составлять 10-20 м. Подводные части стамух пропахивают в дне

борозды глубиной 0,5-6,0 м на глубинах моря до 20 м. Акватория шельфа Сахалина освобождается ото льда в июне.

1.3. Экономические условия, транспорт, водоснабжение, энергоснабжение

В административном отношении участок шельфа в районе Лунского месторождения входит в состав Сахалинской области (РФ) и, на сопредельной суше, граничит с Ногликским районом. Ближайшим населенным пунктом является пгт. Ноглики, расположенный примерно в 50 км к северо-западу от месторождения. Поселок связан узкоколейной железной дорогой, автомобильной дорогой и авиатранспортом с г. Южно-Сахалинск, автомобильной дорогой с г. Оха.

Акватория месторождения судоходна. Транспортировка грузов на платформу возможна морским путем из порта Москальво, расположенного 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.

Вдоль побережья проходит преимущественно грунтовая, автомобильная дорога Оха – Ноглики, а так же линия электропередач. Энергоснабжение объектов обустройства и населенных пунктов на суше осуществляется от Ногликской газотурбинной электростанции и от ряда небольших электростанций. Обеспечение платформы «ЛУН-А» электроэнергией осуществляется с берега по двум силовым кабелям. На платформе предусматриваются аварийные источники электроэнергии и система бесперебойного электропитания.

Ближайшими морскими нефтегазовыми месторождениями являются Венинское, расположенное на расстоянии 10 км на север, Киринское в 10 км на восток, Южно-Лунское в 5 км на юг.

В 2006 г. на Лунском месторождении установлена морская добывающая платформа «ЛУН-А», оборудованная стационарной буровой установкой. Платформа «ЛУН-А» представляет собой железобетонное основание гравитационного типа, в одной из опор которого имеются 27 буровых окон. На основание установлено верхнее строение платформы, включающее технологический и жилой модули, а также буровой комплекс. Сбор добываемой продукции из скважин платформы производится посредством двух технологических линий, каждая из которых соединена с подводным многофазным

трубопроводом диаметром 762 мм, по которому углеводородный поток поступает на Объединенный Береговой Технологический Комплекс, расположенный на берегу на удалении в 22 км от платформы «ЛУН-А». На ОБТК производится разделение газа, жидких углеводородов и попутной воды, поступающих с платформы «ЛУН-А». Отделенные от воды и МЭГ углеводороды после их подготовки смешиваются с газом и нефтью, поступающих с Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения для дальнейшей их транспортировки по системе наземных трубопроводов (диаметром 1219,2 мм для газа и 609,6 мм для нефти/конденсата, и общей длиной более 850 км) через две насосно-компрессорные станции до завода по сжижению природного газа (СПГ) и терминала отгрузки нефти (ТОН), расположенных на юге острова Сахалин в районе поселка Пригородное (Рис. 1.3). Лунское месторождение является основным источником газа для завода СПГ.

На заводе СПГ производятся работы по дополнительной дегидратации и сжижению газа и его последующая отгрузка в специализированные суда «Гранд Анива», «Гранд Елена», «Гранд Мерея», «Обь Ривер», «Фуджи ЛНЖ», «Грэйс Барлерия». Подготовленная к отгрузке нефть по морскому трубопроводу подается с ТОН на выносное причальное устройство (ВПУ), расположенное на расстоянии 4,5 км от берега, и отгружается в танкеры. Для перевозки нефти используются три специализированных нефтеналивных танкера: «Губернатор Фархутдинов», «Остров Сахалин» и «Залив Анива».

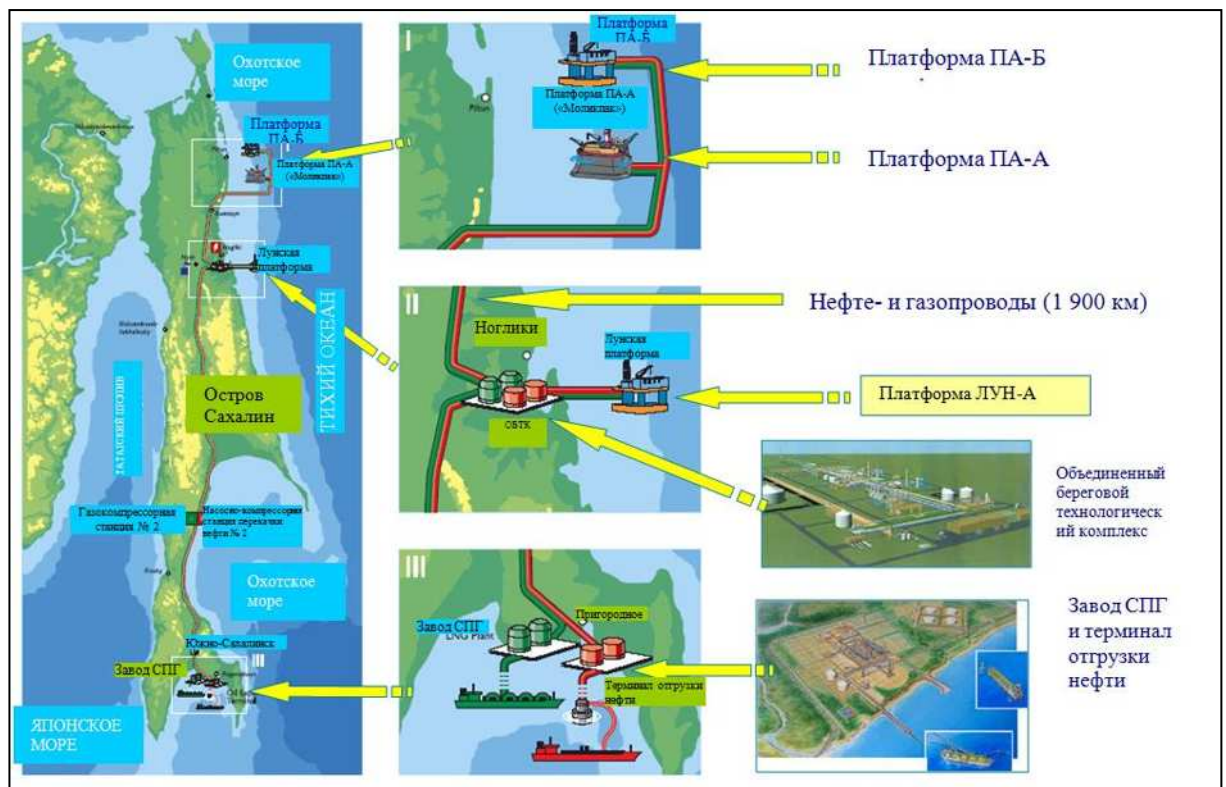


Рис. 1.3. Общая схема проекта «Сахалин-2»

Кроме завода СПГ, газ Лунского месторождения поставляется на северный и южные узлы отбора и учета газа (УОУГ). Северный УОУГ предназначен для поставки газа потребителям в материковой части России по трубопроводу, соединяющему о. Сахалин, Комсомольск, Хабаровск и Владивосток. Северный УОУГ подключен к системе трубопроводов проекта «Сахалин-2» в пункте Боатасино на отрезке между ОБТК и морскими платформами, установленными на Пильтун-Астохском месторождении – ПА-А и ПА-Б. Основной объем газа поступает с платформ ПА-А и ПА-Б, но в случае необходимости дополнительные объемы газа могут подаваться и с платформы «ЛУН-А» через ОБТК.

Южный УОУГ расположен в районе п. Дальнее и представляет собой станцию фильтрации, учёта и подачи газа до теплоэлектростанции ТЭЦ-1 г. Южно-Сахалинска и другим местным промышленным и бытовым потребителям газа.

2. КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА НЕДР

2.1. Стратиграфия и литология

Отложения Северо-Сахалинского осадочного бассейна, в пределах суши Дагинско-Катанглийского района и прилегающей шельфовой зоны, включая Лунскую площадь, представлены мощной (5-7 км) толщей кайнозойского осадочного чехла, который перекрывает горные породы мезозойского возраста. Четвертичный, нутовский и окобыкайский горизонты вскрыты на полную мощность скважинами, пробуренными на Лунском месторождении. Горизонты в нижней части стратиграфического разреза (от уйнинского до верхнемелового) были выделены на основе данных, полученных на месторождении Катангли и прилегающих площадях суши [17], а так же по данным сейсмических исследований.

Возраст, стратиграфическое подразделение и палеоусловия осадконакопления Лунского месторождения определялись на основе палинологического, микропалеонтологического и макропалеонтологического анализа образцов бурового шлама и керна. Подробная информация о палеонтологических особенностях месторождения, полученная по результатам бурения скважин ЛУН 1-6, представлена в отчете [17]. В 1992 г. была пробурена скважина ЛУН-7. Компанией «Микропалео Консалтантс Инк.» (США, шт. Калифорния) проведены детальные исследования 87 образцов бурового шлама, отобранных в интервале глубин 130-2250 м, на содержание раковин фораминифер, палинокомплексов, диатомовых отложений и известкового нанопланктона. Также был проведен палинологический и микропалеонтологический анализ 28 образцов бурового шлама, грунтов и керна, дополнительно полученных из скважины №7.

Установленные в результате проведенных исследований палеоусловия осадконакопления и стратиграфическая разбивка, хорошо согласуются с данными, представленными в отчете [17].

В стратиграфическом разрезе месторождения выделяются следующие горизонты (сверху вниз):

четвертичные отложения (мощность – до 30 м);

нутовский горизонт (верхний миоцен-плиоцен, мощность 1420 м);

окобыкайский горизонт (средний миоцен, мощность 660 м);

дагинский горизонт (средний-нижний миоцен, мощность от 1300 м до 1900 м);

уйнинский горизонт (нижний миоцен, мощность 600 м);
даехуриинский горизонт (олигоцен, мощность 400 м);
мачигарский горизонт (олигоцен, мощность до 400 м);
верхнемеловые отложения.

Сводный стратиграфический разрез Лунского месторождения представлен на Рис.

2.1.

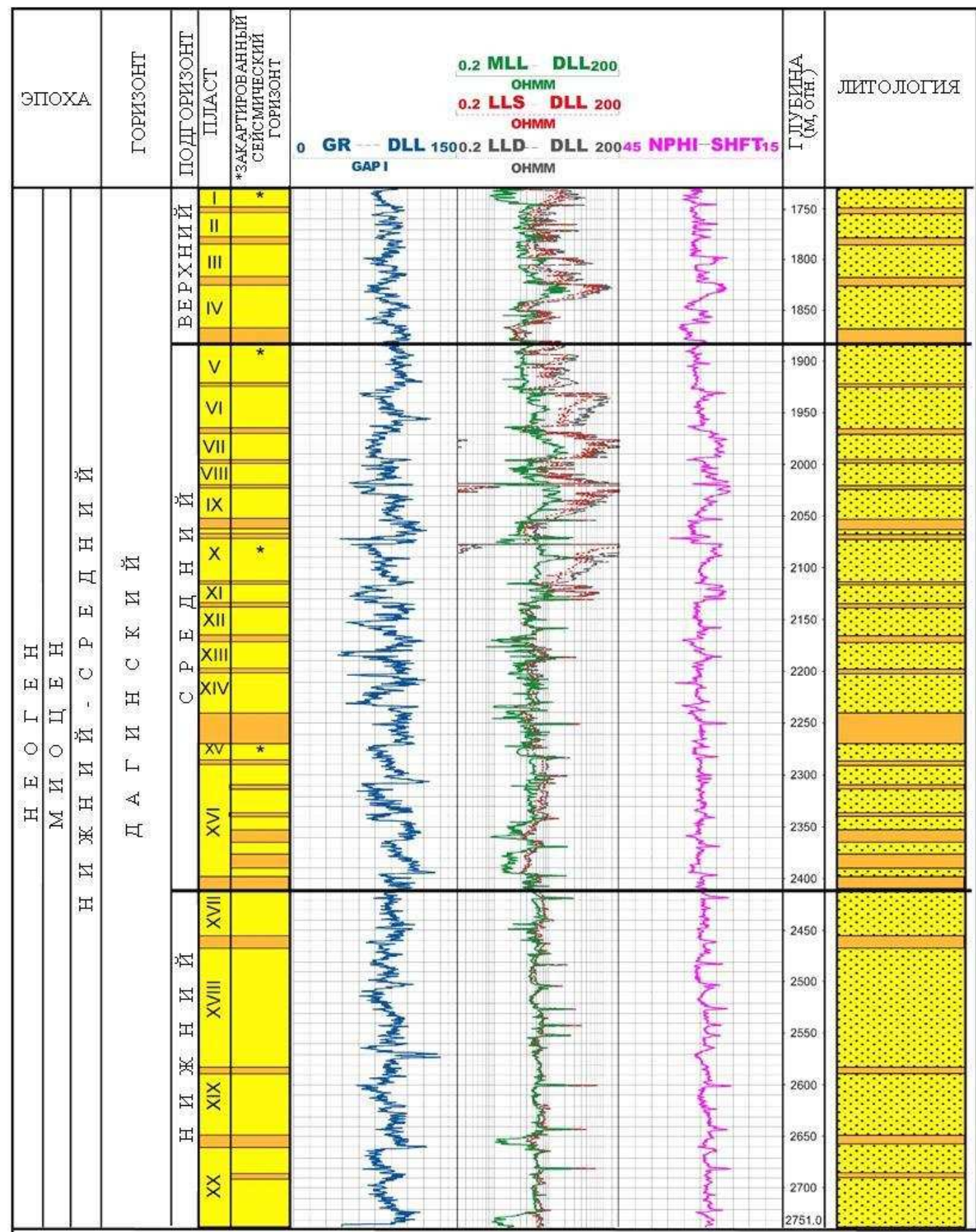
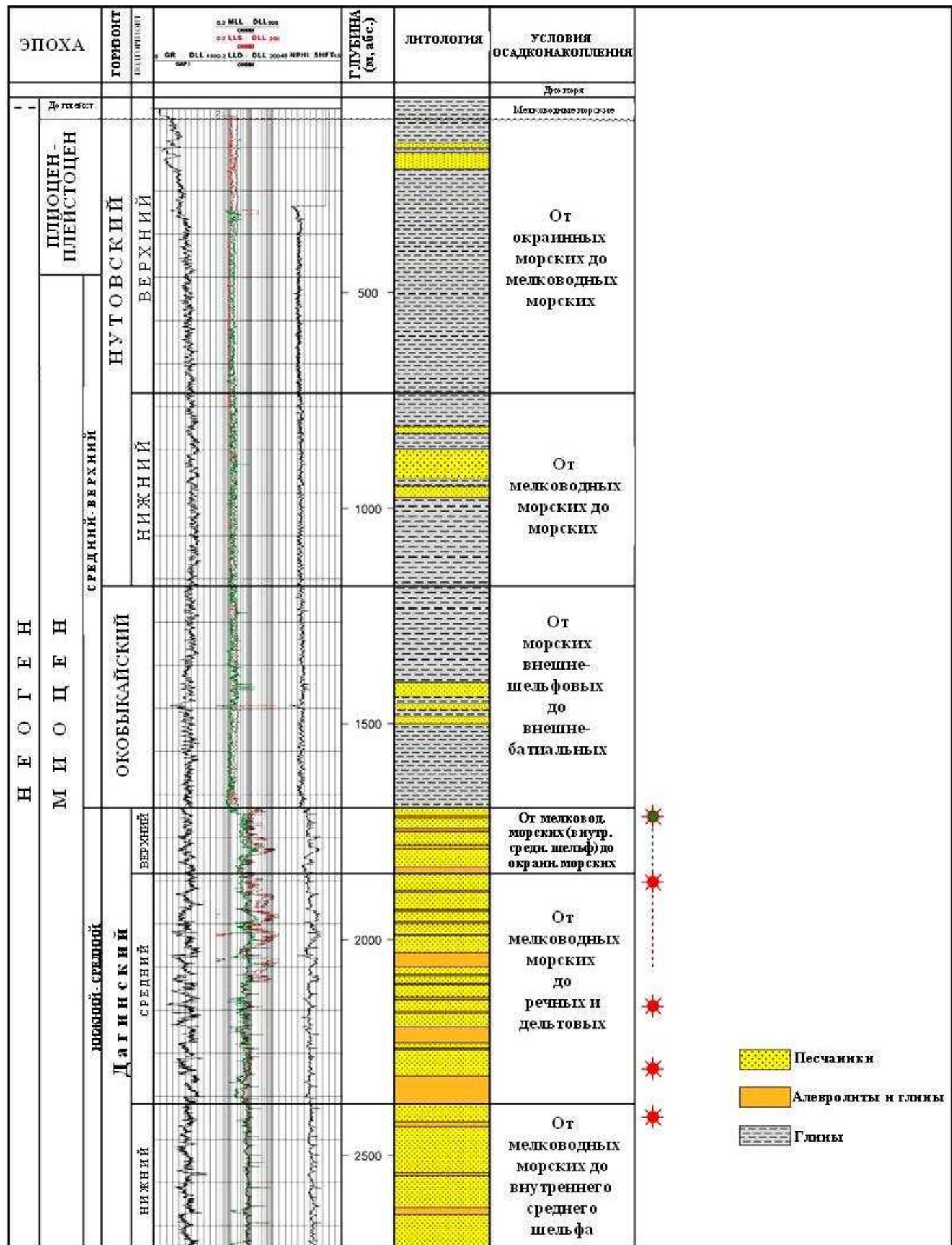


Рис. 2.1. Сводный стратиграфический разрез Лунского месторождения

2.2. Структурно-тектоническое положение

2.2.1. Структурное положение

Лунская структура, к которой приурочено нефтегазоконденсатное месторождение, расположена в Ныйской антиклинальной зоне. Вскрытый на месторождении разрез представлен отложениями нутовского, окобыкайского и дагинского горизонтов, с составом близким для аналогов на суше дагинско-катанглийского района Северо-Сахалинского бассейна и прилегающей шельфовой зоны.

Используемая в этом отчете стратиграфическая номенклатура была заимствована из отчета «Геологическое строение и подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Лунское-море, Сахалинской области, РСФСР» [17], подготовленного ПО «Сахалинморнефтегаз» (СМНГ) в 1990 г. Отложения нескрытой нижней части кайнозойского и верхней части мелового разрезов охарактеризованы по материалам параметрического бурения на месторождении Катангли с привлечением материалов по смежным площадям суши.

Продуктивными на месторождении являются песчано-алевролитоглинистые отложения дагинского горизонта.

Лунская структура по кровле дагинского горизонта представляет собой крупную, асимметричную, пересеченную разрывами антиклиналь, разбитую на 6 блоков (Рис.2.2). Размеры месторождения по кровле дагинского пласта составляет 25 км на 8 км (Рис. 2.2 и Рис.2.3).

Блок I расположен в пределах северной периклинали складки. Газоносность определена в 15 пластах, которые образуют 12 независимых залежей. Наличие восьми залежей было подтверждено их испытанием. Абсолютная глубина продуктивного газонасыщенного интервала в этом блоке достигает 3007 м. По кровле дагинского горизонта блок отделен от основной части месторождения синклиналью с небольшой амплитудой и крупным нарушением северо-западного падения (северное тектоническое ограничение блока II).

В пределах блоков II-VI выделены 2 залежи. В пластах I-IV (Объект №1) содержатся газовая шапка с нефтяной оторочкой. (высотой 0 – 29 м), а в пластах V-XII

(Объект №2) – свободный газ. Запасы газа обеих залежей находятся в коммуникации, что подтверждено результатами разработки.

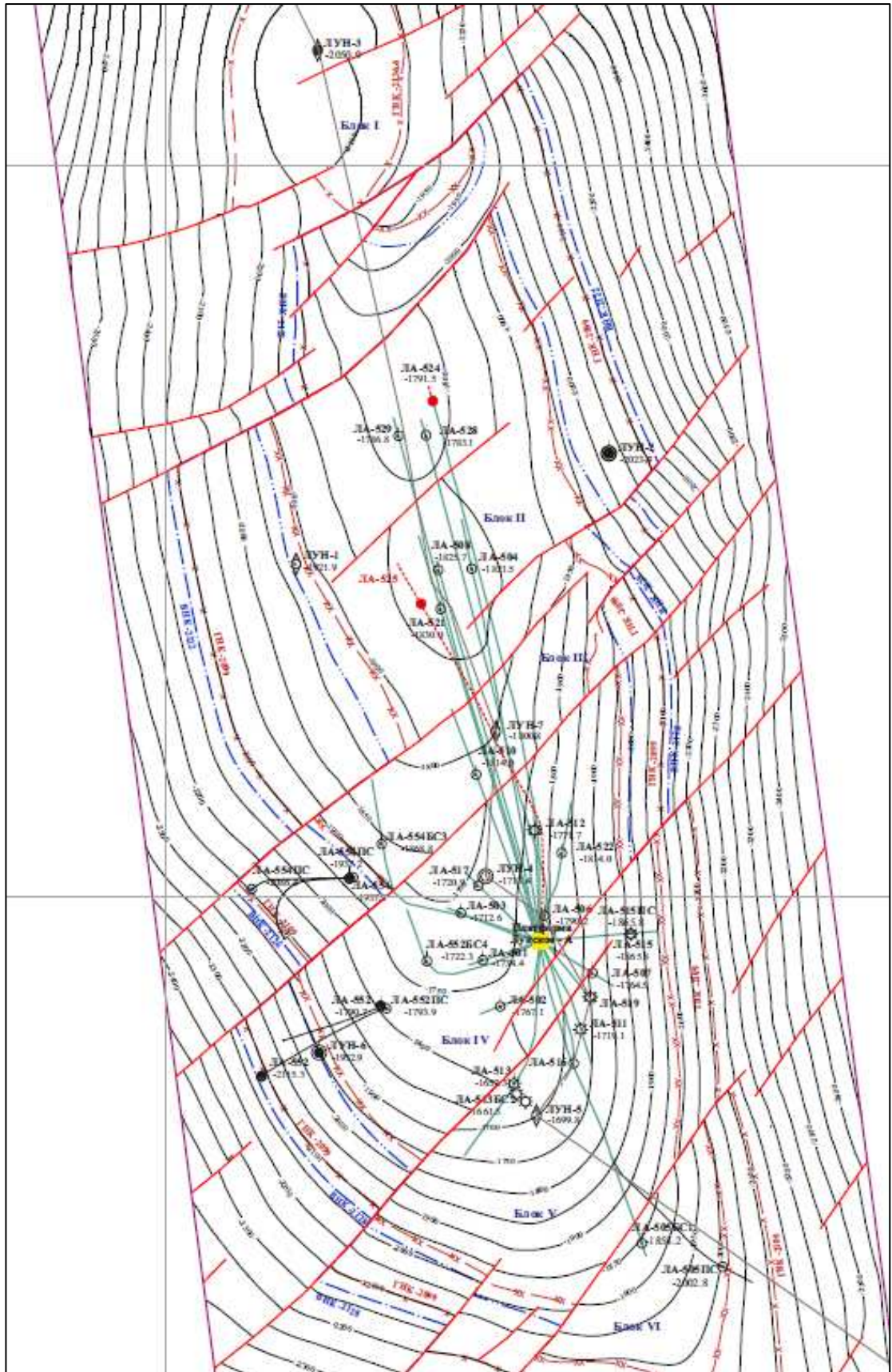


Рис. 2.2. Структурная карта по кровле пласта I

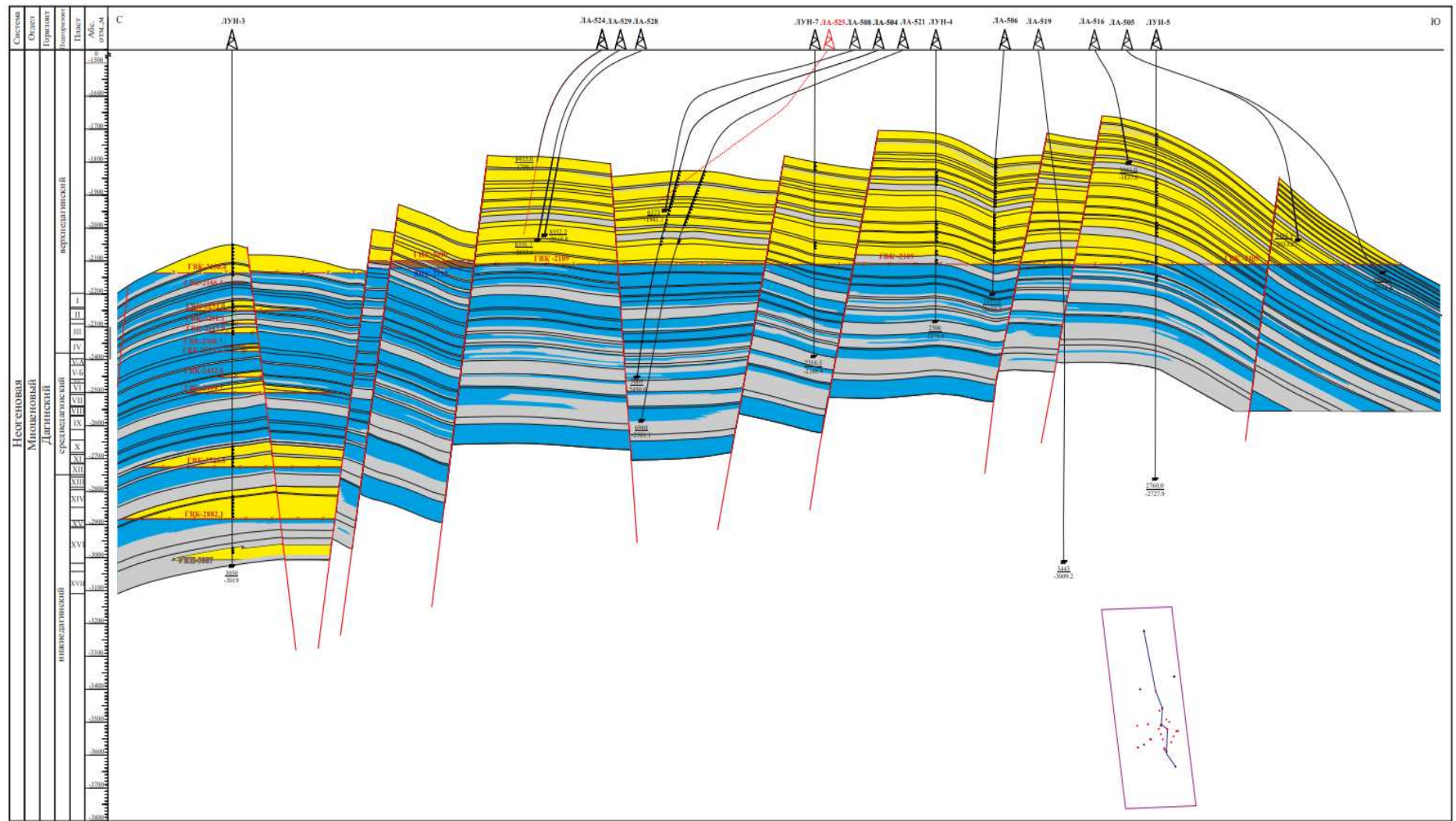


Рис. 2.3. Геологический разрез Лунского месторождения по линии «север – юг»

Данные каротажа и замеров пластового давления показали, что в пределах нефтяной оторочки, в блоках II (восточное крыло), III (западное крыло), IV (западное крыло), V (восточное крыло) уровни водо-нефтяных контактов находятся на разных глубинах. Данное обстоятельство свидетельствует о том, что нефтяная оторочка Лунского месторождения представляет собой группу гидродинамически несвязанных залежей, приуроченных к крыльям структуры, разделенных высокоамплитудными тектоническими нарушениями на блоки.

При этом, необходимо отметить, что газоконденсатная залежь, приуроченная к пластам с I по XII (Объекты №1 и №2) представляет собой единый резервуар, имеет единый газо-водяной контакт на уровне а.о. -2109 м и подстилается единым водоносным горизонтом.

Утвержденные, по состоянию на 01.01.2021 г., начальные геологические запасы свободного газа и газа газовых шапок Лунского месторождения по сумме категорий А+В₁+В₂ составляют 507986 млн.м³, начальные извлекаемые – 401216 млн.м³. Начальные геологические запасы конденсата по категориям А+В₁+В₂ составляют 58718 тыс.т, начальные извлекаемые - 34255 тыс.т.

Утвержденные начальные геологические запасы нефти Лунского месторождения составляют по категориям А+В₁+В₂ составляют 33269 тыс.т, извлекаемые 387 тыс.т [34].

Основной интервал размещения буровых отходов и попутных вод расположен ниже продуктивных пластов Лунского месторождения в водонасыщенных пластах в XIII-XX дагинского горизонта (а.о. -2100 – (-3000) м) тектонических блоков IV и V.

Резервный интервал для закачки только буровых отходов расположен выше продуктивных пластов Лунского месторождения в отложениях окобыкайского горизонта (а.о. -1200 – (-1400) м) тектонических блоков IV – V.

2.2.2. Тектоника

Лунская антиклиналь является частью Ныйской антиклинальной зоны, простирающейся на 165 км в длину, 31 км в ширину и включающую в себя пять складок: Венинскую, Набильскую, Лунскую, Южно-Лунскую и Киринскую.

Лунская структура нарушена рядом сбросов, простирающихся с юго-запада на северо-восток и имеющих, в основном, северо-западное падение. Эти сбросы разделяют Лунскую структуру на шесть основных блоков (Рис. 2.2).

Глубина кровли дагинского горизонта в центральной части структуры варьирует приблизительно от 1700 м (скважина ЛУН-5, блок V) до 2050 м (скважина ЛУН-3, блок I).

Блок I находится на северной периклинали складки, и представляет собой отдельную, тектонически нарушенную, замкнутую структуру с падением по четырем направлениям, которая содержит многочисленные залежи газа с независимыми газоводяными контактами.

В данном блоке нефть не обнаружена. По кровле дагинского горизонта этот блок изолирован от основной части месторождения небольшой синклиналью и крупным сбросом, имеющим северо-западное падение. С севера этот блок ограничен нормальным сбросом северо-западного падения с углом около 60° . Зона, находящаяся между блоками I и II, представляет собой сложную структуру, нарушенную целым рядом нормальных сбросов.

Блок II - самый крупный из шести, имеет приблизительно ширину 5-7 км (с юго-запада на северо-восток) и 6,5 км в длину (с севера на юг). Блок ограничен на севере и юге нормальными сбросами, падающими по направлению к северо-западу. Оба сброса характеризуются компонентами диагонального смещения. Поверхности этих сбросов падают на северо-запад соответственно под углами около 70° и $60-65^\circ$. Северная часть блока осложнена тектоническим нарушением, не прослеживаемым по сейсмическим данным по всей площади, что, однако, не исключает возможность наличия малоамплитудного продолжения нарушения на восточном крыле.

Блок III простирается приблизительно на 0,9 км с севера на юг и на 7 км по направлению с юго-запада на северо-восток. Блок ограничен на северо-западе и юго-востоке сбросами, падающими по направлению к северо-западу. Оба сброса характеризуются незначительными компонентами диагонального смещения.

Размеры **блока IV** составляют приблизительно 2,5 x 8 км. Южная граница блока определяется наличием двух сбросов, падающих в северо-западном направлении. Оба сброса затухают соответственно к северо-востоку и юго-западу и характеризуются смещением, увеличивающимся с удалением от свода блока.

Размеры **блока V** составляют приблизительно 3,2 км с севера на юг и 6,5 км с юго-запада на северо-восток. Южный сброс является наиболее крупным нормальным сбросом, падающим в северо-западном направлении под углом около 60 °.

Блок VI является самым южным и представляет собой южную периклиналь Лунской антиклинали. Размеры блока вдоль северного и южного ограничивающих сбросов составляют соответственно около 5,5 км и 2,1 км. Ширина свода составляет около 3,6 км. Южный ограничивающий сброс падает на юго-восток под углом 60-70 °.

Вверх по разрезу Лунская структура выполаживается. По кровле нижненутовского подгоризонта структура представляет собой пересеченную разрывами антиклиналь размерами 18,5 x 5 км.

Вниз по разрезу (по верхнемеловым отложениям) свод складки смещается в восточную и юго-восточную часть Лунского лицензионного участка. Вдоль восточной части месторождения, в направлении с севера на юг простирается структурное поднятие. Приблизительная глубина этого горизонта оценивается в 4000 м.

2.3. Гидрогеологическая характеристика района и участка недр (до зоны активного водообмена)

Лунское месторождение в гидрогеологическом отношении приурочено к юго-восточной периферийной зоне влияния инфильтрационной водонапорной системы Северо-сахалинского субмаринного артезианского бассейна. Лунская антиклинальная структура на западе примыкает к Лунско-набильской синклинали, которая является прибрежным бассейном второго порядка. На востоке узкая синклиналь меридианального простирания разделяет Лунскую и Киринскую структуры.

В разрезе осадочного чехла Лунского месторождения выделяются пять гидрогеологических комплексов. Комплексы отличаются строением резервуаров, фильтрационными свойствами и гидродинамическими условиями [17]. Два верхних гидрогеологических комплекса сложены преимущественно песчаными отложениями голоцена и плиоцена. Третий комплекс представлен глинистыми отложениями окобыкайского горизонта и сложен отложениями верхнего и среднего миоцена. Глины окобыкайского горизонта являются основной региональной покрывкой. Четвертый комплекс представлен отложениями средне- и верхне- дагинского подгоризонтов, которые

содержат основные продуктивные пласты. Разрез представлен переслаиванием песчаников, песчанистых алевролитов, алевролитов и глин. Пятый комплекс составляют терригенные отложения нижедагинского подгоризонта и отложений уйнинского горизонта.

Основной интервал закачки промышленных отходов бурения (пласты XIII – XX) относятся к пятому водоносному комплексу. Данный комплекс представлен переслаиванием песчаников, песчаных алевролитов, алевролитов и глин.

Состояние изученности и приведенная геолого-гидрогеологическая характеристика Лунского месторождения свидетельствует о следующих благоприятных факторах использования разреза Лунской площади для целей размещения буровых отходов и попутной воды.

Прежде всего, это терригенный характер осадочного разреза, то есть чередование песчаных проницаемых, и глинистых водоупорных пластов, начиная с кровли нижненутовского подгоризонта. Данная характеристика свидетельствует о колоссальном вмещающем объеме.

Далее, присутствующие в непродуктивной части разреза водоносные пласты (XIII-XX) с минерализованной водой, 10-20 г/л, (при рекомендуемом нижнем пределе солености 10 г/л), удовлетворяют требованиям и пригодны к использованию в качестве объектов размещения промышленных отходов.

Пластовые воды Лунского месторождения не отличаются по своему ионному составу от хлоридно-натриевых вод суши острова. Однако, минерализация пластовых вод в пределах Лунской структуры несколько выше.

Однородность химического состава указывает на общий генетический тип всех пластовых вод Лунского месторождения. По классификации В.А. Сулина все пластовые воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу, который характерен для инфильтрационной гидродинамической системы, Северо-Сахалинского артезианского бассейна.

Подземные воды дагинского горизонта насыщены легкими углеводородными газами (в основном, метаном), содержащими небольшое количество двуокиси углерода (до 1,5 %) и азота (до 3,4 %). Подробный анализ водорастворенных газов приведен в отчете [17].

Геотермический режим комплекса определялся по замерам глубинными

термометрами, выполненными в скважинах ЛУН-1-8, а также по данным электронных скважинных термометров, постоянно действующих в добывающих скважинах ЛА-517, ЛА-503 и ЛА-501. Величина геотермического градиента, в общем, согласуется с гидродинамическими условиями региона и составляет 3,8 °С/100 м.

Наличие в этой части разреза коллекторов II-III классов (по А.А.Ханину) с проницаемостью 0,1-1,0 мкм² и 3-х мощных (20 м и более) непрерывных глинистых разделов, расположенных между пластами IX и X, XIV и XV, XVI и XVI,I препятствуют достижению буровыми отходами и закачанной попутной воды поверхности дна моря.

Энергетический потенциал водонапорных систем III, IV и в нижнедагинском подгоризонте V водоносных комплексов определяет распространение в недрах Лунской площади нормального гидростатического давления при незначительном превышении (5-10 м) пьезоповерхности над уровнем моря.

Практически неограниченные размеры поглощающих пластов (XIII-XX) дагинского горизонта обеспечат быстрое распределение (падение) повышенного давления при нагнетании попутных вод.

Замедленный темп водообмена в отложениях IV и весьма замедленный в III, V комплексах с пластовым пассивным типом течения подземных вод в восточном направлении ограничит смещение промышленных отходов за пределы объектов размещения.

Ухудшение к востоку коллекторских свойств пород Дагинского горизонта является дополнительным фактором нераспространения загрязненных ареалов промстоков за пределы Лунской структуры.

2.3.1. Обоснование перспективного водоносного комплекса (пласта-коллектора) для размещения/захоронения отходов в геологическом разрезе участка недр и предварительной природной гидрогеологической модели

Выбор подземных пластов для размещения буровых отходов и попутных вод на Лунском месторождении обоснован в отчете «Заключение о достаточности изученности геологического строения объекта захоронения отходов бурения и попутных вод Лунского нефтегазоконденсатного месторождения» [18], составленного Компанией по результатам бурения поисково-разведочных скважи и проведения в них геофизических и

гидродинамических исследований и одобренного консультационной экспертной группой ГКЗ (протокол № 924 от 02.08.2004 г.).

2.3.2. Опыт эксплуатации целевого водоносного комплекса (пласта-коллектора) как объекта размещения/захоронения отходов в районе расположения участка недр (при наличии)

Концепция размещения отходов бурения в глубокие пласты

Применяемая технология размещения отходов бурения включает в себя сепарацию, сбор и транспортировку выбуренной породы из предназначенного для ее отделения от раствора и очистки бурового раствора оборудования на установку подготовки пульпы. Буровой шлам измельчается с добавлением морской воды до размеров частиц (D90) 400 мкм. Мелкие размеры частиц предотвращают засорение и закупорку трещин области размещения отходов. Свойства пульпы зависят от литологических характеристик выбуренной породы, гранулометрического состава и соотношения бурового шлама и воды. Для достижения требуемой вязкости с целью удержания твердых частиц во взвешенном состоянии, предотвращения коррозии оборудования скважины и подавления деятельности микроорганизмов, в пульпу добавляется загуститель, ингибитор коррозии, поглотитель кислорода и биоцид. Подготовленная смесь закачивается в подземные трещины, образованные при нагнетании пульпы при давлении гидроразрыва поглощающего пласта.

Нагнетание отходов бурения выполняется порциями, каждая из которой продавливается из ствола скважины через перфорированные отверстия в пласт, закачкой порции морской воды или технологической жидкости.

Выбуренный шлам содержит мелкодисперсную твердую фазу в объеме 20 - 40 % и жидкость 60 - 80 %.

Распространение трещины гидроразрыва происходит преимущественно по направлению максимального горизонтального горного напряжения (перпендикулярно минимальному горизонтальному горному напряжению).

Мировая практика размещения отходов бурения

Работы по размещению пульпообразных отходов в геологические формации в режиме гидроразрыва пласта начали проводиться с 50-х гг. прошлого века применительно

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

Размещение отходов бурения в глубокие горизонты недр при разработке шельфовых месторождений углеводородов, было начато на морских буровых платформах в связи с запретом сброса отходов в море в рыбопромысловых районах шельфа. Транспортировка отходов бурения морскими судами на берег была сложным и затратным мероприятием в связи с необходимостью проведения многочисленных погрузочно-разгрузочных операций. Размещение отходов бурения и других жидкостей в пласты горных пород было признано более приемлемым. В последующем, удаление отходов бурения выполнялось на территориях, обладающих особым экологическим статусом, например, на Аляске, и в настоящее время применяется на нефтегазовых месторождениях, расположенных в обычных условиях.

Одним из опубликованных примеров является месторождение Валхолл, разрабатываемое в норвежском секторе Северного моря компанией «Бритиш Петролеум». В течение 5 лет в единственную пробуренную в перекрывающие коллектор меловые пласты скважину было закачено около 550 000 м³ пульпы бурового шлама и попутной воды [19], [20].

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

В северной части Аляски – на «Северном склоне» и прилегающем шельфе имеется несколько крупнейших нефтегазовых месторождений, разработка которых сопровождалась негативным воздействием на окружающую среду, являющуюся особо чувствительной в

условиях полярной тундры. Сброс попутных вод на поверхность, создание котлованов для хранения буровых растворов, шламы выбуренных пород, кучи гравия, использованного для подсыпки площадки под буровые вышки, сточные воды посёлков буровых бригад оставляли неизгладимые следы, сохранявшиеся в течение десятилетий [21], [22].

Сбор и транспортировка этих материалов в региональные (для штата Аляска) места хранения (могильники) требовала создания автодорог или посадочных полос для самолётов, что также оказывало негативное воздействие на окружающую среду и было весьма дорого. В этих условиях возврат в недра (закачка) отходов бурения и попутных вод был наиболее эффективным способом 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 [21], разработку которого выполняет «Бритиш Петролеум». Этот проект включает в себя нефтедобывающую платформу, расположенную на расстоянии 12 км от берега. Конструкция платформы позволяет осуществлять закачку отходов бурения через скважину непосредственно с платформы, не транспортируя их на берег. Интервалы закачки составляют: верхний на глубине 1526 м, нижний на глубине 2448-2514 м; средняя скорость закачки 105-175 м³/сут. Совокупный объем закачанных жидкостей за 20 лет работы может достигнуть 19 млн. м³.

Большая часть операций по закачке отходов бурения выполняется в настоящее время в Северном море, в Мексиканском заливе и в Венесуэле. Размещение пульпообразных отходов в глубокие скважины применяется также и в других отраслях промышленности. Например, в Хорватии осуществляется размещение отходов мясоперерабатывающего комбината – биологического материала, который не может быть использован более в каких либо целях, а хранение таких веществ обременительно. Для этой цели используется отработанная нефтяная скважина, закачка подготовленной пульпы отходов осуществляется на глубины 2000 –2100 м в режиме гидроразрыва пласта [22].

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 SHAM-124XCD была кондиционирована и подготовлена к повторной закачке. Шлам удаляли из карьеров и переносили в технологическую установку, где они смешивались с водой и добавками для образования подходящей суспензии, которую закачивали в скважину в 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.

Размещение отходов бурения в Российской Федерации

В 2001 г. ООО «Оренбурггазпром» был выполнен «Проект освоения Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения», предусматривающий подземное размещение отходов.

Основные отходы, образующиеся при разработке Восточного участка Оренбургского газоконденсатного месторождения, включают в себя:

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

Химический состав, методы очистки и размещения бурового шлама и отработанного бурового раствора, образовавшихся в процессе бурения эксплуатационных и разведочных скважин, были представлены и согласованы региональными контролирующими органами. Поступающая из скважины буровая жидкость (смесь шлама и бурового раствора) имеет удельный вес 1,07 г/см³ и содержит 63,4 % твердой фракции, 3 % воды и до 10 % нефти. В процессе разработки Восточного участка планировалось закачать 40 500 т бурового шлама (225 т в среднем на каждую скважину).

Эти отходы размещены в глубокий горизонт, на глубине 2585 – 3000 м. ЗАО «Стимул» подготовило 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 эффективное размещение отходов бурения осуществляется и на других предприятиях Газпрома: в ООО «Надымгазпром» на месторождениях Юбилейное и Ямсавейское, ООО «Ноябрьскгаздобыча», ООО «Уренгойгазпром», ООО «Ямбурггаздобыча».

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 году на Приразломном месторождении в Баренцевом море компания Газпром нефть шельф ввела в промышленную эксплуатацию одну 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 компания Роснефть приступила к опытно-промышленной эксплуатации комплекса по переработке отходов бурения методом закачки в пласт. Об этом 15 сентября 2017 г. сообщает пресс-служба компании. Его производительность - более 140 тыс м³/год бурового шлама.

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

Опыт размещения отходов бурения на Сахалине

Компания «Эксон Нефтегаз Лимитед»

Компания «Эксон Нефтегаз Лимитед» в 2000 г. пробурила в северо-восточной части шельфа о. Сахалин разведочную скважину Чайво-6, успешно закачав большую часть образовавшихся отходов (отработанный буровой раствор и шлам) обратно в ту же самую скважину.

Компанией для размещения отработанных буровых отходов и других технологических жидкостей на береговой буровой площадке (БА) Чайво (проект «Сахалин-1») в 2003 г. была пробурена специальная вертикальная поглощающая скважина ZD-1

глубиной 2500 м. Закачка буровых отходов производится в песчано-глинистые отложения нутовской свиты в интервале 2324-2415 м. В настоящее время «Эксон Нефтегаз Лимитед.» реализует промышленную закачку отходов бурения в скважину ZD-1 на буровой платформе месторождения Чайво.

26 мая 2005 г. Компания «Эксон Нефтегаз Лимитед» получила лицензию на закачку отходов бурения и других технологических отходов в скважину OD-1 на морской платформе «Орлан».

В 2018 году Компания «Эксон Нефтегаз Лтд» получила лицензию на размещение отходов производства и потребления при освоении нефтегазоконденсатного месторождения Аркутун-Даги. Для размещения отходов на морской платформе «Беркут» 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).

Компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» осуществляет размещение отходов бурения на Пильтун-Астохском и Лунском месторождениях.

На Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения размещение буровых отходов и других жидкостей в пластах горных пород осуществляется через поглощающую скважину ПА-118 в соответствии с Лицензией ШОМ 14370 ЗЭ, выданной 29 декабря 2007 г. и Дополнением к лицензии ШОМ 14370 ЗЭ от 17 января 2013 г.

Размещение буровых отходов и других жидкостей на Астохском участке производится в песчано-глинистые и песчано-алевритовые пласты IX-X-XI методом гидроразрыва пласта при следующих параметрах системы нагнетания: суммарный объем закачки – 730,6 тыс. м³, расход закачки – до 1,0 тыс. м³/сут, устьевое давление нагнетания – до 20 МПа, интервал между циклами закачки отходов – 48-72 часа. Распространению трещин по вертикали препятствуют перекрывающие и подстилающие песчаные пласты, за счет фильтрации в них несущего компонента. От основных продуктивных горизонтов пластов XIX-1, 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).

На 01.01.2021 г. накопленный объем закачанных буровых отходов и других

жидкостей на Астохском участке составил 286,1 тыс. м³.

Размещение отходов бурения эксплуатационных скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского месторождения осуществляется через поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407 в соответствии с Лицензией ШОМ 14118 ЗЭ, выданной 18 июня 2007 г., со следующими параметрами системы нагнетания: суммарный объем отходов бурения и технологических стоков, подлежащих закачке с начала его эксплуатации до 2021 года – 950 тыс. м³, режим закачки прерывистый, порциями объемом 2,22 тыс. м³, предельный темп закачки 2,1 тыс. м³/сут, устьевое давление нагнетания -33,1 МПа, плотность пульпы – до 1,3 г/см³.

Скважина ПБ-420 с 2008 по 2013 гг. являлась единственной специализированной поглощающей скважиной на платформе ПА-Б. В ноябре 2013 года, в связи с ограниченными техническими возможностями поглощающей скважины ПБ-420, с целью размещения дополнительных объемов отходов, была пробурена новая поглощающая скважина ПБ-407. Скважина пробурена в сходных геологических условиях, в пределах отведенного горного отвода.

В феврале – марте 2014 г. осуществлялась пробная закачка, результаты которой подтвердили возможность использования ПБ-407 для размещения буровых отходов, попутной воды и других технологических жидкостей в недрах. В этот же период после КРС был введен в эксплуатацию боковой ствол 2 скважины ПБ-420.

На 01.01.2021 г. накопленный объем закачанных отходов бурения на Пильтунском участке составил 484,9 тыс. м³.

Первая поглощающая скважина Лунского месторождения ЛА-512 была пробурена в 2008 году. Промышленное размещение буровых отходов осуществлялось в пласты XVI, XV, XIV дагинского горизонта. Новая скважина для размещения отходов бурения и технологических жидкостей ЛА-519 пробурена в 2015 г. и введена в эксплуатацию в январе 2016 года на пласт XX. По состоянию на 01.01.2021 г. накопленный объем закачанных буровых отходов составил 365,8 тыс. м³.

Опыт размещения попутных вод

Закачка попутных вод широко используется как для поддержания пластового давления, так и для безопасного размещения попутных вод в глубокие горизонты. В

Российской Федерации накоплен значительный опыт закачки воды с целью ППД на нефтяных месторождениях всех нефтеносных провинций. Попутная вода газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных месторождений, работающих на естественных режимах, а также излишняя вода, которая не используется для ППД на нефтяных месторождениях, закачивается в поглощающие скважины, благодаря чему снижается негативное воздействие этих вод на окружающую среду.

В Компании накоплен опыт закачки воды для поддержания пластового давления на Пильтун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении. На Астохском участке приконтурное заводнение пластов осуществляется через 7 нагнетательных скважин. На Пильтунском участке закачка воды ведется во все пласты посредством 8-ми нагнетательных скважин. Кроме того, на Пильтун-Астохском месторождении предусмотрена возможность размещения излишней попутной воды в 3 поглощающие скважины, предназначенные для закачки буровых отходов. Закачка воды в рамках поддержания пластового давления осуществляется на основании лицензии ШОМ 10409 НР на разработку Пильтун-Астхского месторождения.

На территории Объединенного Берегового Технологического Комплекса (ОБТК) осуществляется закачка сточных вод на основании лицензии ЮСХ 14609 ЗЭ от 11.12.2008 г. Закачка воды ведется в поглощающую скважину DW-1. Сточные воды состоят из попутных вод, производственных вод и ливнево-дождевых вод, образующихся на ОБКТ и его технологических объектах.

По состоянию на 1 января 2021 года накопленный объем закачанных сточных вод составил 1329,1 тыс. м³.

3. ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОГЛОЩАЮЩЕГО ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА, «БУФЕРНОГО» И ДРУГИХ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ

3.1. Литологический состав, фильтрационные и емкостные свойства поглощающего пласта-коллектора, «буферного» и других водоносных горизонтов по данным ранее выполненных работ

Согласно «Техническому проекту» [8], нагнетание отходов бурения и попутной воды предусмотрено в интервале глубин от а.о.-2100 до а.о.-3000 метров в блоках IV и V. Данный диапазон глубин соответствует пластам от XIII по XX дагинской свиты.

Данные пласты прослеживаются по всей площади месторождения и вскрыты разведочными и эксплуатационными скважинами. В блоке I скважиной ЛУН-3 вскрыт разрез до пласта XVII. В блоке II, скважинами ЛУН-1 вскрыт разрез до пласта XVII, скважиной ЛА-521 до пласта XVI. В блоке III скважинами ЛА-510 и ЛА-554 вскрыты пласты XIII и XIV соответственно. В блоке IV разведочная скважина ЛУН-4 вскрыла пласт XIII и верхнюю часть пласта XIV, эксплуатационными скважинами ЛА-552 и ЛА-512 разрез вскрыт до пласта XX, ЛА-522 – до пласта XIV). В блоке V скважинами ЛУН-5, ЛА-515, ЛА-519 разрез вскрыт до пласта XX.

Пласты с XIII по XX сложены толстыми горизонтально протяженными слоями песчаника, переслоенными аргиллитами и алевролитами. Все пласты являются водоносными.

Отложения дагинского горизонта представлены комплексом песчано-алеврито-глинистых отложений. В средней части горизонта развиты тонкие угольные прослои. Максимальная толщина дагинского горизонта вскрыта скважиной ЛА-512 – 1065 м. Предполагаемая полная толщина дагинского горизонта изменяется от 1300 до 1900 м. На основании результатов лито-стратиграфической корреляции дагинского горизонта во вскрытой части разреза выделено 20 песчаных и песчано-алевритовых пластов, переслаивающихся с аргиллит-алевритовыми и аргиллитовыми прослоями, не обладающими выраженными коллекторскими свойствами.

Ниже приводится литологическое описание пород, вмещающих пласты с XIII по XX включительно, на основе керна, отобранного из верхней части пласта XIII в скважине ЛУН-5, а также шлама, описанного и отобранного в процессе бурения, в скважинах ЛУН-5, ЛА-

515, ЛА-519 (Блок V), ЛА-512 (Блок IV). Подсчетные планы и карты общих толщин по данным пластам в пределах тектонических блоков IV и V, а также продольный и поперечный геологические разрезы по месторождению, представлены в Графических приложениях 1-16. Карты пористости и проницаемости для целевых пластов были представлены в «Геологическом отчете...» 2012 г. [12].

В Таблице 3.1 приведены фильтрационно-емкостные характеристики пластов предполагаемых под закачку отходов бурения и попутных вод.

Таблица 3.1. Фильтрационно-емкостные характеристики пластов XIII-XX

Пласты	XIII	XIV	XV	XVI	XVII	XVIII	XIX	XX
Мощность, м	23,7-29,5	31,4-46,3	11-17	93-116	37-45	98	85	83
Пористость, %	11,7-20,3	11,5-23,0	11,8-20,7	11,7-22,7	11,5-17,9	11,6-19,1	11,5-19,7	11,9-17,6
Проницаемость, мД	0,1-75	0,1-258	0,1-33	0,1-270	0,1-25,2	0,1-123	0,1-68	0,1-64,2

3.1.1. Пласт XIII

В пределах блоков IV и V пласт вскрыт 8-ю скважинами. Керн был отобран только из верхних двух метров XIII пласта в скважине ЛУН-5, шлам в эксплуатационных скважинах отбирался и описывался на протяжении всего разреза. По данным петрофизической интерпретации пористость пород коллекторов изменяется в диапазоне 11,7-20,3% и проницаемость от 0,1 до 75 мД. Пласт представлен преимущественно песчаником мелко-среднезернистым, хорошо отсортированным, переслаиваемым с алевролитами, алевритовыми и глинистыми прослоями. Толщина XIII пласта меняется от 26 м до 37 м. Интервал отбора керна представлен крупнозернистым глинистым алевролитом с тонкими глинистыми и угольными прослоями. Слоистость главным образом горизонтальная, местами волнистая и косоволнистая с небольшим углом. Медианный размер зерен алевролитов 0,05 мм, коэффициент сортировки 1,9 – 2,2. Цемент, в основном, сложен смешаннослойными минералами с содержанием набухающих пакетов более 50 %. Отдельные поры заполнены каолинитом и гидрослюдой. Песчаники XIII пласта сложены, в основном, коллекторами от плохого до приемлемого качества, что связано с высоким содержанием глин и тонких глинистых линз. По результатам опробования пластов в скважине ЛУН-5 было определено, что пласт XIII является водоносным. Дебит воды составил 113 м³/сут.

3.1.2. Пласт XIV

В пределах блоков IV и V пласт вскрыт 7 скважинами и состоит из трех пачек разделяемых по условиям осадконакопления. Суммарная толщина XIV пласта меняется от 53 м до 88 м. Верхняя пачка мощностью от 3 до 13 метров, характеризуется прибрежно морскими фациями верхнего и среднего шельфа. Представлена средне-, мелкозернистыми песчаниками в верхней части и глинистыми алевролитами в нижней. Средняя пачка принадлежит к переходному типу прибрежных фаций лагун эстуариев и прибрежных озер. Характерным индикатором обстановки является присутствие угленосного прослоя толщиной до 2-х метров в кровле пачки. Нижняя часть пачки сложена тонкослоистым чередованием мелкозернистых песчаников и алевролитов с тонкими прослоями глин. Кроме того, в некоторых скважинах встречены прослои (до 2-х метров) среднезернистых чистых песчаников, характеризующих тонкие/узкие приливно-отливные каналы развитые в лагунах. Толщина пачки варьирует от 6 до 13 м. Третья пачка сложена песчаником от мелко- до среднезернистого, изредка крупнозернистого в верхней части и переслаиванием алевролитовых и глинистых прослоев в нижней. Третья пачка накапливалась в условиях мелководной обстановки верхнего среднего и нижнего шельфа. Глинисто-алевролитовый интервал нижней части пласта XIV является выдержанным по всей площади месторождения флюидоупором мощностью до 30 м. По данным ГИС средние значения ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства), рассчитанные для эффективной мощности пласта XIV, находятся в диапазоне: пористость пласта от 11,5 до 23 %; проницаемость - от 0,1 до 258 мД.

3.1.3. Пласт XV

В пределах блоков IV и V пласт вскрыт 5-ю скважинами. Толщина XV пласта меняется от 35 до 45 м. Пласт представлен преимущественно песчаником от тонко- до мелкозернистого, местами среднезернистого, с тонкими известковистыми прослоями глин и алевролитов у подошвы пласта. Породы пласта характеризуются мелководноморской обстановкой осадконакопления, накапливавшихся в условиях верхнего и среднего шельфа. По данным ГИС в скважинах значения ФЕС, рассчитанные для эффективной мощности пласта XV, находятся в диапазоне: пористость пласта от 11,8 до 20,7 %; проницаемость – 0,1 до 33 мД.

3.1.4. Пласт XVI

В пределах блоков IV и V пласт вскрыт 4 скважинами. Пласт характеризуется относительно большой толщиной, которая меняется от 82 м до 98 м. Пласт состоит из двух основных пачек. Верхняя пачка мощностью порядка 60 м, преимущественно представлена песчаниками от мелко- до среднезернистых и тонкими прослоями алевролитов и глин. Нижняя пачка мощностью до 40 м, преимущественно, представлена алевритами и глинами, причем, нижний глинистый прослой (мощностью 5-7 м) выдержан по мощности и развит повсеместно в пределах месторождения. По условиям формирования пласт XVI характеризуется мелководноморской обстановкой осадконакопления, накапливавшихся в условиях верхнего, среднего и нижнего шельфа. По данным ГИС средние значения ФЕС пород коллекторов, находятся в диапазоне: пористость пласта 11,7-22,7 %; проницаемость – от 0,1 до 270 мД.

3.1.5. Пласт XVII

Пласт вскрыт 4 скважинами. Толщина XVII пласта меняется от 62 м до 75 м. Пласт в основном представлен переслаиванием мелкозернистого песчаника с прослоями алевролита и глинистого алеврита. Имеются также тонкие прослои плотного карбонатизированного песчаника. Содержание глины и алеврита в песчаниках и их степень уплотнения являются основными факторами, характеризующими качество коллектора. По условиям формирования пласт XVII характеризуется мелководноморской обстановкой осадконакопления, накапливавшихся в условиях среднего и нижнего шельфа. По данным ГИС средние значения фильтрационно-емкостных свойств, рассчитанные для эффективной мощности пласта XVII, находятся в диапазоне: пористость пласта от 15 до 17%; проницаемость – от 2 до 3 мД.

3.1.6. Пласт XVIII

Пласт вскрыт 4 скважинами. В пределах блоков IV-V пласт имеет толщину от 96 до 110 м. Верхняя часть пласта (порядка 70 м) преимущественно представлена тонко-мелкозернистым песчаником, местами среднезернистым, хорошо отсортированным с глинистым и карбонатным цементом. Нижняя часть пласта представлена переслаиванием глинистых и алевролитовых прослоев. По условиям формирования пласт XVIII характеризуется мелководноморской обстановкой осадконакопления, формировавшихся в условиях среднего шельфа. По данным ГИС средние значения петрофизических

параметров, рассчитанные для эффективной мощности пласта XVIII, находятся в диапазоне: пористость пласта от 11,6 до 19,1 %; проницаемость – от 0,1 до 123 мД.

3.1.7. Пласт XIX

Пласт вскрыт 4 скважинами. В пределах блоков IV-V пласт имеет толщину от 90 до 109 метров. По своему строению сопоставим с пластом XVIII и также характеризуется мелководноморской обстановкой осадконакопления, накапливавшихся в условиях преимущественно среднего шельфа. Верхняя пачка (порядка 40 м) преимущественно представлена тонко- мелкозернистым песчаником, местами среднезернистым, хорошо отсортированным с глинистым и карбонатным цементом. Нижняя пачка характеризуется большей мощностью (порядка 65 м) и представлена, переслаиванием алевритов, мелкозернистых песчаников, местами среднезернистых, но в отличие от верхней пачки характеризуется более мощными глинистыми прослоями в подошве пласта. По данным ГИС средние значения ФЕС, рассчитанные для эффективной мощности пласта XIX, находятся в диапазоне: пористость пласта от 11,5 до 19,7 %; проницаемость, от 0,1 до 68 мД.

3.1.8. Пласт XX

Пласт вскрыт скважинами ЛУН-5, ЛА-512, ЛА-515, ЛА-519, при этом подошва пласта вскрыта только скважиной ЛА-519. Вскрытая толщина XX пласта составила 90,4 м. По данным ГИС и описанию шлама во время бурения, в основном (2/3 разреза) пласт представлен переслаиванием мелко- среднезернистых песчаников, умеренно сцементированным. Нижняя часть пласта представлена переслаиванием алевритов и глин. Литологическая характеристика пласта свидетельствует о том, что осадконакопление происходило в условия мелководного шельфа, в его верхней, средней и нижней зонах. По данным ГИС средние значения ФЕС, рассчитанные для эффективной мощности пласта XX, находятся в диапазоне: пористость пласта от 11,9 до 17,6 %; проницаемость от 0,1 до 64 мД.

Схема корреляции по скважинам ЛА-512, ЛА-515, ЛА-519, ЛУН-5 приведена на Рис. 3.1.

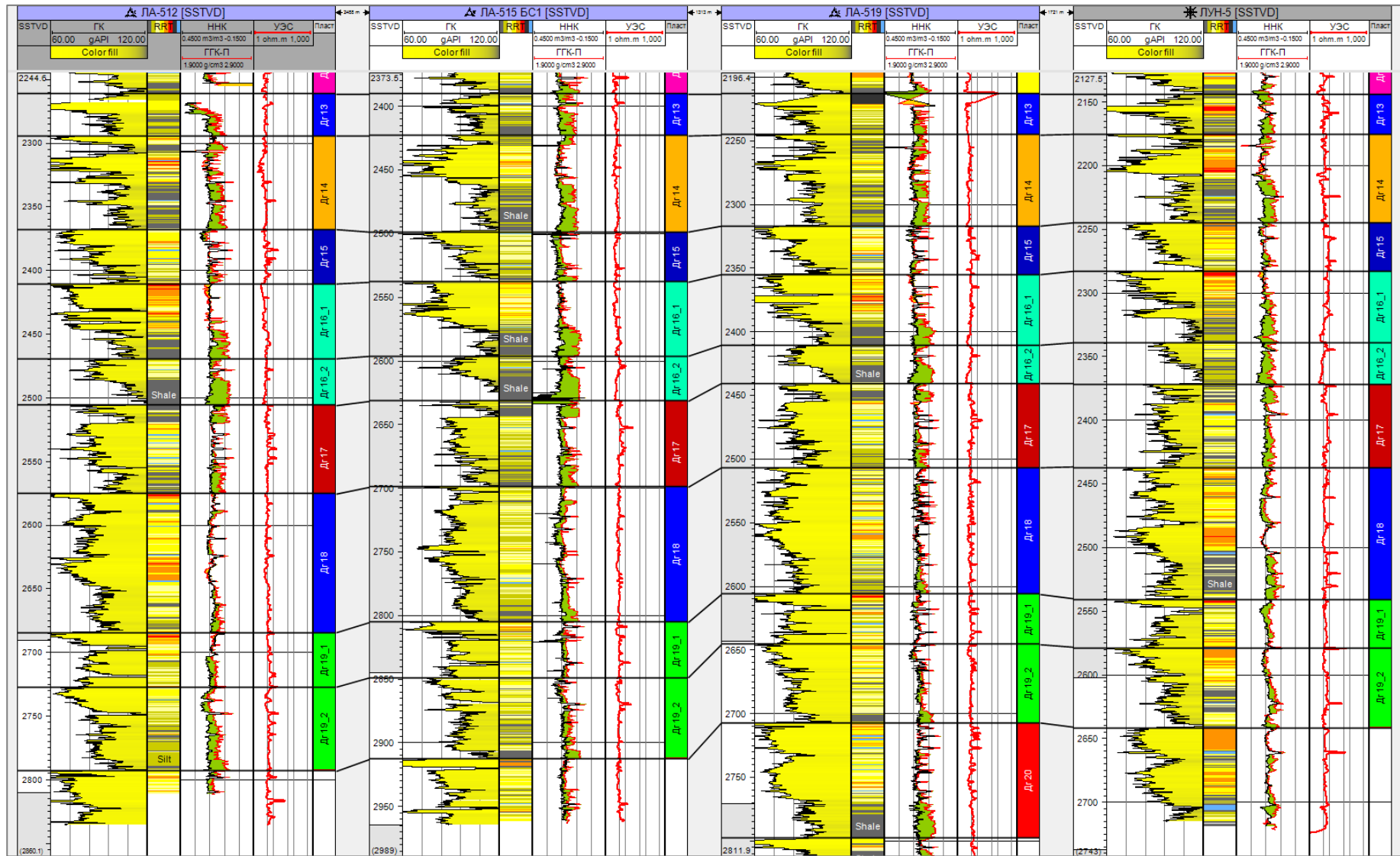


Рис. 3.1. Схема корреляции по скважинам ЛА-512, ЛА-515, ЛА-519, ЛУН-5

3.2. Характеристика непроницаемых отложений

Пласты, слагающие основной домен закачки, приурочены к нижнедагинскому подгоризонту и сложены преимущественно мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Толщина глинистых и глинисто-алевролитовых прослоев меняется по месторождению примерно от 1 до 40 м. Образование глинистых интервалов с наибольшей мощностью происходило при максимальных глубинах моря, относящихся к периодам поднятия его уровня или к периодам трансгрессии.

По имеющимся данным [22], содержание глин в продуктивных пластах меняется от 1% до 22%. Глина в породах представлена в виде смешанных прослоев иллита-сметкита (доля набухающих пакетов до 40-45%), иллита, каолинита и хлорита с высоким содержанием железа. Глина, в большинстве своем, детритовая, как результат нормального процесса осадконакопления, и обычно представлена в виде тонких прерывистых прослоев.

В отличие от продуктивных пластов, глинистые и алевролитовые прослои (разделы) охарактеризованы керном недостаточно. Поэтому характеристики этих прослоев определены из анализа имеющегося в наличии керна, анализа шлама и данных геофизического исследования скважин.

Раздел между пластами XII и XIII представлен алевролито-глинистыми отложениями, средняя толщина которого 8,5 м. Весь раздел охарактеризован керном в скважине ЛА-5. Верхние 2,8 м сложены тонким переслаиванием глин, алевролитов и песчаников. Толщина слоев меняется от 20 до 30 см. Слои песчаника, в основном, имеют меньшую толщину (1-15 см), проницаемость достигает 150×10^{-3} мкм² (150 мД), открытая пористость 24%. Проницаемость алевролитов и глин не превышает 1×10^{-3} мкм² (1 мД). Средняя часть разреза (толщиной примерно 1,4 м) сложена плохо отсортированными алевролитами с тонкими линзами и прослоями глин. Содержание глинистых минералов в алевролитах изменяется от 13% до 17%. Проницаемость алевролитов меняется в пределах $20-60 \times 10^{-3}$ мкм² (20-60 мД), открытая пористость 21-23%. Нижние 2,8 м представлены черной пластичной глиной с тонкими прослоями и линзами алевролита. Интервал содержит примерно 55-80% аргиллитового материала. Минеральный состав основной массы представляют смешаннослойные образования монтмориллонитовой группы, в небольшом количестве гидрослюда и хлорит. Много железистого карбоната, который образует либо скопления, либо мелко распылен в основной массе.

Характеристики алевролитовых и глинистых разделов более глубоко залегающих пластов получены по данным ГИС и из анализа аналогичных интервалов в вышелегающих разрезах, охарактеризованных керном. Блок I в северной части месторождения содержит несколько независимых газовых залежей, расположенных ниже уровня ГВК основной залежи блоков II – VI. Подтвержденная газоносность до пласта XVII. Согласно описанию шлама и результатов интерпретации ГИС, залежи разделены алевролитовыми и глинистыми разделами, толщина которых меняется от 1 м до 40 м (Таблица 3.2). Разделы представлены тонким переслаиванием алевролитов и глин со случайными тонкими прослоями алевролитового песчаника. Согласно результатам бурения непроницаемые разделы характеризуются площадным распространением и выдержанностью по толщине (Таблица 3.2).

По данным исследования шлама, материалам ГИС и наличию гидродинамически разобщенных газоконденсатных залежей в Блоке I, следует предположить, что эти разделы имеют очень низкую проницаемость и обладают хорошими вертикально изолирующими свойствами в пределах всей площади месторождения. Ниже приведены толщины разделов между пластами основного домена закачки.

Таблица 3.2. Толщина непроницаемых разделов по скважинам (пласты XIII-XX)

С	X	X	X	XV	XVI	XVI	XI
кв	III-XIV	IV-XV	V-XVI	I-XVII	I-XVIII	II-XIX	X-XX
Л A-01	1 5	4 0	2	23	-	-	-
Л A-03	1 8	4 0	1	27	-	-	-
Л A-04	1 8	-	-	-	-	-	-
Л A-05	1 3	3 8	2	15	-	-	-
Л A-512	1 7	3 4	4	21	16	23	9
Л A-515	1 8	3 8	5	21	17	30	6
Л A-519	1 7	3 6	4	15	14	28	9

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

4.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС) в стволе и в колонне скважин

4.1.1. Скважина ЛА-512

Комплекс геолого-технических исследований в скважине ЛА-512

В скважине ЛА-512 весь спектр геолого–технических исследований осуществлялся компанией «Геосервисиз». 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. Литологическое описание образцов бурового шлама проводилось на буровой в процессе бурения. Данные, полученные при описании бурового шлама, были использованы при выполнении детальной корреляции пластов. Объем исследований представлен в Таблице 4.1.

Таблица 4.1. Выполненный комплекс геолого-технических исследований
в скважине ЛА-512

Скважина	Секция скважины	Комплекс геолого-технических исследований	Интервал исследований (м. по стволу скважины)	
			Кровля	Подошва
ЛА-512	609,4 мм	Газовый каротаж, описание шлама каждые 10 м	100	363
	444,5 x 508 мм	Газовый каротаж, описание шлама каждые 10 м	363	1017
	362 x 431,8 мм	Газовый каротаж, описание шлама каждые 10 м	1017	2148
	311,2 мм	Газовый каротаж, описание шлама каждые 3 м	2148	3131
	215,9 мм	Газовый каротаж, описание шлама каждые 3 м	3131	3720

Комплекс ГИС в открытом стволе в скважине ЛА-512

Весь комплекс ГИС в открытом стволе как в процессе бурения, так и на кабеле, был

выполнен компанией «Шлюмберже». Выполненный комплекс исследований включал инклинометрию, гамма каротаж (ГК), 5-зондовый индукционный каротаж (ИК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК), гамма-гамма каротаж в плотностной (ГГК-П) и селективной (ГГК-С) модификациях, кавернометрию. Целями каротажа являлись геологическая привязка горизонтов и определение фильтрационно-емкостных свойств пород.

Также в поглощающей скважине ЛА-512 были записаны данные акустического каротажа (АК) с регистрацией продольных и поперечных волн для определения геомеханических свойств пород, проводилась запись прибором каротажа в процессе бурения «Sonic Vision» с монополярным источником.

Планируемая программа исследований в скважине ЛА-512 включала в себя отбор образцов пластового флюида, замеры пластового давления, определение межфазовых контактов, коллекторских и механических свойств пород с помощью приборов спускаемых на кабеле. Обе попытки выполнения запланированного комплекса ГИС при использовании приборов, спускаемых на каротажном кабеле и на бурильных трубах, оказались безуспешными. Работы были отменены из-за неблагоприятных скважинных условий: не возможность доставки приборов до интервала исследований и большая вероятность прихвата.

Выполненный комплекс ГИС в открытом стволе в скважине ЛА-512 представлен в Таблице 4.2. По всем интервалам записи были получены качественные материалы, позволяющие провести количественную оценку фильтрационно-емкостных свойств пластов.

Таблица 4.2. Выполненный комплекс ГИС в открытом стволе в скважине ЛА-512

Скважина	Секция скважины	Выполненный комплекс ГИС					
		В процессе бурения			На кабеле		
		Комплекс ГИС	Интервал записи (м. по стволу скв.)		Комплек с ГИС	Интервал записи (м. по стволу скв.)	
			Кровл я	Подошв а		Кровл я	Подошв а
ЛА-512	609,4 мм	ГК	100	363	-	-	-
	444,5 х 508 мм	ГК, ИК	357	1017	-	-	-
	362 х 431,8 мм	ГК, ИК	973	2148	-	-	-
	311,2 мм	ГК, ИК, ГГК-П, ГГК-С, ННК, АК, каверномер	2004	3131	-	-	-
	215,9 мм	ГК, ИК, ГГК-П, ГГК-С, ННК, АК, каверномер	3124	3720	-	-	-

Комплекс ГИС в обсаженном стволе ЛА-512 для оценки качества цементирования

Комплекс ГИС в обсаженном стволе для оценки качества цементирования был выполнен компанией «Шлюмберже». Выполненный комплекс исследований включал акустическую цементометрию (АКЦ) с регистрацией фазокорреляционной диаграммы (ФКД), ультразвуковые методы оценки качества цементирования (УЗКЦ): ультразвуковой имиджер цемента (прибор «USI») или изоляционный сканнер (прибор «IBC»), локатор муфт (ЛМ) и гамма каротаж (ГК). Выполненный комплекс ГИС для оценки качества цементации заколонного пространства в скважине ЛА-512 представлен в Таблице 4.3.

Таблица 4.3. Выполненный комплекс ГИС для оценки качества цементирования в скважине ЛА-512

Скважина	Диаметр обсадной колонны	Комплекс методов	Интервал исследований, м (по стволу скважины)	
			Кровля	Подошва
ЛА-512	339,7 мм	АКЦ, ФКД, ЛМ, ГК	0	1990
	244,5 мм	УЗКЦ, АКЦ, ФКД, ЛМ, ГК	0	3060
	177,8 мм	УЗКЦ, АКЦ, ФКД, ЛМ, ГК	3079	3650

4.1.2. Скважина ЛА-515

Комплекс геолого–технических исследований в скважине ЛА-515

В скважине ЛА-515 весь спектр геолого–технических исследований осуществлялся компанией «Геосервисиз». 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. Литологическое описание образцов бурового шлама проводилось на буровой в процессе бурения. Данные полученные при описании бурового шлама были использованы при выполнении детальной корреляции пластов. Объем исследований представлен в Таблице 4.4.

Таблица 4.4. Выполненный комплекс геолого-технических исследований в скважине ЛА-515

Скважина	Секция скважины	Комплекс геолого-технических исследований	Интервал исследований (м. по стволу скважины)	
			Кровля	Подошва
ЛА-515	571,5 мм	Газовый каротаж	155	375
	444,5 мм	Газовый каротаж	375	1052
	311,2 мм	Газовый каротаж, описание шлама каждые 50 м	1052	2400
	215,9 мм	Газовый каротаж, описание шлама каждые 15 м	2400	3616

Комплекс ГИС в открытом стволе в скважине ЛА-515

Весь комплекс ГИС в открытом стволе как в процессе бурения, так и на кабеле, был выполнен компанией «Шлюмберже». Выполненный комплекс исследований включал инклинометрию, гамма каротаж (ГК), 5-зондовый индукционный каротаж (ИК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК), гамма-гамма каротаж в плотностной (ГГК-П) и селективной (ГГК-С) модификациях, кавернометрию. Целями каротажа являлись геологическая привязка горизонтов и определение фильтрационно-емкостных свойств пород.

Также в поглощающих скважинах были записаны данные акустического каротажа (АК) с регистрацией продольных и поперечных волн для определения геомеханических свойств пород. В скважине ЛА-515 запись производилась прибором на кабеле «SonicScanner» с дипольным источником.

Комплекс ГИС в скважине ЛА-515 дополнительно включал в себя замеры пластовых давлений прибором каротажа во время бурения «Стетоскоп» с целью оценки текущего пластового давления и ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) для калибровки модели пористости и проницаемости.

Выполненный комплекс ГИС в открытом стволе в скважине ЛА-515 представлен в Таблице 4.5. 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 4.5. Выполненный комплекс ГИС в открытом стволе в скважине ЛА-515

Скважина	Секция скважины	Выполненный комплекс ГИС					
		В процессе бурения			На кабеле		
		Комплекс ГИС	Интервал записи (м. по стволу скв.)		Комплекс ГИС	Интервал записи (м. по стволу скв.)	
			Кровля	Подошва		Кровля	Подошва
ЛА-515	571,5 мм	ГК	164	375			
	444,5 мм	ГК, ИК	344	1052			
	311,2 мм	ГК, ИК	1040	2400			
	215,9 мм	ГК, ИК, ГГК-П, ГГК-С, ННК, каверномер, ЯМК, замеры пластовых давлений	2379	3615	АК	2220	3505

Комплекс ГИС в обсаженном стволе скважины ЛА-515 для оценки качества цементирования

Комплекс ГИС в обсаженном стволе для оценки качества цементирования был выполнен компанией «Шлюмберже». Выполненный комплекс исследований включал акустическую цементометрию (АКЦ) с регистрацией фазокорреляционной диаграммы (ФКД), ультразвуковые методы оценки качества цементирования (УЗКЦ): ультразвуковой имиджер цемента (прибор «USI») или изоляционный сканнер (прибор «IBC»), локатор муфт (ЛМ) и гамма каротаж (ГК). Выполненный комплекс ГИС для оценки качества цементации заколонного пространства в скважине ЛА-515 представлен в Таблице 4.6.

Таблица 4.6. Выполненный комплекс ГИС для оценки качества цементирования в скважине ЛА-515

Скважина	Диаметр обсадной колонны	Комплекс методов	Интервал исследований (м, по стволу скважины)	
			Кровля	Подшва
ЛА-515	339,7 мм	УЗКЦ, АКЦ, ФКД, ЛМ, ГК	0	1005
	244,5 мм	АКЦ, ФКД, ЛМ, ГК	1000	2341
	177,8 мм	УЗКЦ, АКЦ, ФКД, ЛМ, ГК	2346	3515

4.1.3. Скважина ЛА-519

Комплекс геолого–технических исследований в скважине ЛА-519

В скважине ЛА-519 весь спектр геолого–технических исследований осуществлялся компанией «Geolog». 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. Литологическое описание образцов бурового шлама проводилось на буровой в процессе бурения. Данные, полученные при описании бурового шлама были использованы при выполнении детальной корреляции пластов. Объем исследований представлен в Таблице 4.7.

Таблица 4.7. Выполненный комплекс геолого-технических исследований
в скважине ЛА-519

Скважина	Секция скважины	Комплекс геолого-технических исследований	Интервал исследований (м. по стволу скважины)	
			Кровля	Подшоша
ЛА-519	609,4 мм	Газовый каротаж	175	368
	571,5 мм	Газовый каротаж	368	1147
	406,4 мм	Газовый каротаж, описание шлама каждые 20 м	1147	2041
	215,9 x 311,2 мм	Газовый каротаж, описание шлама каждые 10 м	2041	2646
	215,9 мм	Газовый каротаж, описание шлама каждые 10 м	2646	3439

Комплекс ГИС в открытом стволе скважины ЛА-519

Весь комплекс ГИС в открытом стволе как в процессе бурения, так и на кабеле, был выполнен компанией «Шлюмберже». Выполненный комплекс исследований включал инклинометрию, гамма каротаж (ГК), 5-зондовый индукционный каротаж (ИК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК), гамма-гамма каротаж в плотностной (ГГК-П) и селективной (ГГК-С) модификациях, кавернометрию. Целями каротажа являлись геологическая привязка горизонтов и определение фильтрационно-емкостных свойств пород.

Также в скважине ЛА-519 были записаны данные акустического каротажа (АК) с регистрацией продольных и поперечных волн для определения геомеханических свойств пород. В скважине ЛА-519 запись производилась прибором на кабеле «SonicScanner» с дипольным источником.

В скважине ЛА-519 программа ГИС включала исследования модульным динамическим испытателем пластов на кабеле (МДП). Прибор МДП был спущен в скважину на бурильных трубах и использовался для отбора глубинных проб пластовой воды, замера пластовых давлений и проведения исследований по оценке вертикальной проницаемости.

Выполненный комплекс ГИС в открытом стволе в скважине ЛА-519 представлен в Таблице 4.8. 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 4.8. Выполненный комплекс ГИС в открытом стволе в скважине ЛА-519

Скважина	Секция скважины	Выполненный комплекс ГИС					
		В процессе бурения			На кабеле		
		Комплекс ГИС	Интервал записи (м. по стволу скв.)		Комплекс ГИС	Интервал записи (м. по стволу скв.)	
			Кровля	Подошва		Кровля	Подошва
ЛА-519	609,4 мм	ГК, ИК	177	375			
	571,5 мм	ГК, ИК	378	1150			
	406,4 мм	ГК, ИК	1150	2044			
	215,9 х 311,2 мм	ГК, ИК, ГГК-П, ГГК-С, ННК, каверномер, ЯМК	2049	2652	АК, МДП	2041	2634
	215,9 мм	ГК, ИК, ГГК-П, ГГК-С, ННК, каверномер, замеры пластовых давлений	2652	3438	АК, МДП	2644	3425

Комплекс ГИС в обсаженном стволе скважины ЛА-519 для оценки качества цементирования

Комплекс ГИС в обсаженном стволе для оценки качества цементирования был выполнен компанией «Шлюмберже». Выполненный комплекс исследований включал акустическую цементометрию (АКЦ) с регистрацией фазокорреляционной диаграммы (ФКД), ультразвуковые методы оценки качества цементирования (УЗКЦ): ультразвуковой

имиджер цемента (прибор «USI») или изоляционный сканнер (прибор «IBC»), локатор муфт (ЛМ) и гамма каротаж (ГК). Выполненный комплекс ГИС для оценки качества цементации за колонного пространства в поглощающих скважинах представлен в Таблице 4.9.

Таблица 4.9. Выполненный комплекс ГИС для оценки качества цементирования в скважине ЛА-519

Скважина	Диаметр обсадной колонны	Комплекс методов	Интервал исследований (м. по стволу скважины)	
			Кровля	Подошва
ЛА-519	339,7 мм	АКЦ, ФКД, ЛМ, ГК	0	2040
	244,5 мм	УЗКЦ, АКЦ, ФКД, ЛМ, ГК	0	2556
	177,8 мм	УЗКЦ, АКЦ, ФКД, ЛМ, ГК	2567	3361

4.2. Интерпретация данных ГИС

4.2.1. Скважина ЛА-512

Результаты данных ГИС скважины ЛА-512 в интервале горного отвода для закачки отходов бурения показаны на Рис. 4.1, Рис. 4.2.

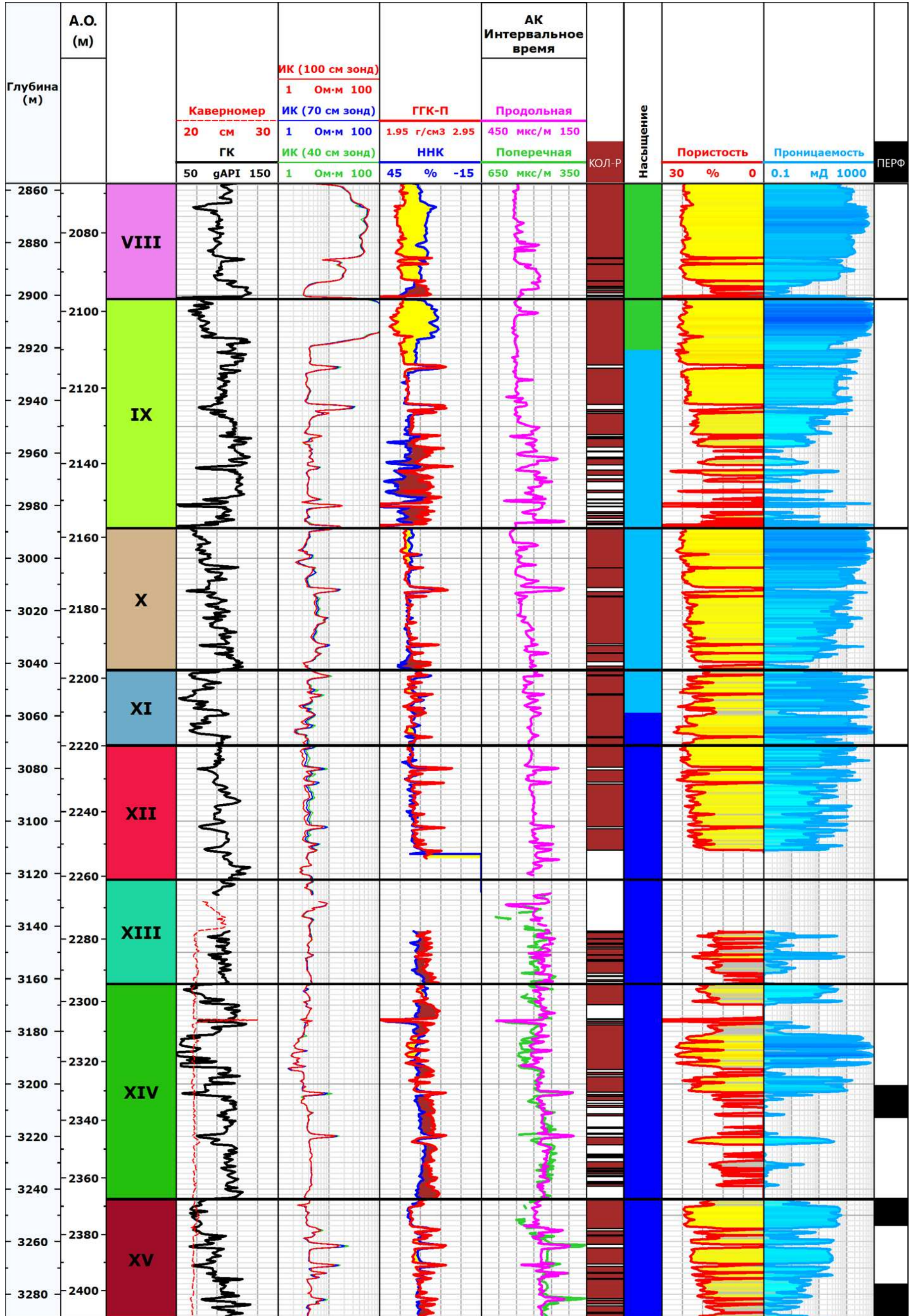


Рис. 4.1. Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ЛА-512 (пласты VIII-XV)

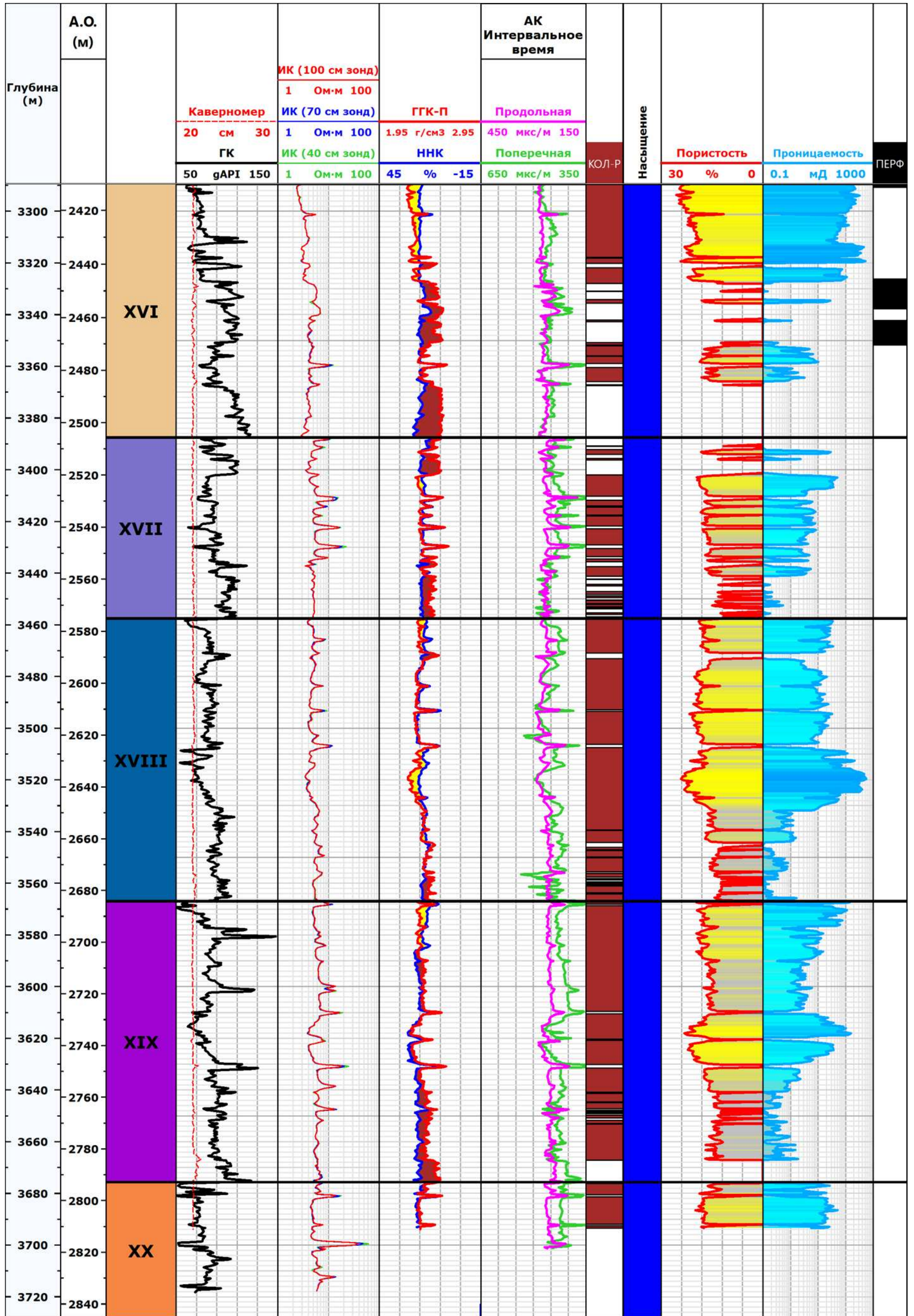


Рис. 4.2. Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ЛА-512 (пласты XVI-XX)

Качество цементирования в обсадной колонне 339,7 мм скважины ЛА-512

Оценка качества цементирования в обсадной колонне 339,7 мм проводилась с помощью приборов АКЦ/ФКД. Качество записи – хорошее.

По данным АКЦ подъем цемента за обсадной колонной 339,7 мм отмечен до глубины 669 м по стволу скважины, что на 304 м выше башмака предыдущей обсадной колонны. Выше глубины 669 м по стволу, сильные отражения от колонны отчетливо видны на ФКД, что подтверждает отсутствие цемента до поверхности. Ниже глубины 669 м по стволу наблюдается прерывистый цемент, что очевидно как из амплитуды первого вступления АКЦ, так и на ФКД. В нескольких интервалах ниже 669 м по стволу амплитуды первого вступления АКЦ составляет 42 мВ, что соответствует свободной колонне. С другой стороны, присутствуют значительные интервалы с амплитудами АКЦ от 32 до 34 мВ, которые указывают на наличие определенного количества цемента за колонной. Ниже 953 м по стволу скважины наблюдается резкое уменьшение амплитуды АКЦ до 30 мВ, что подтверждает наличие качественного цемента между хвостовиком диаметром 406,4 мм и обсадной колонной 339,7 мм.

Ниже глубины 953 м по стволу скважины качество цемента от удовлетворительного до хорошего, за исключением единственного интервала между 1328 - 1346 м по стволу, где наблюдается плохой цемент. По мере приближения к башмаку колонны 339,7 мм на глубине 2004 м по стволу скважины качество цемента улучшается, что может быть объяснено увеличением удельного веса цементного раствора. Отличный цемент наблюдается в интервале между 1723 - 1753 м по стволу. Далее интервалы отличного цемента наблюдаются на глубинах 1793-1807 м по стволу и от 1953 м по стволу вплоть до нижней точки записи АКЦ на глубине 1990 м по стволу. Непосредственно над башмаком колонны сильные отражения от породы отчетливо видны на ФКД, что указывает на отличное сцепление цемента, как с породой, так и с колонной. Механическая поддержка колонны 339,7 мм подтверждена с высокой достоверностью.

Результаты интерпретации АКЦ/ФКД в колонне 339,7 мм приводятся Таблице 4.10.

Таблица 4.10. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в колонне 339,7 мм

Свободная колонна по АКЦ: 42 мВ		
Интервал по стволу скважины, м	Амплитуда АКЦ, мВ	Интерпретация
0-669	до 42	Свободная колонна
669-753	35-42	Цемент низкого качества
753-793	35-38	Отдельные зацементированные участки
793-815	40-42	Цемент низкого качества
815-838	35-38	Отдельные зацементированные участки
838-938	40-42	Цемент низкого качества
938-944	30-38	Зацементированные участок над муфтой колонны
944-953	40-42	Цемент низкого качества
953-1328	30	Хороший цемент
1328-1346	30-42	Цемент низкого качества
1346-1723	28-30	Хороший цемент
1723-1753	22-30	Отличный цемент
1753-1791	28-30	Хороший цемент
1793-1807	20-30	Отличный цемент
1807-1953	30	Хороший цемент
1953-1990	22-24	Отличный цемент

Качество цементирования в обсадной колонне 244,5 мм скважины ЛА-512

Оценка качества цементирования в обсадной колонне 244,5 мм проводилась с помощью приборов АКЦ/ФКД. Качество записи хорошее.

Верхняя граница подъема цемента определена на глубине 1750 м (254 м выше башмака обсадной колонны 339,7 мм). Выше глубины 1750 м по стволу, сильные отражения от колонны отчетливо видны на ФКД, что подтверждает отсутствие цемента до поверхности. В интервале глубин 1750 - 1784 м по стволу наблюдается прерывистый цемент, что очевидно как на ФКД, так и из уменьшения амплитуды первого вступления АКЦ. В интервале 1784 - 2025 м по стволу амплитуды первого вступления АКЦ минимальны, что соответствует хорошо зацементированной колонне. На диаграмме ФКД отсутствуют отражения от колонны, и четко виден сигнал от породы, что соответствует хорошему сцеплению цемента с колонной и породой. Механическая поддержка колонны 244,5 мм и изоляция внутреннего пространства колонны 339,7 мм с пространством под башмаком в данном интервале достигнута.

В интервале от 2025 м до 2275 м по стволу скважины сигналы от породы на ФКД становятся менее четкими, но видны отражения от колонны. Амплитуды АКЦ увеличиваются, что соответствует ухудшению качества сцепления цемента, который все

еще обеспечивает механическую поддержку колонны.

В интервале от 2275 м до 2400 м по стволу скважины качество сцепления цемента ухудшается. Это подтверждается четким отражением от колонны на ФКД и высокими амплитудами АКЦ. Сигналы от породы на ФКД также отсутствуют. В этом интервале механическая поддержка и изоляция не достигнуты.

С глубины 2400 м по стволу скважины наблюдается существенное улучшение качества сцепления цемента, как с колонной, так и породой. Качество сцепления цемента в интервале 2400 - 3060 м по стволу скважины хорошее или очень хорошее. Это обеспечивает механическую поддержку и изоляцию продуктивного интервала, за исключением двух интервалов 2433-2470 м и 3033-3045 м по стволу, где сцепление удовлетворительного качества.

Результаты интерпретации АКЦ/ФКД в колонне 244,5 мм приведены в Таблице 4.11.

Таблица 4.11. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в колонне 244,5 мм

Свободная колонна по АКЦ: 4 - 6 мВ		
Интервал по стволу скважины, м	Амплитуда АКЦ, мВ	Интерпретация
0 - 1750	4 - 6	Свободная колонна
1750 - 1784	2 - 4	Отдельные хорошо зацементированные участки
1784 - 2025	1 - 3	Хороший цемент
2025 - 2275	3 - 4	Удовлетворительный цемент
2275 - 2400	4 - 5	Цемент низкого качества
2400 - 2433	3	Хороший цемент
2433 - 2470	3 - 4	Удовлетворительный цемент
2470 - 2675	2 - 4	Хороший цемент цемент
2675 - 2965	0,5 - 3	Очень хороший цемент
2965 - 2983	2 - 4	Хороший цемент цемент
2983 - 3033	0,5 - 3	Очень хороший цемент
3033 - 3045	3 - 4	Удовлетворительный цемент
3045 - 3060	0,5 - 2	Очень хороший цемент

Качество цементирования в хвостовике 177,8 мм скважины ЛА-512

Оценка качества цементирования в хвостовике 177,8 мм проводилась с помощью приборов АКЦ/ФКД. Качество записи хорошее. По данным АКЦ/ФКД хвостовик зацементирован полностью: верхняя граница подъема цемента определена на глубине 3079 м, что соответствует верху колонны хвостовика. Отмечается удовлетворительное качество сцепления цемента в кольцевом пространстве между хвостовиком 177,8 мм и колонной 244,5 мм до глубины 3125 м по стволу скважины. Это обеспечивает изоляцию между внутренним пространством колонны 244,5 мм и пространством под башмаком.

В интервале глубин 3125 - 3140 м по стволу, высокая амплитуда АКЦ (30-40 мВ) и отражения от колонны на ФКД подтверждают плохое сцепление цемента. В интервале глубин 3140 - 3220 м по стволу наблюдается очень хорошее качество сцепления цемента, как с хвостовиком, так и с породой, что очевидно как из амплитуды первого вступления АКЦ, так и на ФКД, что обеспечивает хорошую изоляцию.

В интервале глубин 3220 - 3335 м по стволу амплитуда первого вступления АКЦ варьируется в пределах 5–25 мВ, что было интерпретировано как удовлетворительное сцепление. Наличие зон с хорошим качеством сцепления цемента обеспечивает механическую поддержку колонны. На ФКД в этом интервале хорошо просматривается сигнал от породы, что свидетельствует о хорошем сцеплении цемента с породой. В интервале глубин 3335 - 3350 м по стволу скважины данные и АКЦ и ФКД указывают на хорошее сцепление цемента с 177,8 мм хвостовиком и породой. Ниже данного интервала до глубины 3400 м по стволу скважины сцепление удовлетворительное, что должно обеспечить изоляцию данного интервала выше и возможно от ниже лежащих формаций. Наличие низкокачественного сцепления цемента на глубинах 3400 - 3450 м по стволу обеспечивает только механическую поддержку колонны.

Высокие амплитуды АКЦ и отражения от колонны на ФКД ниже глубины 3450 м по стволу скважины свидетельствуют либо об очень низком качестве сцепления цемента, либо об его отсутствии. Изоляционный мост был установлен на глубине 3640 м по стволу с целью разобщения внешнего плохо зацементированного пространства и внутреннего пространства хвостовика.

Результаты интерпретации АКЦ/ФКД приводятся в Таблице 4.12. и на Рис.4.3.

Таблица 4.12. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм (ЛА-512)

Свободная колонна по АКЦ: 57 мВ		
Интервал по стволу скважины, м	Амплитуда АКЦ, мВ	Интерпретация
3079-3125	до 20	Цемент удовлетворительный
3125-3140	23-36	Цемент низкого качества
3140-3220	3-6	Отличный цемент
3220-3335	5-25	Цемент удовлетворительный
3335-3350	10	Хороший цемент
3350-3400	13-27	Цемент удовлетворительный
3400-3450	25-30	Цемент низкого качества
3450-3560	37-42	Цемент низкого качества
3560-3650	50-57	Цемент отсутствует

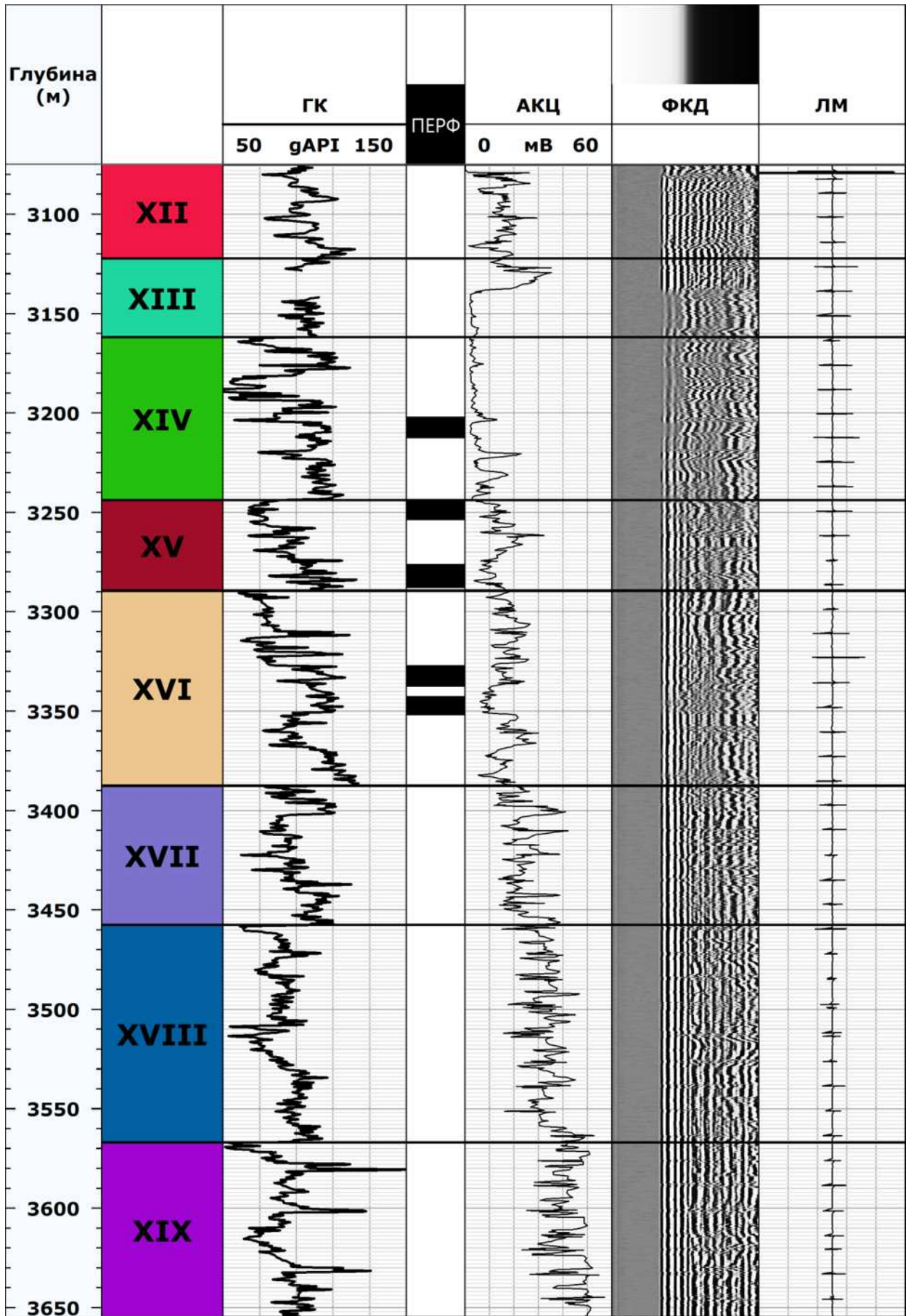


Рис. 4.3. Данные АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм (ЛА-512)

4.2.2. Скважина ЛА-515

Результаты данных ГИС скважины ЛА-515 в интервале горного отвода для закачки попутных вод показаны на Рис. 4.4, Рис. 4.5.

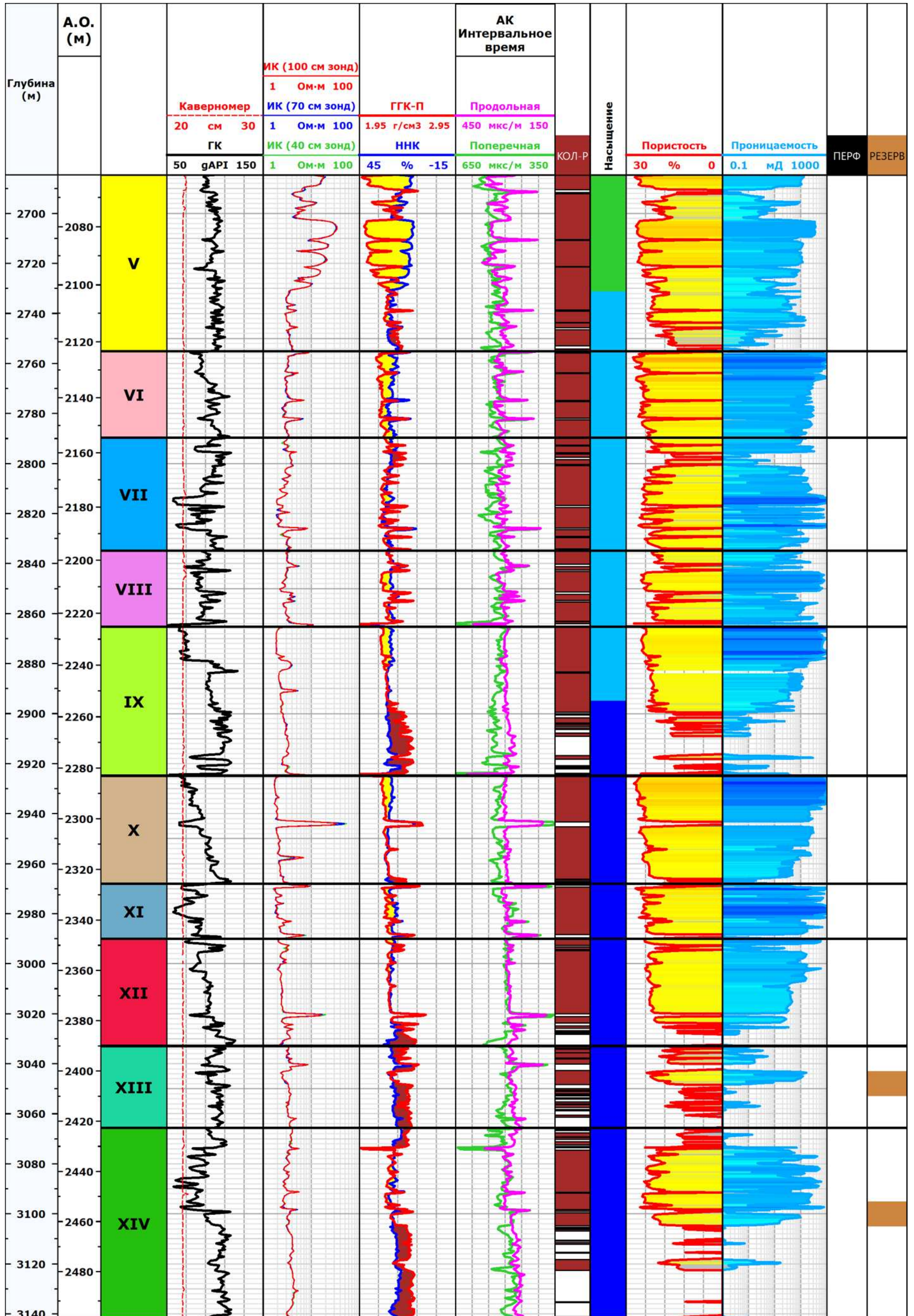


Рис. 4.4. Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ЛА-515 (пласты V-XIV)

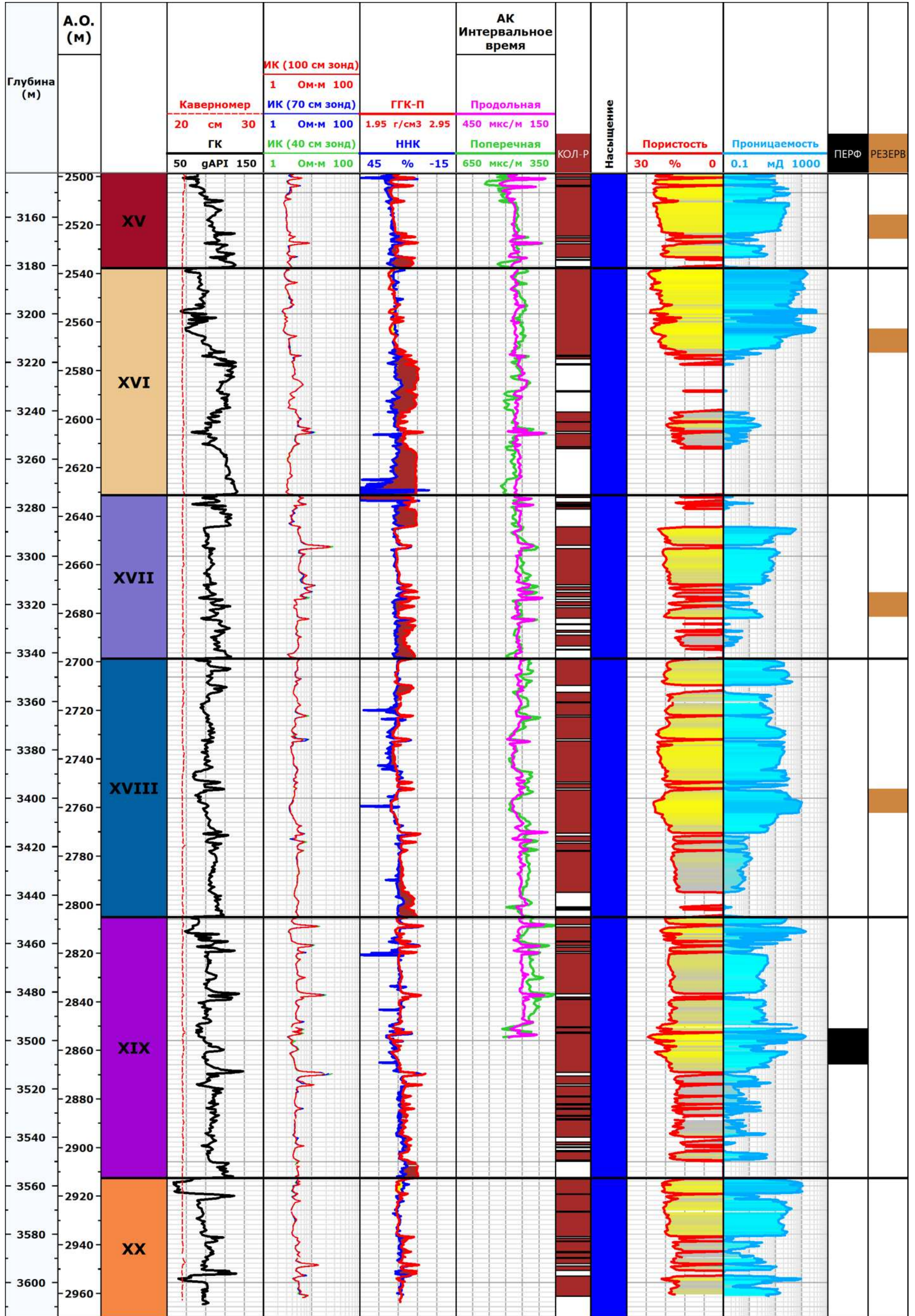


Рис. 4.5. Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ЛА-515 (пласты XV-XX)

Качество цементирования обсадной колонны 339,7 мм в скважине ЛА-515

Оценка качества цементирования обсадной колонны 339,7 мм проводилась с помощью приборов АКЦ/ФКД и ультразвукового изоляционного сканнера (прибор «ИВС»). Качество записи – хорошее.

Для цементирования обсадной колонны использовались два типа цементного раствора: облегченный (удельный вес 1,1 г/см³) и стандартный (удельный вес 1,7 г/см³). Верхняя граница высоты подъема стандартного цемента отмечена на глубине 453 м по стволу скважины. Из-за низкой плотности определить наличие облегченного цемента невозможно, ни по данным УЗКЦ, ни по данным АКЦ/ФКД. Так как во время цементации был отмечен выход цемента на поверхность, считается, что обсадная колонна зацементирована до поверхности.

Общее качество цементного камня удовлетворительное. Механическая поддержка колонны достигнута. Гидравлическая изоляция башмака обсадной колонны 339,7 мм подтверждена испытанием на герметичность. Фактическое давление гидроразрыва оказалось выше ожидаемого, что свидетельствует о хорошей гидравлической изоляции прибашмачной зоны.

Результаты интерпретации АКЦ/ФКД в колонне 339,7 мм приведены в Таблице 4.13.

Таблица 4.13. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в колонне 339,7 мм

Свободная колонна по АКЦ: 42 мВ		
Интервал по стволу скважины, м	Амплитуда АКЦ, мВ	Интерпретация
0 - 453	36 - 50	Качество цемента неопределенно
453 - 690	30 - 44	Цемент низкого качества
690 - 700	5 - 15	Цемент удовлетворительный
700 - 787	30 - 40	Цемент низкого качества
787 - 803	7-14	Цемент удовлетворительный
803 - 904	10 - 30	Цемент низкого качества
904 - 948	5 - 13	Хороший цемент
948-1005	10 - 18	Цемент удовлетворительный

Качество цементирования обсадной колонны 244,5 мм в скважине ЛА-515

Оценка качества цементирования обсадной колонны 244,5 мм проводилась с помощью приборов АКЦ/ФКД. Качество записи – хорошее.

Цемент отмечается на диаграммах АКЦ/ФКД до глубины 1000 м по стволу скважины. Выше глубины 1000 м данные АКЦ/ФКД записаны не были. Так как во время цементации был отмечен выход цемента на поверхность, считается, что обсадная колонна зацементирована до поверхности.

Качество сцепления цементного камня неоднородно на всем протяжении обсадной колонны. В интервале 2132-2173 м по стволу скважины наблюдается хорошее сцепление цемента с колонной и породой, что обеспечивает гидравлическую изоляцию. В остальных интервалах преобладает низкокачественный цемент с отдельными зонами удовлетворительного цемента. Механическая поддержка колонны достигнута.

Результаты интерпретации АКЦ/ФКД в колонне 244,5 мм приведены в Таблице 4.14.

Таблица 4.14. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в колонне 244,5 мм

Свободная колонна по АКЦ: 52 мВ		
Интервал по стволу скважины, м	Амплитуда АКЦ, мВ	Интерпретация
1000 - 2132	30 - 53	Цемент низкого качества
2132 - 2173	8 - 15	Хороший цемент
2173 - 2270	17 - 30	Цемент удовлетворительный
2270 - 2341	15 - 50	Цемент низкого качества

Качество цементирования хвостовика 177,8 мм в скважине ЛА-515

Оценка качества цементирования проводилась с помощью приборов АКЦ/ФКД и ультразвукового имиджера цемента (прибор «USI»). Качество записи – хорошее.

По данным УЗКЦ и АКЦ/ФКД хвостовик зацементирован полностью: верхняя граница подъема цемента определена на глубине 2346 м, что соответствует верху колонны хвостовика.

В общем, качество цементного камня можно признать удовлетворительным: наблюдается чередование интервалов с хорошим и отличным сцеплением цемента с

интервалами с плохим сцеплением. Механическая поддержка хвостовика 177,8 мм достигнута. Гидравлическая изоляция пространства между хвостовиком и колонной 244,5 мм не может быть гарантирована, так как под башмаком колонны 244,5 мм находится интервал с низкокачественным цементом (2346-2415 м по стволу скважины).

Несмотря на низкое качество сцепления цементного камня с колонной, наблюдаемое в пределах интервала перфорации (3495-3510 м по стволу), он гидравлически изолирован от вышележащих пород участками с хорошим цементом, начиная с глубины 3471 м по стволу и выше.

Результаты интерпретации АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм приводятся в Таблице 4.15 и на Рис. 4.6.

Таблица 4.15. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм (ЛА-515)

Свободная колонна по АКЦ: 68 мВ		
Интервал по стволу скважины, м	Амплитуда АКЦ, мВ	Интерпретация
2346 - 2398	20-65	Цемент низкого качества
2398 - 2415	35-60	Цемент низкого качества
2415 - 2495	15-30	Цемент удовлетворительный
2495 - 2511	7-10	Хороший цемент
2511- 2602	7-35	Цемент удовлетворительный
2602 – 2694	12-40	Цемент низкого качества
2694 - 2796	7-21	Цемент удовлетворительный
2796 - 2908	7 -11	Хороший цемент
2908 - 2996	7 - 35	Цемент удовлетворительный
2996 - 3030	13 - 30	Цемент низкого качества
3030 - 3058	7 - 10	Хороший цемент
3058 - 3072	20 - 43	Цемент низкого качества
3072 - 3110	7 - 9	Хороший цемент
3110 - 3165	10 - 53	Цемент низкого качества
3165 - 3288	9 - 27	Цемент удовлетворительный
3288 - 3318	10 - 49	Цемент низкого качества
3318 - 3471	8 - 22	Цемент удовлетворительный
3471 - 3515	10 - 44	Цемент низкого качества

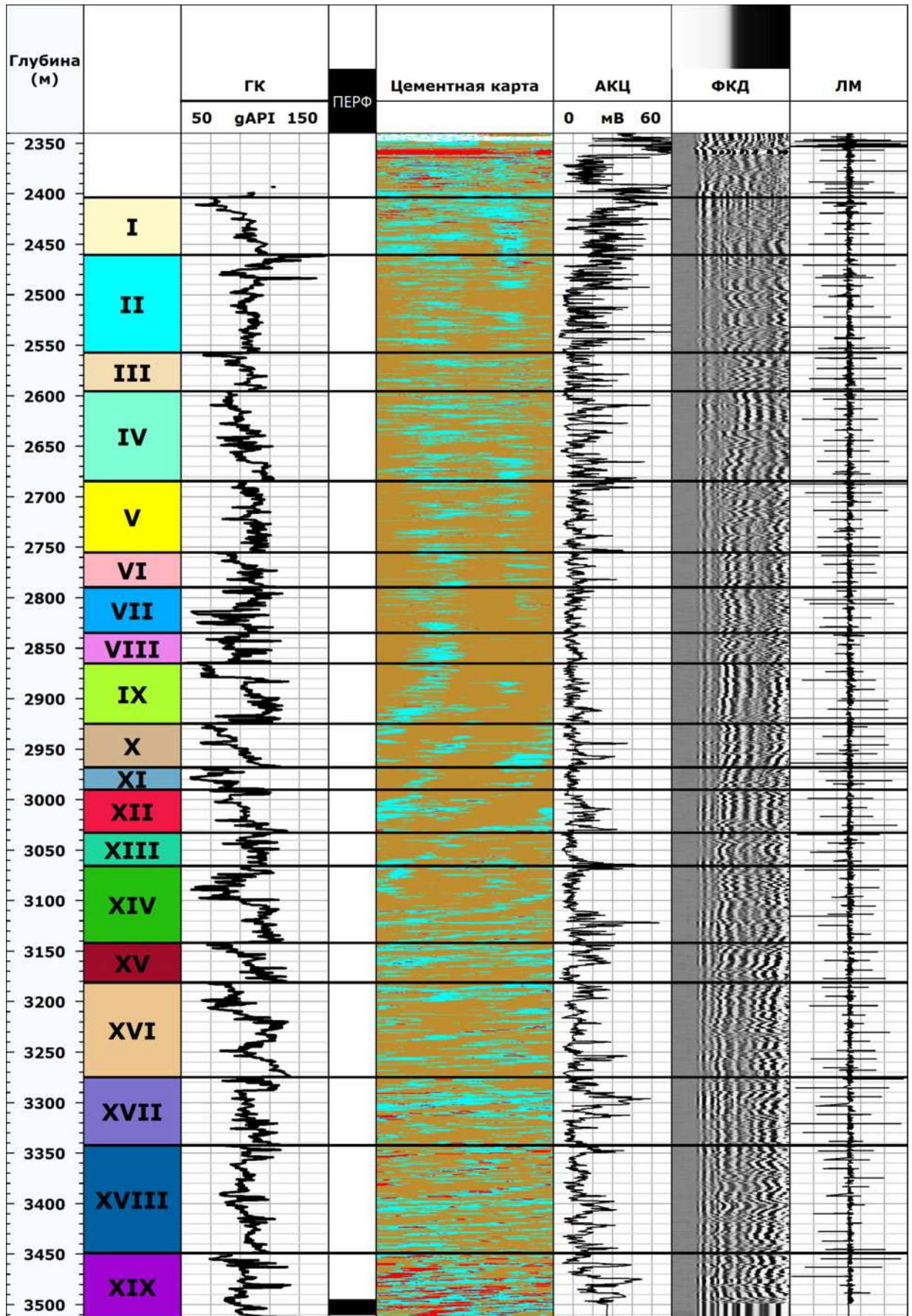


Рис. 4.6. Данные УЗКЦ/АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм (ЛА-515)

4.2.3. Скважина ЛА-519

Результаты данных ГИС скважины ЛА-519 в интервале горного отвода для закачки отходов бурения показаны на Рис. 4.7, Рис. 4.8.

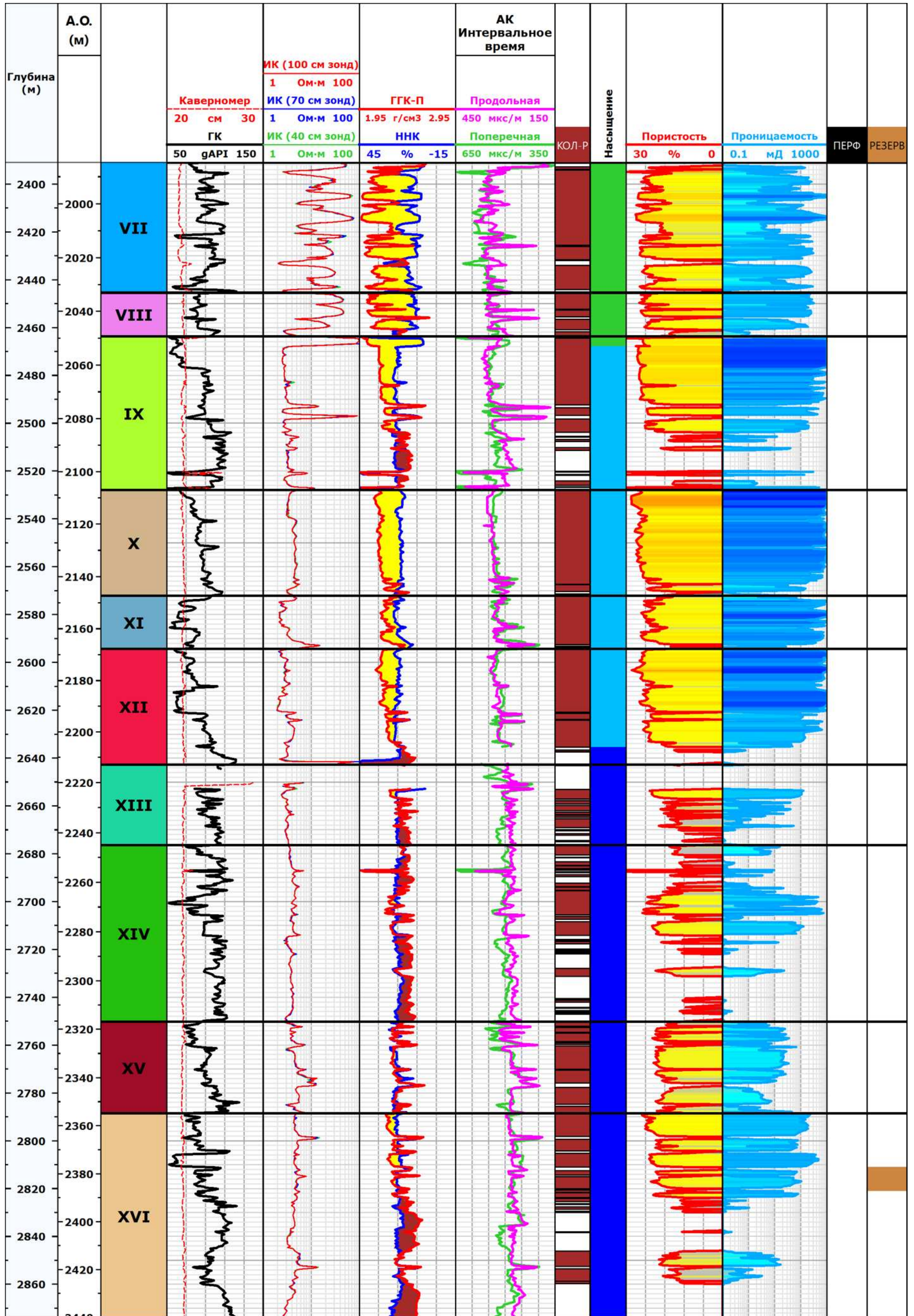


Рис. 4.7. Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ЛА-519 (пласты VII-XVI)

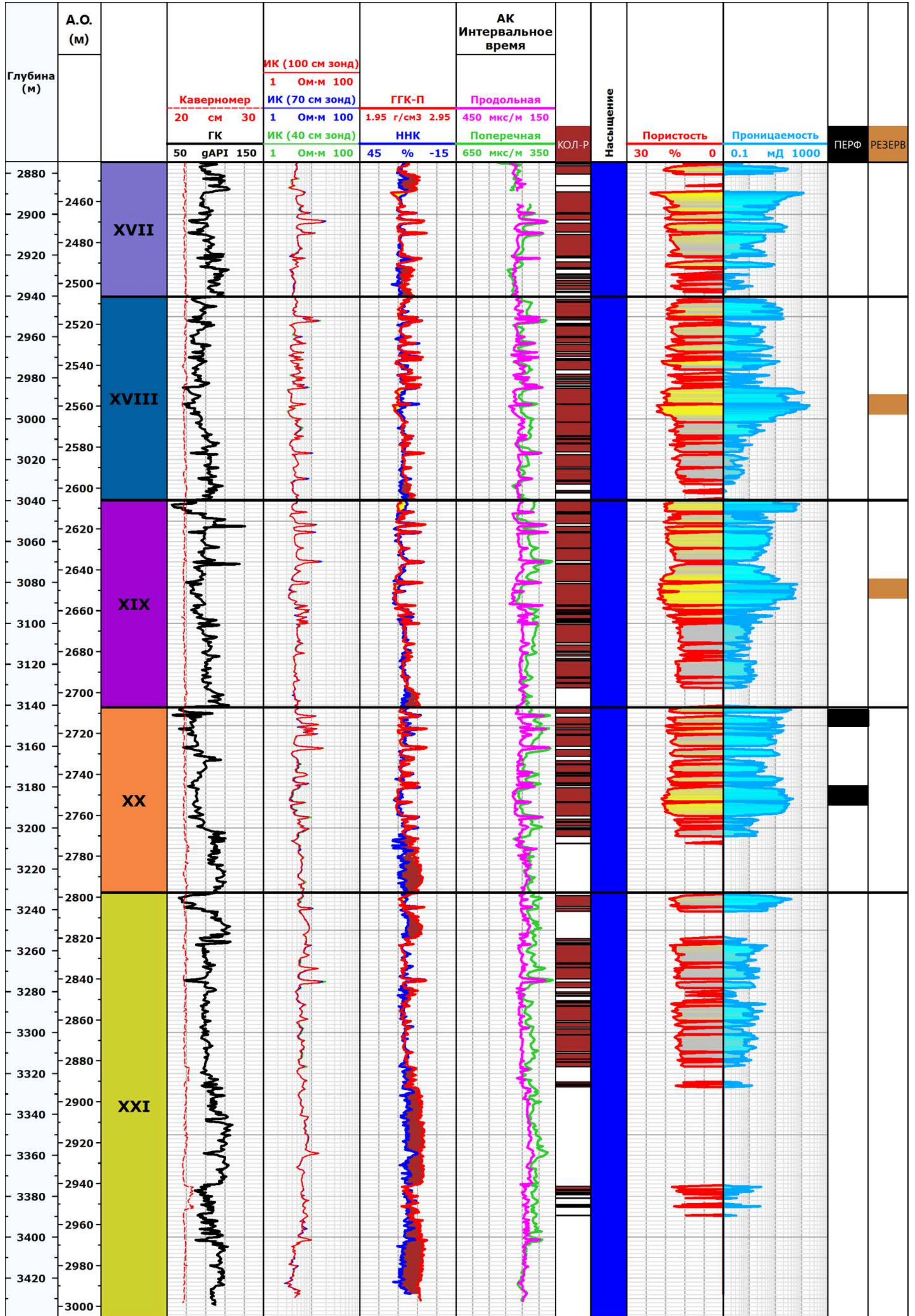


Рис. 4.8. Результаты интерпретации данных ГИС в скважине ЛА-519 (пласты XVII-XXI)

Качество цементирования обсадной колонны 339,7 мм в скважине ЛА-519

Оценка качества цементирования обсадной колонны 339,7 мм проводилась с помощью приборов АКЦ/ФКД. Качество записи хорошее.

Верхняя граница высоты подъема цемента отмечена на глубине 750 м по стволу скважины, что на 399 м выше башмака предыдущей обсадной колонны.

Общее качество сцепления цементного камня низкое, что может свидетельствовать о загрязнении цементного раствора буровым. Несмотря на это, гидравлическая изоляция башмака обсадной колонны 339,7 мм подтверждена испытанием на герметичность. Фактическое давление гидроразрыва оказалось выше ожидаемого, что свидетельствует о хорошей гидравлической изоляции прибашмачной зоны.

Качество цементирования обсадной колонны 244,5 мм в скважине ЛА-519

Оценка качества цементирования проводилась с помощью приборов АКЦ/ФКД и ультразвукового изоляционного сканнера (прибор «ИВС»). Качество записи – хорошее.

Верхняя граница высоты подъема цемента отмечена на глубине 1430 м по стволу скважины, что на 615 м выше башмака предыдущей обсадной колонны.

В интервале 1546-1945 метров по стволу скважины определить качество цементного камня невозможно из-за влияния микрозатора на показания измерений. Цементный раствор замещался буровым раствором весом $1,2 \text{ г/см}^3$, а во время каротажа скважина была заполнена рассолом весом $1,1 \text{ г/см}^3$, что могло привести к сжиманию обсадной колонны и формированию микрозатора между колонной и цементом.

На глубинах 1945 - 2556 м по стволу скважины качество сцепления цементного камня неоднородно. Наблюдается чередование интервалов с хорошим цементом с интервалами с ухудшенным сцеплением и каналами в цементном камне. Механическая поддержка колонны достигнута.

Под башмаком колонны 339,7 мм имеется интервал (2042-2065 м по стволу скважины) с хорошим качеством цементного камня. Однако его ограниченная мощность (23 метра) не может полностью гарантировать гидравлическую изоляцию межколонного пространства.

Результаты интерпретации АКЦ/ФКД в колонне 244,5 мм приводятся в Таблице 4.16.

Таблица 4.16. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в колонне 244,5 мм

Свободная колонна по АКЦ: 54 мВ		
Интервал по стволу скважины, м	Амплитуда АКЦ, мВ	Интерпретация
0 - 1430	50-54	Свободная колонна
1430 - 1546	40-50	Цемент низкого качества
1546 - 1945	35-50	Качество цемента неопределенно
1945 - 2042	40-50	Цемент низкого качества
2042- 2065	5-7	Хороший цемент
2065 – 2234	15-25	Цемент низкого качества
2234 - 2242	6-8	Хороший цемент
2242 - 2265	15-20	Цемент низкого качества
2265 - 2285	4-6	Хороший цемент
2285-2467	10-18	Цемент низкого качества
2467-2544	6-12	Хороший цемент
2544-2556	15-20	Цемент низкого качества

Качество цементирования хвостовика 177,8 мм в скважине ЛА-519

Оценка качества цементирования проводилась с помощью приборов АКЦ/ФКД и ультразвукового изоляционного сканнера (прибор «ИВС»). Качество записи – хорошее.

По данным УЗКЦ и АКЦ/ФКД хвостовик зацементирован полностью: верхняя граница подъема цемента определена на глубине 2567 м, что соответствует верху колонны хвостовика. Для цементирования хвостовика использовался специальный цементный раствор, обладающий повышенной прочностью и стойкостью к изменению температуры и давления.

В интервалах, составляющих значительную часть хвостовика, наблюдаются каналы в цементном камне. Основными причинами являются недостаточная централизация и тот факт, что во время цементирования не удалось установить вращение хвостовика из-за высокого крутящего момента. Это привело к неравномерному вытеснению бурового

раствора цементным и образованию каналов. Тем не менее, механическая поддержка хвостовика 177,8 мм достигнута.

Интервал перфорации (3179-3189 м по стволу скважины) был выбран в пределах участка с хорошим качеством цементного кольца, что должно обеспечить его изоляцию от выше- и нижележащих пластов.

Результаты интерпретации АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм приведены в таблице 4.17 и на Рис. 4.9.

Таблица 4.17. Интерпретация данных АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм (ЛИА-519)

Свободная колонна по АКЦ: 62 мВ			
Интервал по стволу скважины, м		Амплитуда АКЦ, мВ	Интерпретация
верх	низ		
2570	2657	10-30	Цемент низкого качества
2657	2666	2-4	Хороший цемент
2666	2689	5-12	Цемент удовлетворительный
2689	2692	2-4	Хороший цемент
2692	2740	5-12	Цемент удовлетворительный
2740	2750	2-4	Хороший цемент
2750	2845	5-12	Цемент удовлетворительный
2845	2861	12-25	Цемент низкого качества
2861	2875	2-4	Хороший цемент
2875	3047	5-12	Цемент удовлетворительный
3047	3094	2-4	Хороший цемент
3094	3134	5-12	Цемент удовлетворительный
3134	3205	2-4	Хороший цемент
3205	3219	5-12	Цемент удовлетворительный
3219	3231	2-4	Хороший цемент
3231	3278	5-12	Цемент удовлетворительный
3278	3288	12-25	Цемент низкого качества
3288	3316	5-12	Цемент удовлетворительный
3316	3325	12-25	Цемент низкого качества
3325	3335	5-12	Цемент удовлетворительный
3335	3350	2-4	Хороший цемент
3350	3361	5-12	Цемент удовлетворительный

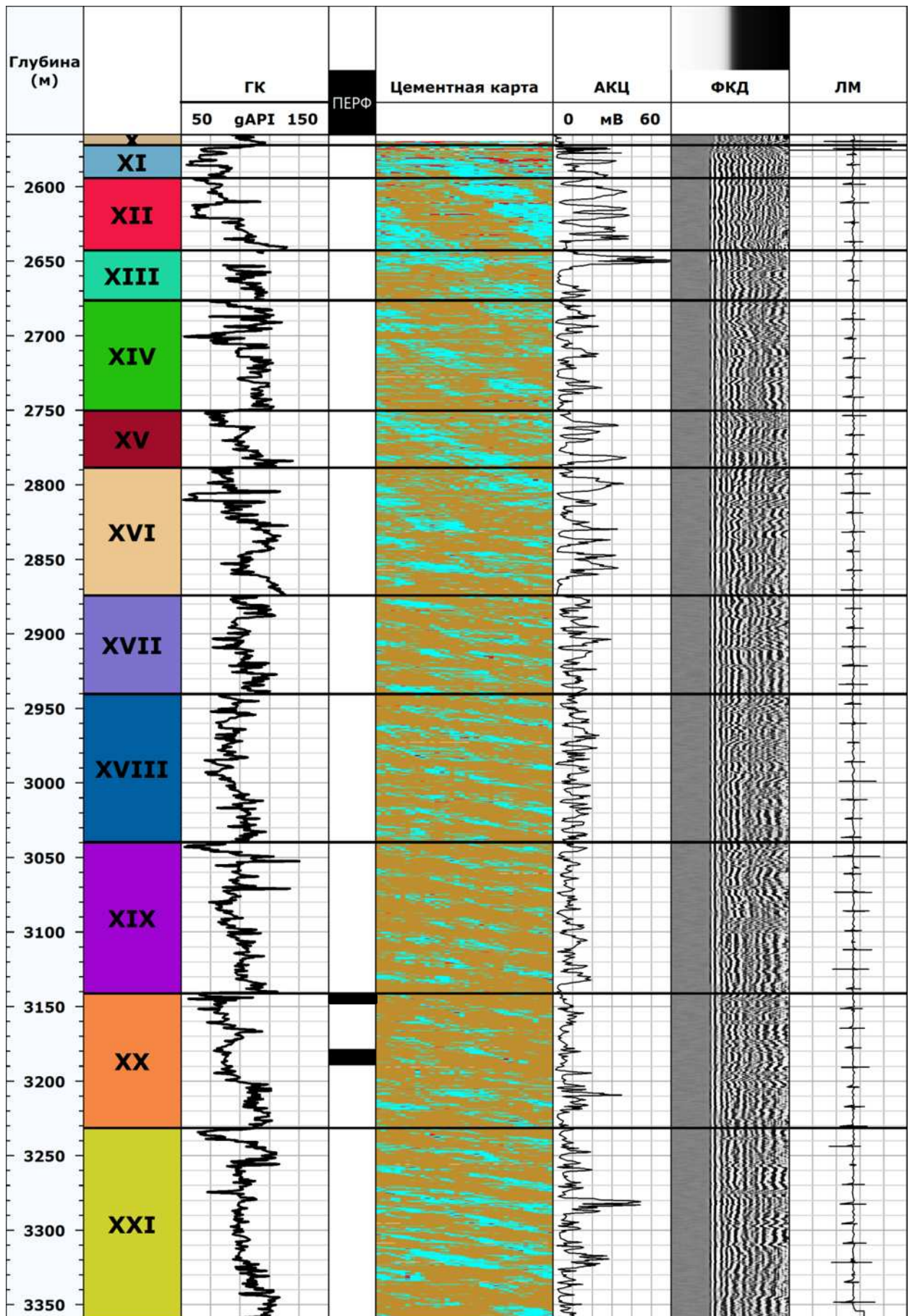


Рис. 4.9. Данные УЗКЦ/АКЦ/ФКД в хвостовике 177,8 мм (ЛА-519)

4.3. Оценка фильтрационных и емкостных свойств проницаемых пластов и водоупорных горизонтов по данным ГИС

Оценка фильтрационных и емкостных свойств выполнена по методике, описанной в утвержденном ГКЗ Роснедра «Геологическом отчете о результатах опытно-промышленного размещения попутных вод и промышленного размещения буровых отходов на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении. Уточнение объемов размещения попутных вод и буровых отходов» [14].

В качестве опорных данных для настройки моделей пористости и проницаемости использовались данные керн и ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). Данные ЯМК записывались в эксплуатационных скважинах во время бурения и покрывают весь геологический разрез, включая интервалы ниже уровня свободной воды (УСВ). Керн отбирался в более ранних разведочных и оценочных скважинах и сосредоточен преимущественно в газонасыщенных интервалах.

Для построения единой петрофизической модели была проведена предварительная работа по нормировке данных ГИС, а также настройка данных по ЯМК (пористости и проницаемости) на аналогичные данные по керну. В результате, нормированные данные ГИС по всем скважинам следуют единому глубинному тренду, и распределения опорных данных соответствуют друг другу.

Пористость

Пористость рассчитывается из объемной плотности, используя следующую формулу:

$$K_{\Pi} = \frac{\rho_{\text{мат}} - \rho_{\text{ГГК}}}{\rho_{\text{мат}} - \rho_{\text{фл}}}, \quad (4.1)$$

где:

K_{Π} – пористость, д. ед.;

$\rho_{\text{мат}}$ – среднее значение (2,65) плотности матрицы по данным исследования керн, г/см³;

$\rho_{\text{ГГК}}$ – плотность по ГГК-П в г/см³;

$\rho_{\text{фл}}$ – плотность флюида в зоне проникновения в в г/см³.

Плотность флюида в зоне проникновения в водонасыщенной зоне (ниже уровня свободной воды) рассчитывается по формуле (4.2):

$$\rho_{\text{фл}} = \rho_{\text{в}}(1 - K_{\text{Нф,р}}) + \rho_{\text{ф,р}}K_{\text{Нф,р}}, \quad (4.2)$$

где:

$\rho_{\text{в}}$ – плотность пластовой воды (0,99), г/см³;

$\rho_{\text{ф,р}}$ – плотность бурового состава (0,76) для состава на нефтяной основе, г/см³;

$K_{\text{Нф,р}}$ – среднее значение (0,3) насыщенности фильтрата бурового состава в зоне проникновения, д.ед. Значение 0,3 д. ед. было рассчитано путем итеративного приведения $K_{\text{п}}$ по формуле (4.1) с использованием формулы (4.2) к пористости на основе данных ЯМК в водонасыщенной зоне.

Коэффициент приведения к пластовым условиям выведен с использованием соответствующих измерений на керне и равен 0,94.

Водонасыщенность

В контексте данного отчета речь идет об оценке свойств водоносных горизонтов. По этой причине, электрическая модель насыщенности не рассматривается.

Определение граничных значений для выделения коллекторов

Выделение коллекторов проводится на основании пористости. В пластах XIII-XX, предназначенных для закачки отходов бурения и попутных вод, используется определение эффективной пористости по формуле (4.3):

$$K_{\text{п.эфф}} = K_{\text{п}}(1 - K_{\text{во}}), \quad (4.3)$$

где $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{во}}$ – пористость и остаточная водонасыщенность, рассчитанные по ЯМК.

Значение пористости $K_{п}$, при котором эффективная пористость равна нулю, соответствует границе коллектора. В пластах XIII-XX коллектором является породы с $K_{п} > 11,5$ д.ед.

Кроме того, отдельно выделялись плотные цементированные пропластки и углистые разности. Цементированные карбонатным цементом пропластки можно идентифицировать по увеличению плотности, уменьшению нейтронной пористости, уменьшению интервального времени пробега акустической волны в породе, а также по увеличению скорости проходки. Угли идентифицируются по уменьшению плотности, увеличению нейтронной пористости и увеличению диаметра ствола скважины.

Проницаемость

Модель проницаемости основана на методике определения типов коллекторов и соответствующих им зависимостям $K_{пр}$ - $K_{п}$. Для выделения типов коллекторов был проведен анализ керновой информации в комбинации с данными ЯМК. В анализ были вовлечены: данные гранулометрии, минералогический состав, водоудерживающая способность, а также данные T2 и $K_{во}$ по ЯМК.

В результате установлены пять отличительных типов коллекторов, варьирующих от алевролита мелкозернистого (на границе коллектора) до чистого среднезернистого песчаника с проницаемостью до нескольких Дарси (Рис.4.10):

- алевролит мелкозернистый,
- алевролит крупнозернистый,
- песчаник мелкозернистый,
- песчаник средне/мелкозернистый,
- песчаник среднезернистый.

Данные ЯМК позволили распространить типизацию коллекторов в дополнительные интервалы, не охарактеризованные керном (в том числе в водонасыщенные зоны) и, таким образом, существенно расширить выборку данных для «обучения» стандартного каротажа.

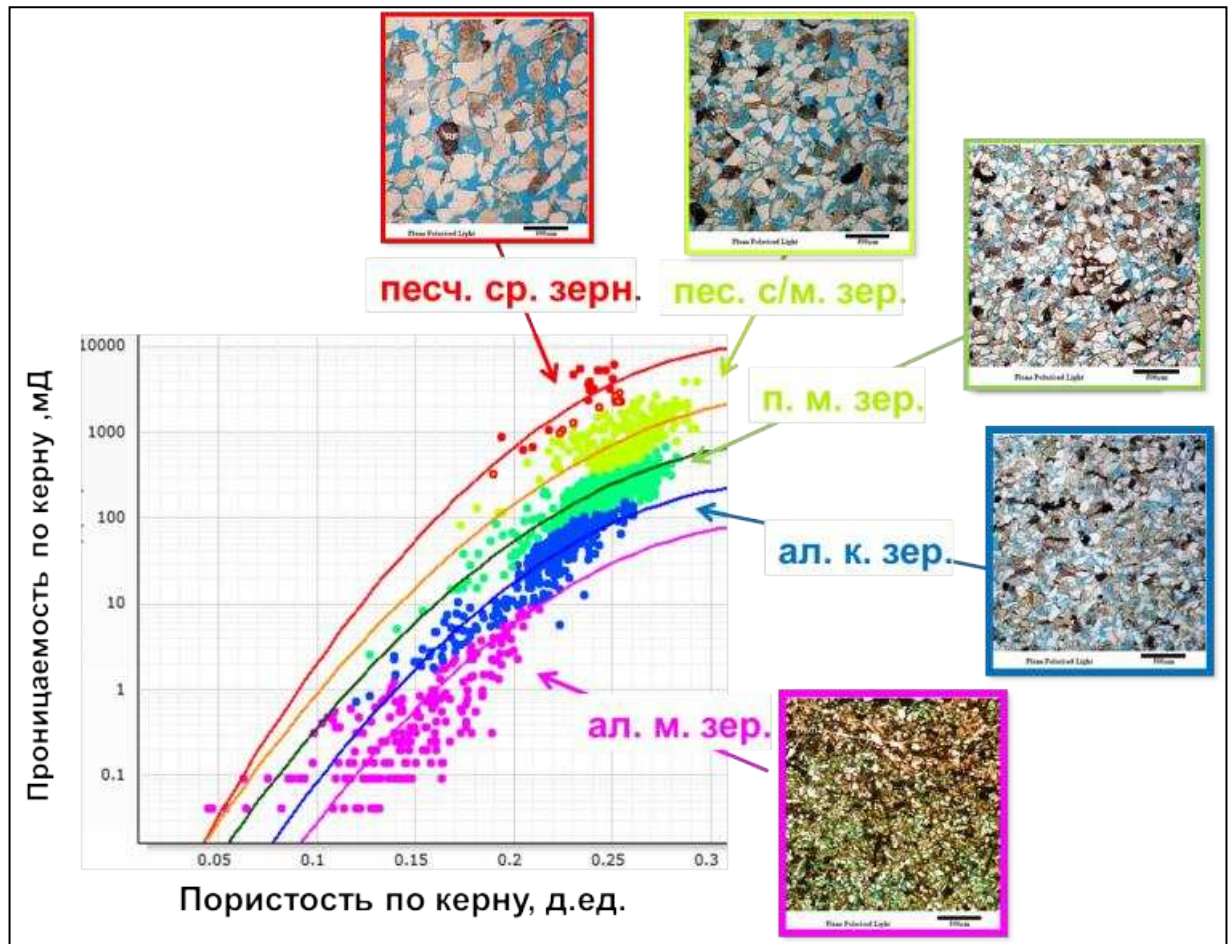


Рис. 4.10. Типы коллекторов, определенных на керне, и соотношения между пористостью и проницаемостью по керну для различных типов коллекторов

Уравнение регрессии между проницаемостью и пористостью для определенных таким образом типов коллекторов:

$$\log_{10} K_{\text{Пр}} = AK_{\text{П}}^2 + BK_{\text{П}} + C, \quad (4.4).$$

Коэффициенты к уравнению (4.4) приведены в таблице 4.18.

Далее требовалось распознать установленные типы коллекторов по данным ГИС. При этом необходимо принять во внимание особенности месторождения: искажение показаний ГК в кровле резервуара за счет влияния калиевых полевых шпатов; влияние газа на показания ГГКп и НКТ.

Таблица 4.18. Типы коллекторов и соответствующие регрессии между пористостью и проницаемостью

Тип коллектора	А	В	С
Алевролит мелкозернистый	-61,2409	41,55904	-5,104608
Алевролит крупнозернистый	-62,7965	42,0977	-4,673559
Песчаник мелкозернистый	-55,89523	38,49057	-3,745866
Песчаник средне/мелкозернистый	-53,52283	38,06538	-3,329502
Песчаник среднезернистый	-69,77186	46,15813	-3,629855

Таким образом для газовой зоны была построена палетка УЭС(Кп), а для водяной зоны – ГК (ΔНК, ГГК), представленная на Рис. 4.11, где по оси ординат отложена естественная радиоактивность горных пород, а по оси абсцисс отложена ΔНК, ГГК - разница между кажущимся водородосодержанием по НК и кажущейся пористостью по ГГК (не исправленных за эффект газонасыщения).

Результаты сравнения опорных данных и распознанных по ГИС представлены в правой части Рис. 4.11. Как видно, в целом наблюдается их хорошее соответствие.

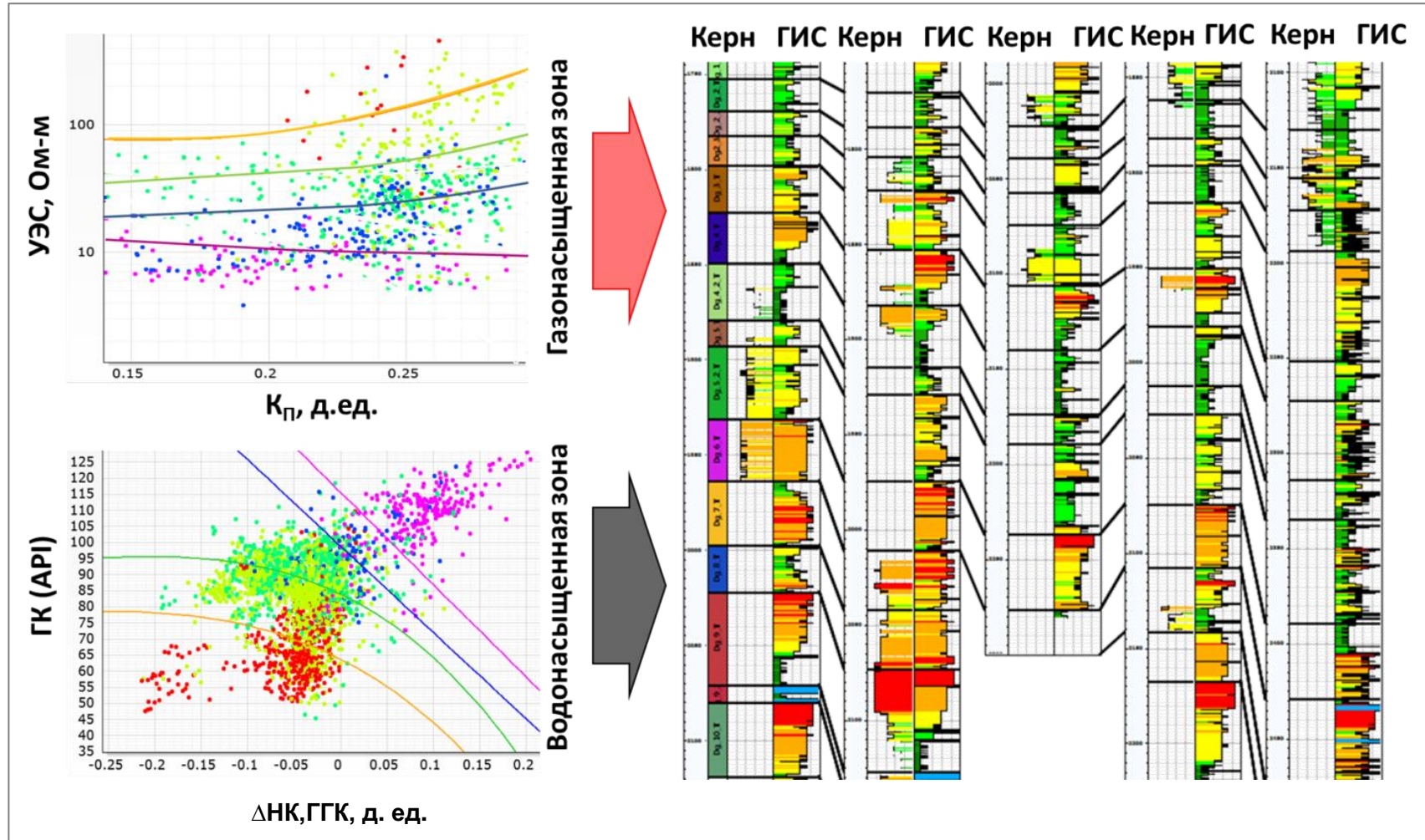


Рис. 4.11. Палетки для определения типов коллекторов по стандартным данным ГИС и сравнение типов коллекторов определенных по керну и по ГИС

Определение механических свойств и напряжений

Так как во всех поглощающих скважинах был проведен широкополосный акустический каротаж с регистрацией продольных и поперечных волн, то это позволило рассчитать механические свойства пород: модуль Юнга и коэффициент Пуассона. Рассчитанные упругие модули калибровались на результаты анализа керна. Величина минимального горизонтального напряжения определялась по уравнению (4.5):

$$\sigma_{\text{мин}} = \frac{\nu}{1-\nu} (P_{\text{гор}} - P_{\text{пор}}) + P_{\text{пор}}, \quad (4.5)$$

где:

$\sigma_{\text{мин}}$ – минимальное горизонтальное напряжение, атм;

ν – коэффициент Пуассона;

$P_{\text{гор}}$ – горное давление, МПа;

$P_{\text{пор}}$ – поровое давление, МПа.

Горное давление, создаваемое перекрывающими породами, было оценено посредством интегрирования по глубине объемной плотности, полученной по плотностному каротажу по формуле (4.6):

$$P_{\text{гор}} = \frac{73 + (1,6375 \cdot (z - 49,4))^{1,0817}}{145,03}, \quad (4.6)$$

где:

$P_{\text{гор}}$ – горное давление, МПа;

z – абсолютная глубина, м.

Прямые измерения пластовых давлений были проведены в скважинах ЛА-515 и ЛА-519 прибором «Стетоскоп». Из-за неудовлетворительного состояния ствола скважины ЛА-512 прямые измерения давлений не проводились, и поровое давление было принято равным гидростатическому.

Расчетная величина минимального горизонтального напряжения калибровалась на

основании результатов тестов на приёмистость. Анализ данных давления закачки был использован для определения давления закрытия трещины. Значение давления закрытия трещины представляет собой прямое измерение магнитуды минимального горизонтального напряжения.

Направление минимального горизонтального напряжения было определено по данным профилометрии и кросс-дипольной акустики в скважине ЛА-519 (Рис. 4.12).

Известно, что направление вывалов в стенках скважины, вызванное анизотропией стрессов, соответствует направлению минимального горизонтального напряжения. В скважине ЛА-519 вывалы наблюдаются в интервалах глинистых отложений в юго-восточном и северо-западном направлении (165° и 345° относительно севера).

Дополнительно, информация о направлении стрессов была получена по данным кросс-дипольной акустики. В анизотропной среде поперечная волна, генерируемая дипольным источником, по мере распространения по породе разделяется на две: быструю поперечную волну и медленную поперечную волну, поляризованные по осям анизотропии. Поперечная волна, которая поляризована параллельно азимуту максимального горизонтального напряжения будет распространяться быстрее, чем поперечная волна, которая поляризована перпендикулярно этому азимуту. В результате обработки данных кросс-дипольной акустики рассчитывается азимут быстрой поперечной волны. В скважине ЛА-519 азимут быстрой поперечной волны, а соответственно и азимут максимального горизонтального напряжения, составил 70° - 80° относительно севера. Учитывая, что направления максимального и минимального горизонтальных стрессов перпендикулярны, то азимут минимального горизонтального напряжения по данным кросс-дипольной акустики составил 160° - 170° относительно севера, что отлично согласуется с направлением вывалов, определенным профиломером (165°).

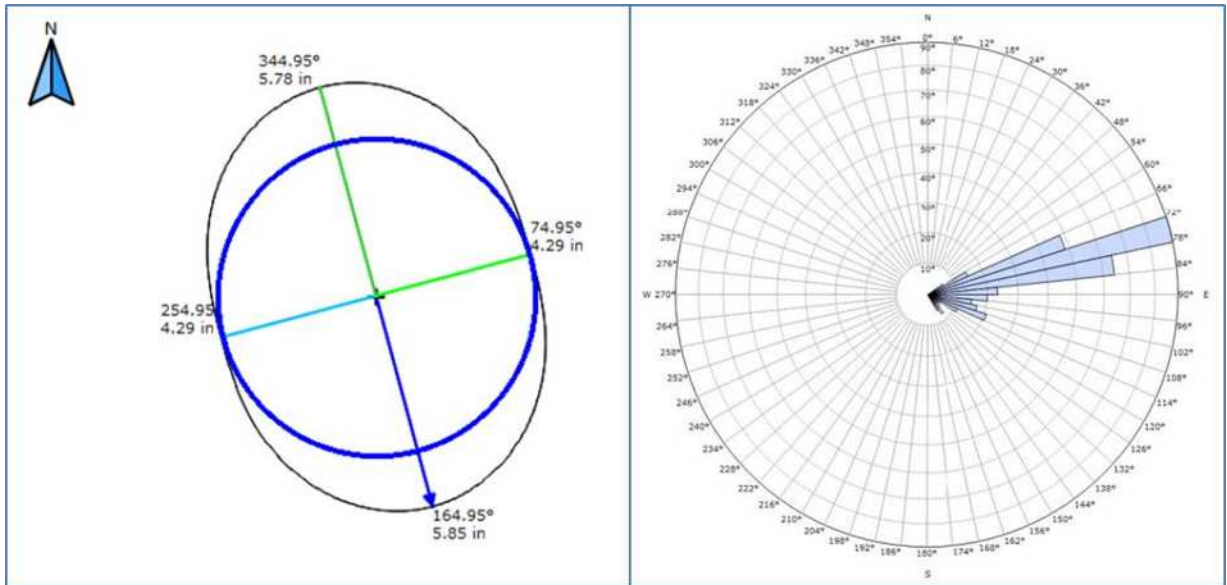


Рис. 4.12. Направление минимального горизонтального напряжения по данным профилометрии (слева) и направление максимального горизонтального напряжения по данным кросс-дипольной акустики (справа) в скважине ЛА-519

Средние показатели петрофизических свойств по скважинам ЛА-512, ЛА-515 и ЛА-519 представлены в таблицах 4.19, 4.20, 4.21.

Таблица 4.19. Средние показатели петрофизических свойств по скважине ЛА-512

Скважина	Пласт	Тип флюида	Глубина по стволу скважины, м		Абсолютная глубина, м				Пористость, %	Проницаемость, мД
			Кровля	Подошва	Кровля	Подошва	Общая толщина	Эффективная толщина		
ЛА-512	XIII	вода	3122,3	3162,0	2261,1	2294,3	33,2	12,5	14,8	6
ЛА-512	XIV	вода	3162,0	3243,9	2294,3	2367,5	73,2	41,5	17,2	105
ЛА-512	XV	вода	3243,9	3289,4	2367,5	2410,2	42,7	37,2	18,6	16
ЛА-512	XVI	вода	3289,4	3387,6	2410,2	2505,7	95,5	50,4	19,3	93
ЛА-512	XVII	вода	3387,6	3457,6	2505,7	2575,1	69,4	39,6	15,8	7
ЛА-512	XVIII	вода	3457,6	3567,0	2575,1	2684,2	109,1	98,7	17,3	46
ЛА-512	XIX	вода	3567,0	3675,7	2684,2	2792,9	108,7	93,4	16,4	13
ЛА-512	XX	вода	3675,7	3700,0	2792,9	2818,0	25,1	15,8	16,8	17

Таблица 4.20. Средние показатели петрофизических свойств по скважине ЛА-515

Скважина	Пласт	Тип флюида	Глубина по стволу скважины, м		Абсолютная глубина, м				Пористость, %	Проницаемость, мД
			Кровля	Подшва	Кровля	Подшва	Общая толщина	Эффективная толщина		
ЛА-515	XIII	вода	3032,9	3065,7	2390,0	2422,6	32,6	17,1	16,3	19
ЛА-515	XIV	вода	3065,7	3141,9	2422,6	2498,6	76,0	41,5	18,9	113
ЛА-515	XV	вода	3141,9	3181,1	2498,6	2537,8	39,1	33,0	19,0	11
ЛА-515	XVI	вода	3181,1	3274,9	2537,8	2631,3	93,5	51,5	18,2	58
ЛА-515	XVII	вода	3274,9	3342,4	2631,3	2698,7	67,4	40,4	16,2	6
ЛА-515	XVIII	вода	3342,4	3449,1	2698,7	2805,1	106,4	88,6	17,4	15
ЛА-515	XIX	вода	3449,1	3556,8	2805,1	2912,5	107,4	86,3	16,1	10
ЛА-515	XX	вода	3556,8	3610,0	2912,5	2965,0	52,5	42,8	16,3	20

Таблица 4.21. Средние показатели петрофизических свойств по скважине ЛА-519

Скважина	Пласт	Тип флюида	Глубина по стволу скважины, м		Абсолютная глубина, м				Пористость, %	Проницаемость, мД
			Кровля	Подопва	Кровля	Подопва	Общая толщина	Эффективная толщина		
ЛА-519	XIII	вода	2642,8	2676,3	2213,0	2244,9	31,9	14,6	16,5	24
ЛА-519	XIV	вода	2676,3	2750,2	2244,9	2316,9	71,9	35,5	16,9	64
ЛА-519	XV	вода	2750,2	2788,6	2316,9	2354,9	38,0	33,1	18,5	11
ЛА-519	XVI	вода	2788,6	2874,3	2354,9	2440,5	85,6	46,1	18,6	78
ЛА-519	XVII	вода	2874,3	2940,4	2440,5	2506,5	66,0	42,2	15,9	10
ЛА-519	XVIII	вода	2940,4	3039,8	2506,5	2606,0	99,5	74,8	15,5	13
ЛА-519	XIX	вода	3039,8	3141,1	2606,0	2707,3	101,3	79,1	15,7	9
ЛА-519	XX	вода	3141,1	3231,6	2707,3	2797,7	90,4	49,3	15,8	11

4.4. Опробование перспективных пластов-коллекторов пробными откачками и отбор проб пластовых вод

Свойства пластовой воды Лунского месторождения охарактеризованы по результатам лабораторных исследований:

15-ти проб воды, отобранных в поверхностных условиях из 6 поисково-разведочных скважин (ЛУН-1, ЛУН-2, ЛУН-3, ЛУН-5, ЛУН-6 и ЛУН-7) в период с 1984 по 1992 гг.

5-ти проб равновесной воды из газа, отобранных в поверхностных условиях по двум эксплуатационным скважинам ЛА-503 и ЛА-517 в 2009 г.

2-х проб равновесной воды из газа, отобранных в поверхностных условиях по двум эксплуатационным скважинам ЛА-507 и ЛА-511 в 2010 г.

7-ми глубинных проб пластовой воды, отобранных в скважине ЛА-522 с помощью модульно-динамического испытателя компании «Шлюмберже» в 2011 г.

13-ти устьевых проб воды, отобранных из эксплуатационной скважины ЛА-552 в период 2011 и 2013 гг.

27-ми устьевых проб воды, отобранных из эксплуатационной скважины ЛА-554 в течение 2013 г.

6-ти глубинных проб воды, отобранных в поглощающей скважине ЛА-519 с помощью модульно-динамического испытателя компании «Шлюмберже» в 2015 г.

Лабораторные исследования по пятнадцати поверхностным пробам воды, отобранным в скважинах ЛУН-1, ЛУН-2, ЛУН-3, ЛУН-5, ЛУН-6, выполнялись в Аналитической лаборатории ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»; пробы воды из скважины ЛУН-7 исследовались в лаборатории «Marathon Oil's Petroleum Technology Center» (РТС). Исследования включали в себя определение плотности, вязкости, водородный показатель рН, общей минерализации, содержания ионов и типа воды по Сулину. Из пятнадцати отобранных проб пластовой воды наиболее достоверными в 2001г. были признаны четыре пробы: по одной пробе из скважин ЛУН-1 (пласт V) и ЛУН-2 (пласт III), а также две пробы из скважины ЛУН-7 (пласт IX). Две пробы из скважин ЛУН-5 (пласт XI) и ЛУН-6 (пласт V-VI) были признаны как пробы сомнительной достоверности, в основном, из-за низкой минерализации пластовой воды (возможна примесь бурового раствора низкой минерализации 7-4 г/л соответственно), полученной в результате анализов по сравнению с ранее упомянутыми достоверными. По той же причине недостоверными были признаны и три пробы из скважины ЛУН-3 (пласт XIII, XIV и XVI).

В 2009 г. исследования двух проб равновесной воды из газа, отобранных из сепаратора технологической линии №1 во время работы скважин ЛА-503 и ЛА-517, были проведены в Аналитической лаборатории ООО «РН-СахалинНИПИморнефть». Исследования включали определение ионного состава, типа жидкости, плотности, а также замер удельного электросопротивления воды в соответствии с ГОСТ 4245-72, ГОСТ 4389-72, ГОСТ 23268.3-78, ГОСТ 23268.2-78, ГОСТ 3900-85, РД 52.24.495-2005.

Исследования одной пробы равновесной воды из газа, отобранной из сепаратора технологической линии №1 во время работы скважин ЛА-503 и ЛА-517, были проведены в том же году в лаборатории «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» на заводе СПГ. Исследования включали определение ионного состава, pH жидкости в соответствии с ГОСТ Р 51309.

Дополнительные исследования свойств равновесной воды из газа в 2009 г. проводились лабораторией компании «Шлюмберже» в г. Южно-Сахалинск по 2 пробам воды, отобранным из сепаратора при работе скважин ЛА-503 и ЛА-517. Были проведены исследования катионно-ионного состава, плотности, вязкости, pH, минерализации в соответствии со стандартами и методиками компании «Шлюмберже». Было выполнено определение концентрации катионов меди и цинка в одной пробе воды, законсервированной при помощи азотной кислоты.

В 2010 г. исследования двух проб равновесной воды из газа, отобранных из сепаратора технологической линии №2 во время работы скважин ЛА-507 и ЛА-511, были проведены в Аналитической лаборатории ООО «РН-СахалинНИПИморнефть». Они включали в себя определение ионного состава, типа жидкости, плотности, а также замер удельного электросопротивления воды в соответствии с ГОСТ 4245-72, ГОСТ 4389-72, ГОСТ 23268.3-78, ГОСТ 23268.2-78, ГОСТ 3900-85, РД 52.24.495-2005.

В 2011 г. в соответствии с рекомендацией ГКЗ (Протокол №18/53-пр. от 03.02.2011 г.) [23] «...в процессе эксплуатационного бурения произвести отбор кондиционной пробы пластовой воды с целью уточнения значения минерализации...» на Лунском месторождении в скважине ЛА-522, заполненной раствором на нефтяной основе, с помощью модульно-динамического испытателя компании «Шлюмберже» были отобраны семь глубинных проб пластовой воды. Для повышения достоверности результатов лабораторных исследований анализ отобранных проб пластовой воды проводился в трех независимых лабораториях: в лаборатории ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» в г. Оха, в

собственной лаборатории «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» на заводе СПГ и в лаборатории ГНПУ ДВФ ФГУ НПП «Росгеолфонд» в г. Южно-Сахалинск.

В лаборатории ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» были проведены исследования трех глубинных проб пластовой воды из скважины ЛА-522. Исследования компонентного состава, минерализации, плотности, вязкости воды проводились в пластовых и стандартных условиях согласно требованиям системы качества по ГОСТ 17025 и ИСО 9001. Также было измерено удельное электросопротивление при температурах 20 и 25 °С. По результатам проведенных исследований ионного состава разгазированной воды дан ее генетический тип. Методика работ и результаты исследований представлены в отчете ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» «Исследование флюидов месторождений Лунское, скважина № 522. Книга 2. Исследование свойств и состава пластовой воды». Результаты признаны достоверными.

Пробы пластовой воды из ЛА-522, отправленные в лабораторию ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», были разделены на две части. Часть проб была выслана в лабораторию ГНПУ ДВФ ФГУ НПП «Росгеолфонд», где был выполнен количественный химический анализ воды, включающий в себя катионно-анионный анализ и определение жесткости воды согласно РД 52.24.391-95, ГОСТ 23268. 5-78, ГОСТ 4245-72 и ГОСТ Р 52407-2005. Первичные результаты анализов содержатся в протоколах ГНПУ ДВФ ФГУ НПП «Росгеолфонд», признаны достоверными и хорошо сопоставляются с результатами лаборатории ООО «РН-СахалинНИПИморнефть».

Остальные пробы были направлены в лабораторию Компании на завод СПГ, где были проанализированы 3 глубинные пробы воды. В результате исследований были определены катионно-ионный состав воды, минерализация, плотность, рН, проводимость и удельное сопротивление воды согласно требованиям системы качества по ГОСТ Р 51309. Результаты исследований одной пробы оказались непредставительными в связи с загрязнением гликолем и были исключены из отчета лаборатории. Содержание Na^+ в оставшихся двух пробах примерно на 1,5 г/л ниже, чем у двух, выше приведенных лабораторий, что вызывает сомнение. Эти данные при расчете средней минерализации не принимались и использовались только для общего анализа типа вод. Первичные результаты анализов содержатся в протоколах лаборатории Компании на заводе СПГ.

В период с 2011 по 2013 гг. на месторождении были отобраны тринадцать поверхностных проб пластовой воды на устье скважины ЛА-552, пробуренной для

разработки и эксплуатации (ОПР) нефтяной оторочки на западном крыле блока IV. Следует отметить, что отбор проб проводился на сепараторе при совместной добыче нефти из нефтяной оторочки, нефтяного газа, газа и конденсата газовой части месторождения, и воды. Скважина при этом работала с обводненностью 70-90 % и отбор проб происходил в момент ее максимальных дебитов в суммарном притоке. Считается, что влиянием низкоминерализованной равновесной воды из газа на представительность проб пластовой воды можно пренебречь из-за ее незначительного содержания (по газовым скважинам установлено, что содержание равновесной воды в газе составляет примерно 0,2 %).

Пробы из ЛА-552 были распределены между тремя лабораториями – ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» в г. Оха, завод СПГ и ГНПУ ДВФ ФГУ НПП «Росгеолфонд». Лабораторные исследования включали определение ионного состава, электропроводности, плотности, удельного электросопротивления, рН, и проводились в соответствии с ГОСТ 17025 и ИСО 9001, ГОСТ Р 51309 и РД 52.10.243 – 92. Целью лабораторных исследований являлось уточнение минерализации пластовой воды на западном крыле блока IV в районе нефтяной оторочки Объекта №1. Результаты исследований признаны достоверными, кроме одной из двух проб, распределенной в лабораторию ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» в г. Оха, – проба признана некондиционной. Первичные результаты анализов содержатся в протоколах лаборатории ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» в г. Оха, завод СПГ и ГНПУ ДВФ ФГУ НПП «Росгеолфонд».

В течение 2013 г. на месторождении были отобраны двадцать семь поверхностных проб пластовой воды на устье скважины, пробуренной для разработки и эксплуатации (ОПР) нефтяной оторочки на западном крыле блока III ЛА-554. Как и в случае скважины ЛА-552, отбор проб проводился на сепараторе при совместной добыче нефти из нефтяной оторочки, нефтяного газа, газа и конденсата газовой части месторождения, а также воды. Отбор проб происходил в момент ее максимальных дебитов в суммарном притоке. Вывод о минимальном влиянии равновесной воды на представительность проб пластовой воды также применим и для ЛА-554. Все двадцать семь проб из ЛА-554 были отправлены в ГНПУ ДВФ ФГУ НПП «Росгеолфонд». Лабораторные исследования включали определение ионного состава, электропроводности, удельного электросопротивления, рН, и проводились в соответствии с РД 52.10.243 – 92. Целью лабораторных исследований являлось уточнение минерализации пластовой воды на западном крыле блока III в районе нефтяной оторочки Объекта №1, а также подтверждение результатов исследований пластовой воды в ЛА-552. Первичные результаты исследований признаны достоверными. Первичные результаты анализов содержатся в протоколах лаборатории ГНПУ ДВФ ФГУ

НПП «Росгеолфонд».

Глубинные пробы воды, отобранные в открытом стволе поглощающей скважины ЛА-519, были исследованы в лаборатории ООО «РН-СахалинНИПИморнефть». Исследования компонентного состава, минерализации, плотности, вязкости воды проводились в пластовых и стандартных условиях согласно требованиям системы качества по ГОСТ 17025 и ИСО 9001. Также было измерено удельное электросопротивление при температуре 25 °С. По результатам проведенных исследований ионного состава разгазированной воды дан ее генетический тип. Методика работ и результаты исследований представлены в отчете ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» «Анализ глубинных проб воды из скважины LUN-A-519». Результаты признаны достоверными.

Охват пластов исследованиями пластовой воды по блокам II-VI представлен в Таблице 4.22.

Таблица 4.22. Охват пластов исследованиями пластовой воды блоков II-VI

Пласт	Скважина	Блок	Свод / Крыло	Общая минерализация (мг/л)	NaCl экв. минерализация (мг/л) (расчет.)	Комментарии 2001 г.	Комментарии 2016 г.
I (газ)	ЛУН-7	III	свод	9 168	7 768	примесь жидкости для заканчивания	не достоверная
				9 662	8 255		
III (нефть)	ЛУН-2	II	восток	18 490	15 753	достоверная проба	достоверная проба
I-III (нефть)	ЛА-554	III	запад	6 500*	5 000*	-	достоверная проба
I-IV (нефть)	ЛА-552	IV	запад	7 900*	6 700*	-	достоверная проба
V (вода)	ЛУН-1	II	запад	15 441	13 450	достоверная проба	достоверная проба
				12 982	10 687	примесь тех. воды	не достоверная
V+VI (вода)	ЛУН-6	IV	запад	10 637	7 862	сомнительная	достоверная проба
VI (газ)	ЛУН-7	IV	свод	7 364	6 220	примесь жидкости для заканчивания	не достоверная
				7 131	6 016		
VII+VIII I (вода)	ЛА-522	IV	восток	15 400*	14 800*	-	достоверная проба
IX	ЛУН-7	III	свод	15 461	13 884	достоверная	достоверная

Пласт	Скважина	Блок	Свод / Крыло	Общая минерализация (мг/л)	NaCl экв. минерализация (мг/л) (расчет.)	Комментарии 2001 г.	Комментарии 2016 г.
(вода)				15 480	13 548	проба достоверная проба	проба достоверная проба
XI (газ)	ЛУН-5	V	свод	13 733	12 332	сомнительная	достоверная проба
XIII (вода)	ЛУН-5	V	свод	3 405	2 334	недостоверная проба	недостоверная
XIV (вода)	ЛА-519	V	восток	8 770	7 370	-	достоверная проба
XVI (вода)	ЛА-519	V	восток	8 600	7 230	-	достоверная проба
XIX (вода)	ЛА-519	V	восток	13 000	11 600	-	достоверная проба
* Средние округленные значения минерализации, рассчитанные по образцам, признанным достоверными							

4.5. Результаты определения гидрогеологических параметров и емкостных свойств поглощающих пластов-коллекторов по данным откачек

Гидрогеологические параметры и емкостные свойства поглощающих пластов-коллекторов определены по результатам интерпретации данных ГИС (разделы 4.2 и 4.3).

5. ОПЫТНЫЕ ЗАКАЧКИ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ И ПОПУТНОЙ ВОДЫ

Размещение отходов бурения и попутных осуществляется в рамках промышленной эксплуатации.

5.1. Результаты размещения отходов бурения

5.1.1. Информация о размещении буровых отходов через скважину ЛА-512

Скважина ЛА-512 использовалась для закачки отходов бурения Лунского месторождения в период с 2008 по 2015 гг. Однако, в связи с риском роста трещины за пределы горного отвода было принято решение остановить закачку буровых отходов через скважину ЛА-512 и законсервировать. В августе 2017 г. оформлены документы на консервацию скважины. В то же время скважина ЛА-512 является хорошим кандидатом для проведения промысловых геофизических исследований по контролю за продвижением газо-водяного контакта в блоке IV Лунского месторождения. В связи с этим, Компания оставляет возможность проведения ГИС в данной скважине, для чего будет выполняться временная расконсервация скважины. Решение о целесообразности проведения ГИС по контролю за газо-водяным контактом в скважине ЛА-512 будет приниматься Компанией на основании анализа информации по соседним скважинам и в целом по Лунскому месторождению.

Накопленный объем отходов бурения, закачанный во все пласты скважины ЛА-512 в период 2008-2015 г. составил 209 тыс. м³.

Оценка вместимости области размещения отходов бурения для скважины ЛА-512 была представлена в ГКЗ в 2012 г. в рамках «Геологического отчета о результатах опытно-промышленного размещения отходов бурения и попутных вод на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении» [12].

5.1.2. Информация о размещении буровых отходов через скважину ЛА-519

Скважина ЛА-519 введена в эксплуатацию в январе 2016 г.

Фактические и резервные интервалы перфорации скважины ЛА-519

Выбор интервалов перфорации в скважине ЛА-519 был сделан на основании

результатов интерпретации данных ГИС и оценки качества цементирования хвостовика 177,8 мм скважины ЛА-519. В январе 2016 г. был перфорирован пласт XX в интервале 3179-3189 м по стволу скважины. Резервные интервалы перфорации выбраны в пластах XIX, XVIII и XVI.

Как фактический, так и резервные интервалы перфорации скважины ЛА-519 соответствуют основному интервалу размещения отходов бурения в блоке «В» утвержденного горного отвода. Ограничение блока «В» по абсолютной глубине – 2100 – 3000 м. Горный отвод находится в тектонических блоках IV и V.

В качестве превентивной меры в 2019 году в скважину ЛА-519 был добавлен дополнительный интервал перфораций в ранее проперфорированный пласт XX, но на глубинах 3146-3151 м по стволу скважины. Этот интервал был проперфорирован с целью исключения рисков, связанных с ухудшением приёмистости скважины во время кампании бурения с увеличенным отклонением от оси скважин.

Фактический и резервные интервалы перфорации скважины ЛА-519 приведены в таблице 5.1, а также указаны на Рис. 4.7 и 4.8 раздела 4.1.3.

Таблица 5.1. Фактический и резервные интервалы перфорации скважины ЛА-519

Пласт	по стволу скважины, м		верт. глубина от стола ротора, м		абс. глубина, м		Примечание
	верх	низ	верх	низ	верх	низ	
XX	3146	3151	2766,8	2771,8	2712,2	2717,2	перфорирован сен. 2019 г.
XX	3179	3189	2799,8	2809,8	2745,2	2755,2	перфорирован янв. 2016 г.
XIX	3078	3088	2698,8	2708,8	2644,2	2654,2	резервный
XVIII	2988	2998	2608,8	2618,8	2554,2	2564,2	резервный
XVI	2811	2821	2431,8	2441,8	2377,2	2387,2	резервный

Испытание пласта XX скважины ЛА-519

После перфорации пласта XX с целью испытания скважины ЛА-519 были проведены тестовая закачка солевого раствора с плотностью 1,1 г/см³ и калибровочный тест с использованием морской воды (Рис. 5.1). Как при закачке солевого раствора, так и при закачке морской воды расход закачки в скважину изменялся пошагово.

В результате анализа результатов тестовых закачек Компанией были определены

следующие параметры:

устьеовое давление гидроразрыва – 40 МПа;

устьеовое давление распространения трещины – 28,1 МПа;

в программном продукте «StimPlan» было рассчитано забойное давление закрытия трещины – 51,5 МПа.

Данные проведенного испытания также были проанализированы специалистами подрядной организацией «MI-SWACO», которые выполнили моделирование размещения отходов бурения для скважины ЛА-519. Для оценки давления закрытия трещины был проанализирован период падения давления после прекращения закачки посредством анализа G-функции (безразмерной функции времени, предназначенной для линеаризации поведения давления во время истечения жидкости из трещины в пласт). Давление закрытия трещины составляет 51,9 МПа (Рис. 5.2).

Для проверки корректности определения давления закрытия трещины были проанализированы данные калибровочного теста с закачкой морской воды (Рис. 5.5). Давление закрытия трещины составило 52,5 МПа.

Таким образом, три результата интерпретации испытания пласта XX в скважине ЛА-519 показали близкие значения забойного давления закрытия трещины.

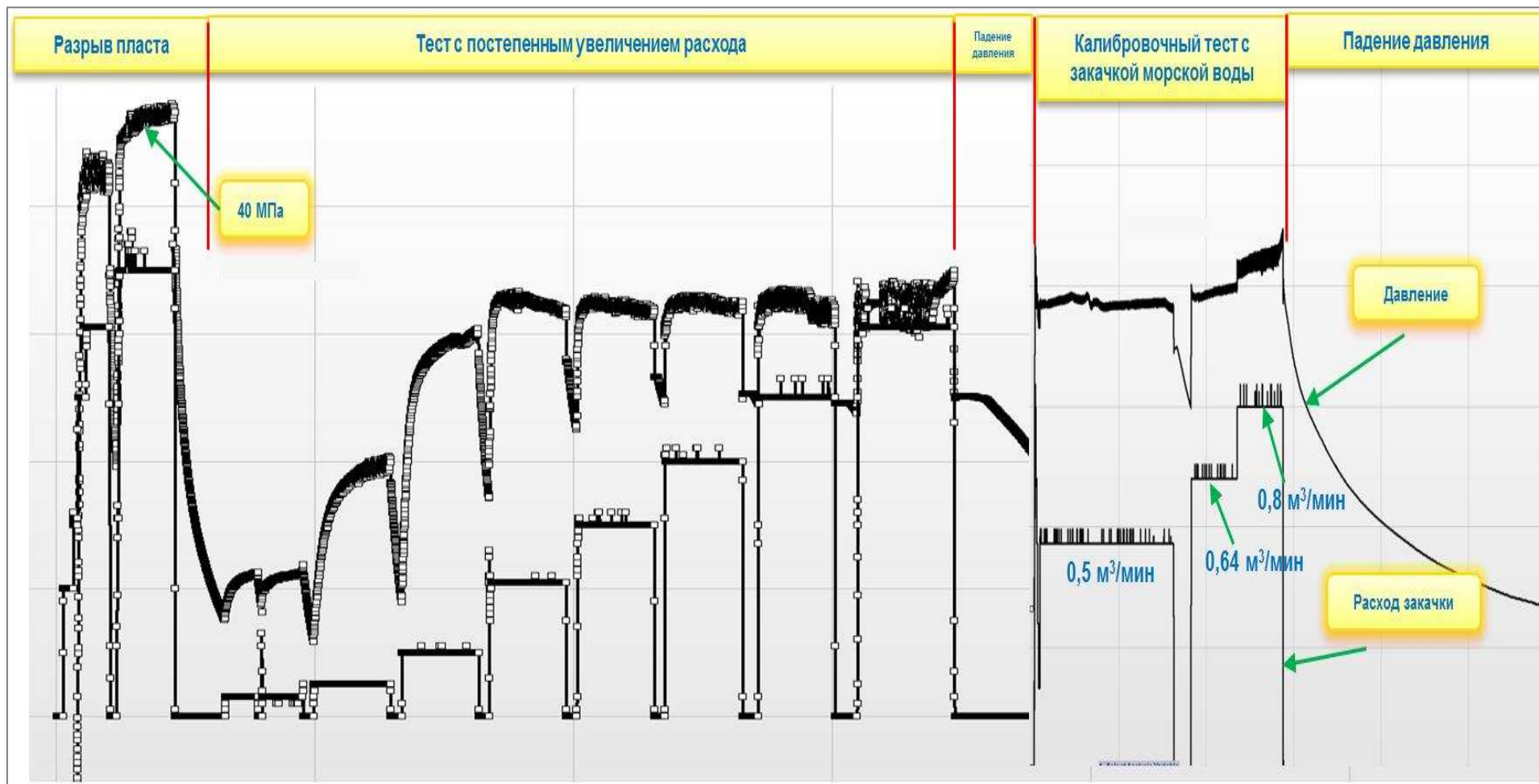


Рис. 5.1. Испытание пласта XX в скважине ЛА-519

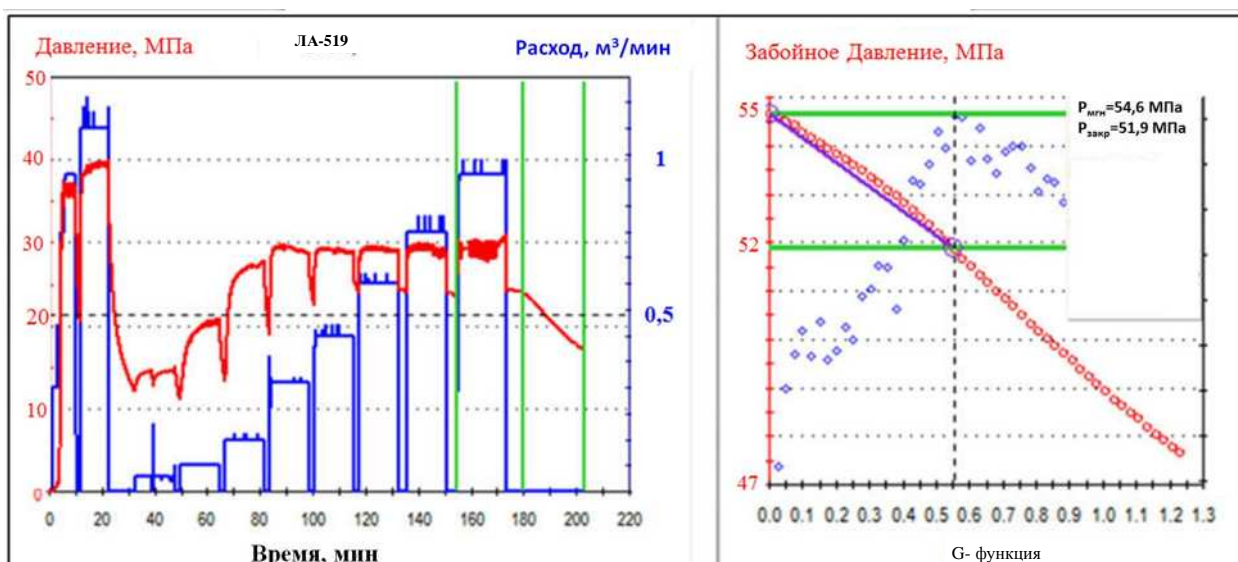


Рис. 5.2. Анализ теста пласта XX с постепенным увеличением расхода и закачкой солевого раствора

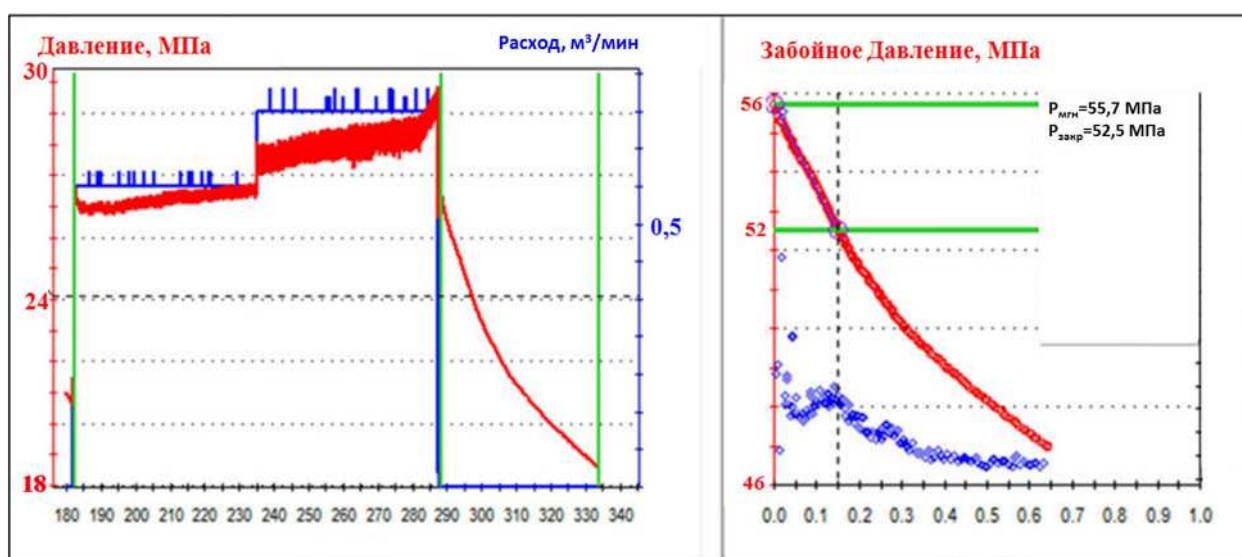


Рис. 5.3. Анализ калибровочного теста с закачкой морской воды

Динамика основных параметров закачки отходов бурения через скважину ЛА-519

Максимальное устьевое давление, зафиксированное в 2020 году, составило 32,2 МПа, оно не превышало максимально допустимого значения устьевого давления 45 МПа.

В 2020 году максимальная скорость закачки составила 0,64 м³/мин. Фактическая плотность закачиваемого бурового шлама составила 1,27 г/см³, что соответствует проектным требованиям по плотности шлама ≤ 1,3 г/см³. Максимальное значение вязкости бурового шлама достигало 95 сек/л, что не превышает значений, заявленных проектными

требованиями.

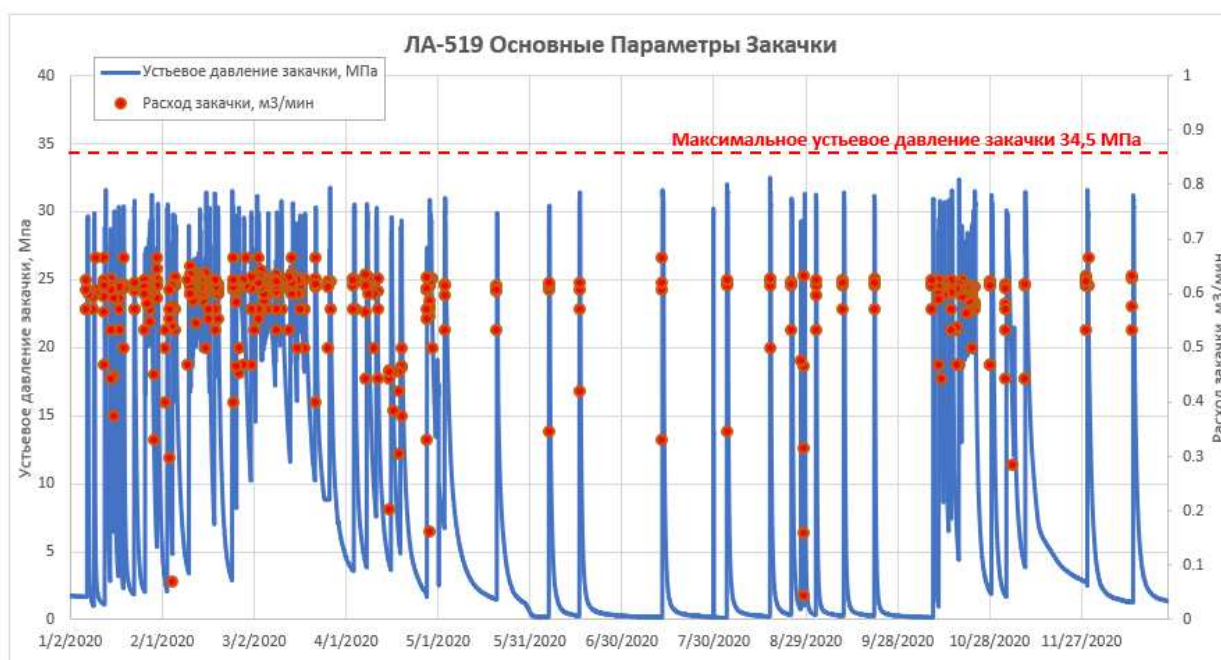


Рис. 5.4. Динамика расхода закачки и устьевого давления в скважину ЛА-519 в 2020

г.

В 2020 году через скважину ЛА-519 было закачено 21,04 тыс. м³ отходов бурения, попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд. Распределение отходов бурения по типу жидкости, а так же накопленные объёмы закачки, представлены в таблицах 5.2 и 5.3. График суточных и накопленного объёмов закачки через скважину ЛА-519 приводится на Рис. 5.5.

Таблица 5.2. Распределение отходов бурения, закачанных через скважину ЛА-519
по типу жидкости

Тип жидкости	Размещённые объёмы за 2020г., м ³
Буровые отходы	8978,5
Пульпа бурового шлама	6475,5
Отработанный буровой раствор на водной основе	0
Отработанный буровой раствор на нефтяной основе	2216
Отходы цемента	113
Углеводородная основа бурового раствора	174
Необработанный шлам	0
Попутные воды и воды, использованные для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья	12 066
Высоковязкая буферная жидкость	1 019
Морская вода	7319
Консервационная жидкость	0
Жидкость для заканчивания скважин	0
Дренажные воды	3147
Другие жидкости (пластовая вода и другие жидкости)	581
Всего закачано:	21 044,5

Таблица 5.3. Сравнение накопленных объёмов закачки с проектными объёмами областей размещения отходов по состоянию на 01.01.2021 г

Тип жидкости	Разрешённый объём промышленного размещения буровых отходов и попутных вод, м ³	Накопленный фактически размещённый объём ¹ , м ³
Буровые отходы	419 606	122 398,8
Пульпа бурового шлама		97 257,7
Отработанный буровой раствор на водной основе		5 516
Отработанный буровой раствор на нефтяной основе		15 506
Отходы цемента		1 956
Углеводородная основа бурового раствора		2 163,1
Попутные воды и воды, использованные для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья	474 682,4	243 446,8
Высоковязкая буферная жидкость		19 165,2
Морская вода		112 911,5
Консервационная жидкость		1 083
Жидкость для заканчивания скважин		12 818
Дренажные воды		96 233,1
Другие жидкости (пластовая вода и другие жидкости)		1 236
Всего	894 288	365 845,6

¹ Накопленный объём отходов бурения и других жидкостей, закачанный через скважины ЛА-512 и ЛА-519

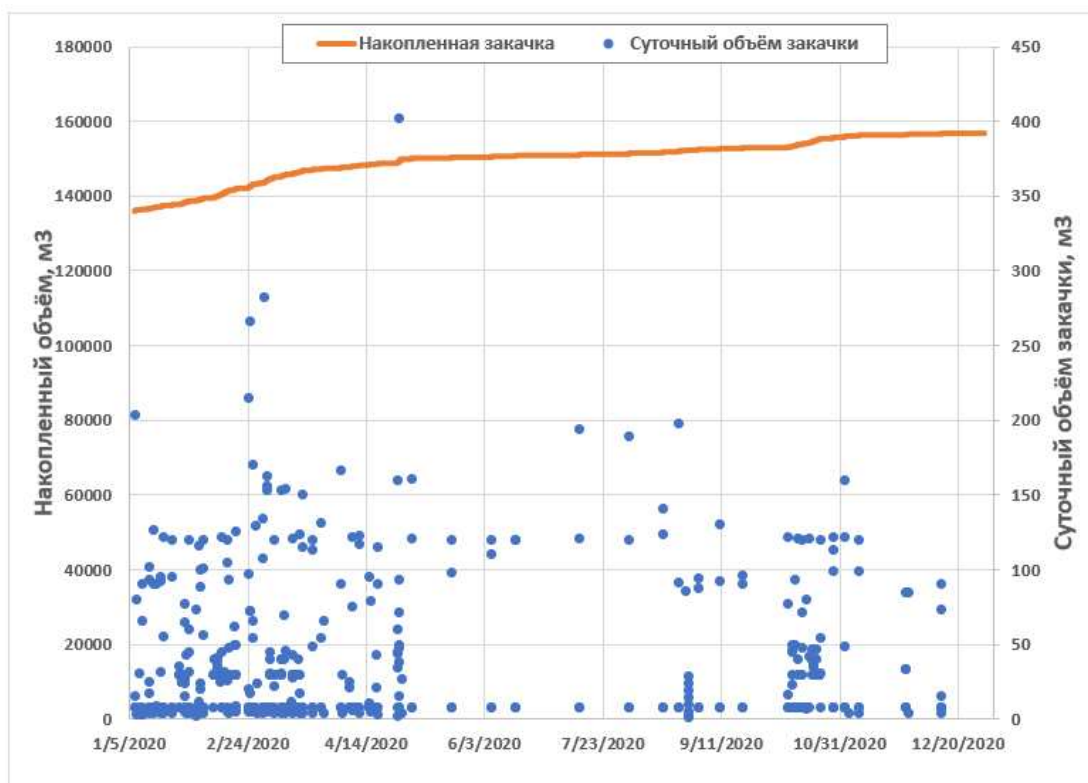


Рис. 5.5. Суточные и накопленный объемы закачки отходов бурения через скважину ЛА-519 за 2020 г.

Дополнительные геофизические исследования в скважине ЛА-519

Контроль за изменением положения ГВК (2015 г.)

Во время бурения скважины ЛА-519 в 2015 г., уровень газо-водяного контакта (ГВК) был определен в пределах пород IX пласта дагинского горизонта на глубине 2468 м по стволу скважины или 2053 м абсолютной глубины. Для определения контакта использовались данные каротажа в открытом стволе в процессе бурения (метод сопротивлений, комбинация нейтронного и плотностного каротажа) и данные каротажа в обсаженном стволе (ИНГК).

В 2016 г. с целью контроля за изменением положения ГВК были произведены повторные измерения прибором ИНГК (Рис. 5.6). По результатам каротажа были установлены подошва газонасыщенного интервала (2460 м по стволу скважины, 2046 м абсолютной глубины) и кровля водонасыщенного интервала (2464,5 м по стволу скважины, 2050 м абсолютной глубины). Так как текущий ГВК находится в пределах глинистых отложений, то определить его точное положение невозможно. За один год контакт поднялся минимум на 3 м по абсолютным отметкам.

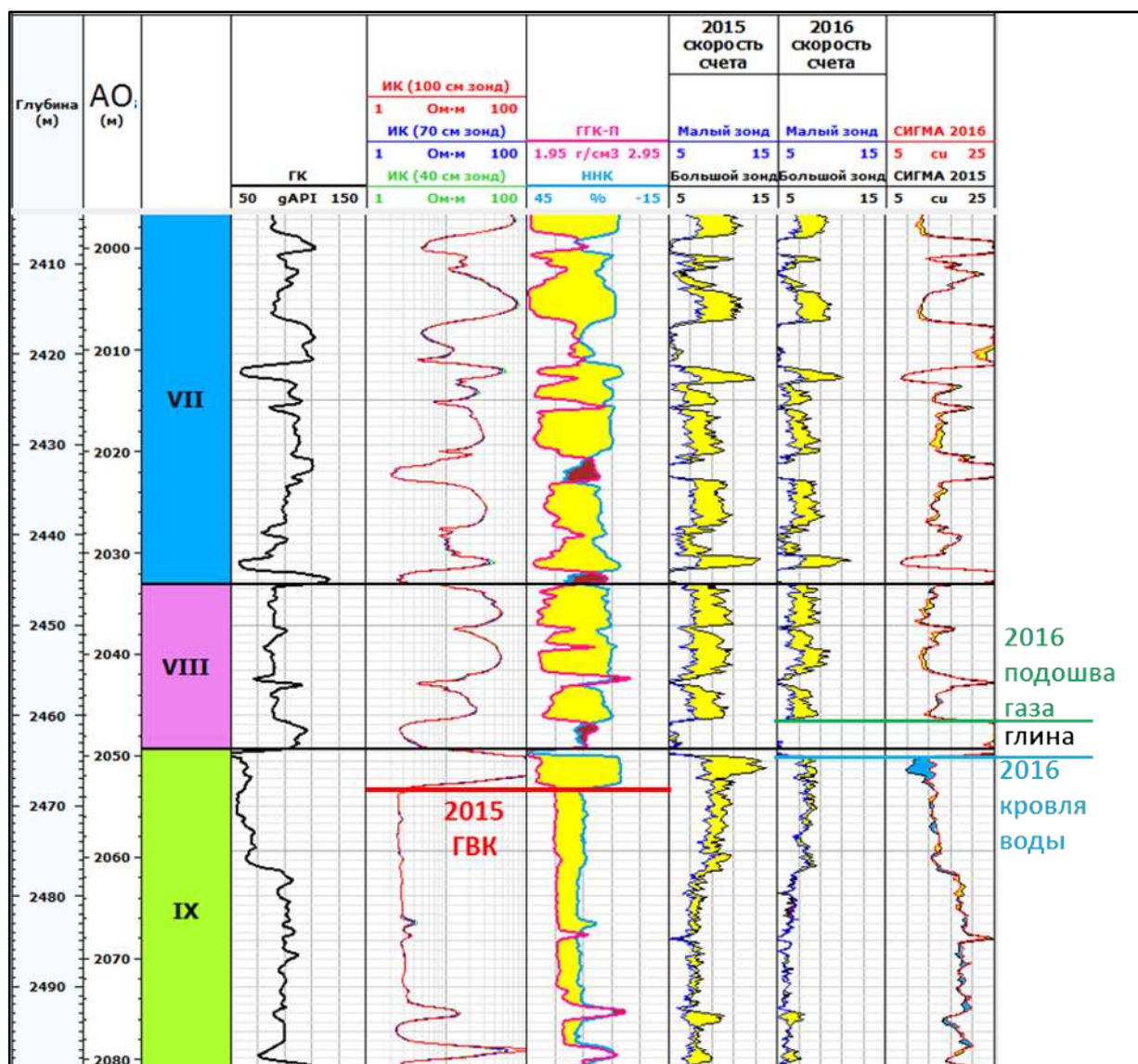


Рис. 5.6. Контроль за изменением положения ГVK в скважине ЛА-519

Контроль за высотой трещины (2016 г.)

В ноябре 2016 г., в рамках контроля за распространением трещины, были произведены геофизические исследования с целью определения текущей высоты трещины гидроразрыва. Комплекс исследований включал в себя кросс-дипольную акустику (прибор «ThruBit Dipole Sonic») и термометрию (прибор «PBMS»). Запись осуществлялась в интервале 3000-3188 м по стволу скважины на разных режимах работы: в остановленной на три дня скважине, во время закачки морской воды и в течение суток после остановки закачки морской воды. Спустить геофизические приборы ниже глубины 3188 м по стволу скважины не удалось из-за отложений шламовой пульпы.

Определение высоты трещины по данным термических исследований основано на охлаждении поглощающего интервала закачиваемой холодной морской водой. После

остановки скважины температура в стволе увеличивается за счет тепла пласта, причем, в охлажденном поглощенным флюидом интервале, этот рост значительно замедляется. В результате против принимающей холодной флюид трещины образуется аномалия относительно низких температур по сравнению с вмещающими породами.

Данные термометрии изображены на Рис. 5.7. Ниже глубины 3150 м на данных до закачки воды наблюдается явная аномалия низких температур. Во время закачки температура в скважине равна температуре закачиваемой воды. После остановки закачки рост температуры ниже глубины 3150 м значительно отстает от вышележащих пород, что говорит о том, что фильтрация холодной воды происходила в этом интервале. По данным термометрии верхняя граница развития трещина установлена на глубине 3150 м по стволу скважины (2716 м абсолютной глубины).

Дипольная акустика использовалась в качестве дополнительного метода для оценки высоты трещины. Наличие трещины в породе приводит к увеличению анизотропии акустических свойств, которая может быть оценена при помощи поперечных волн, зарегистрированных акустическими приборами с дипольными источниками. В нефтегазовой отрасли довольно распространён метод, при котором производится запись дипольной акустики до и после гидроразрыва пласта, и по разнице измеренной анизотропии определяется наличие и высота трещины. В скважине ЛА-519 акустический каротаж был проведен до гидроразрыва (во время бурения скважины) и после гидроразрыва (через 10 месяцев после начала эксплуатации). Данный подход не дал ожидаемого результата из-за высокой анизотропии, вызванной наличием горизонтальных напряжений, которая наблюдается на акустических данных как до, так и после гидроразрыва.

В результате был использован альтернативный подход к анализу данных: сравнивались интервальные времена медленной поперечной волны в остановленной скважине и во время закачки морской воды. В интервале 3155-3170 м по стволу скважины интервальное время в остановленной скважине меньше, чем во время закачки (Рис.5.8). Выше глубины 3155 м две кривые имеют примерно одинаковые показания. Расхождение, наблюдаемое в интервале 3155-3170 м, было проинтерпретировано как увеличение анизотропии, вызванное раскрытием трещины во время закачки воды.

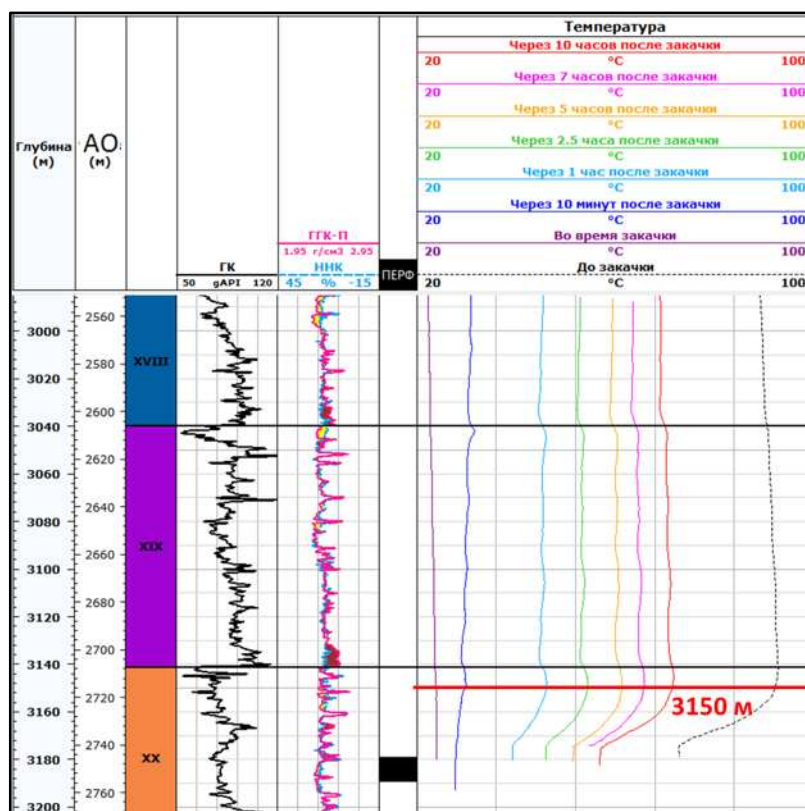


Рис.5.7. Анализ высоты трещины по данным термометрии в скважине ЛА-519

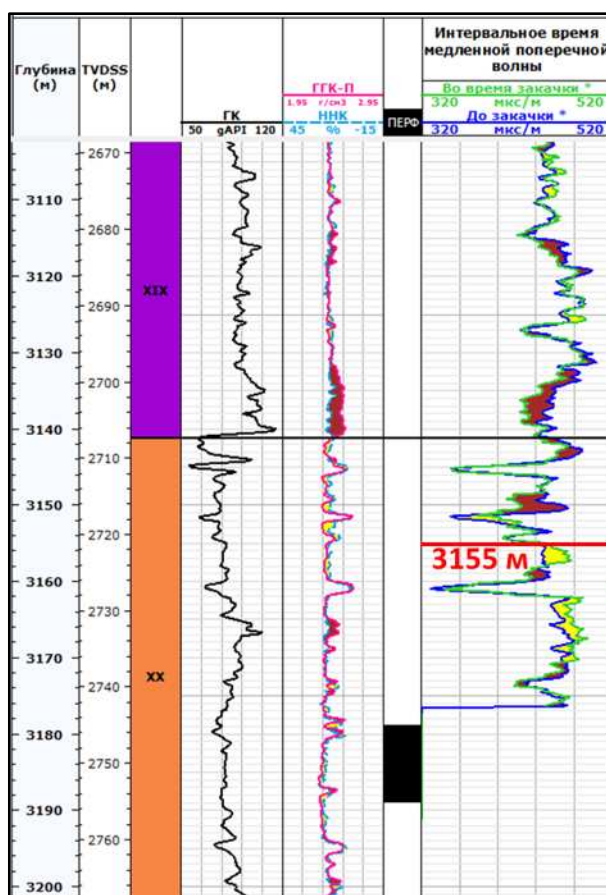


Рис. 5.8. Анализ высоты трещины по данным дипольной акустики в скважине ЛА-

Контроль за высотой трещины (2019 г.)

В 2019 году были проведены работы по мониторингу распространения трещины гидроразрыва с помощью метода термометрии, аналогично работам в 2016 году. По результатам каротажа было установлено, что высота поднятия трещины не изменилась по сравнению с результатами каротажа в 2016 году.

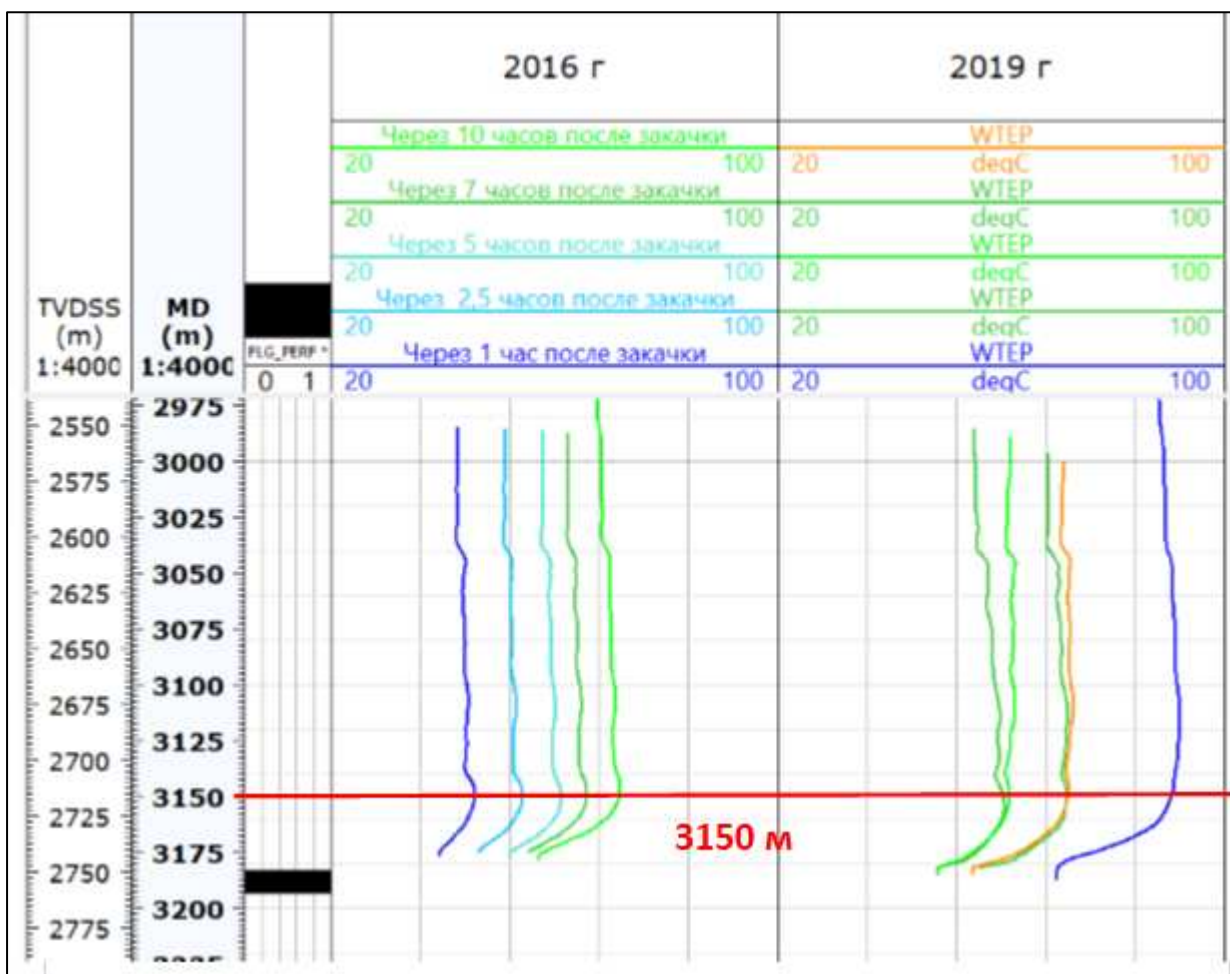


Рис. 5.9. Анализ высоты трещины по данным термометрии 2016 и 2019 в скважине ЛА-519

Таким образом, на основании независимых измерений можно сделать вывод, что трещина располагается в пределах пласта XX. Верхняя граница трещины находится в интервале 3150-3155 м по стволу скважины.

5.2. Результаты промышленного размещения попутных вод

Скважина ЛА-515 введена в эксплуатацию 9 апреля 2012 г., после окончания строительно-монтажных работ на платформе по вводу в эксплуатацию поверхностного оборудования.

Интервалы перфорации скважины ЛА-515

При выборе интервалов перфорации скважины ЛА-515 принимались во внимание следующие критерии:

наличие коллектора с толщиной не менее 10 м;

наличие хорошего качества цементного камня за колонной над и под интервалами перфорации, обеспечивающего надежное разобщение с ниже- и вышележащими пластами;

возможность размещения интервалов перфорации ближе к подошве пласта (что увеличивает время эксплуатации данного интервала перфорации, так как для роста трещины гидроразрыва вверх в этом случае требуется больше времени).

Фактические интервалы перфорации

Скважина ЛА-515 перфорирована в декабре 2011 г. в интервале отн.о.3495 – 3510 м / а.о.2850,9 – 2865,9 м в интервале залегания пласта XIX дагинского горизонта (таблица 5.4). Были использованы заряды «Пауэр Джет Омега 2906 НМХ» с фазировкой 60 °, диаметром 73 мм с плотностью перфорации 19,67 отв./м.

Таблица 5.4. Фактические интервалы перфорации скважины ЛА-515

Пласт	По стволу скважины, м		Вертикальная глубина от стола ротора, м		Абсолютные отметки, м	
	верх	низ	верх	низ	верх	низ
XIX	3495,0	3510,0	2905,0	2920,5	2850,4	2865,9

Резервные интервалы перфорации

Кроме уже перфорированного пласта XIX, в скважине ЛА-515 имеются в наличии резервные интервалы перфорации в пластах XIII – XVIII дагинского горизонта (Таблица 5.5 и Рис. 4.4 и 4.5 раздела 4.2.2.).

Таблица 5.5. Резервные интервалы перфорации скважины ЛА-515

Пласт	По стволу скважины, м		Вертикальная глубина от стола ротора, м		Абсолютные отметки, м	
	верх	низ	верх	низ	верх	низ
XIII	3043	3053	2454	2464	2399,4	2409,4
XIV	3095	3105	2506	2516	2451,4	2461,4
XV	3159	3169	2570	2580	2515,4	2525,4
XVI	3206	3216	2617	2627	2562,4	2572,4
XVII	3315	3325	2726	2736	2671,4	2681,4
XVIII	3396	3406	2806	2816	2751,4	2761,4

Указанные интервалы перфорации были использованы при моделировании процесса размещения попутной воды в резервных поглощающих пластах Лунского месторождения (раздел 6.2.2).

Определение устьевого давления гидроразрыва пласта и испытание на приемистость скважины ЛА-515

После завершения бурения скважины ЛА-515 в феврале 2012 г. было проведено определение устьевого давления гидроразрыва пласта и испытание скважины на приемистость. При этом использовалась смесь солевого раствора удельным весом 1,04 г/см³ и отфильтрованной морской воды. В связи с незавершенными на тот момент работами по строительству поверхностной системы подготовки и закачки попутной воды, при данном испытании использовался насос для закачки цемента.

Испытание включало в себя следующие этапы:

инициация трещины для определения первичных условий гидроразрыва пласта (определение устьевого давления, при котором происходит первичный гидроразрыв пласта);

испытание на приемистость путем ступенчатого увеличения расхода (определение давление раскрытия трещины);

определение давления закрытия трещины при остановке закачки через скважину.

Необходимо отметить, что испытание на инициацию трещины и определение устьевого давления гидроразрыва проводится один раз, после перфорации пласта, в то время как испытание на приемистость путем ступенчатого изменения расхода

закачиваемой воды может проводиться в любой период эксплуатации скважины с целью определения изменения приемистости пласта.

При расходе 1,2 м³/мин (72 м³/час) и давлении на устье скважины 32 МПа произошло образование трещины гидроразрыва. Дальнейшие испытания показали наличие хорошей проницаемости при умеренных значениях устьевых давлений.

Результаты испытания скважины в феврале 2012 г. представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6. Результаты испытания скважины ЛА-515 в феврале 2012 г.

Этап	Параметр	Устьевое давление, МПа	Расход воды, м ³ /час (м ³ /сут)
1.	устьевое давление образования трещины (первичный разрыв пласта)	32	72 (1728)
2.	устьевое давление раскрытия трещины (испытание на приёмистость путём ступенчатого повышения расхода воды)	19,9	17 (408)
3.	устьевое давление закрытия трещины (при закрытии скважины)	16	0

После прекращения работы обводненных нефтяных скважин, и, как следствие, сокращения расхода закачиваемой воды через скважину ЛА-515, закачка попутной воды проводилась ниже давления гидроразрыва пласта, то есть в «матрицу» пласта. В январе 2017 г. Компания провела повторное испытание скважины ЛА-515 с целью подтвердить полученные в 2012 г. значения давлений. Так как расхода добываемой попутной воды было недостаточно для раскрытия трещины, при данном испытании, как и в 2012 г., использовалась морская вода и насос для закачки цемента. Морская вода при этом не поступала в систему подготовки попутной воды, а подавалась непосредственно на устье скважины ЛА-515 и продавливалась в пласт находящуюся в стволе скважины попутную воду.

Так как трещина в пласте образовалась в 2012 г., данное испытание включало в себя только 2-й и 3-й этапы.

Полученное в 2017 г. устьевое давление раскрытия трещины 20,8 МПа сопоставимо со значением 2012 г. (19,9 МПа). Давление закрытия трещины, зарегистрированное в 2017 г., также близко к значению 2012 г. (17,5 МПа и 16 МПа соответственно). Результаты испытания 2017 г. представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7. Результаты испытания скважины ЛА-515 в январе 2017 г.

Этап	Параметр	Устьевое давление, МПа	Расход воды, м ³ /час (м ³ /сут)
1.	не проводился	-	-
2.	устьевое давление раскрытия трещины (испытание на приёмистость путём ступенчатого повышения расхода воды)	20,8	13 (312)
3.	устьевое давление закрытия трещины (при закрытии скважины)	17,5	0

Полученные результаты 2017 г. показали, что устьевые давления раскрытия и закрытия трещины остались на уровне 2012 г., что подтвердило стабильные параметры закачки попутной воды в условиях гидроразрыва пласта.

Испытания на приемистость путем ступенчатого изменения расхода закачиваемой воды проводятся каждый год согласно плану разработки месторождения. Ниже приводится сравнительный графический анализ результатов испытаний на приёмистость скважины ЛА-515. Значения устьевого давления раскрытия трещины варьируются в небольшом диапазоне до 1 МПа, что говорит о стабильно положительной приёмистости скважины.

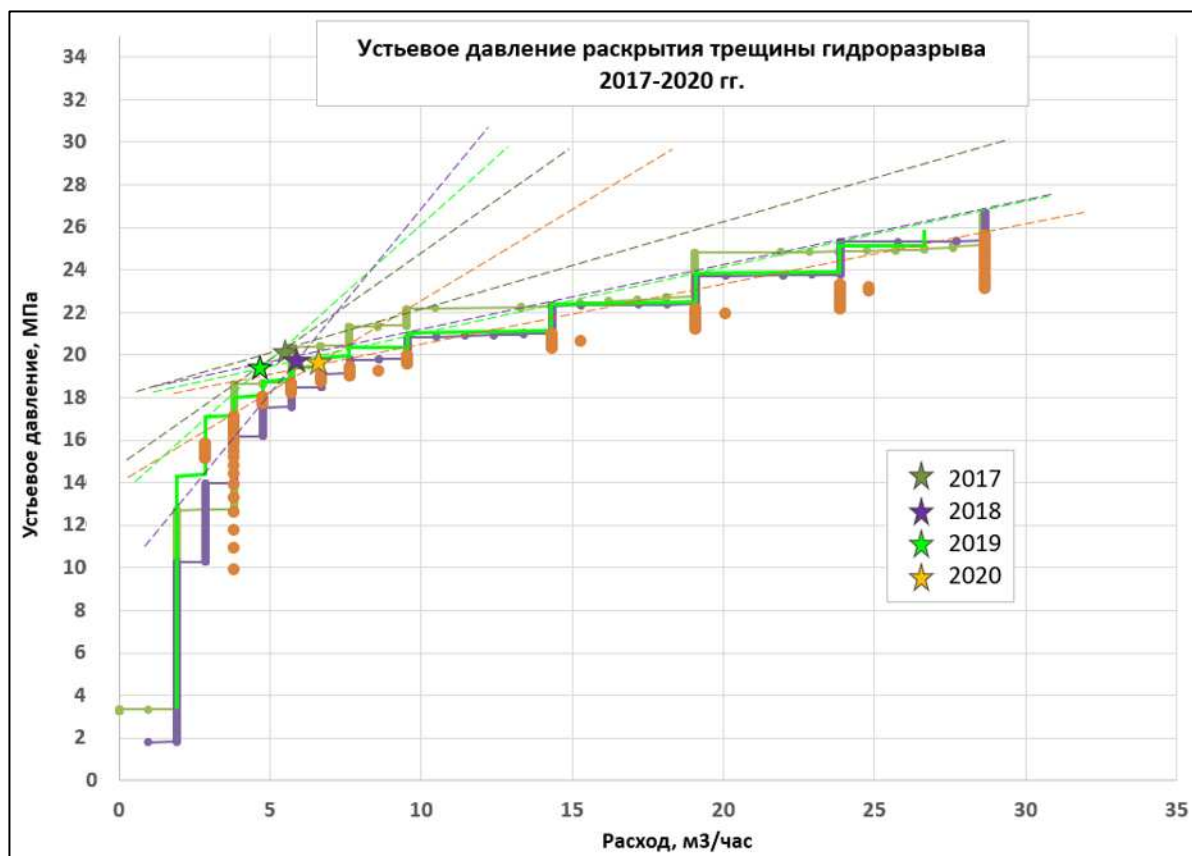


Рис.5.10. Графический анализ результатов испытаний на приёмистость скважины

ЛА-515

Информация о закачанных объемах попутных вод

По состоянию на 01.01.2021 г. через скважину ЛА-515 всего было закачано 281 тыс. м³ попутной воды (Рис.5.11). Распределение объемов закачки по годам представлено в Таблице 5.8.

Таблица 5.8. Годовые объемы закачки попутных вод

Годы	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Годовая закачка, м ³	36 187	60 035	29 481	13 415	21 951	20 918	26 052	28 682	44 392

Динамика суточного и накопленного объема закачки в 2012-2020 гг. приведена на Рис. 5.11.

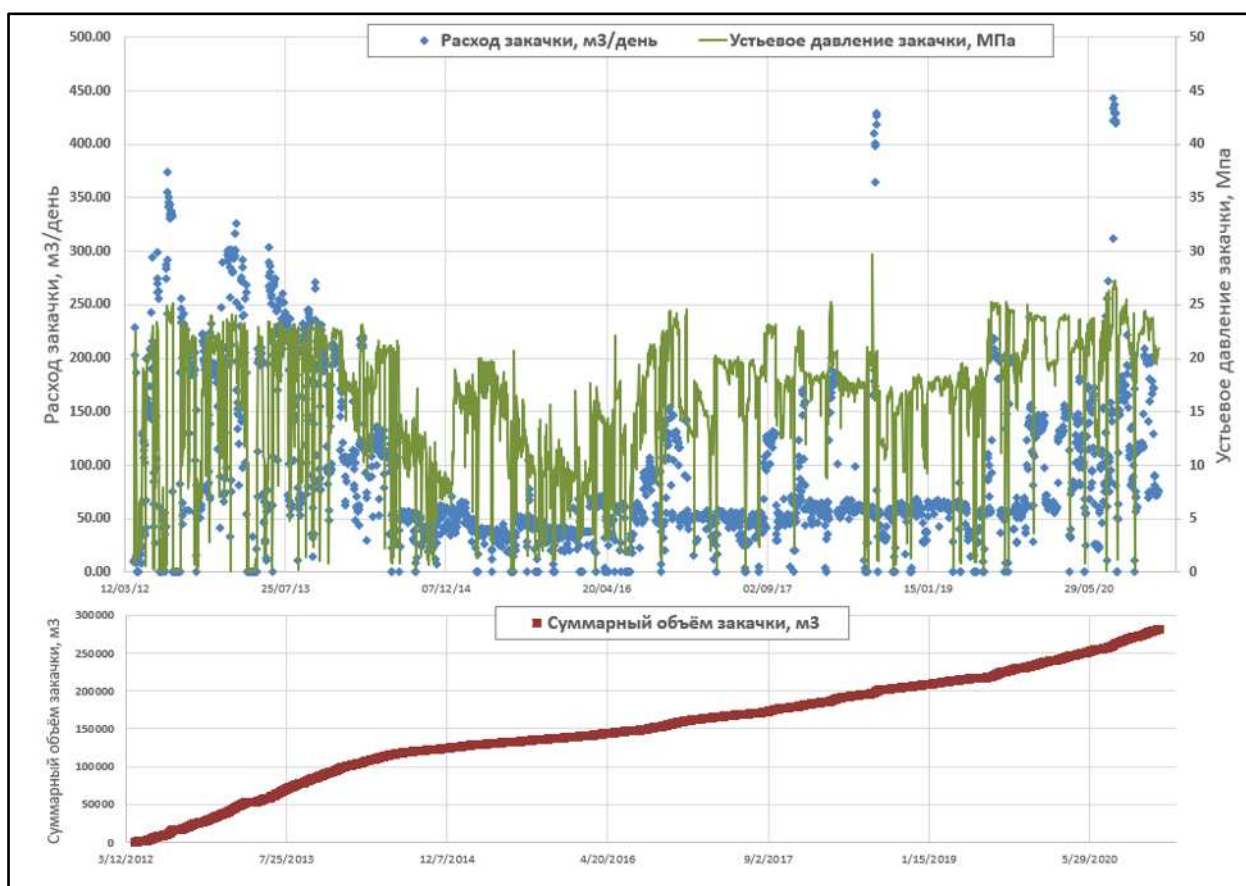


Рис. 5.11. Динамика суточного и накопленного объёмов закачки попутных вод в 2012-2020 гг.

Контроль за устьевым и забойным давлениями

Динамика изменения устьевого и забойного давлений в 2012-2020 гг. приведена на

Рис.5.12. За период опытно-промышленных работ максимальное значение устьевого давления в скважине ЛА-515 было зафиксировано в 2012 г. (что соответствует периоду закачки больших объемов попутной воды из обводненной нефтяной скважины ЛА-552) – 25 МПа. Данное значение ниже максимально допустимого – 45 МПа. Забойное давление изменялось в диапазоне 18,7 до 45,8 МПа, что также находится в допустимых лимитах 18,4 до 55 МПа для текущего интервала перфорации. Допустимые лимиты забойного давления обосновываются во внутренней документации Компании по диапазонам рабочих режимов. Минимальное забойное давление учитывает давление гидростатического столба жидкости в стволе скважины при нулевом давлении на устье скважины. Максимальное забойное давление основывается на величине горного давления вышележащих пород.

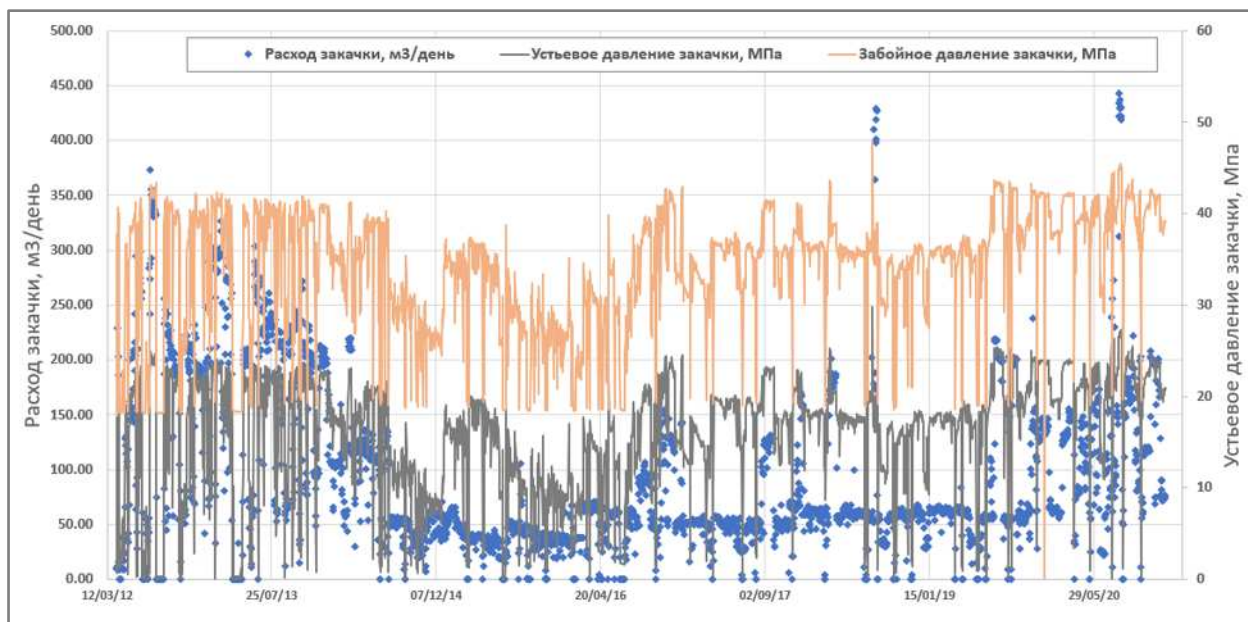


Рис. 5.12. Динамика изменения устьевого и забойного давлений в 2012-2020 гг.

Контроль качества подготовки попутной воды перед закачкой

В «Плане мониторинга закачки попутных вод...» контроль за качеством закачиваемой воды предусмотрен с ежеквартальной периодичностью. Отбор проб с целью контроля за качеством закачиваемой воды начал осуществляться с 3-го квартала 2013 г. Так как в 2012 г. поверхностное оборудование по закачке попутной воды работало по временной схеме (см. раздел 8.2), отбор проб с целью контроля за качеством закачиваемой воды начал осуществляться с 3-го квартала 2013 г. В связи с недостаточным качеством подготовки попутной воды в 2014 г. периодичность отбора проб была увеличена до

ежемесячной. Пробы воды анализируются в аналитической лаборатории ООО «РН-СахалинНИПИморнефть». Контролируемые параметры включают содержание нефтепродуктов, объем и размер мехпримесей.

Результаты контроля за качеством воды свидетельствуют о хорошем качестве очистки воды в части содержания нефтепродуктов. Результаты, превышающие спецификацию, были зарегистрированы только в июле 2013 г. и один раз – в апреле 2014 г., что связано с недостаточным качеством работы оборудования. После наладки работы гидроциклонов для удаления нефти, содержание нефтепродуктов в попутной воде находится в пределах нормы.

Общее количество механических примесей в закачиваемой воде в течение всего периода ОНР было намного ниже предусмотренного «Техническим проектом...» лимита (< 36 мг/л по сравнению с < 135 мг/л), Таблица 5.9.

В отчетах лаборатории при изучении состава мехпримесей кроме кварца были зарегистрированы гидроокислы железа, что могло свидетельствовать о наличии процесса коррозии в системе закачки попутной воды. Однако, как установлено специалистами Компании, их наличие было вызвано окислением проб воды в процессе транспортировки. В отчетах лаборатории разделение общего количества механических примесей на гидроокислы железа и песок началось с 4-го квартала 2014 г. В 2016 г. были отобраны дублирующие пробы, причем первые пробы оставляли в нетронутом виде, а вторые – консервировали с применением соляной кислоты. После доставки в лабораторию вода первых проб была ржавой на вид и по результатам исследований содержала гидроокислы железа. Вода законсервированных проб была прозрачной, ее исследование подтвердило отсутствие гидроокислов железа. Таким образом, в системе закачки попутной воды продукты коррозии отсутствуют. В настоящее время пробы, отбираемые во время ежеквартального визита на платформу сертифицированного инженера-химика, консервируются. В остальные месяцы пробы воды отбираются операторами по добыче газа, которые не имеют допуска на работу с опасными кислотами. Поэтому отбираемые операторами такие пробы не подлежат консервации в связи с требованиями охраны труда и техники безопасности. Компанией было принято решение исключить из анализа качества воды гидроокислы железа, регистрируемые в незаконсервированных пробах, в связи с непредставительностью результатов. Наиболее представительные результаты исследований содержания механических примесей представлены периодом начиная с 4-го квартала 2014 г., когда лаборатория стала разделять гидроокислы железа и песок. Средний

размер механических примесей в представительных пробах, отобранных за этот период, составляет 4 мг/л.

Требования к максимальному размеру взвешенных частиц были обоснованы в предыдущем «Дополнении к техническому проекту...» (протокол ТКР по Сахалинской области №23-17-пс от 08.12.2017 г.) и изменены с 30 мкм на максимальный наблюдаемый размер в течение периода ОПП – 250 мкм.

Результаты анализа проб воды, отобранных перед закачкой через скважину ЛА-515 в 2017-2020 гг., содержатся в таблицах 5.9 и 5.10.

Таблица 5.9. Результаты исследования проб попутной воды

	Содержание механических примесей (песок)*	Содержания углеводородов в воде	Максимальный размер взвешенный частиц
Единица измерения	мг/л	мг/л	мкм
Требования к качеству попутной воды	< 135	< 500	< 250
I квартал 2017 г.	12,2	40	< 100
	12,2	2,0	< 30
II квартал 2017 г.	23,0	40	< 100
	7,1	98	< 250
III квартал 2017 г.	8,4	230	< 100
	20	29	< 250
IV квартал 2017 г.	12	20	< 250
	15	80	< 50
	36	31	< 250
I квартал 2018 г.	13,3	40	<250
	2,9	76	<100
	4,2	18	<250
II квартал 2018 г.	12,3	22	<100
	3,7	22	<250
III квартал 2018 г.	4,8	20	<50
	21	5,3	<100
IV квартал 2018 г.	5,1	4,1	<250
	8	71	<250
	76	220	<100
I квартал 2019 г.	7,8	10,6	<250
	9,8	6,7	<250
	10,5	4,4	<250
II квартал 2019 г.	30	15	<100
	17	15	<250
III квартал 2019 г.	32	25	<250
	18	2	<250
IV квартал 2019 г.	40	54	<250
	47	11	<50
	6,1	30	<100
I квартал 2020 г.	21	65	<250
	20	45	<100
	37	54	<250
II квартал 2020 г.	6,7	8,11	<250
	2,7	20	<250
III квартал 2020 г.	9,5	52	<250
	3,5	34	<100
IV квартал 2020 г.	6,4	70	<100
	13	37	<100
	21	65	<250

Таблица 5.10. Результаты исследования гранулометрического состава взвешенных частиц в 2017-2020 гг

Месяц отбора	Размер фракций, мм				
	0,1-0,25	0,05 – 0,1	0,03-0,05	0,01 – 0,03	менее 0,01
	Содержание фракций, %				
январь 2017 г.	-	50	-	33,3	16,7
февраль 2017 г.	-	-	-	30	70
март 2017 г.	-	-	-	26,3	73,3
апрель 2017 г.	-	11,8	40,1	43,6	4,5
май 2017 г.	8,9	30,4	41,1	19,6	-
июнь 2017 г.	-	10	35	55	-
июль 2017 г.	0,8	40,5	38,9	19,8	-
август 2017 г.	1,2	11,4	32,9	34,2	20,3
сентябрь 2017 г.	-	-	5,2	63,2	31,6
октябрь 2017 г.	-	9,5	23,8	4,8	61,9
ноябрь 2017 г.	-	-	-	71,4	28,6
декабрь 2017 г.	-	20,0	50,0	20,0	10,0
январь 2018 г.	-	-	-	-	-
февраль 2018 г.	1,1	16,1	34,4	37,6	10,8
март 2018 г.	-	15,4	15,4	15,4	53,8
апрель 2018 г.	2,5	0,9	19,3	69,7	7,6
май 2018 г.	-	21,8	40,3	33,9	4,0
июнь 2018 г.	17,1	40,8	23,7	11,8	6,6
июль 2018 г.	-	-	16,7	66,6	16,7
август 2018 г.	-	18,2	45,5	36,4	-
сентябрь 2018 г.	12,5	40,6	35,4	11,5	-
октябрь 2018 г.	4,8	33,3	46,7	15,2	-
ноябрь 2018 г.	-	30	50	20	-
декабрь 2018 г.	-	-	-	-	-
январь 2019 г.	5,1	43,9	24,5	26,5	-
февраль 2019 г.	3,3	30	36,7	30	-
март 2019 г.	3	18,2	24,2	51,6	-
апрель 2019 г.	-	16,6	54,2	29,2	-
май 2019 г.	13,7	68,2	4,5	13,6	-
июнь 2019 г.	-	75	12,5	12,5	-
июль 2019 г.	-	7,8	7,8	60	24,4
август 2019 г.	1	5,8	36,1	51,3	5,8
сентябрь 2019 г.	1,7	14,3	16,8	56,3	10,9
октябрь 2019 г.	3,2	4,8	13	64,5	14,5
ноябрь 2019 г.	-	-	11,7	88,3	-
декабрь 2019 г.	5,1	43,9	24,5	26,5	-
январь 2020 г.	11,1	44,5	33,3	11,1	-
февраль 2020 г.	-	16,1	25,8	58,1	-
март 2020 г.	25	75	-	-	-
апрель 2020 г.	12,5	12,5	62,5	12,5	-
май 2020 г.	2,7	29,7	40,5	27,1	-
июнь 2020 г.	14,3	36,7	28,6	7,1	13,3
июль 2020 г.	-	5,8	21,2	59,6	13,4
август 2020 г.	-	22,6	29,0	48,4	-
сентябрь 2020 г.	-	18,2	54,5	27,3	-
октябрь 2020 г.	11,1	44,5	33,3	11,1	-
ноябрь 2020 г.	-	16,1	25,8	58,1	-
декабрь 2020 г.	11,1	44,5	33,3	11,1	-

Контроль за температурой закачиваемой воды

Замеры температуры воды проводятся на ежедневной основе. Фактическая температура воды колеблется в диапазоне от 50 до 65 °С.

Интерпретация кривых падения давления в скважине ЛА-515

Интерпретация кривых падения давления (КПД) в поглощающей скважине ЛА-515 осуществляется, как минимум, один раз в год. Кроме запланированных остановок для снятия кривой падения давления, для анализа емкостно-фильтрационных параметров резервуара и мониторинга динамики пластового давления также используются внеплановые остановки.

Плановые гидродинамические испытания проводятся после продолжительного (2 – 4 суток) периода закачки подготовленной пластовой воды с относительно постоянным расходом. Закрытие скважины происходит максимально быстро, продолжительность закрытия менее 30 секунд. После закрытия следует этап мониторинга и регистрации падения забойного давления, продолжительностью от 10 часов и более, в зависимости от производственной необходимости использования скважины ЛА-515 для утилизации пластовой воды. В течении этого периода с целью исключения постороннего влияния на забойный датчик давления и снижения помех при записи данных на скважине не проводятся никакие мероприятия.

Интерпретацию данных и анализ результатов, полученных во время КПД, проводит инженер по разработке нефтяных и газовых месторождений группы по реализации проектных решений Лунского месторождения. Обработка ведется при помощи программного пакета «Ecrin», модуля «Saphir».

На Рис.5.13 показан пример графика давления на забойном датчике во время исследования скважины ЛА-515 методом КПД и в предшествующем периоде закачки воды.

По результатам интерпретации КПД получена информация об изменении пластового давления в пласте XIX за период 2012-2021 гг. в результате закачки попутной воды. По сравнению с начальным пластовым давлением увеличение составляет 1,3-1,5 МПа. (Рис.5.14 и Таблица 5.11). Согласно замеру забойного давления на постоянно-действующем глубинном датчике температуры и давления от 01.04.2012 г, то есть до начала закачки через скважину ЛА-

515, начальное пластовое давления пласта XIX в пересчете на глубину верхних дыр перфорации составляло 28,3 МПа. За период эксплуатации пластовое давление изменилось незначительно, не более чем на 1,5 МПа. Необходимо отметить, что 4 суток остановки скважины недостаточно для падения давления до уровня пластового, поэтому указанные значения пластового давления после начала закачки через скважину ЛА-515 являются результатом интерпритации кривой.

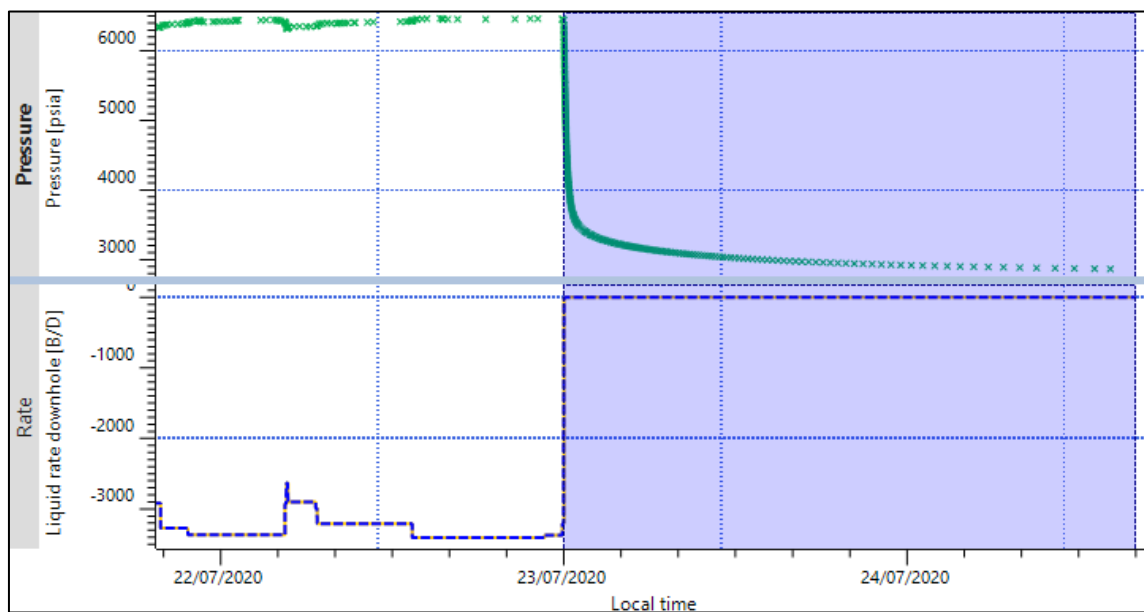


Рис.5.13. График давления на забойном датчике скважины ЛА-515 во время закачки и исследования методом КПД

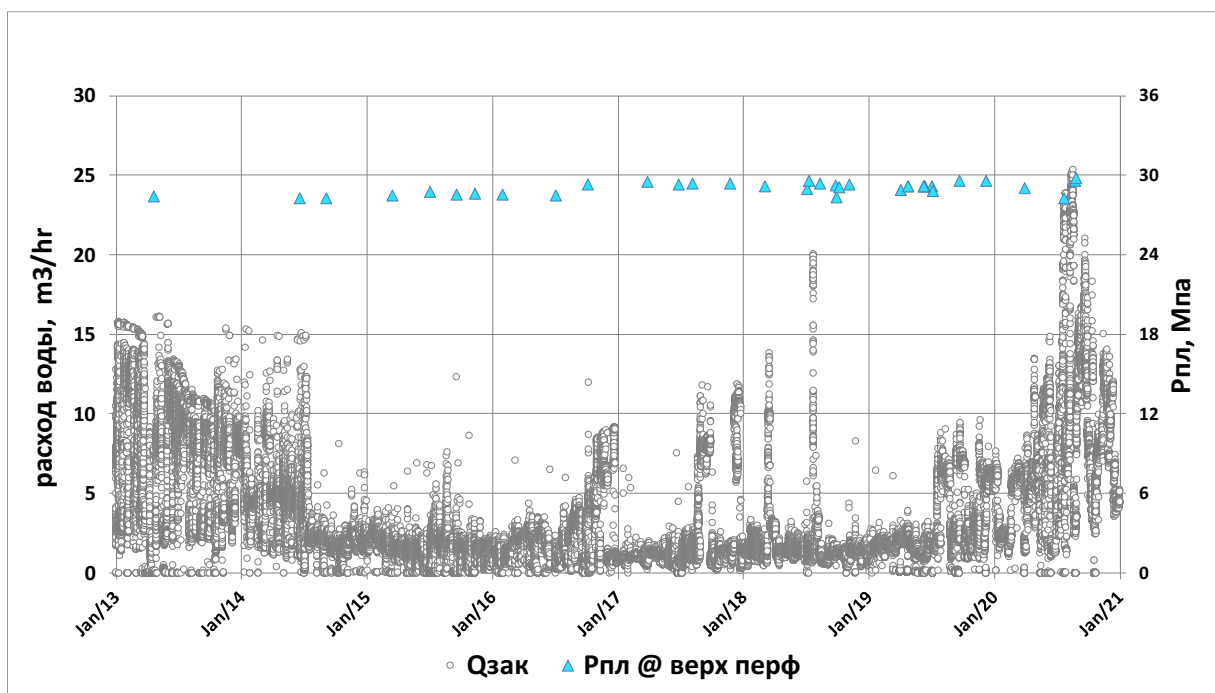


Рис.5.14. График пластового давления и расхода закачки пластовой воды через скважину ЛА-515

Результаты оценки динамики давления пласта XIX по методу анализа КПД представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11. Динамика давления пласта XIX

Дата	Рпл @ датчике	Рпл @ верх перф	Рзак @ датч	Репрессия
	МПа	МПа	МПа	МПа
1-апрель-2012	18,0	28,3	18,0	0,0
24-апрель-2012	18,3	28,6	41,1	-22,8
6-июль-2012	18,3	28,6	41,6	-23,2
22-апрель-2013	18,2	28,4	42,3	-24,1
21-июнь-2014	18,1	28,3	39,6	-21,5
5-сентябрь-2014	18,0	28,3	31,9	-13,9
16-март-2015	18,2	28,5	34,8	-16,6
5-июль-2015	18,5	28,8	31,2	-12,6
20-сентябрь-2015	18,3	28,6	26,8	-8,5
11-ноябрь-2015	18,4	28,7	27,6	-9,2
31-январь-2016	18,3	28,6	23,3	-5,0
3-июль-2016	18,3	28,5	26,1	-7,8

6-октябрь-2016	19,1	29,3	39,7	-20,6
29-март-2017	19,3	29,6	37,4	-18,1
27-июнь-2017	19,1	29,3	31,6	-12,5
6-август-2017	19,1	29,4	34,7	-15,6
25-ноябрь-2017	19,2	29,4	35,3	-16,2
5-март-2018	18,9	29,2	35,9	-16,9
5-июль-2018	18,7	29,0	36,1	-17,3
12-июль-2018	19,3	29,6	37,3	-17,9
12-август-2018	19,1	29,4	34,8	-15,6
28-сентябрь-2018	19,0	29,3	34,6	-15,6
30-сентябрь-2018	18,1	28,4	34,6	-16,5
7-октябрь-2018	18,8	29,1	32,9	-14,0
6-ноябрь-2018	19,1	29,3	34,0	-14,9
26-апрель-2019	18,9	29,2	37,0	-18,1
10-июнь-2019	18,9	29,2	35,5	-16,6
5-июль-2019	18,9	29,2	36,8	-17,8
8-июль-2019	18,6	28,9	36,8	-18,2
22-сентябрь-2019	19,3	29,6	38,4	-19,1
12-июнь-2019	18,9	29,2	32,5	-13,6
14-июнь-2019	19,0	29,2	36,5	-17,5
4-апрель-2019	18,6	28,9	35,8	-17,2
26-апрель-2019	18,9	29,2	36,9	-18,0
10-июнь-2019	18,9	29,2	35,5	-16,6
8-декабрь-2019	19,4	29,6	41,5	-22,1
30-март-2020	18,8	29,1	41,1	-22,3
23-июль-2020	18,1	28,3	44,4	-26,3
25-август-2020	19,3	29,6	43,6	-24,2
26-август-2020	19,5	29,8	36,1	-16,6

Темп закачки определяет величину забойного давления. При низких темпах закачки, поглощение пластом происходит при давлении, не превышающем давление разрыва, однако, при высоких темпах закачки создается давление, превышающее давление открытия трещины в пласте. Открытие трещины увеличивает площадь фильтрации, что выражается ростом величины проводимости скважины (КН), а также отражается на индикаторных кривых, смещая их вниз, в область повышенной проводимости скважины (Рис. 5.18).

Таким образом:

При закачке в матрицу: проницаемость (k) пласта XIX оценивается в пределах от 8-10 мД, проводимость пласта (кН) варьируется в диапазоне 383-449 мД·м. Величина скин фактора – от 6 до 10 единиц.

При закачки в трещину: проницаемость (k) пласта XIX оценивается в пределах от 26-32 мД, проводимость пласта (кН) варьируется в диапазоне 1131-1373 мД·м. Величина скин фактора – от 4 до 5 единиц.

Таблица ниже отобразит параметры индикаторных кривых, представленных на рис 5.15. Также, стоит отметить что давление в таблице приведены на глубину забойного датчика.

Таблица 5.12. Параметры индикаторных кривых

№	КПД t0	Продолжительность исследования t1-t0, час	Qinj @ t0, м3/ч	Рзаб* @ t0, МПа	Рпл*, МПа	Р заб* на закрытой скважине @ t1, МПа	КН, мДм	К, мД	S	Тип закачки
1	07.12.2019	10,9	5,7	41,5	19,37	20,7	383	8,9	5,79	Матрица
2	29.03.2020	20,7	4,7	41,1	18,82	20,2	449	10,4	10,10	Матрица
3	23.07.2020	40,0	21,2	44,4	18,06	19,8	1373	31,9	5,38	Трещина
4	24.08.2020	40,9	24,8	43,6	19,32	19,6	1131	26,3	3,89	Трещина

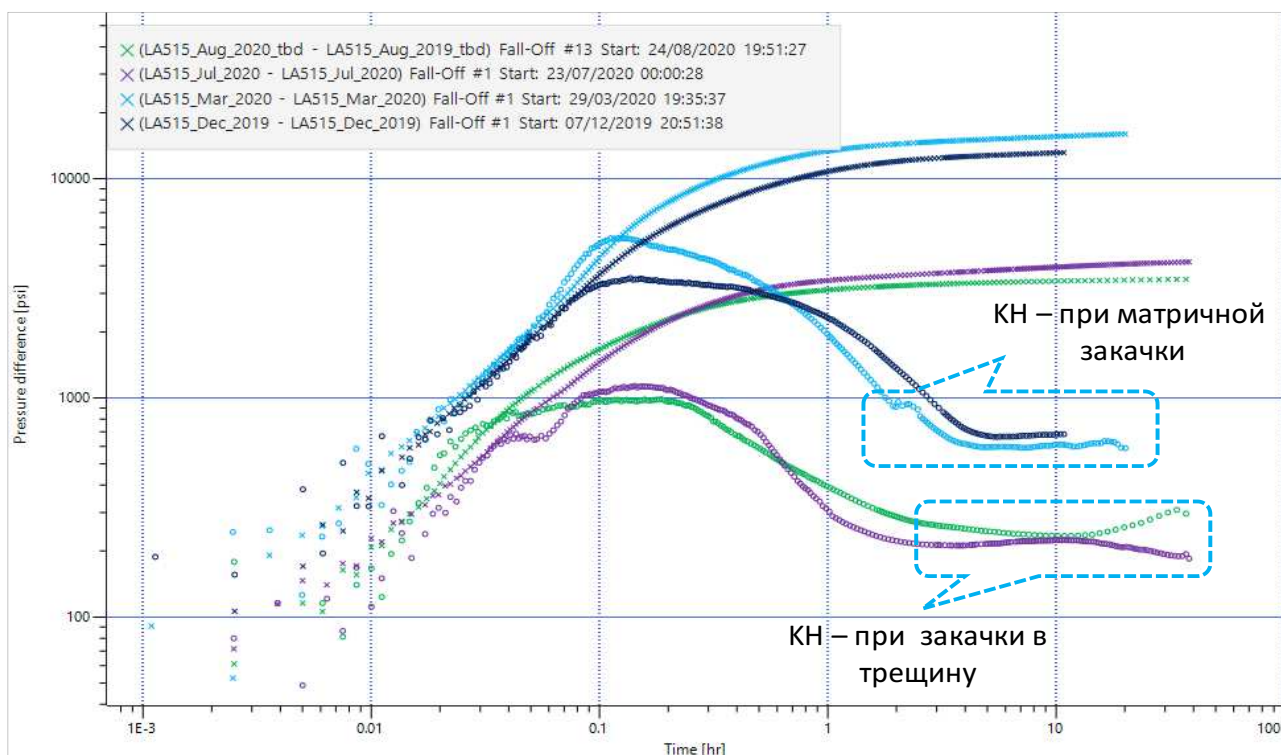


Рис.5.15. Индикаторные кривые проводимости скважины (КН)

Мониторинг гидроизоляции скважины ЛА-515

Скважина ЛА-515 спроектирована на работу с высокими давлениями. Установлен комплект противовыбросового оборудования (башмаки обсадных колонн в мощных водоупорных толщах), проведена опрессовка всех колонн, линий обвязки и поверхностного оборудования.

При бурении скважины ЛА-515 была проведена опрессовка обсадных колонн при «незатвердевшем цементе», что позволяет предотвратить образование микротрещин в цементе

вследствие вздутия обсадной колонны при ее опрессовке в условиях застывшего цемента.

Перед вводом в эксплуатацию скважины ЛА-515 выполнен расчет максимально допустимых давлений в затрубном и межколонных пространствах (Док 4100-S-00-98-P-0023-00-02 [52]). Значения максимально допустимых давлений также указаны в паспорте скважины (Таблица 5.13).

Следующие обозначения были присвоены затрубному и межколонным пространствам скважины ЛА-515:

Затрубное пространство «А»: НКТ 139,7 мм, НКТ 114,3 мм и обсадная колонна 244,5 мм, хвостовик 177,8 мм;

Межколонное пространство «В»: обсадная колонна 244,5 мм и обсадная колонна 339,7 мм;

Межколонное пространство «С»: обсадная колонна 339,7 мм и обсадная колонна 473,1 мм.

Межколонное пространство «Д»: обсадная колонна 473,1 мм и обсадная колонна 762 мм.

Таблица 5.13. Величины максимально допустимого давления в затрубном и межколонном пространстве, максимально допустимого рабочего давления в межколонном пространстве, пороговое и начальное давления для скважины ЛА-515

Затрубное и межколонное пространство, мм	Максимально допустимое устьевое давление в межколонном пространстве, МПа	Максимально допустимое рабочее устьевое давление в межколонном пространстве, МПа	Пороговое давление, МПа	Начальное давление, МПа
«А» (139,7-114,3 – 244,5-177,8)	41,87	33,49	26,8	0,5
«В» (244,5– 339,7)	3,2	0,95	0,76	0,3
«С» (339,7- 473,1)	0,95	0,76	0,5	0,1
«Д» (473,1 – 762)	0,32	0,26	0,2	0,1

В непрерывном режиме производится контроль и регистрация значений давлений на

скважине по всем межколонным пространствам и в затрубном пространстве. Для этого на скважине установлены датчики давления для каждого межколонного и затрубного пространства. Данные замеров фиксируются и записываются в электронную базу данных Компании. Кроме того, постоянный контроль давления в межтрубном пространстве нагнетательной скважины ЛА-515 ведется с центрального пульта управления платформой «ЛУН-А», совмещенный с соответствующей сигнализацией, в системе «СКАДА» платформы, которая позволяет избежать избыточного давления в затрубном пространстве.

В 2020 гг. давления в затрубном и межколонных пространствах находились ниже максимально допустимых значений устьевых давлений в затрубном и межколонных пространствах (Рис. 5.16).

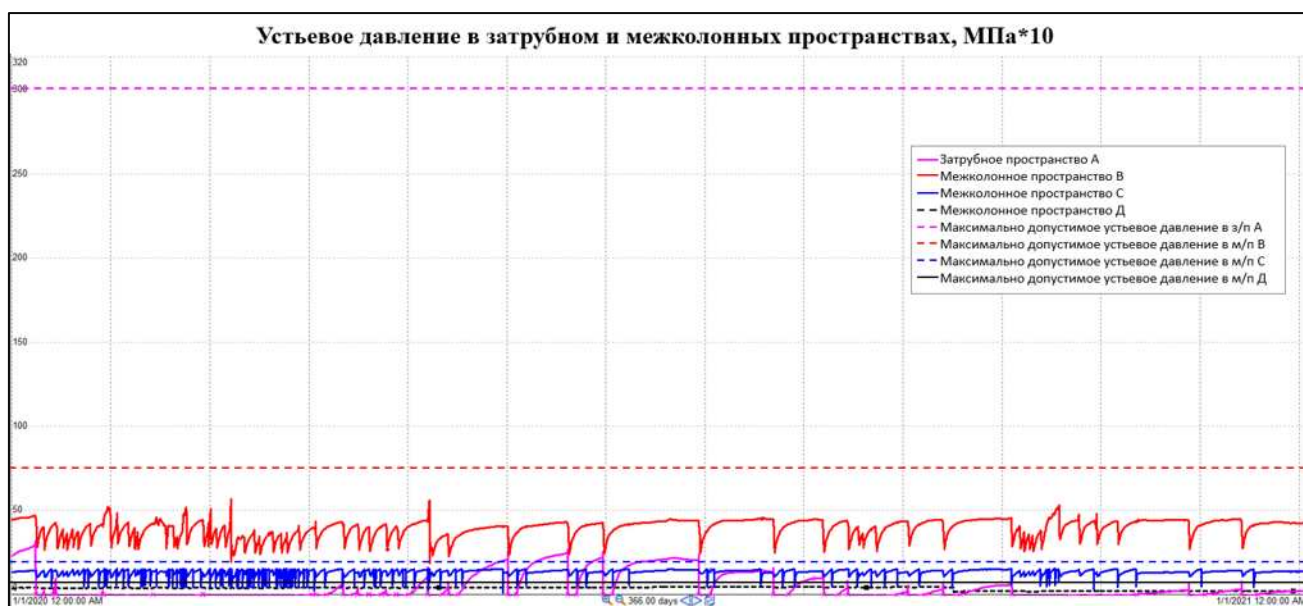


Рис. 5.16. Динамика давления в затрубном и межколонных пространствах скважины ЛА-519 за 2020 год

В целях обеспечения безопасности при эксплуатации скважин с давлением в межколонных пространствах предусмотрены следующие мероприятия:

конструкция обсадных колонн эксплуатационных скважин выбрана исходя из обеспечения монтажа, демонтажа и длительной эксплуатации скважинного оборудования, установки клапанов – отсекающих, пакерующих и других устройств;

значения высот подъёма тампонажного раствора и цементирования рассчитывается и обосновывается в проекте для каждой типовой конструкции скважин.

При цементировании обсадных колонн обеспечиваются:

надежное разобщение нефтяных, газовых и водяных горизонтов, исключаящее циркуляцию флюидов в заколонном пространстве;

проектная высота подъема тампонажного раствора;

надежность цементного камня за обсадными трубами, его устойчивость к разрушающему воздействию пластовых флюидов, механическим и температурным нагрузкам;

создание проектных депрессий и регрессий на пласт без нарушения целостности цементного камня;

предотвращение проникновения твердой и жидкой фаз цементного раствора в продуктивный пласт;

не зацементированная часть ствола скважины заполняется буровым раствором с плотностью, которая создаёт гидростатическое давление на не зацементированные пласты горных пород не менее чем на 5% превышающее максимальное пластовое;

использование высокопрочных обсадных труб с высокогерметичными резьбовыми соединениями, а также необходимым значением крутящего момента при спуске колонны с вращением;

использование тампонажного раствора с улучшенными технологическими (прочностными) характеристиками у башмаков обсадных колонн;

включение бурового раствора в буферную и продавочную жидкости с целью повышения сцепления цементного камня с обсадной колонной;

возможность производить спуск ремонтного пакера-надставки для повторной изоляции межтрубного пространства (надставной пакер хвостовика модели JMZX) в случае негерметичности верха хвостовика и др.;

Применение колонной головки с герметизирующими элементами, позволяющими вести постоянный мониторинг межколонного пространства;

Использование современных типов колонных головок с двойными герметизирующими элементами, которые позволяют опрессовывать межколонное пространство и колонные головки без воздействия на цементный камень;

Применение специальной технологии при бурении и эксплуатации скважин с применением пакерующих устройств.

Мониторинг толщины стенок водонагнетательной линии

Ультразвуковой контроль за толщиной стенок водонагнетательной линии выполняется с периодичностью один раз в шесть месяцев. Результаты контроля подтверждают достаточную толщину стенок линии.

6. ОЦЕНКА СОВМЕСТИМОСТИ БУРОВЫХ ОТХОДОВ И ПЛАСТОВЫХ ВОД

6.1. Обоснование размещения отходов бурение на прогнозный период

6.1.1. Уточнение объемов размещения буровых отходов

Общий объём буровых отходов и других жидкостей, подлежащих закачке в поглощающую скважину ЛА-519 в период 2021-2041 гг. включает:

отходы бурения проектных скважин и боковых стволов согласно программе бурения Лунского месторождения;

попутную воду на случай невозможности эксплуатации скважины ЛА-515 по техническим и/или геологическим причинам, а также при невозможности по техническим причинам эксплуатации трубопровода между нагнетательными насосами и устьем скважины ЛА-515 (раздел 8.3);

дополнительные промывки поглощающей скважины морской водой.

отходы бурения скважин с платформ ПА-А или ПА-Б, в случае выхода из строя технологического оборудования подготовки и закачки пульпы в пласты на данных платформах.

Объем отходов бурения проектных скважин и боковых стволов рассчитан на основе плановых траекторий скважин и фактического удельного объема буровых отходов на метр проходки, включая 20 % запаса для размещения непредвиденных объемов отходов бурения и других жидкостей.

Уточненный объем отходов бурения проектных скважин и боковых стволов согласно программе бурения Лунского месторождения, подлежащих размещению в период 2021-2041 гг., составляет 246,9 тыс. м³ (Таблица 6.1).

Таблица 6.1. Расчетный объем отходов бурения на планируемые скважины 2021-2041

гг.

Скважина	Назначение и тип скважин	Планируемая проходка, м	Удельный объем образования буровых отходов на погонный метр проходки, м ³ /м	Объем образования буровых отходов, тыс. м ³
ЛА-525	добывающая газовая	6432	4,614	29,7
ЛА-524	добывающая газовая	8741		40,3
ЛА-523	добывающая газовая	8633		39,8
ЛА-512 БС (ЛА-518)	добывающая газовая	3195		14,7
ЛА-511 БС	ЗБС; добывающая газовая	2 200		10,2
ЛА-506 БС	ЗБС; добывающая газовая	2 200		10,2
ЛА-507 БС	ЗБС; добывающая газовая	2 200		10,2
ЛА-517 БС	ЗБС; добывающая газовая	2 200		10,2
ЛА-503 БС	ЗБС; добывающая газовая	2 200		10,2
ЛА-502 БС	ЗБС; добывающая газовая	2 200		10,2
ЛА-501 БС	ЗБС; добывающая газовая	2 200		10,2
ЛА-513 БС	ЗБС; добывающая газовая	2 200		10,2
Итого, тыс. м ³				206
Итого, включая 20% запас, тыс. м ³				246,9

Объем закачки попутной воды в случаях невозможности эксплуатации скважины ЛА-515 и/или трубопровода между нагнетательными насосами и устьем скважины составляет 191,9 тыс. м³ на период до 2041 г. Это значение рассчитано с учётом максимально возможного расхода воды (1049 м³/сут.) и времени, необходимого для восстановления работоспособности системы закачки (6 месяцев).

Опыт размещения буровых отходов показал, что характер трещинообразования напрямую зависит от режима эксплуатации поглощающей скважины (см. раздел 6.7). Важным фактором, продлевающим эффективную эксплуатацию скважины является промывка скважины после размещения порции пульпы бурового шлама. Оптимизированный режим эксплуатации скважины ЛА-519 предусматривает большие объёмы порций морской воды (90-150 м³), необходимые для подобных промывок, чем было применимо для скважины ЛА-512 (60 м³). Таким образом, в связи с увеличением объема промывок, объёмы размещения морской воды увеличатся в среднем на 5 тыс. м³ в год и на 120 тыс. м³ за период 2021-2041 гг.

Итого, прогнозная потребность размещения отходов бурения и других жидкостей в глубокие горизонты Лунского месторождения в 2021-2041 гг. составляет 528,2 тыс. м³.

По состоянию на 01.01.2021 г. на Лунском месторождении закачано 365,8 тыс. м³ буровых отходов, из них через скважину ЛА-512 – 209 тыс. м³, через скважину ЛА-519 – 156,8 тыс.м³.

То есть, с учетом фактической закачки в 2008-2020 гг. в две поглощающие скважины ЛА-512 и ЛА-519, прогнозная потребность размещения отходов бурения в течение 2008-2041 г. составляет 894 тыс. м³.

6.1.2. Моделирование размещения буровых отходов

В рамках утвержденного в 2017 г. «Геологического отчета...»[14] было выполнено моделирование размещения буровых отходов на период 2017-2041 гг. Результаты моделирования представлены ниже.

Геометрия трещины

Моделирование развития трещины выполнено компанией «MI-SWACO» в программе «Schlumberger FracCADETM P3D». При моделировании развития трещины использовались результаты интерпретации ГИС по скважине ЛА-519, геомеханические свойства пород, значения напряжений пластов и результаты испытания скважины ЛА-519 на приёмистость и определение давления закрытия трещины.

В результате моделирования были получены полудлина и высота трещины.

Дополнительно была оценена проектная площадь размещения отходов бурения (показана в Графических приложениях 6-13).

Для размещения отходов бурения в скважине ЛА-519 были выбраны четыре пласта: XX, XIX, XVIII, XVI.

Моделирование развития трещин в пластах XX, XIX, VIII и XVI выполнены с использованием механических параметров (раздел 2.5.1). Другие исходные параметры для базового сценария: объём порции пульпы бурового шлама – 240 м³; расход – 0,8 м³/мин.; содержание твёрдой породы в буровых отходах – 20 %; плотность пульпы – 1,3 г/см³.

Объём разовой закачки в 240 м³ выбран как типичный объём порции пульпы бурового шлама.

Кроме того, было проанализировано влияние на размеры трещин изменения исходных параметров, а именно, напряжений, модуля Юнга, расхода и объёма порции пульпы. На основании данного анализа не происходит какого-либо существенного изменения размеров трещин.

Пласт XX

Интервал перфорации пласта XX выбран на глубине 3179-3189 м по стволу скважины (вертикальная глубина от стола ротора – 2799,8-2809,8 м / абсолютная глубина – 2745,2-2755,2 м). На Рис. 6.1 представлен рост трещины в пласте XX по базовому сценарию. Полудлина трещины составит 110 м; высота трещины – 100 м. Трещина растёт на 71 м выше и на 29 м ниже центра интервала перфорации.

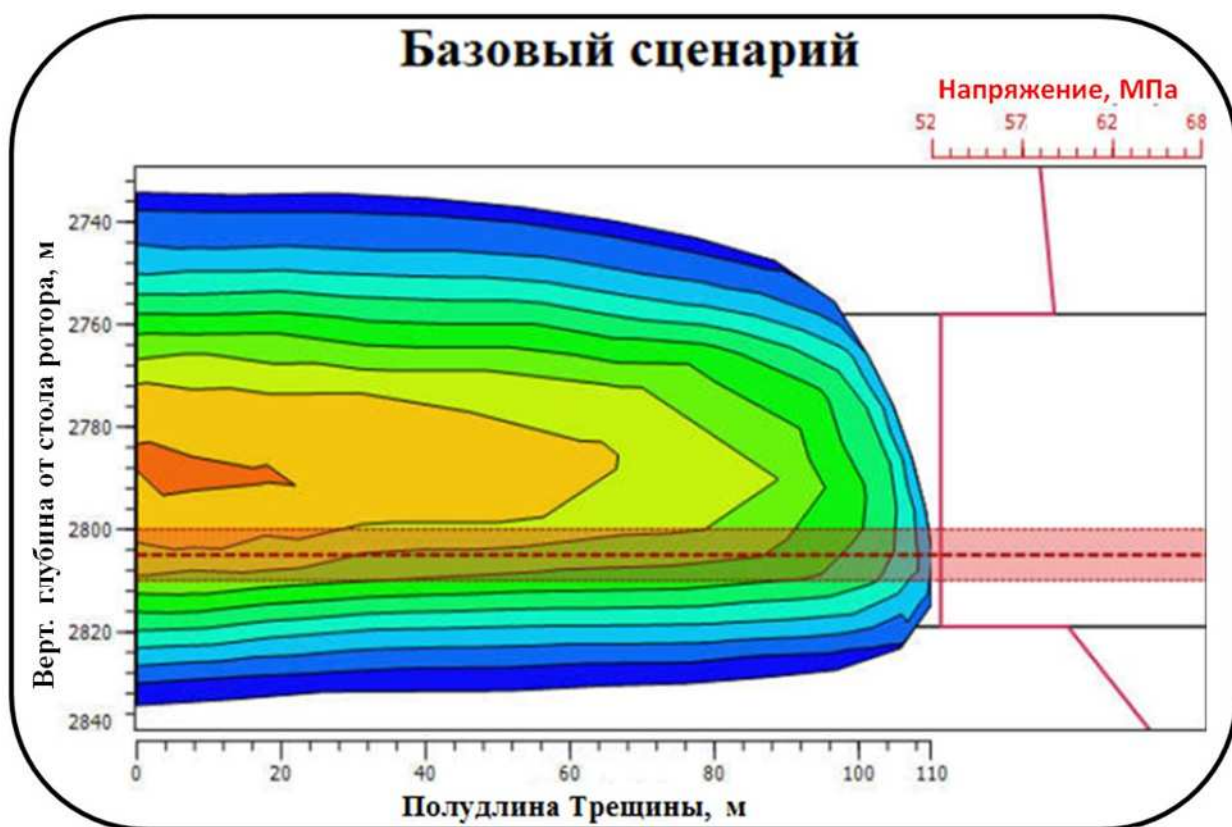


Рис. 6.1. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XX

Пласт XIX

Для резервного пласта XIX предлагается выбрать интервал перфорации на глубине 3078-3088 м по стволу скважины (вертикальная глубина от стола ротора – 2698,8-2708,8 м / абсолютная глубина – 2644,2-2654,2 м). На Рис. 6.2 представлен рост трещины в пласте XIX по базовому сценарию. Полудлина трещины составит 123 м; высота трещины – 112 м. Трещина растёт на 88 м выше и на 204 м ниже центра интервала перфорации.

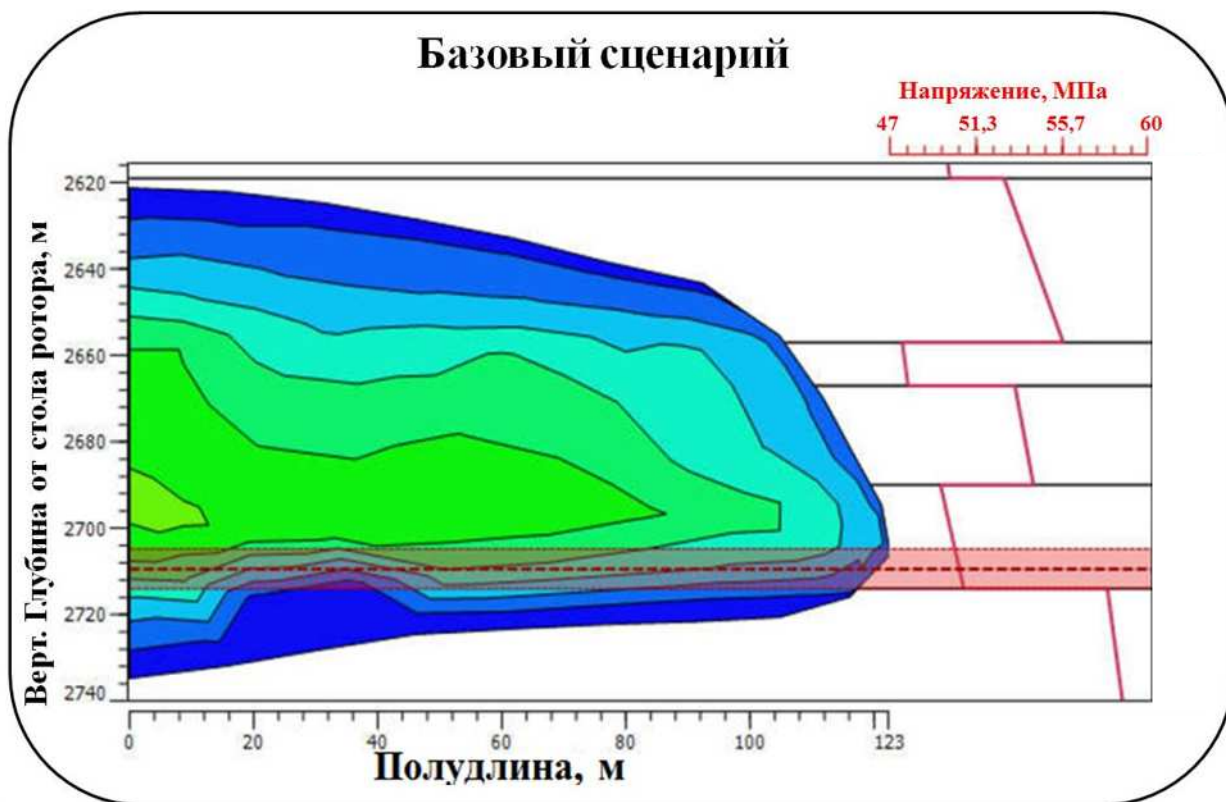


Рис. 6.2. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XIX

Пласт XVIII

Для резервного пласта XVIII предлагается выбрать интервал перфорации на глубине 2988-2998 м по стволу скважины (вертикальная глубина от стола ротора – 2608,8-2618,8 м / абсолютная глубина – 2554,2-2564,2 м). На Рис. 6.3 представлен рост трещины в пласте XVIII по базовому сценарию. Полудлина трещины составит 112 м; высота трещины – 125 м. Трещина растёт на 95 м выше и на 30 м ниже центра интервала перфорации.

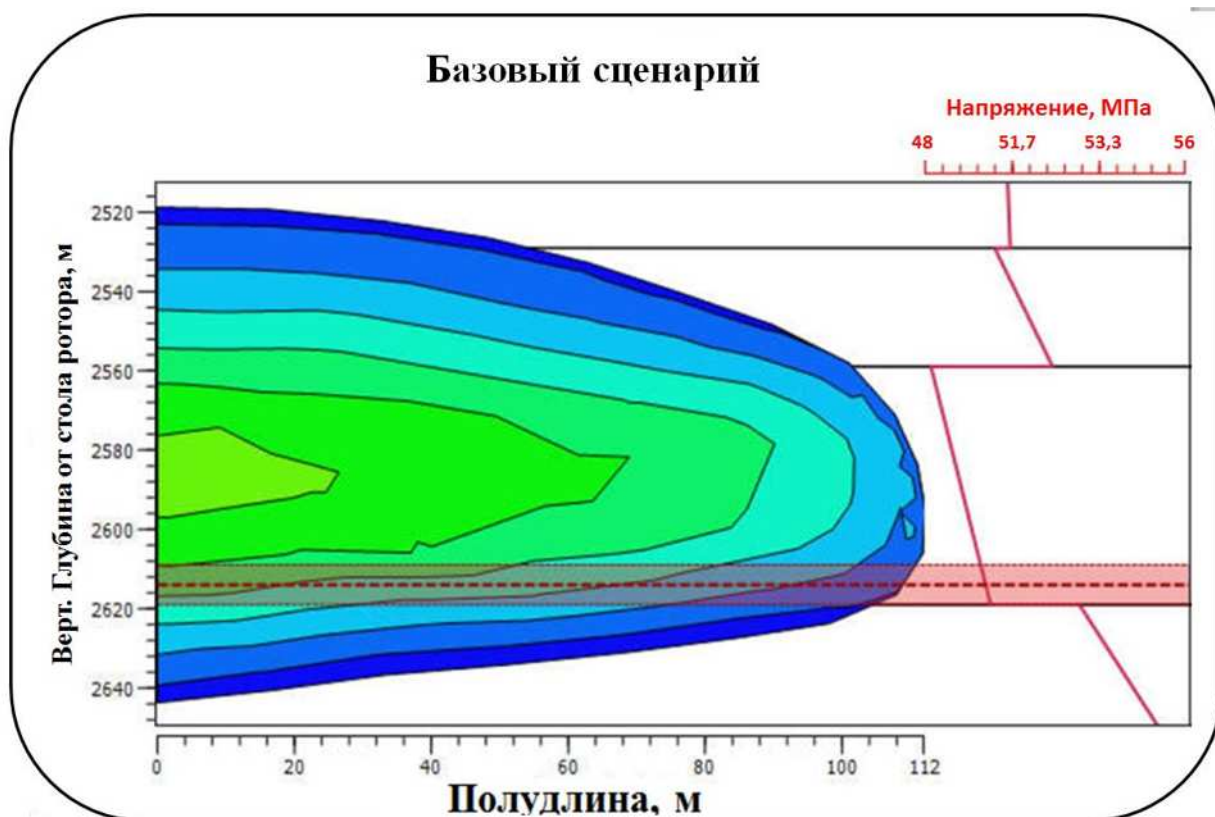


Рис. 6.3. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XVIII

Пласт XVI

Для резервного пласта XVI предлагается выбрать интервал перфорации на глубине 2811-2821 м по стволу скважины (вертикальная глубина от стола ротора – 2461,8-2441,8 м / абсолютная глубина – 2377,2-2387,2 м). На Рис. 6.4 представлен рост трещины в пласте XVI по базовому сценарию. Полудлина трещины составит 120 м; высота трещины – 106 м. Трещина растёт на 86 м выше и на 20 м ниже центра интервала перфорации.

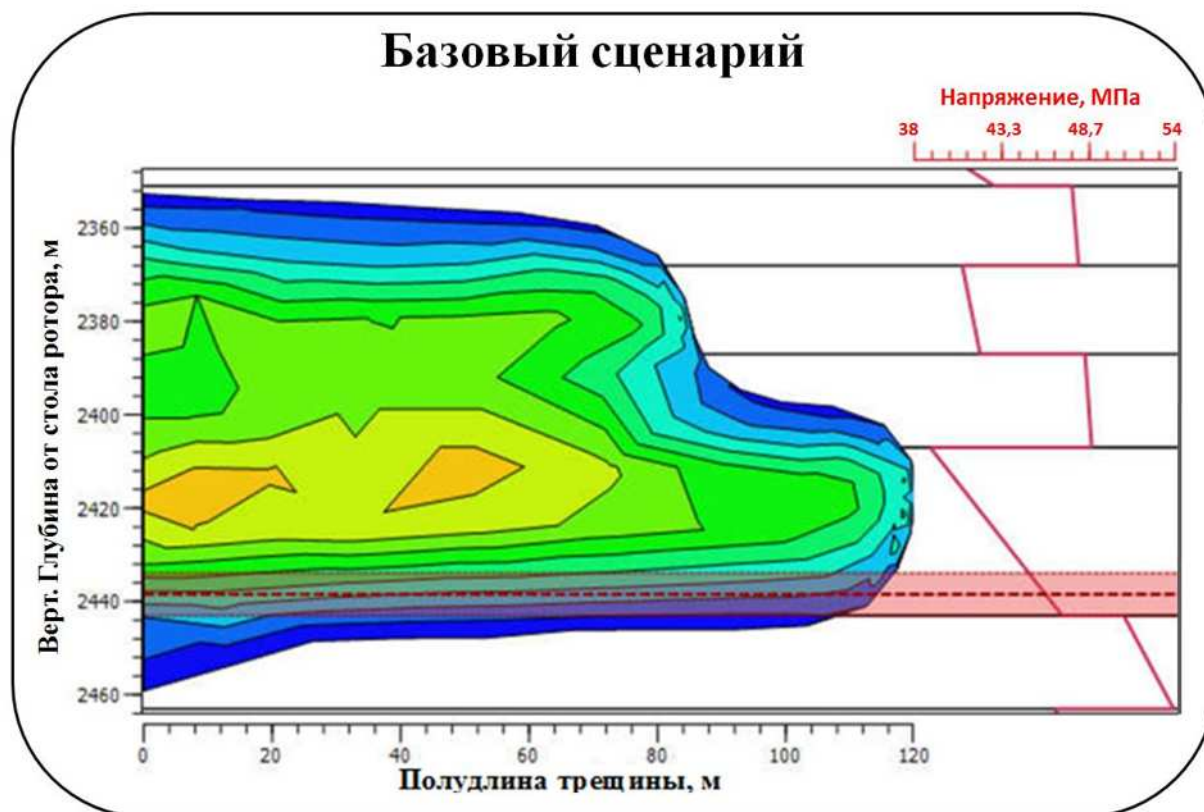


Рис. 6.4. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XVI

Определение прогнозного объема области размещения буровых отходов

Расчет прогнозного объема области размещения буровых отходов был произведен по запатентованному компанией «MI-SWACO» методу. Международный номер патента WO 2009/105330 A2, дата публикации 27 августа 2009 г, [25].

Данный метод основан на определении разницы между максимальным давлением закачки на забое скважины и минимальным напряжением породы. Для вертикальной трещины максимальное забойное давление принимается равным горному давлению. Максимальное давление закачки на забое определяется, исходя из максимального устьевого давления, на которое рассчитано применяемое наземное и подземное оборудование. Накопление твердой фазы в трещине ведет к увеличению ее ширины, что в свою очередь приводит к росту минимального напряжения в пласте за счет пороэластичности. В ходе моделирования гидравлического разрыва пласта оценивается увеличение минимального напряжения от закачки одной порции пульпы бурового шлама. Зная разницу между максимальным давлением закачки и минимальным напряжением породы можно оценить количество порций пульпы

бурового шлама, которые может принять выбранный объект. Также учитывается объемы промывок морской воды и других жидкостей.

Прогнозный объем области размещения отходов бурения при закачке через скважину ЛА-519 на период 2017-2041 гг. представлен в таблице 6.2.

Таблица 6.2. Прогнозный объем области размещения отходов бурения при закачке через скважину ЛА-519 (на период 2017-2041 гг.)

Пласт	Прогнозный объем области размещения отходов бурения, тыс. м ³
XVI	425,04
XVIII	380,88
XIX	309,12
XX	317,40
Итого	1 432,44

С учетом фактической закачки в пласт XX скважины ЛА-519 в 2016 г. – 39,3 тыс. м³, общий прогнозный объем области размещения отходов бурения при закачке через скважину ЛА-519 в 2017-2041 г. составляет 1 393,14 тыс. м³.

На основании моделирования, выполненного компанией «MI-SWACO», сделаны следующие выводы:

размещение отходов бурения в основной (пласт XX) и резервные пласты (XIX, XVIII, XVI) не приводит к росту трещин за границы утвержденного горного отвода. Также не происходит пересечения трещин со стволами ликвидированных, существующих, проектных скважин, тектоническими нарушениями Лунского месторождения. (см. Графические приложения 6-13).

С учетом фактической закачки в пласт XX скважины ЛА-519 в 2016 г. – 39,3 тыс. м³, прогнозный объем области размещения отходов бурения при закачке через скважину ЛА-519 в 2017-2041 г. составляет 1 393,14 тыс. м³.

Данного объема достаточно для размещения прогнозных объемов отходов бурения

Лунского месторождения в период 2021-2041 г. – 528,2 тыс. м³.

При учете закачки через скважину ЛА-512 (209 тыс. м³), на Лунском месторождении в две поглощающие скважины ЛА-512 и ЛА-519 в период 2008-2041 гг. можно разместить 1641,34 тыс. м³ отходов бурения.

В 2020 году компанией «АКРОС» было проведено дополнительное моделирование для уточнения остаточных объемов домена. Результаты данного моделирования будут представлены в следующем геологическом отчете.

6.1.3. Учет опыта эксплуатации скважины ЛА-512 и ЛА-519 для последующего размещения буровых отходов на Лунском месторождении

Опыт эксплуатации скважин ЛА-512 и ЛА-519 был учтен при планировании дальнейшего размещения буровых отходов на Лунском месторождении. Основные изменения затрагивают включение в интервалы перфорации песчаников и алевролитов, выбор глубины спуска НКТ и оптимизацию режима эксплуатации поглощающей скважины.

Интервалы для закачки отходов бурения. Первые две зоны для закачки отходов бурения в скважине ЛА-512 в пласте XVI (интервалы перфорации 3342-3352 м и 3326-3338 м по стволу скважины) выбирались преимущественно в глинистых пропластках.

После заполнения данных зон и необходимости перехода на пласт XV, предпочтение при выборе интервала перфорации было также отдано низкопроницаемому интервалу 3276-3288 м по стволу скважины (алевролит). Однако давление разрыва породы, определенное в результате испытания данного интервала, было высоким и не позволяло осуществлять стабильную закачку. При перестреле данной зоны в интервал перфорации также был включен интервал песчаника в кровле пласта XVI (3279-3291 м по стволу скважины). Интервал 3276-3291 м (пласты XV-XVI) успешно эксплуатировался с марта 2012 г. по август 2013 г.

Дальнейшие интервалы перфорации как в скважине ЛА-512, так и в скважине ЛА-519, выбирались с учетом данного опыта в песчаниках и алевролитах.

Глубина спуска НТК. В 2008 г. в скважине ЛА-512 напротив интервала перфорации в пласте XVI (3342-3352 м по стволу скважины) и на три метра ниже него была спущена колонна НКТ 127 мм.

Таким образом, пульпа бурового шлама при выходе из НКТ поднималась вверх по затрубному пространству до интервалов перфорации, что создавало турбулентный режим потока, способствующий проникновению отходов бурения в трещину.

При переходе на вышележащие интервалы (3326-3338 м и 3276-3291 м по стволу скважины), в связи с высокой стоимостью на морской платформе операций по подъему и спуску НКТ, перфорация хвостовика 177,8 мм выполнялась через НКТ 127 мм.

В августе 2013 г. третий интервал перфорации 3276-3291 м (пласты XV-XVI) оказался заблокирован, и для возобновления работоспособности скважины при проведении капитального ремонта заблокированный шламом конец НКТ был отрезан и оставлен на забое. Три нижних интервала перфорации и оставленные в скважине секции НКТ были изолированы пакером пробкой 177,8 мм на глубине 3266 м по стволу скважины. При смене НКТ глубина спуска колонны труб (3153 м по стволу) была выбрана таким образом, чтобы все резервные интервалы перфорации в пластах XV и XIV (3244-3254 м и 3200-3213 м соответственно) в скважине ЛА-512 находились глубже (Рис. 2.5 в главе 2.6.1).

Данное решение позволяет осуществить более эффективную перфорацию хвостовика без дополнительных затрат на подъем и спуск колонны НКТ.

При выборе глубины спуска НКТ в скважине ЛА-519 Компания руководствовалась тем же принципом. Глубина спуска НКТ 127 мм в скважине ЛА-519 составляет 2764,3 м по стволу скважины (Рис. 2.21 в главе 2.6.3), что выше самого верхнего резервного интервала закачки в пласте XVI (2811-2821 м по стволу).

Оптимизация режима эксплуатации поглощающей скважины. Оптимизация режима эксплуатации скважины заключается в увеличении объема промывок морской водой после закачки порции пульпы. Практикующийся ранее двукратный объем НКТ 60 м^3 увеличен до 90 м^3 (троекратный объем НКТ) при закачке единичной порции пульпы объемом до 240 м^3 и до 150 м^3 при закачке нескольких порций пульпы общим объемом до 1000 м^3 . Данное решение позволяет более эффективно осуществлять процесс продавки пульпы из ствола скважины в трещину.

6.2. Обоснование размещения попутных вод на прогнозный период

6.2.1. Прогнозные объемы попутных вод на Лунском месторождении

По состоянию на 01.01.2021 г. попутная вода на Лунском месторождении состоит из растворенной в газе воды, добываемой всеми газовыми скважинами Лунского месторождения, и более минерализованной пластовой воды, поступающей из обводненного интервала газовой скважины ЛА-511. В будущем ожидается, что все газовые скважины будут добывать как растворенную, так и пластовую воду. История разработки газовой залежи в настоящее время не позволяет сделать достаточно обоснованного предположения о сроках прорыва пластовой воды к забоям добывающих газовых скважин и объемах попутной воды. В связи с этим при моделировании процесса закачки попутной воды на период до 2041 гг. использовался максимально возможный суточный расход воды, ограниченный пропускной способностью поверхностного оборудования – 1049 м³/сут. Таким образом, объем попутной воды, который Компания планирует разместить в глубокие горизонты Лунского месторождения на период 2021-2041 год составляет 9,45 млн. м³. С учетом уже закачанных объемов в 2012-2020 г. (0,28 млн. м³), в течение всего периода разработки Лунского месторождения размещению подлежит 9,73 млн. м³ попутной воды (Протокол ГКЗ Роснедра № 5077 от 04.07.2017 г).

При меньших объемах закачки образующиеся трещины и область распространения воды в пластах будут меньше, чем получившиеся в результате моделирования «наихудшего» сценария. Другими словами, при давлениях ниже давления гидроразрыва, закачиваемая в пласт вода займет меньший и поэтому безопасный объем.

6.2.2. Моделирование процесса размещения попутных вод через скважину ЛА-515

В рамках утвержденного в 2017 г. «Геологического отчета..»[14] было выполнено моделирование размещения попутных вод через скважину ЛА-515 на период 2017-2041 гг. В представленном на согласование «Техническом проекте...» результаты моделирования 2017 года приняты без изменений.

Результаты моделирования представлены ниже.

Математическая модель гидроразрыва пласта для скважины ЛА-515

Уточнение модели гидроразрыва пласта было проведено Компанией в 2017 г. как для текущей зоны закачки – пласта XIX, так и для резервных интервалов пластов XVIII, XVII, XVI, XV, XIV, XIII. При моделировании был использован программный продукт «PWRI-Frac» (Produced Water Re-Injection-Frac) версии 5.1, разработанный компанией Шелл. Программа позволяет выполнить моделирование размеров трещин гидроразрыва на основе данных о геомеханических свойствах горных пород, свойствах жидкостей, параметров пластов, динамики пластового давления, изменения давления по стволу скважины, а также с учётом конструкции скважины.

Направление распространения трещины перпендикулярно направлению минимального напряжения (горизонтального). Определение величин геомеханических свойств и направления напряжения описано в главе 4.3.

В задачи моделирования входило определение распространения трещин, образующихся в результате закачки попутных вод Лунского месторождения через скважину ЛА-515.

Наиболее важным было установить, что трещины будут ограничены границами утвержденного горного отвода, будут располагаться в водонасыщенной зоне ниже продуктивных газовых пластов Лунского месторождения, не достигнут стволов как ликвидированных, существующих и проектных скважин, так и имеющих на месторождении тектонических разломов.

Для этого по картам кровли и подошвы каждого пласта были проведены замеры следующих расстояний от скважины ЛА-515 (Таблица 6.3):

- до южного разлома между тектоническими блоками IV и V;
- до ближайшего разлома на восточном крыле блока V;
- до восточной границы горного отвода.

Замеры были выполнены в двух направлениях, причем, для моделирования использовалось меньшее из полученных значений (в Таблице 6.3 отмечены красным шрифтом):

1. от скважины ЛА-515 вдоль направления максимального напряжения (горизонтального),

- что совпадает с ожидаемой ориентацией распространения трещины;
2. от скважины ЛА-515 вдоль кратчайшего расстояния до описанных элементов, вне зависимости от направления максимального напряжения.

Другими словами, для каждого пласта была определена безопасная дистанция в случаях, если направление трещины будет распространяться вдоль направления максимального напряжения, и, если трещина пойдет в сторону границ горного отвода или разломов по самому короткому пути.

На глубине горного отвода в блоке V находится ещё одна скважина – ЛА-519, расположенная к юго-западу от скважины ЛА-515. Однако, расстояние до нее больше, чем до ближайших разломов, поэтому расстояние между скважинами ЛА-515 и ЛА-519 было признано наименее критичным.

Таблица 6.3. Расстояния между скважиной ЛА-515, границами горного отвода и разломами

1. Расстояние от скважины ЛА-515 вдоль направления максимального горизонтального напряжения, м						
Пласт	до восточной границы горного отвода		до южного разлома между блоками IV и V		до ближайшего разлома на восточном крыле блока V	
	кровля	подошва	кровля	подошва	кровля	подошва
XIII	2490	2490	875	1030	1560	1550
XIV	2490	2490	1030	1070	1550	1480
XV	2490	2490	1070	1125	1480	1420
XVI	2490	1920	1125	1200	1420	1350
XVII	1920	1525	1200	1275	1350	1290
XVIII	1525	890	1275	1370	1290	1165
XIX	890	400	1370	1475	1165	1070
2. Кратчайшее расстояние от скважины ЛА-515, м						

Пласт	до восточной границы горного отвода		до южного разлома между блоками IV и V		до ближайшего разлома на восточном крыле блока V	
	кровля	подошва	кровля	подошва	кровля	подошва
XIII	2480	2480	700	710	1100	1080
XIV	2480	2465	710	740	1080	1030
XV	2465	2465	740	780	1030	990
XVI	2465	1920	780	800	990	930
XVII	1920	1520	800	860	930	850
XVIII	1520	890	860	920	850	800
XIX	890	400	920	960	800	720

При моделировании также задавались параметры, связанные с работой поглощающей скважины: расход закачиваемой воды, содержание механических примесей и содержание углеводов.

Моделирование гидроразрыва пласта было выполнено как для базового сценария закачки попутной воды, так и для нескольких вариантов с измененными параметрами работы скважины (так называемый «анализ чувствительности»), что позволило определить степень влияния данных параметров на распространение трещины в пластах, объемы закачиваемой воды и изменение пластового давления в результате закачки.

Исходные данные, использованные при моделировании базовых сценариев:

Максимально возможный расход закачки воды, ограниченный пропускной способностью устьевого оборудования (1049 м³/сут).

Содержание механических примесей в воде принято как усредненное значение представительных проб, отобранных в период 4-й квартал 2014 г. – 4-й квартал 2016 г. (см. раздел 5.2) – 4 мг/л. При выполнении «анализа чувствительности» также было выполнено моделирование при максимальном утвержденном значении содержания механических примесей – 135 мг/л.

Содержание углеводов в воде было принято как максимально возможное, согласно «Дополнению к Техническому проекту...» [11] – 500 мг/л.

Интервалы перфорации соответствуют фактическим интервалам перфорации для пласта XIX и резервным интервалам перфорации для пластов XVIII, XVII, XVI, XV, XIV, XIII

(Таблицы 5.4 и 5.5). В качестве исходных данных в модели «PWRI-Frac» использовалась вертикальная глубина интервалов перфорации от стола ротора.

В результате моделирования были определены размеры трещины (полудлина и высота), позволяющие безопасно разместить попутные воды в каждом пласте, а также соответствующие прогнозные объемы закачки попутной воды.

Результаты моделирования развития трещины при закачке попутной воды через скважину ЛА-515

Как отмечалось выше, результаты моделирования по базовому сценарию для пластов XIX, XVIII, XVII, XVI, XV, XIV, XIII сведены в Таблицу 6.4.

Базовый сценарий для пласта XIX

На Рис. 6.5 представлен рост трещины в пласте XIX по базовому сценарию. Полудлина трещины составит 32 м; высота трещины – 54 м. Трещина растёт на 39 м вверх и на 15 м вниз от центра интервала перфорации. При максимально возможном расходе воды 1049 м³/сут трещина не выйдет за пределы пласта XIX в латеральном направлении. При данных параметрах трещины прогнозный объем воды, который можно безопасно закачать в пласт XIX, составляет 2,73 млн. м³.

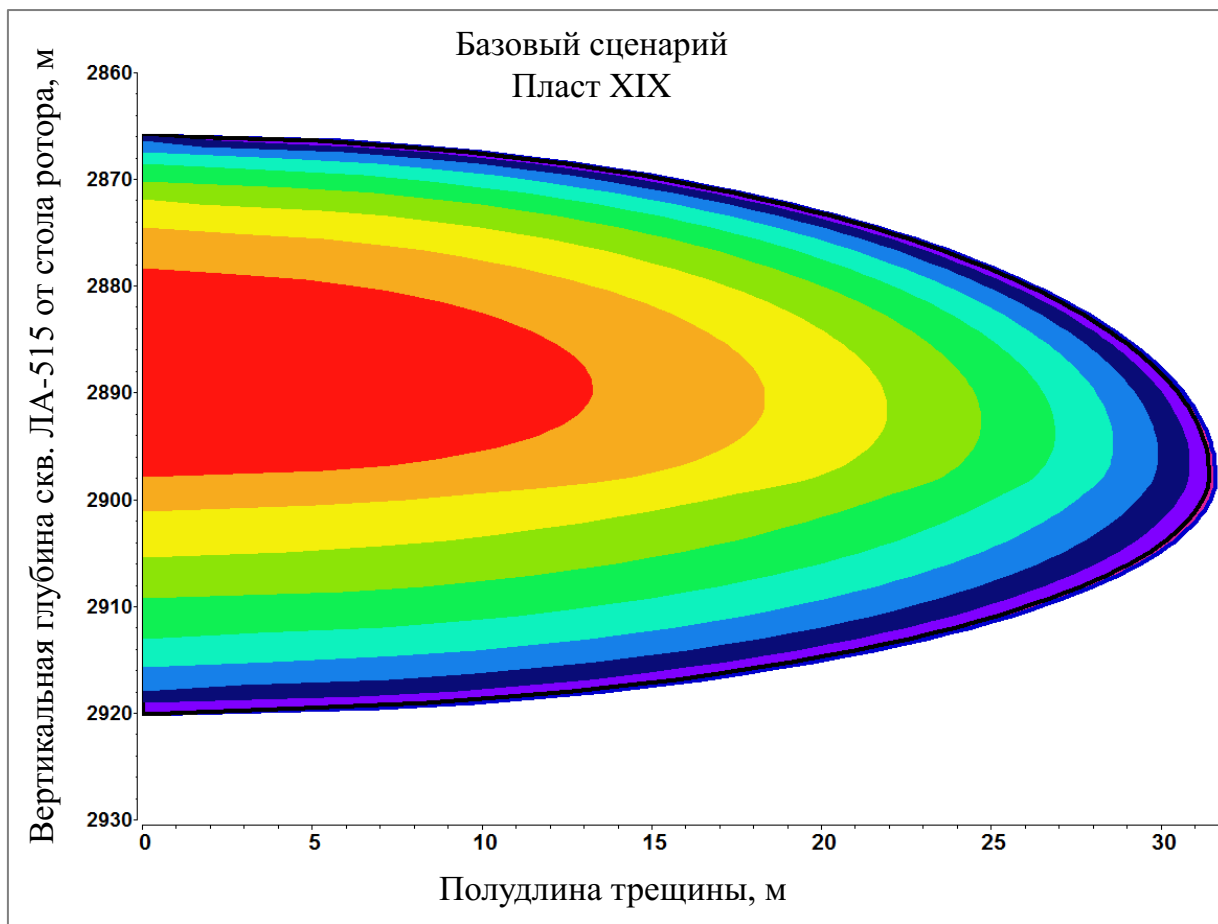


Рис. 6.5. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XIX

Базовый сценарий для пласта XVIII

На Рис. 6.6 представлен рост трещины в пласте XVIII по базовому сценарию. Полудлина трещины составит 64 м; высота трещины – 52 м. При максимально возможном расходе воды 1049 м³/сут трещина не выходит за границы пласта XVIII, как в латеральном, так и в вертикальном направлениях. В период 2017-2041 гг в пласт можно безопасно закачать 9,57 млн. м³ попутной воды.

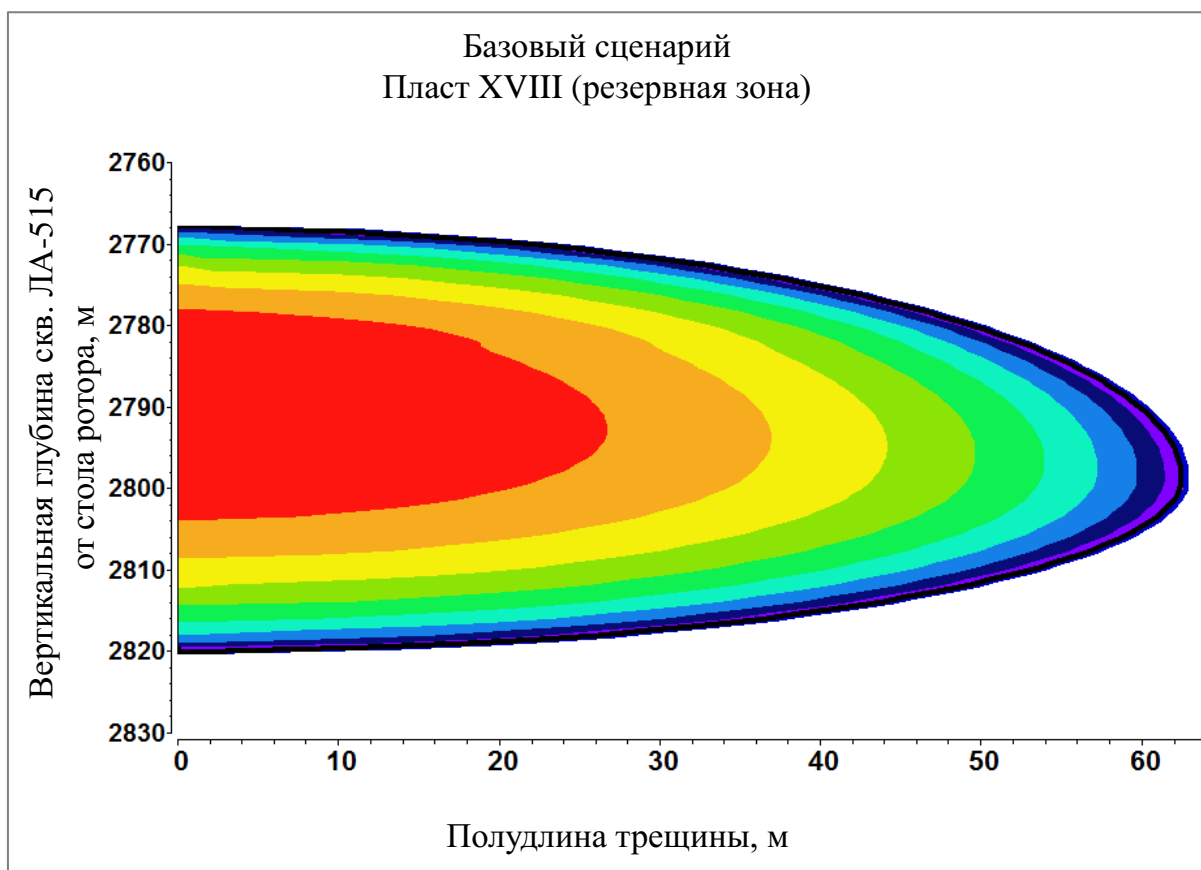


Рис. 6.6. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XVIII

Базовый сценарий для пласта XVII

На Рис. 6.7 представлен рост трещины в пласте XVII по базовому сценарию. Полудлина трещины составит 740 м; высота трещины – 40 м. При максимально возможном расходе воды 1049 м³/сут в период 2017-2041 гг в пласт XVII можно безопасно закачать 0,77 млн.м³ попутной воды. Кратчайшее расстояние от ствола скважины ЛА-515 на глубине пласта XVII до разлома между тектоническими блоками IV и V составляет 800 м. Дальнейший рост трещины, и, соответственно, закачка больших объемов воды не рекомендуется в связи с близостью к тектоническому разлому между блоками IV и V (60 м).

В то же время, проведенный «анализ чувствительности» позволил установить величину расхода воды, при котором скорость распространения трещины в пласте XVII позволит эксплуатировать данный пласт до 2041 г. При расходе воды 470 м³/сут и полудлине трещины 740 м, прогнозный объем воды составит 4,3 млн.м³.

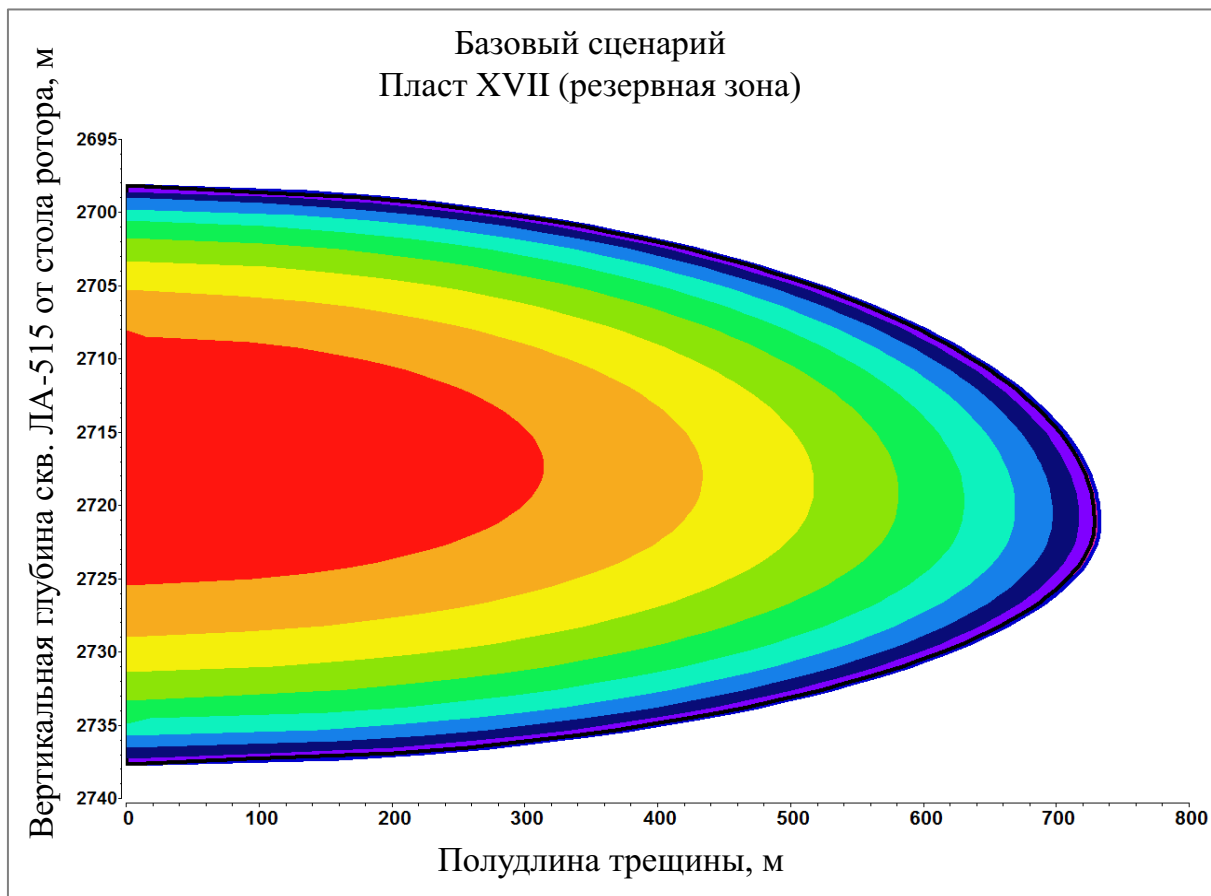


Рис. 6.7. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XVII

Базовый сценарий для пласта XVI

На Рис. 6.8 представлен рост трещины в пласте XVI по базовому сценарию. Полудлина трещины составит 155 м; высота трещины – 49 м. При максимально возможном расходе воды 1049 м³/сут трещина не выходит за границы пласта XVI, как в латеральном, так и в вертикальном направлениях. В период 2017-2041 гг в пласт можно безопасно закачать 9,57 млн. м³ попутной воды.

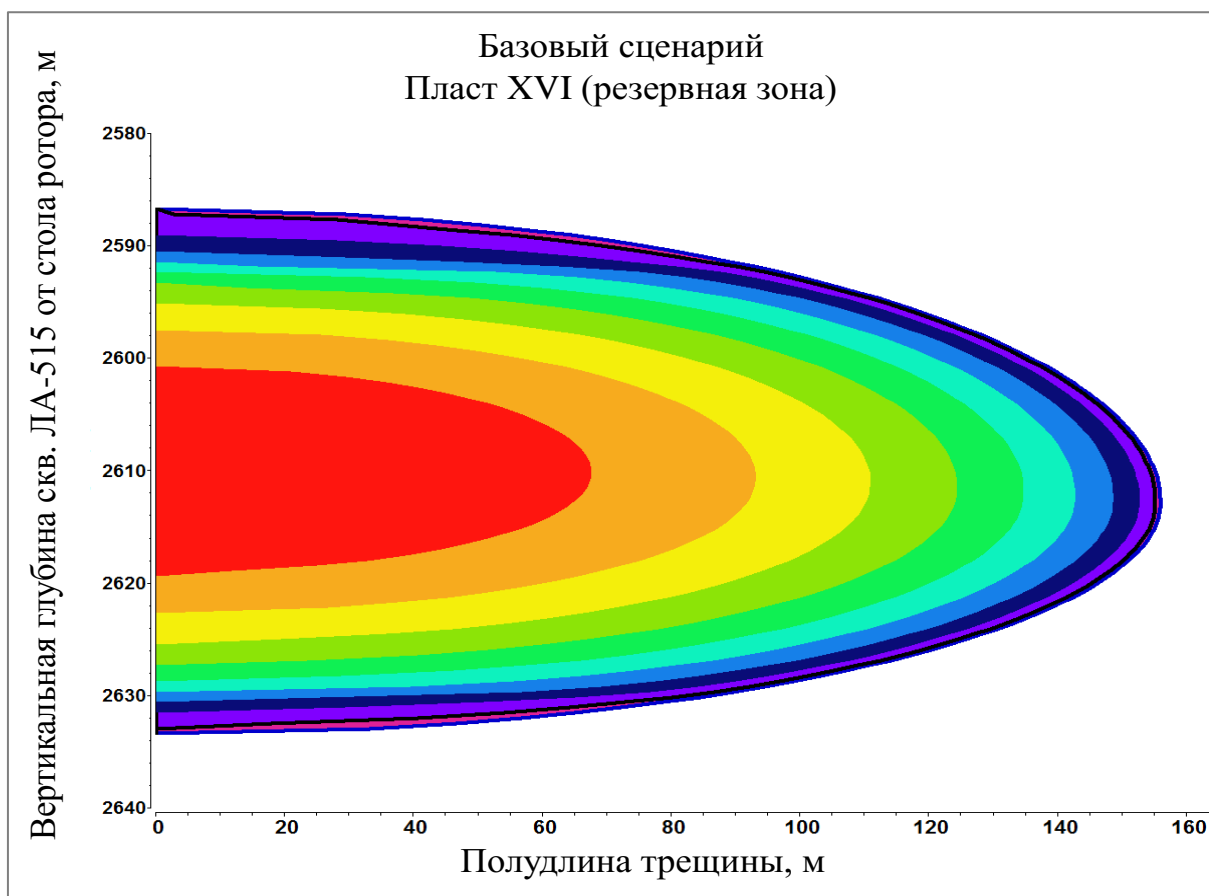


Рис.6.8. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XVI

Базовый сценарий для пласта XV

На Рис.6.9 представлен рост трещины в пласте XV по базовому сценарию. Полудлина трещины составит 680 м; высота трещины – 36 м. При максимально возможном расходе воды 1049 м³/сут в период 2017-2041 гг в пласт XV можно безопасно закачать 0,84 млн. м³ попутной воды. Расстояние от ствола скважины ЛА-515 на глубине пласта XV до разлома между тектоническими блоками IV и V составляет 740 м. Дальнейший рост трещины, и, соответственно, закачка больших объемов воды не рекомендуется в связи с близостью к тектоническому разлому между блоками IV и V (60 м).

В то же время, проведенный «анализ чувствительности» позволил установить величину расхода воды, при котором скорость распространения трещины в пласте XV позволит эксплуатировать данный пласт до 2041 г. При расходе воды 540 м³/сут и полудлине трещины 740 м, прогнозный объем воды составит 9,57 млн.м³.

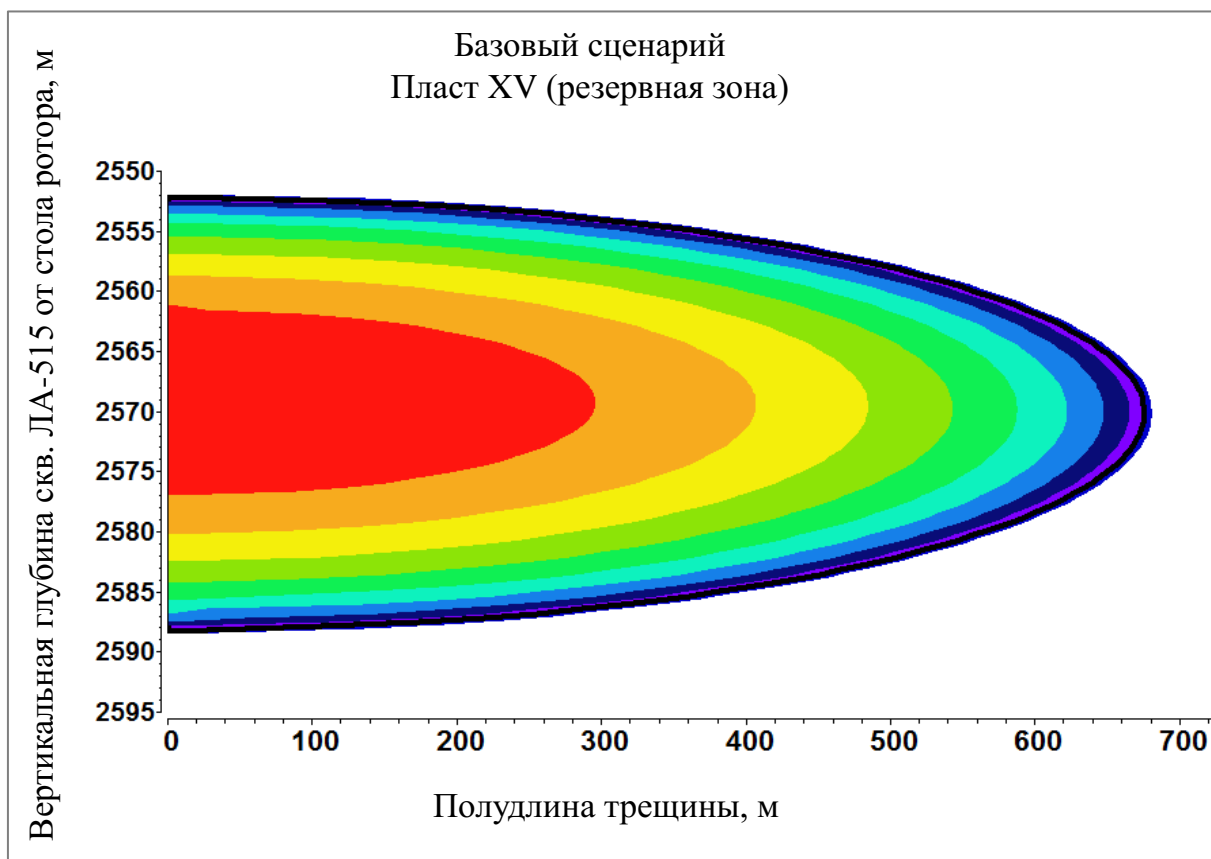


Рис. 6.9. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XV

Базовый сценарий для пласта XIV

На Рис. 6.10 представлен рост трещины в пласте XIV по базовому сценарию. Полудлина трещины составит 26,5 м; высота трещины – 52 м. При максимально возможном расходе воды 1049 м³/сут трещина не выходит за границы пласта XIV, как в латеральном, так и в вертикальном направлениях. В период 2017-2041 гг в пласт можно безопасно закачать 9,57 млн. м³ попутной воды.

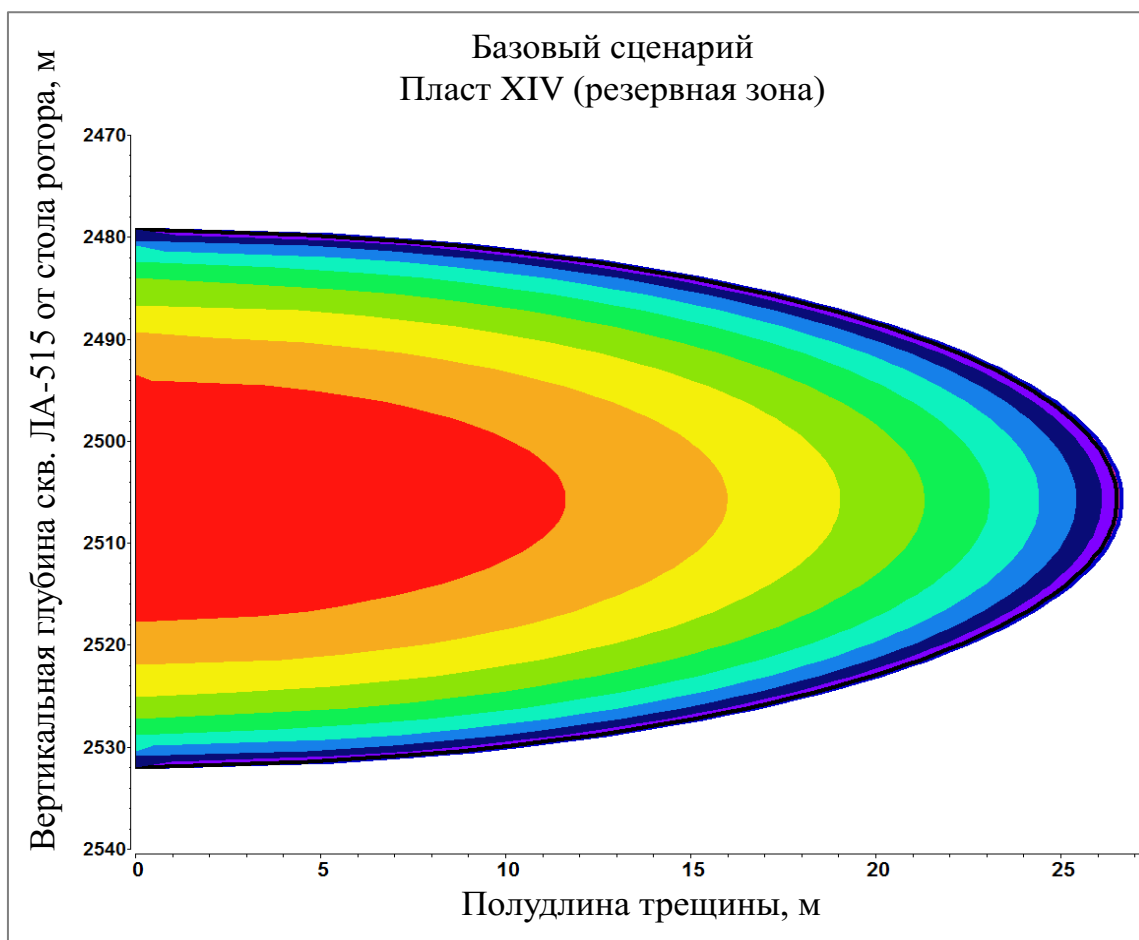


Рис. 6.10. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XIV

Базовый сценарий для пласта XIII

На Рис. 6.11 представлен рост трещины в пласте XIII по базовому сценарию. Полудлина трещины составит 240 м; высота трещины – 16 м. Образовавшаяся трещина не выйдет за пределы пласта. При данных параметрах трещины прогнозный объем воды, который можно безопасно закачать в пласт XIII, составляет 0,31 млн. м³. Дальнейший рост трещины целесообразно ограничить в связи с риском прорыва трещины вверх за пределы пласта XIII в газовую часть залежи.

Проведенный «анализ чувствительности» позволил установить величину расхода воды, при котором скорость распространения трещины в пласте XIII позволит эксплуатировать данный пласт до 2041 г. При расходе воды 130 м³/сут и полудлине трещины 240 м, прогнозный объем воды составит 9,57 млн.м³.

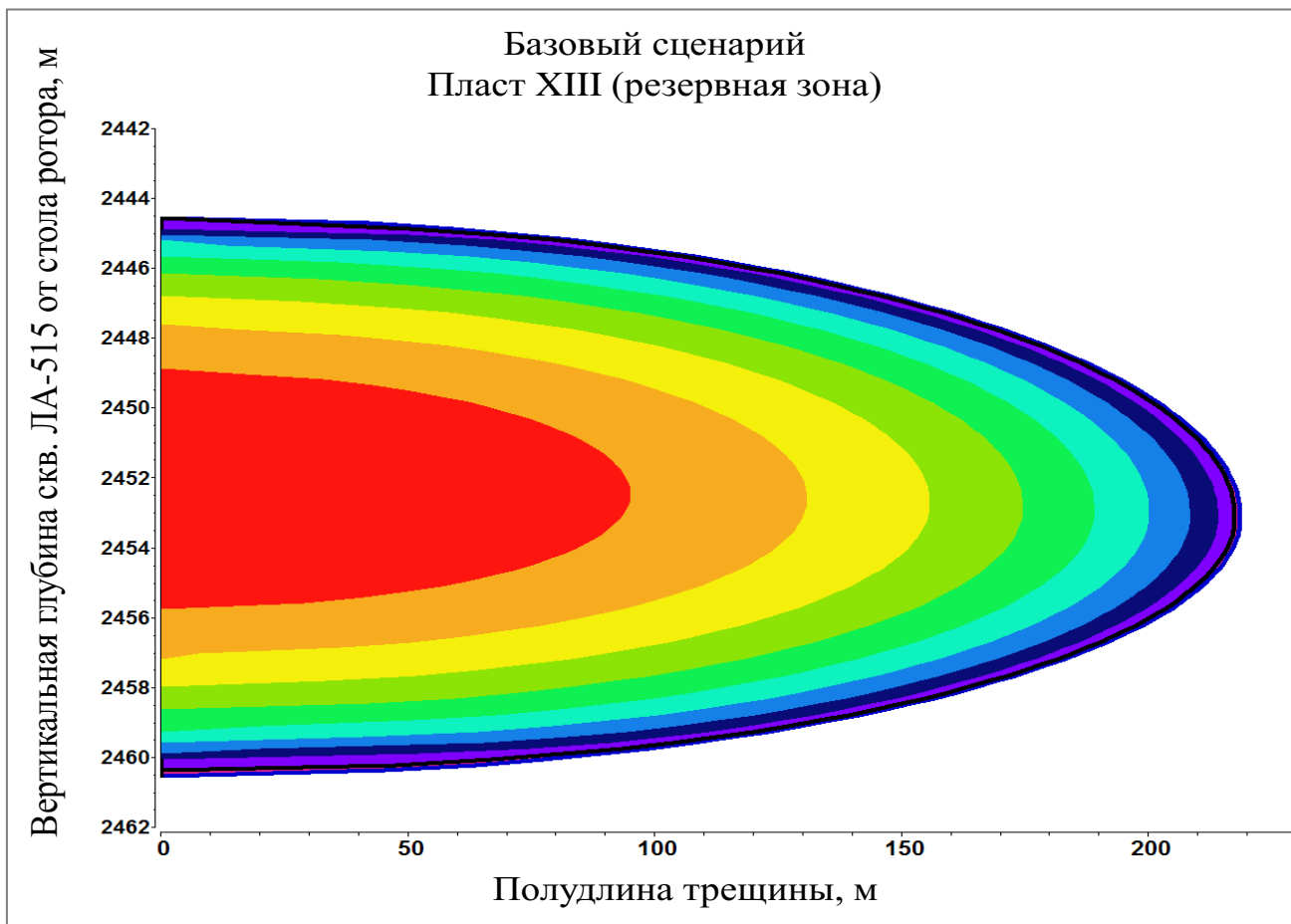


Рис. 6.11. Развитие трещины по базовому сценарию для пласта XIII

Таблица 6.4. Результаты моделирования закачки попутной воды через скважину ЛА-515

Пласт	Интервал перфорации		Накопленный объем закачки по состоянию на 01.01.2017 г.	Прогнозный объем воды, который можно безопасно разместить в пласт	Кратчайшее расстояние от скв. ЛА-515 до разломов или восточной границы горного отвода	Полудлина трещины	Макс. высота трещины	Фактор, ограничивающий дальнейший рост трещины
	по стволу скважины	по вертикали от стола ротора						
	м	м						
XIX	3495-3510	2905-2920,5	0,16	2,73	400 (восточная граница)	32	54	высота трещины, близость к кровле пласта XX.
XVIII	3396-3406	2806-2816	-	9,57	800 (разлом на восточном крыле блока V)	64	52	
XVII	3315-3325	2726-2736	-	0,77	800 (южный разлом между блоками IV и V)	740	40	кратчайшее расстояние до разлома между блоками IV и V.
XVI	3206-3216	2617-2627	-	9,57	780 (южный разлом между блоками IV и V)	155	49	
XV	3159-3169	2570-2580	-	0,84	740 (южный разлом между блоками IV и V)	680	36	кратчайшее расстояние до разлома между блоками IV и V.
XIV	3095-3105	2506-2516	-	9,57	710 (южный разлом между блоками IV и V)	26.5	52	
XIII	3043-3053	2454-2464	-	0,31	700 (южный разлом между блоками IV и V)	240	16	высота трещины, близость к подошве пласта XII.
ИТОГО пласты XIX - XIII:				33,36				

Анализ чувствительности

Под «анализом чувствительности» понимается определение влияния изменения ряда исходных параметров на размеры трещины, и, соответственно, на прогнозные объемы закачки. При моделировании в рамках утвержденного в 2017 г. «Геологического отчета ...» изменялись расход воды, содержание механических примесей и содержание углеводородов. В результате проведенного «анализа чувствительности» было определено, что наибольшее влияние на результаты оказывают изменение расхода воды и содержания механических примесей.

Результаты моделирования развития трещины при расходе воды ниже пропускной способности поверхностного оборудования 1049 м³/сут. показали, что размер трещины уменьшается.

Результаты моделирования развития трещины при различных значениях содержания механических примесей показали, что с увеличением этого параметра происходит рост трещины в нижележащий пласт. Однако, при уменьшении расхода воды по сравнению с 1049 м³/сут, рост трещины замедляется.

Ниже, в качестве примера, представлены результаты проведенного «анализа чувствительности» для текущего поглощающего пласта XIX (Рис. 5.12). Значения расхода воды и содержания углеводородов были оставлены как в базовом сценарии – 1049 м³/сут. и 500 мг/л соответственно, а содержание механических примесей увеличено до максимально разрешенного лицензией уровня – 135 мг/л. Необходимо заметить, что в течение ОПР фактическое содержание механических примесей было значительно ниже (глава 5.2).

В результате «анализа чувствительности» полудлина трещины увеличилась с 32 до 140 м, высота – с 54 до 105 м, а прогнозный объем воды, который можно безопасно закачать в пласт XIX, снизился с 2,73 до 0,88 млн. м³.

Расчетный объем области размещения попутной воды в пластах XIII-XIX при содержании механических примесей 135 мг/л составляет 12,3 млн. м³, то есть превышает прогнозный объем попутных вод на Лунском месторождении на период 2017-2041 гг. (9,57 млн. м³).

В связи с тем, что качество подготовки попутной воды перед закачкой через скважину в части содержания механических примесей хорошее, риск прорыва трещины в

нижележащие пласты незначителен. Тем не менее, Компания продолжает выполнять регулярный контроль качества воды, а также, при установлении режима гидроразрыва пласта, уточнять модели развития трещины.

В случае ухудшения ФЭС основной зоны XIX пласта или риска распространения трещины за пределы перфорированного пласта как в латеральном, так и в вертикальном направлении, предусмотрена стратегия перфорации выше лежащих резервных зон XVIII-XIII пластов.

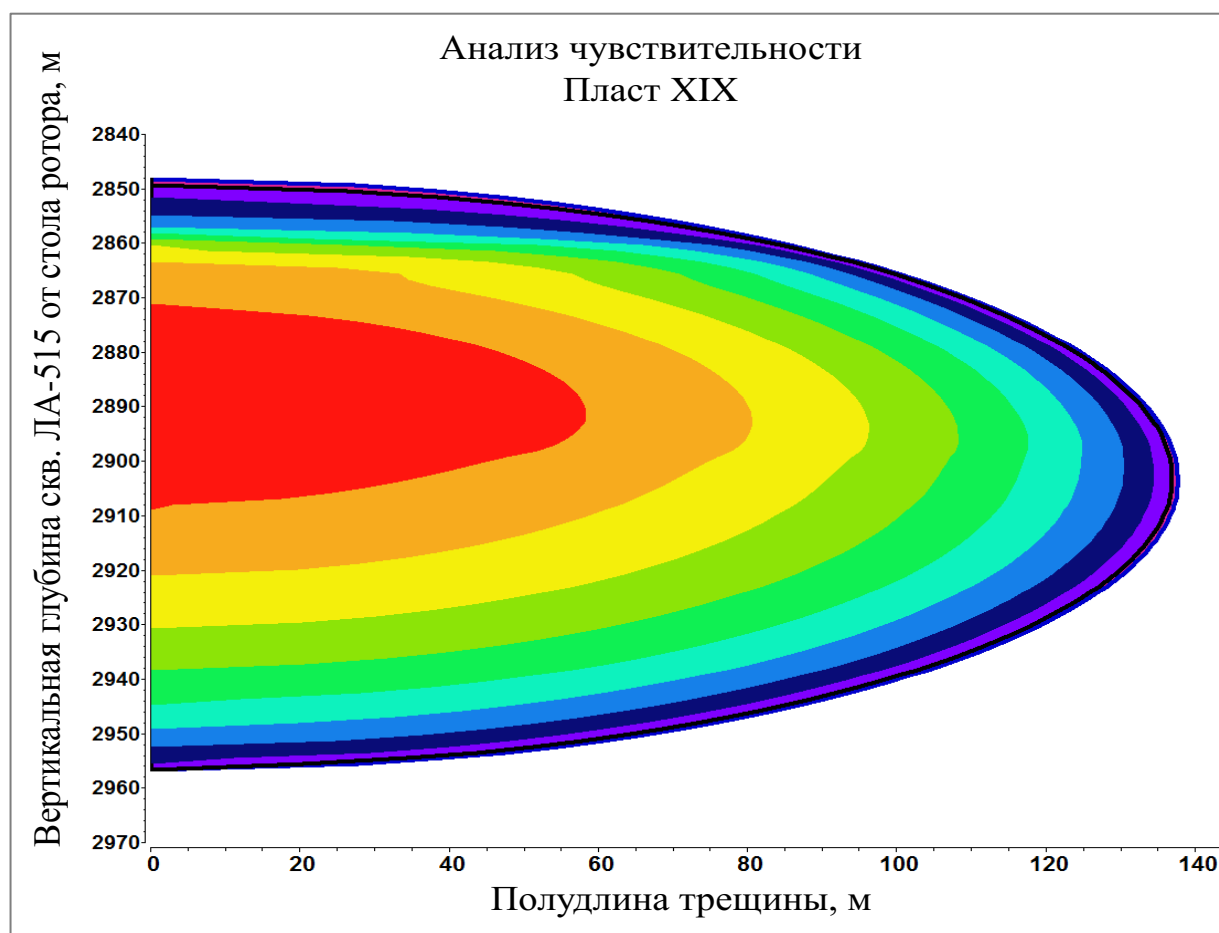


Рис. 6.12. Развитие трещины по анализу чувствительности для пласта XIX (содержание мехпримесей – 135 мг/л)

Методика оценки области размещения закачиваемой воды

Для контроля за процессом закачки необходимо оценить размеры области размещения попутной воды. Расчет площади выполнен на основе решения простой геометрической задачи с использованием в качестве исходных параметров средних петрофизических характеристик пласта и объема воды, который можно безопасно

разместить в данном пласте в трещину. При этом использован процесс простого вытеснения пластового флюида закачиваемой водой, при котором доля находящейся в порах связанной воды не замещается (вытесняется).

Исходные параметры для расчета площади:

эффективная толщина пласта, $H_{эфф}$;

средняя пористость, $Kп$;

коэффициент связанной воды, $K_{св}$;

объем закачиваемой жидкости, Q , m^3 .

Петрофизические параметры используются для расчёта эффективной динамической толщины ($H_{дин}$), то есть параметра, характеризующего реальную высоту водяного столба, который может быть замещен (вытеснен) в процессе закачки:

$$H_{дин} = H_{эфф} * Kп * (1 - K_{св}) \quad (6.1)$$

Затем рассчитывается площадь:

$$S = \sqrt{Q/H_{дин}} \quad (6.2)$$

При закачке попутной воды область размещения будет представлять собой эллипс, расположенный вокруг созданной трещины. Для определения радиусов эллипса использовалась величина коэффициента анизотропии (a), который определен на основании длины и ширины «фронта давления». Фронт давления рассчитываются в программном продукте «PWRI-Frac» для каждого пласта вместе с размерами трещины и представляет собой область изменения давления в пласте при закачке. Границей «фронта давления» является изобара нулевого изменения давления или начального пластового давления. Данная характеристика отражает вертикальный профиль фронта.

Принимаем, что коэффициент анизотропии описывает отношения главного и малого радиусов площади распространения попутной воды.

$$a = r_{min}/r_{maj} \quad (6.3)$$

Таким образом, зная площадь и величину коэффициента анизотропии, вычисляем главный (r_{maj}) и малый (r_{min}) радиусы области распространения закачиваемой воды в пласте:

$$r_{maj} = \sqrt{S/(a * \pi)} \text{ и } r_{min} = \sqrt{(S * a)/\pi} \quad (6.4).$$

Стратегия использования вышележащих резервных пластов

Решение о необходимости изоляции текущей зоны закачки и перехода на вышележащие резервные пласты XVIII-XIII будет приниматься Компанией на основании анализа работы скважины ЛА-515 и результатов уточнения модели развития трещины.

Изоляция предыдущего интервала перфорации будет осуществляться установкой цементной пробки. Перфорация нового пласта будет выполнена на кабеле. После перфорации будет проведено испытание пласта на приемистость. Несмотря на то, что проведенное моделирование показало, что ряд резервных пластов не отличается большими прогнозными объемами воды, которые можно безопасно разместить в пласт, Компании не рекомендуется исключать их из списка резервных зон, так как фактическое развитие трещины будет зависеть от фактических расходов закачиваемой воды и содержания механических примесей. Решение об использовании каждого резервного пласта целесообразно принимать на основании испытаний на приемистость с учетом фактических расхода и качества воды.

Выводы о результатах моделирования

Проведённое в рамках утвержденного «Геологического отчета о результатах опытно-промышленного размещения попутных вод и промышленного размещения буровых отходов на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении. Уточнение объемов размещения попутных вод и буровых отходов» моделирование показало, что объемы попутной воды, которые можно безопасно разместить как в текущий пласт XIX, так и резервные пласты XVIII-XIII, намного превышают те объемы попутной воды, которые Компания может, с учетом ограничения расхода воды в 1049 м³/сут, закачать через скважину ЛА-515 до конца срока действия лицензии (2041 г.).

В результате моделирования емкость области размещения попутной воды для пластов с XIX по XIII составила 33,36 млн. м³ (при содержании механических примесей 4 мг/л) и 12,3 млн. м³ (при максимально утвержденном содержании механических примесей 135 мг/л). В рамках подготовки текущего «Дополнения к Техническому проекту...» результаты моделирования приняты без изменений.

Уточненный объем попутной воды, который Компания до 2041 г. планирует закачать через скважину ЛА-515 (с учетом накопленной закачки по состоянию на 01.01.2021 г.) составляет 9,73 млн. м³.

Результаты моделирования подтверждают возможность использования скважины ЛА-515 до конца срока эксплуатации Лунского месторождения.

В соответствии с «Планом мониторинга...» во время эксплуатации скважины ЛА-515 Компании рекомендуется продолжать контроль следующих параметров:

- устьевое и забойное давления;
- расход воды;
- температура воды;
- содержание механических примесей;
- размер взвешенных частиц;
- содержание углеводородов.

При установлении режима гидроразрыва пласта рекомендуется уточнять модель развития трещины, проводить исследование скважины методом КПД.

При необходимости, по решению Компании, возможно проведение промыслово-геофизических исследований по определению роста трещины. В связи с большой стоимостью промыслово-геофизических исследований на шельфовых месторождениях решение об их проведении будет приниматься в случае риска прорыва трещины за пределы горного отвода и при невозможности определить размер трещины на основании анализа других промысловых данных.

6.2.3. Резервная поглощающая скважина

Проведенное в рамках утвержденного «Геологического отчета о результатах опытно-промышленного размещения попутных вод и промышленного размещения буровых отходов на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении. Уточнение объемов размещения попутных вод и буровых отходов» моделирование указало на возможность безопасного размещения всех ожидаемых объемов попутной воды в одну поглощающую скважину ЛА-515. Утвержденным «Дополнением к Технологической схеме..» [42] на Лунском месторождении предусмотрено бурение четырех поглощающих скважин, включая 1 резервную (ЛА-509). Компании представляется возможным определить назначение

резервной поглощающей скважины ЛА-509 в соответствии с будущими потребностями размещения отходов бурения и/или попутной воды в зависимости от технического состояния уже имеющихся поглощающих скважин и будущей потребности в размещении попутных вод и/или буровых отходов. Скважина ЛА-509 будет пробурена в соответствии с утвержденным «Комплексным Групповым рабочим проектом на строительство скважин на Лунском месторождении». Конструкция поглощающих скважин для закачки как отходов бурения, так и попутных вод относится к одной и той же группе скважин. На платформе «ЛУН-А» для скважины ЛА-509 определено буровое окно.

Резервная скважина ЛА-509 будет расположена в пределах утвержденного горного отвода для размещения отходов бурения и попутных вод. Точное место расположения и траектория скважины будут определены в случае принятия решения о ее бурении на основании всей имеющейся на тот момент геологической, промысловой и технической информации. В случае, если скважина ЛА-509 вскрыет самый нижний поглощающий пласт XX, при отсутствии риска прорыва трещины за пределы горного отвода, он также может использоваться для закачки отходов бурения и попутных вод. Наличие или отсутствие риска прорыва трещины за пределы горного отвода будет определено на основании моделирования, выполненного с учетом фактических результатов бурения и испытания скважины ЛА-509.

В случае бурения резервной поглощающей скважины ЛА-509 предусмотрено выполнение аналогичных программ исследований во время бурения, освоения, мониторинга так же, как в уже пробуренных поглощающих скважинах.

6.3. Оценка тенденции к выпадению солей при смешивании пластовых и закачиваемых вод

Отсутствие химической коагуляции пласта возможно при совместимости сточных вод с пластовой водой по основным осадкообразователям: карбонатам и сульфатам поливалентных металлов и, в частности, по карбонатам и сульфатам кальция.

Возможность коагуляции зависит от качества подготовки закачиваемой воды, объемов и скорости их закачки, интенсивности солеобразования минеральных осадков, температуры и степени охлаждения пласта при закачке.

Смешивание различных по составу вод (попутной воды, воды пластов XIII-XX,

морской воды) может привести к выпадению солей, которые, в свою очередь, могут привести к кольматации пластов при закачке воды в поглощающие скважины. С целью определения тенденции к выпадению солей при смешивании пластовых и закачиваемых вод Компанией в рамках утвержденного «Геологического отчета о результатах опытно-промышленного размещения попутных вод и промышленного размещения буровых отходов на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении. Уточнение объемов размещения попутных вод и буровых отходов» было выполнено моделирование на программном обеспечении «OLI Studio version 9.2». Результаты моделирования приняты без изменений в текущем «Техническом проекте...» и представлены ниже. Проведение лабораторных исследований по совместимости воды было технически невозможно в связи с отсутствием проб пластовой воды пластов XIII – XX.

В качестве исходных данных использовались ионно-катионный состав пластовых, и закачиваемых вод, состав морской воды, данные по температуре. В связи с тем, что Компания располагает ионно-катионным составом вод поглощающих пластов XIV, XVI и XIX, моделирование тенденции выпадения солей было ограничено только вариантами, когда закачиваемая вода смешивается с пластовыми водами только данных горизонтов.

1. Воды пластов XIII-XX – ионно-катионный состав шести глубинных проб пластовой воды, отобранных в 2016 г., в скважине ЛА-519:

Пробы 2.01 и 2.02 – пласт XIV

Пробы 1.01 и 1.02 – пласт XVI

Пробы 3.01 и 3.02 – пласт XIX

Состав данных проб приведен в отчете ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» «Анализ глубинных проб воды из скважины LUN-A-519 в 1 книге» [26]. В рамках оценки тенденции к выпадению солей использовано среднее значение для каждого компонента по каждому пласту.

3. Попутные воды (состав по состоянию на 2016 г., смесь слабоминерализованной растворенной в газе воды и пластовой воды из скважины ЛА-511, обладающей более высокой минерализацией) – ионно-катионный состав одной поверхностной пробы попутной воды, отобранной в 2016 г., перед закачкой в поглощающую скважину ЛА-515. Состав данной пробы был проанализирован в лаборатории завода СПГ Компании [27].

2 Попутные воды (состав, ожидаемый после прорыва пластовой воды во все

добывающие скважины) – осреднённый ионно-катионный состав трех глубинных проб пластовой воды, отобранных в 2011 г, из скважины ЛА-522 (пласты VII и VIII):

Проба из цилиндра 18722-QA (пласт VII);

Проба из цилиндра 12842-QA (пласт VIII);

Проба из цилиндра 13167-QA (пласт VIII),

Состав данных проб приведен в отчете ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» «Исследования флюидов месторождения Лунское, скважина № 522 в 3 книгах Книга 2 Исследование свойств и состава пластовой воды» [28].

4. **Морская вода** – ионно-катионный состав одной пробы морской воды отобран в 2016 г. Состав пробы морской воды был проанализирован в лаборатории молекулярного и элементного анализа ИХ ДВО РАН (Таблица 6.5).

Таблица 6.5. Химический состав проб морской воды

№	Ионы	Концентрация, мг/л
1	Na ⁺	10500
2	K ⁺	413
3	Ca ²⁺	472
4	Mg ²⁺	1341
5	Fe ³⁺	0,6
6	Si ²⁺	7,1
7	Ba ²⁺	0
8	NH ⁴⁺	0
9	Cl ⁻	19270
10	SO ₄ ²⁻	2580
11	NO ³⁻	0
12	PO ₄ ³⁻	0
13	Карбоновые кислоты как CH ₃ COOH	9,6
14	Общая щелочность как HCO ³⁻	143
15	Общая минерализация (300 °С)	33960

5. **Температура** пластовой воды на глубине пластов XIV, XVI и XIX согласно температурному градиенту Лунского месторождения:

Пласт XIV – 99 °С;

Пласт XVI – 103 °С;

Пласт XIX – 114 °С.

Так как тенденция выпадения солей увеличивается при повышении температуры, при моделировании было принято допущение, что закачиваемая вода в момент смешивания с пластовой водой нагревается до температуры пластовой воды.

6. **Диапазон температуры морской воды.** Морская вода нагнетается через скважину для продавливания в трещину порции бурового шлама. При этом порция морской воды промывает ствол скважины от остатков шлама и продавливает шлам из ствола скважины в трещину. Морская вода намного холоднее попутной и пластовой воды. В зависимости от времени года температура морской воды на платформе изменяется в диапазоне 2 – 20 °С. При движении вниз по колонне НКТ происходит постепенное

нагревание морской воды за счет температуры окружающих пород. Также на температуру воды воздействуют процессы трения. Согласно расчетам в программе «Проспер», предназначенной для моделирования изменения параметров потока жидкости в стволе скважины, температура закачиваемой воды на глубине моделируемых пластов составляет:

Пласт XIV – 3,8 - 23,8 °С;

Пласт XVI – 4,0 - 24,0 °С;

Пласт XIX – 4,8 - 24,8 °С.

где первое значение указано для температуры на поверхности 2 °С, а второе – для температуры на поверхности 20 °С.

7. **Давление.** С увеличением пластового давления в результате закачки тенденция к выпадению солей снижается, поэтому для моделирования тенденции солеотложения было использовано наименьшее возможное значение давления – давление на глубине забойного датчика температуры и давления при низких расходах воды (9,6 - 14,4 м³/сут), зарегистрированных в течение периода ОПР (22 МПа).
8. Диапазон отношения объема закачиваемой воды (как попутной, так и морской) к объему воды поглощающих пластов XIV, XVI и XIX (%):
 - 10 : 90;
 - 30 : 70;
 - 50 : 50;
 - 70 : 70;
 - 90 : 10.

Процесс моделирования

Общепринятый метод определения наличия или отсутствия равновесия в системе осадок (солеотложение) – раствор исходит из сравнения произведения растворимости малорастворимого соединения (ПР) с произведением активности ионов.

Для прогнозирования образования солеотложений используют величину пересыщения раствора этой солью. Величина пересыщения раствора (П) малорастворимой солью A_aB_b , диссоциирующей в растворе по реакции:



рассчитывается по формуле:

$$\Pi = \frac{[a_A]^m + [a_B]^n}{\text{ПР}_{AB}}, \quad (6.6)$$

где

a_A – активность катиона,

a_B – активность аниона,

ПР_{AB} – произведение растворимости соли АВ. Если $\Pi < 1$, то раствор не насыщен рассматриваемой солью, при $\Pi=1$ раствор насыщен, а при $\Pi > 1$ – раствор соли перенасыщен. В последнем случае возможно выделение осадка малорастворимой соли.

На практике чаще используют не величину пересыщения раствора Π , а её десятичный логарифм, который называется индексом насыщения раствора и обозначается SI:

$$SI = \lg[\Pi], \quad (6.7)$$

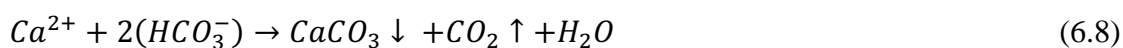
При $SI \leq 0$ раствор не выделяет осадок малорастворимой соли, при $SI > 0$ осадкообразование возможно.

Наиболее распространенными типами солейотложений в порядке убывания являются: карбонат кальция (кальцит и арагонит); сульфатные соли (серной кислоты) – кальциевые (гипс), стронциевые (целестин) и барий (барит); сернистые соли – наиболее распространены соли железа (II), цинка и свинца (II); хлорид натрия (галит).

Одновременное присутствие в смешивающихся водах катионов кальция, стронция (в попутной и морской водах) и карбонат анионов (воды поглощающих пластов XIV, XVI и XIX) обуславливает возможность образования следующих труднорастворимых соединений: CaCO_3 (карбонат кальция, кальцит), SrCO_3 (карбонат стронция).

Прогнозирование образования карбоната кальция

Карбонат кальция, $CaCO_3$ образуется в результате реакций:



Нарушение химического равновесия, приводящее к образованию отражений карбоната кальция, происходит в результате изменения парциального давления CO_2 , химического состава вода или температуры.

С увеличением температуры произведение растворимости карбоната кальция понижается. Следовательно, повышение температуры способствует образованию $CaCO_3$. Изменение давления оказывает противоположное влияние на образование $CaCO_3$. Понижение давления способствует образованию $CaCO_3$. Таким образом, в качестве входных данных для моделирования температуры и давления в зонах смешения вод были подобраны таким образом, чтобы обеспечить более «строгие» условия моделирования (максимальная температура и минимальное давление). Аналогичным образом образуется и карбонат стронция.

В процессе моделирования совместимости вод программа «OLI Studio version 9.2» рассчитывает два параметра: П - индекс насыщения раствора (рассмотрен выше), SM – количество соли, которое может отложиться при данных условиях (выражается в мг/л), Значения П от 1 и выше означает, что исследуемая жидкость перенасыщена данной солью и солеотложение возможно. Однако, высокое значение П не всегда означает активный процесс солеотложения. К примеру, если пересыщение раствора вызвано высокой концентрацией одного иона (например, Ca^{2+}), но концентрация карбонат (CO_3^{2-}) и гидрокарбонат (HCO_3^-) ионов мала, количество солеотложений будет невелико и лимитироваться именно CO_3^{2-} и HCO_3^- ионами.

Также пересыщение раствора не означает, что соли будут выпадать немедленно при

достижении насыщения. Скорость солеотложения также определяется кинетикой (скоростью) процесса. Более того, образование солей не означает их отложение в скважине или трубопроводе. Если количество образовавшихся солей относительно мало, то они не успевают отложиться на стенках оборудования и выносятся потоком жидкости.

Поэтому, следует заранее предвидеть обстоятельства возникновения солеотложения. В Таблице 6.6 представлена информация по оценке риска солеотложения.

Таблица 6.6. Основные параметры для оценки риска солеотложений

<i>Соль</i>	<i>Ожидаемый сценарий</i>	<i>Пересыщение раствора (П)</i>	<i>Концентрация отложившихся солей SM (мг/л)</i>	<i>Комментарии</i>
<i>Карбонат кальция CaCO₃</i>	Солеотложение маловероятно	1 – 4		Лимиты могут быть ниже, в случае соосаждения
	Солеотложение вероятно	≥ 4		
	Солеотложение очень вероятно	≥ 10		
	Незначительные проблемы		< 300	
	Средние проблемы		300 - 700	
	Серьезные проблемы		> 700	
<i>Сульфат кальция CaSO₄</i>	Солеотложение маловероятно	1 – 1,1		
	Солеотложение возможно	≥ 1,2	Аналогично CaCO ₃	
<i>Сульфат стронция SrSO₄</i>	Солеотложение возможно	< 1		Выпадает в качестве соосаждающегося компонента
	Солеотложение возможно	2 - 4		
	Солеотложение вероятно	≥ 5		
	Солеотложение очень вероятно	> 7		
	Незначительные проблемы		< 100	
	Средние проблемы		100 - 500	
	Серьезные проблемы		> 500	
<i>Сульфат бария BaSO₄</i>	Солеотложение возможно	1 - 5	> 0	Возможно повреждение продуктивного пласта
	Солеотложение возможно	5 - 8		
	Солеотложение вероятно	> 8		
	Незначительные проблемы		< 50	
	Средние проблемы		50 - 400	
	Серьезные проблемы		> 400	
<i>Хлорид натрия NaCl</i>	Серьезные проблемы	> 1	> 0	Повреждение продуктивного пласта
<i>Карбонат железа FeCO₃</i>	Аналогично CaCO ₃			
<i>Доломит CaCO₃ * MgCO₃</i>	Солеотложение не возникает	< ∞	< ∞	Осадкообразование невозможно

6.3.1. Результаты моделирования смешения попутной и пластовой вод

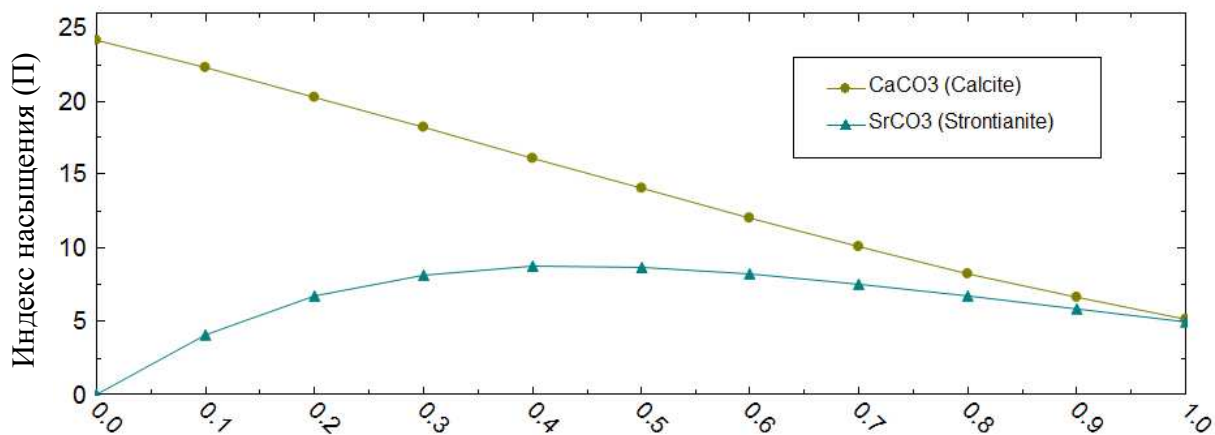
Попутная вода и вода XIV пласта

В таблице 6.7 и Рис. 6.13 приведены результаты моделирования смешения попутной воды и воды XIV пласта при температуре – 99 °С и давлении 22 МПа.

Таблица 6.7. Основные параметры солеотложения

Содержание попутной воды в смеси, %	CaCO ₃ SM, мг/л	CaCO ₃ П	SrCO ₃ SM, мг/л	SrCO ₃ П
10	111,1	22,3	2,7	6,7
30	101,4	18,2	4,2	8,1
50	91,0	14,0	6,9	8,7
70	79,4	10,0	9,4	7,6
90	65,9	6,6	11,3	5,9

где П - величина пересыщения раствора, SM – количество соли, которое может отложиться при данных условиях.



Доля попутной воды

Рис. 6.13. Насыщенность вод (попутной и XIV пласта) относительно карбонатов кальция и стронция

Попутная вода и вода XVI пласта

В Таблице 6.8 и Рис. 6.14. приведены результаты моделирования смешения попутной воды и воды XIV пласта при температуре – 103 °С и давлении 22 МПа.

Таблица 6.8. Основные параметры солеотложения

Содержание попутной воды в смеси	CaCO ₃ SM, мг/л	CaCO ₃ П	SrCO ₃ SM, мг/л	SrCO ₃ П
10	81,9	17,8	1,3	4,8
30	79,1	15,5	4,3	9,4
50	75,5	12,8	7,2	9,7
70	70,7	9,8	9,7	8,2
90	64,1	6,9	11,5	6,2

где П – величина пересыщения раствора, SM – количество соли, которое может отложиться при данных условиях.

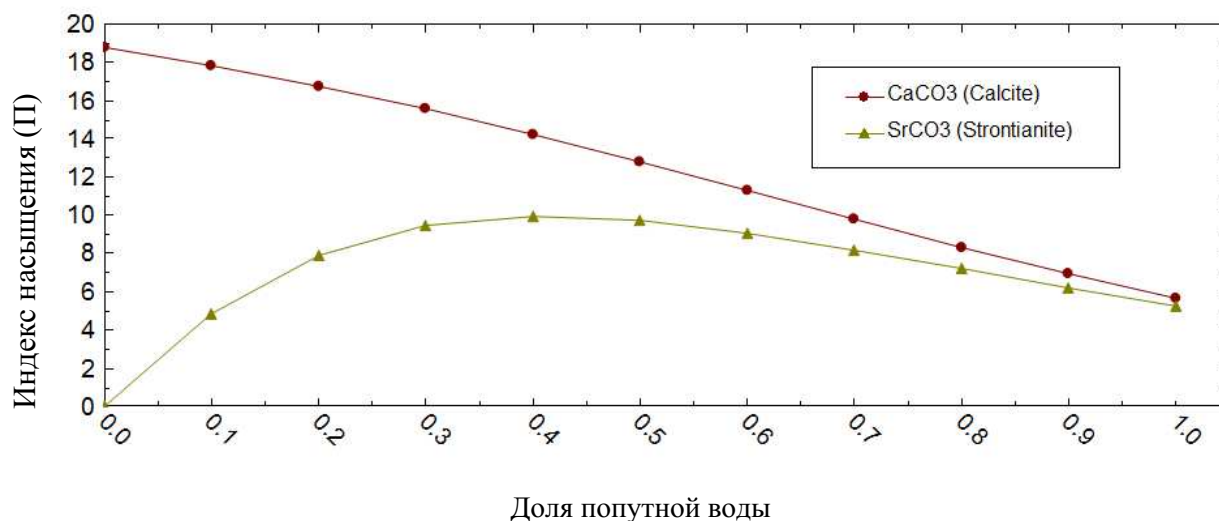


Рис.6.14. Насыщенность вод (попутной и XVI пласта) относительно карбонатов кальция и стронция

Попутная вода и вода XIX пласта

В Таблице 6.9 и Рис. 6.15 приведены результаты моделирования смешения попутной воды и воды XIV пласта при температуре – 114 °С и давлении 22 МПа.

Таблица 6.9. Основные параметры солеотложения

Содержание попутной воды в смеси	CaCO ₃ SM, мг/л	CaCO ₃ П	SrCO ₃ SM, мг/л	SrCO ₃ П
10	179,7	32,0	0,2	1,6
30	154,5	25,6	3,2	4,4
50	128,9	19,5	6,1	5,9
70	103,2	14,0	8,9	6,4
90	76,9	9,2	11,5	6,3

где П – величина пересыщения раствора, SM – количество соли, которое может отложиться при данных условиях.

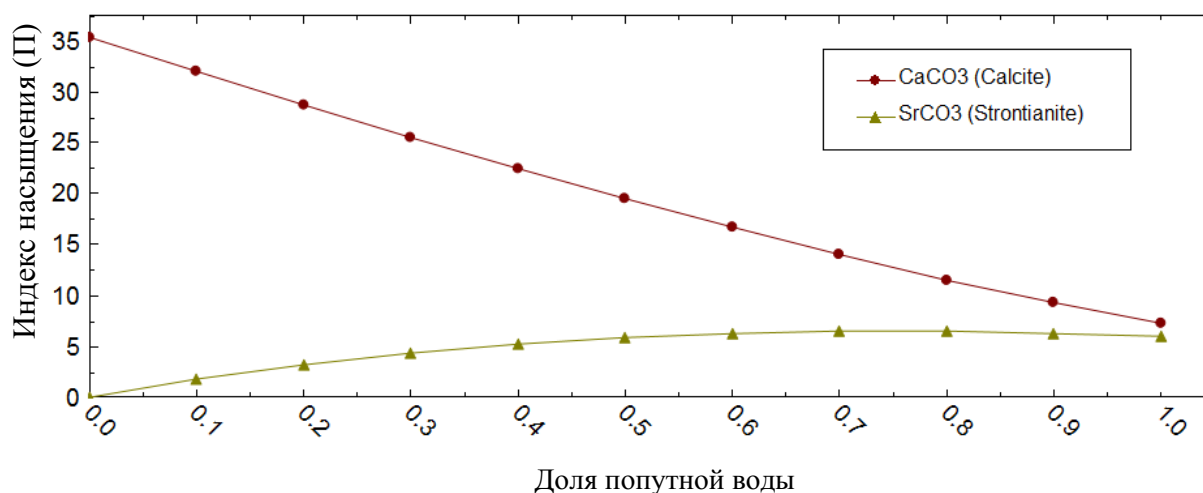


Рис.6.15. Насыщенность вод (попутной и XVI пласта) относительно карбонатов кальция и стронция

Выводы о результатах моделирования тенденции к выпадению солей

Согласно результатам моделирования, при смешении попутной воды и вод XIV, XVI, XIX пластов тенденция к солеотложению снижается. Основные причины такого снижения: относительно низкая щёлочность попутной воды – около 1200 мг/л и низкая концентрация ионов кальция – около 30 мг/л,

Таким образом, увеличение продолжительности закачки через скважину попутной воды не приводит к снижению фильтрационных характеристик пласта.

6.3.2. Результаты моделирования смешения морской и пластовой вод

Смешение морской воды и вод пластов XIV – XIX происходит при закачке отходов бурения, когда буровой шлам измельчается и разжижается морской водой. Кроме того, морская вода используется для продавки порции бурового шлама из ствола в трещину, Следует отметить, что основной причиной возможного ухудшения поглощающих свойств пласта в данном случае является отложение отходов бурения, а не солей.

Основной опасностью при смешении морской и пластовой вод является выпадение нерастворимого осадка сульфата бария ($BaSO_4$). Морская вода является источником сульфат ионов (SO_4^{2-}), а воды пласта могут содержать ионы бария (Ba^{2+}). Однако, в условиях данного моделирования нельзя оценить возможность выпадения сульфата бария, так как воды XIV – XIX пластов не были проанализированы на содержание ионов бария.

Морская вода и вода XIV пласта

В Таблице 6.10 и Рис. 6.16 приведены результаты моделирования смешения морской воды и воды XIV пласта при температуре – 99 °С и давлении 22 МПа.

Таблица 6.10. Основные параметры солеотложения

Содержание морской воды в смеси	$CaCO_3$ SM, мг/л	$CaCO_3$ П	$SrCO_3$ SM,мг/л	$SrCO_3$ П	$MgCO_3$ SM,мг/л	$MgCO_3$ П
10	108,7	15,2	0,0	1,2	3,2	1,4
30	293,1	21,1	0,0	1,5	0,0	1,5
50	344,2	17,7	0,0	1,4	0,0	1,2
70	236,9	11,1	0,0	1,0	0,0	0,8
90	70,8	3,8	0,0	0,4	0,0	0,3

где П – величина пересыщения раствора, SM – количество соли, которое может отложиться при данных условиях.

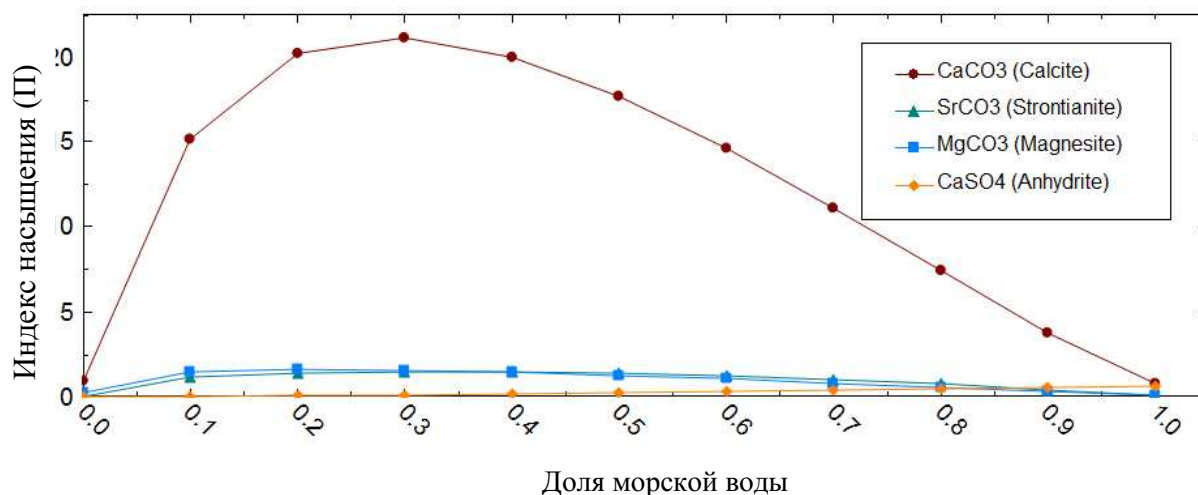


Рис.6.16. Насыщенность вод (морской и XIV пласта) относительно карбонатов и сульфатов

Морская вода и вода XVI пласта

В Таблице 6.11 и Рис. 6.17 приведены результаты моделирования смешения морской воды и воды XVI пласта при температуре – 103 °С и давлении 22 МПа.

Таблица 6.11. Основные параметры солеотложения

Процент морской воды в смеси	CaCO ₃ SM, мг/л	CaCO ₃ П	SrCO ₃ SM, мг/л	SrCO ₃ П	MgCO ₃ SM, мг/л	MgCO ₃ П
10	108,0	17,4	0,0	1,5	48,1	2,0
30	303,0	24,9	0,0	2,4	0,0	2,5
50	371,5	21,0	0,0	2,3	0,0	26,4
70	263,1	13,3	0,0	1,8	0,0	1,3
90	83,0	4,5	0,0	0,7	0,0	0,4

где П – величина пересыщения раствора, SM – количество соли, которое может отложиться при данных условиях.

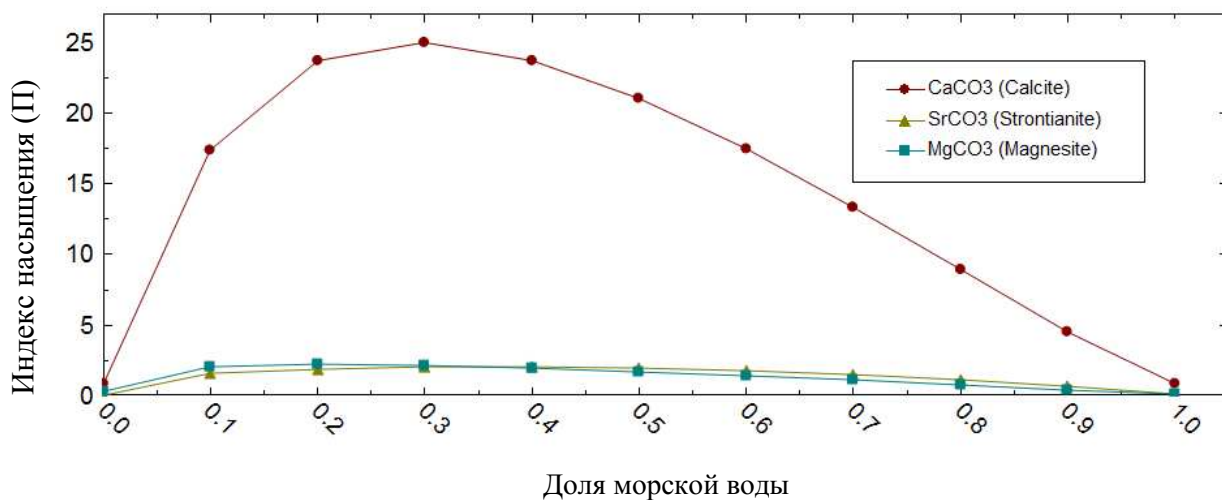


Рис. 6.17. Насыщенность вод (морской и XVI пласта) относительно карбонатов и сульфатов

Морская вода и вода XIX пласта

В Таблице 6.12. и Рис. 6.18 приведены результаты моделирования смешения морской воды и воды XIX пласта при температуре – 114 °С и давлении 22 МПа.

Таблица 6.12. Основные параметры солеотложения

процент морской воды в смеси	CaCO ₃ SM, мг/л	CaCO ₃ П	SrCO ₃ SM, мг/л	SrCO ₃ П	MgCO ₃ SM, мг/л	MgCO ₃ П	SrSO ₄ SM, мг/л	SrSO ₄ П
10	121,6	14,5	0,0	0,7	9,5	1,6	0,0	0,04
30	303,1	20,9	0,0	1,7	0,0	2,1	0,0	0,09
50	361,7	18,6	0,0	2,4	0,0	1,9	0,0	0,4
70	258,2	12,5	0,0	2,4	0,0	1,4	0,0	0,9
90	89,7	4,8	0,0	1,4	0,0	0,7	5,9	1,9

где П – величина пересыщения раствора, SM – количество соли, которое может отложиться при данных условиях.

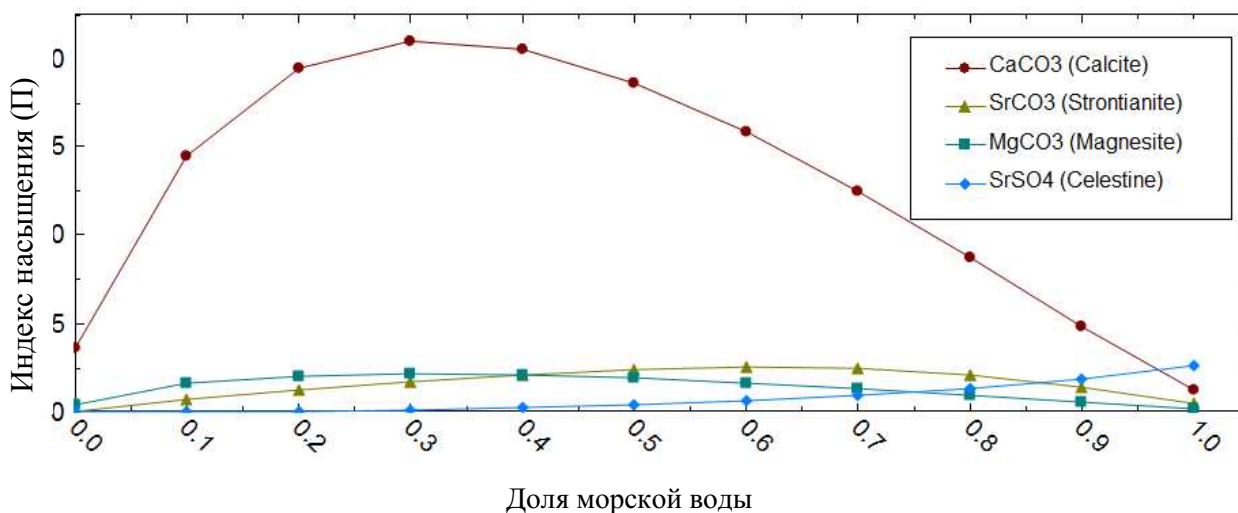


Рис. 6.18. Насыщенность вод (морской и XVI пласта) относительно карбонатов и сульфатов

Выводы

С увеличением продолжительности закачки в поглощающую скважину морской воды строение порового пространства в результате его кальцинирования может претерпевать незначительные изменения в сторону ухудшения фильтрационных характеристик. Увеличение содержания морской воды в смеси до 30 % сопровождается повышением тенденции отложения карбоната кальция. Однако, при повышении содержания морской воды в смеси выше 30 % тенденция к выпадению карбоната кальция снижается, что, в свою очередь, приводит к снижению количества солей, которые могут отложиться при данных условиях.

Результаты моделирования смешения попутной и пластовой вод (после прорыва воды ко всем газовым скважинам)

Смешение попутной воды и вод XIV пласта

В Таблице 6.13. и Рис. 6.19 приведены результаты моделирования смешения попутной воды и воды XIV пласта.

Таблица 6.13. Основные параметры солеотложения

Содержание попутной воды в смеси	CaCO ₃ SM, мг/л	CaCO ₃ П
10	27,7	6,1
30	83,6	14,8
50	138,8	21,6
70	192,9	27,1
90	245,7	31,5

где П – величина пересыщения раствора, SM – количество соли, которое может отложиться при данных условиях.

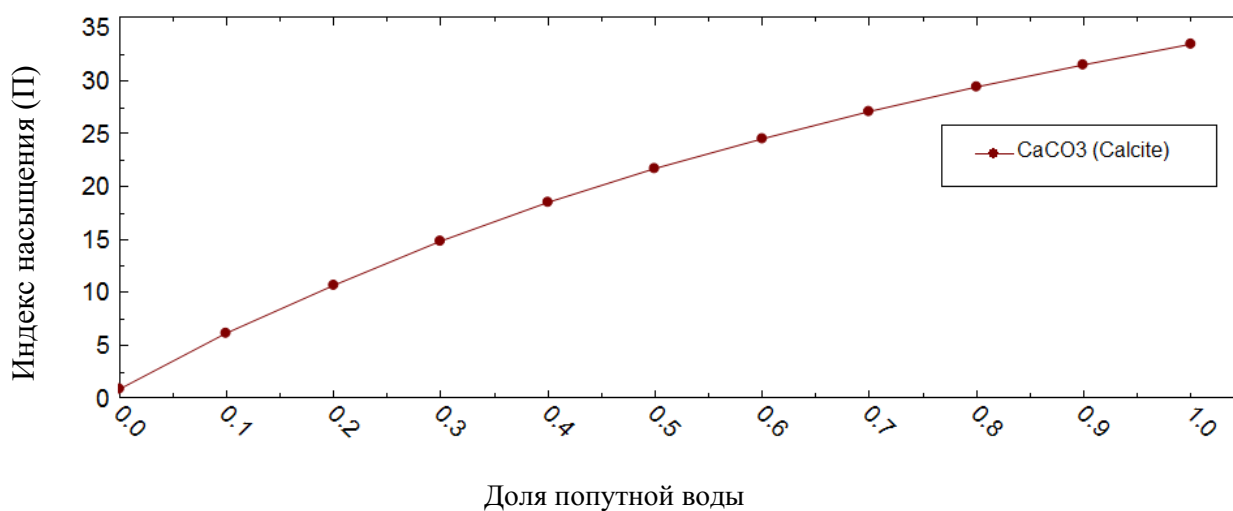


Рис.6.19. Насыщенность вод (попутной и XIV пласта) относительно карбоната кальция

Смешение попутной воды и вод XVI пласта

В Таблице 6.14. и Рис.6.20. приведены результаты моделирования смешения морской воды и воды XVI пласта.

Таблица 6.14. Основные параметры солеотложения

Содержание попутной воды в смеси	CaCO ₃ SM, мг/л	CaCO ₃ П
10	27,5	6,5
30	83,7	16,3
50	139,2	23,8
70	193,8	29,6
90	246,9	33,9

где П – величина пересыщения раствора, SM – количество соли, которое может отложиться при данных условиях.

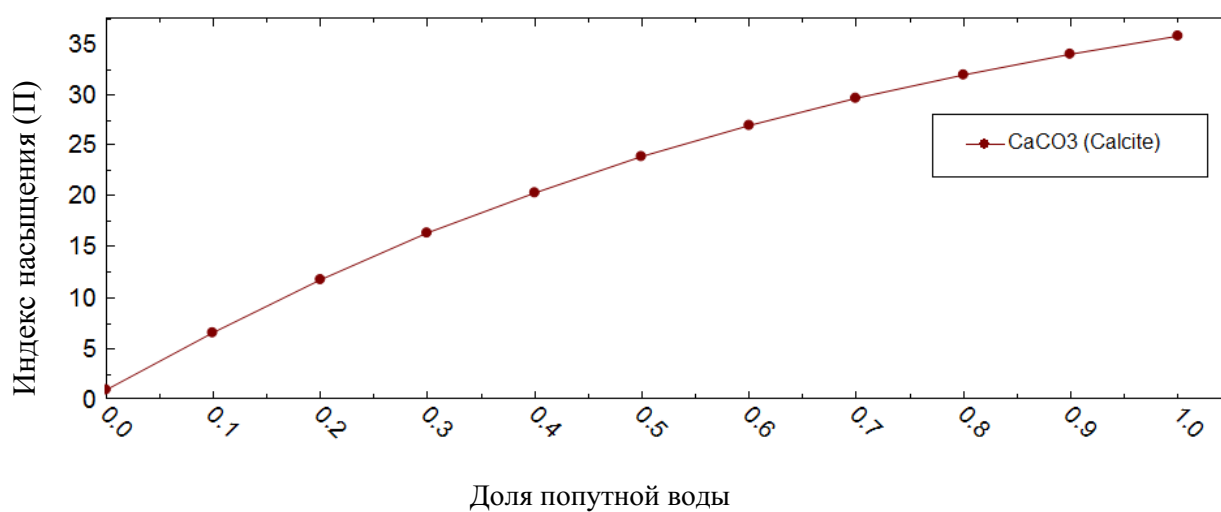


Рис. 6.20. Насыщенность вод (попутной и XVI пласта) относительно карбоната кальция

Смешение попутной воды и вод XIX пласта

В Таблице 6.15. и Рис. 6.21. приведены результаты моделирования смешения попутной воды и воды XIX пласта.

Таблица 6.15. Основные параметры солеотложения

Содержание попутной воды в смеси	CaCO ₃ SM, мг/л	CaCO ₃ П
10	43,1	7,5
30	95,0	15,4
50	146,8	23,3
70	198,4	31,1
90	249,8	38,9

где П – величина пересыщения раствора, SM – количество соли, которое может отложиться при данных условиях.

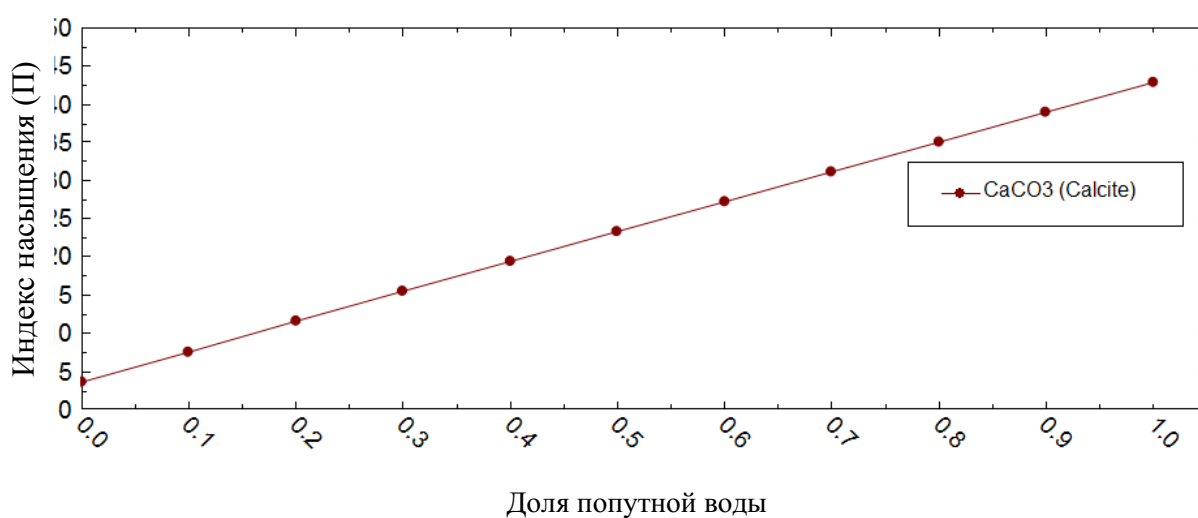


Рис. 6.21. Насыщенность вод (попутной и XIX пласта) относительно карбоната кальция

Выводы

С увеличением объёма закачки попутной воды после прорыва пластовой воды ко всем газовым скважинам тенденция к образованию солей (карбоната кальция) увеличивается. Однако, количество солей, которые могут отложиться при данных условиях, для всех случаев не превышает 300 мг/л. Поэтому, согласно Таблице 6.5, вероятность ухудшения фильтрационных характеристик в период 2017-2041 гг. незначительна.

6.4. Обоснование предварительных границ горного отвода подземного сооружения

Границы горного отвода подземного сооружения, предназначенные для размещения отходов бурения и попутных вод Лунского месторождения, остаются без изменений и соответствуют утвержденным границам (раздел 1.1).

В рамках утвержденного в 2017 г. ГКЗ Роснедра «Геологического отчета...» [14] получено подтверждение, что до 2041 г. возможно безопасно разместить в недрах пластов XX, XIX, XVIII, XVI через поглощающую скважину ЛА-519 прогнозные объемы буровых отходов (894 тыс. м³). Также в данном отчете получено подтверждение, что до 2041 гг. возможно безопасно разместить в недрах перфорированного пласта XIX и резервных пластов XVIII-XIII прогнозные объемы попутных вод (9,73 млн. м³).

Подтверждено, что в указанных пластах трещины и область размещения отходов бурения и попутных вод будут распространяться в пределах горного отвода, не достигнут газового пласта, тектонических разломов и стволов как ликвидированных, так и действующих скважин.

7. КОНСТРУКЦИИ ПОГЛОЩАЮЩИХ (НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ) И НАБЛЮДАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН И ИХ ПОДЗЕМНОГО И НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

По состоянию на 01.01.2021 г. пробурено три специальных поглощающих скважины: ЛА-512 и ЛА-519 – для размещения буровых отходов; ЛА-515 – для размещения попутных вод.

Четвертая (резервная) специальная скважина ЛА-509 будет пробурена в пределах утвержденного горного отвода к лицензии ШОМ 13802 ЗЭ от 24.10.2006 г. в случае необходимости. Решение о назначении скважины ЛА-509 (размещение отходов бурения или попутной воды) будет принято в зависимости от технического состояния уже имеющихся скважин ЛА-512, ЛА-519, ЛА-515 и потребности в размещении того или иного вида отходов.

7.1.1. Скважина ЛА-512

Общая информация

Первая скважина, пробуренная с платформы «ЛУН-А», – специальная скважина ЛА-512, предназначенная для размещения отходов бурения. Строительство скважины ЛА-512 велось в соответствии с «Групповым рабочим проектом на бурение/строительство скважин для закачки буровых шламов и пластовых вод с платформы «ЛУН-А» на Лунском месторождении, Этап 2 проект «Сахалин-2», 2004 г., согласованного Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) (№ 11-18/235 от 02.11.2004 г.) [29], [30]. Во время бурения скважины ЛА-512 буровые отходы вывозились на платформу ПА-А и размещались в глубокие горизонты через специальную поглощающую скважину ПА-118. Сводные данные по скважине ЛА-512 представлены в таблице 7.1.

Скважина ЛА-512 пробурена в IV тектонический блок Лунского месторождения. Траектория скважины не пересекает тектонических нарушений (Рис. 7.1). Скважина введена в эксплуатацию 23 апреля 2008 г. В 2016 г. закачка буровых отходов и других жидкостей через скважину ЛА-512 была прекращена, а в 2017 г. скважина была законсервирована.

Таблица 7.1. Сводные данные по скважине ЛА-512

Месторождение	Лунское нефтегазоконденсатное месторождение
Тип буровой установки	Платформа «ЛУН-А»
Тип ловушки	Структурная (нарушенная разломами)
Целевой интервал	дагинская свита (миоценные морские песчаники)
Тип скважины	Поглощающая скважина, закачка отходов бурения
Дата начала бурения	5 июня 2007 г.
Передача в эксплуатацию	29 апреля 2008 г.
Расположение слота	12
Нулевая отметка	уровень моря
Глубина воды	49,3 м
Проекция / сфероид	UTM 54N / WGS 84
Альтитуда ротора	54,6 м над уровнем моря
Наземные координаты	X = 685109,63 Y = 5699364,66
Прогнозируемая цель кровля I пласта дагинской свиты абс. отметка (м)	X = 685071,65 Y = 5700668,78 Z = -1809,6
Фактическая цель кровля I пласта дагинской свиты абс. отметка (м)	X = 685071,1, Y = 5700683,7, Z = -1767,64
Прогнозируемая цель кровля XVIII пласта дагинской свиты абс. отметка (м)	X = 685049,63 Y = 5701304,48 Z = -2628,6
Фактическая цель кровля XVIII пласта дагинской свиты абс. отметка (м)	X = 687046,3, Y = 5701321,1, Z = -2576,88

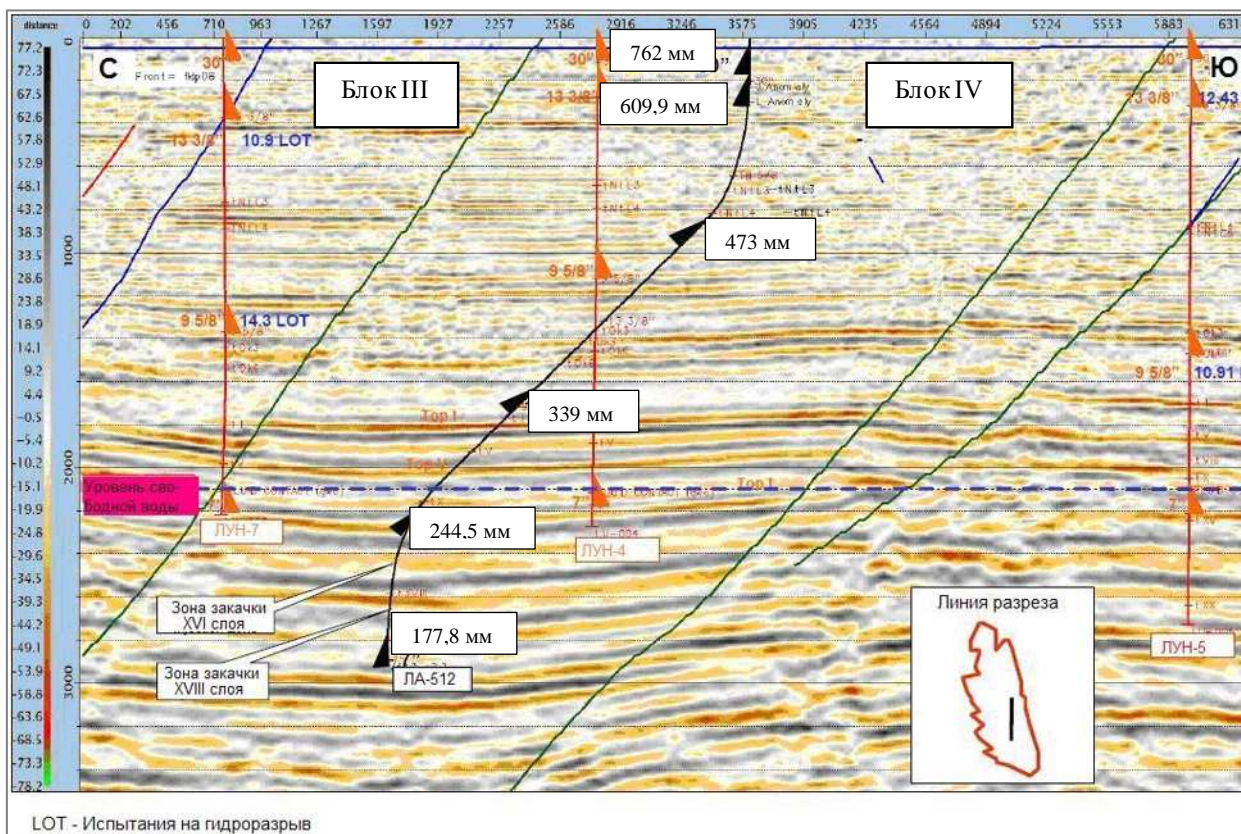


Рис.7.1. Сейсмический разрез вдоль траектории скважины ЛА-512

Траектория

Сравнение проектной и фактической траекторий скважины ЛА-512 представлены на Рис. 7.2 и Рис. 7.3. На данных рисунках проектная траектория обозначена синим, фактическая траектория – красным цветом. Как видно из этих рисунков, фактическая траектория скважины ЛА-512 проложена в соответствии с проектными решениями.

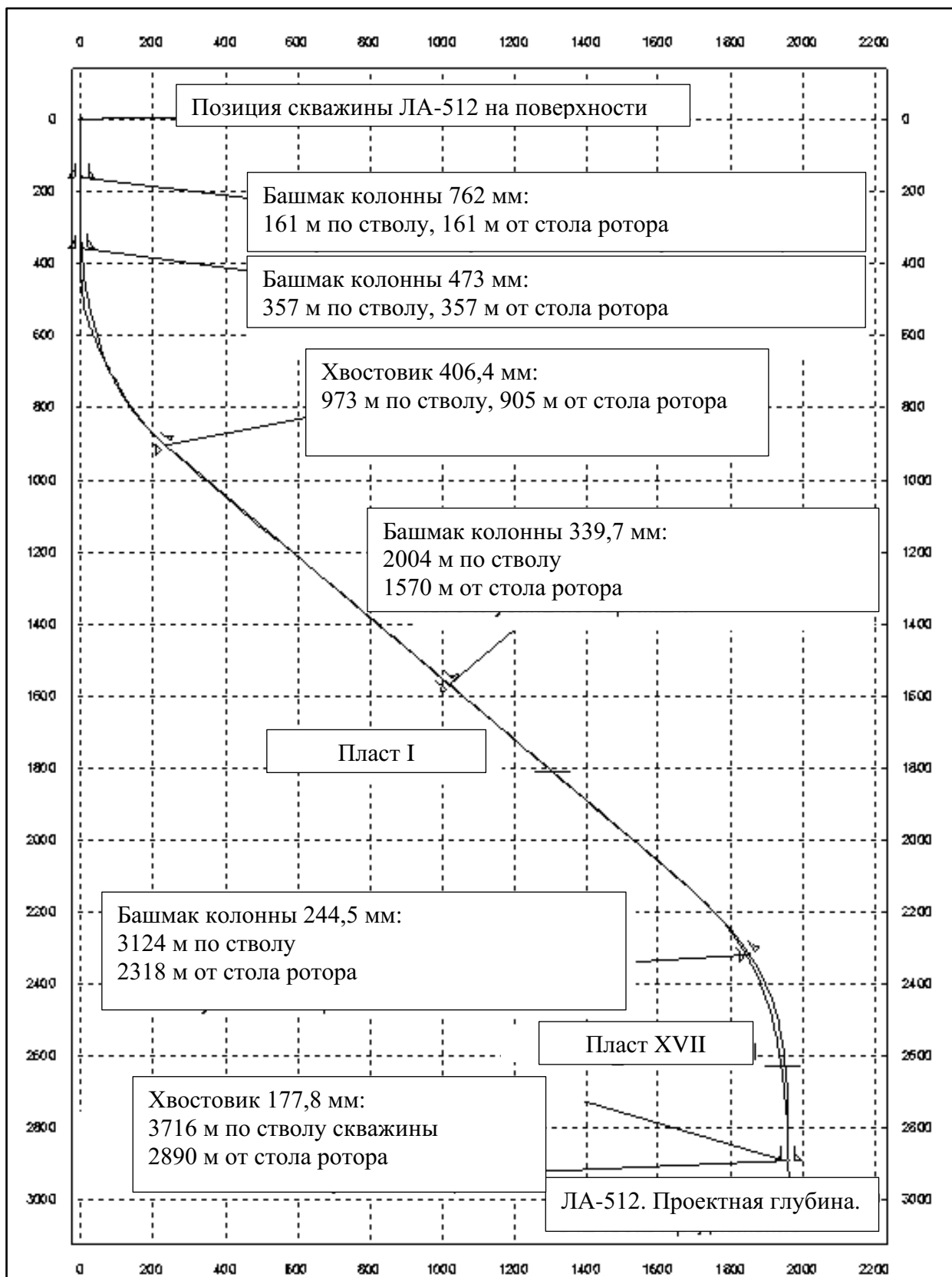


Рис. 7.2. Вертикальная проекция скважины ЛА-512. График прогнозных отклонений (синий цвет) в сравнении с фактическими (красный цвет)

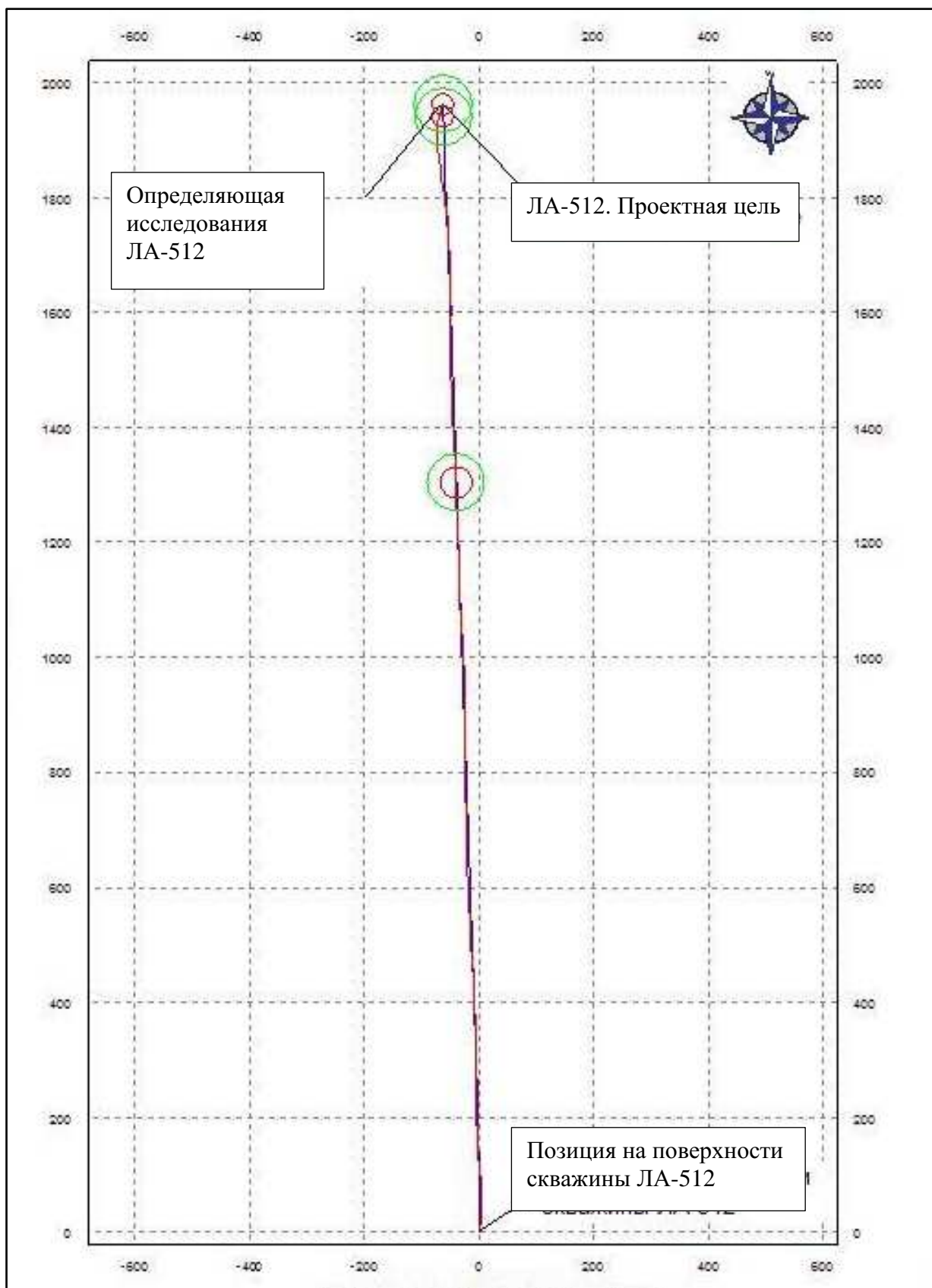


Рис. 7.3. Горизонтальная проекция скважины ЛА-512. Проектная проекция (синий цвет) в сравнении с фактической (красный цвет)

Фактическая конструкция скважины ЛА-512

Направляющая колонна 762 мм забита на глубину 161 м по вертикали от стола ротора. Обсадная колонна 473 мм спущена в скважину диаметром 609,6 мм на глубину 357 м по стволу. Хвостовик 406,4 мм спущен в скважину диаметром 508 мм в интервале 299 – 973 м по стволу. Обсадная колонна 339,7 мм спущена в скважину диаметром 432 мм на глубину 2004 м по стволу. Обсадная колонна 244,5 мм спущена в скважину диаметром 311,2 мм на глубину 3124 м по стволу. Хвостовик 177,8 мм спущен в скважину диаметром 215,9 мм в интервале 3066,9 – 3716 м по стволу.

Из-за плохого качества цемента на башмаке эксплуатационного хвостовика 177,8 мм установлен постоянный цементный мост на глубине 3640 м по стволу.

Конструкция скважины ЛА-512 приведена на Рис. 7.4. Также на рисунке указаны интервалы перфорации как первоначальные, так и дополнительные.

Внутрискважинное и устьевое оборудование скважины ЛА-512

Внутрискважинное оборудование скважины ЛА-512 в верхнем интервале включает колонну НКТ 127 мм, изготовленную из углеродистой стали с соединениями VAM TOP и пакера «Бейкер Премьер» диаметром 244,5 мм. Нижние 7 штук НКТ состоят из труб 127 мм с соединениями VAM FJL, имеют соединительную втулку для установки пакера. Тип колонны и марка стали нагнетательной колонны 127 мм были выбраны с целью снижения риска как выпадения твердых фаз, так и потери толщины стенок вследствие совместного воздействия эрозии и коррозии. Нагнетательная колонна 127 мм позволяет проводить перфорацию со спуском оборудования на кабеле. Труба не имеет пластикового покрытия, так как такое покрытие может быть повреждено шламом, и фрагменты покрытия могут закупорить трещины. Предусмотренной конструкцией срезаемый и разъемный пакер позволяет проводить замену подземного оборудования.

Схема устьевого оборудования скважины ЛА-512 представлена на Рис. 7.5.


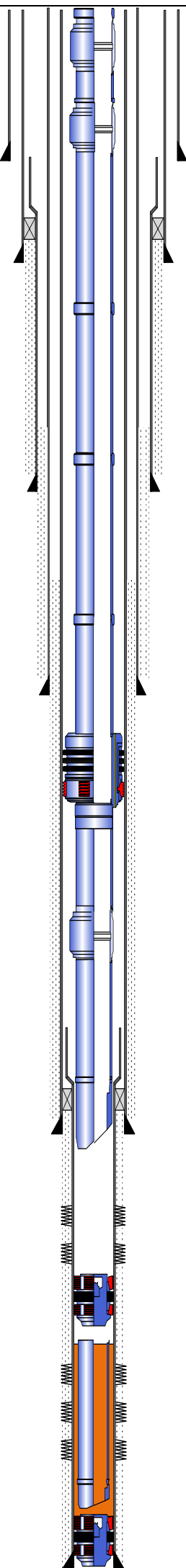
ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ ЛА-512			Лунское Платформа: ЛУН-А						
	тип скважины	Поглощающ	Объем затр.пр-в	74 м ³	Высота	22.7 м			
	дата забурки	7/4/2007	Объем НКТ	26 м ³	СУМ	54.6 м			
	завершена	4/27/2008	Объем в хвосте	5 м ³	Точка начала набора кривизны	168.0 м			
	КРС/ПРС	27/09/2013	Уд.вес жид. в зат	0.79 г/см ³	Искусственный забой	3274.0 м			
	Буровой р-р :	РУО	Глубина	250.0	Макс искривление	5.61 град	на 525.75 м		
	Уд.вес р-ра	1.30 г/см ³	Жид. в затр прос	соляной р-р	Макс отклонение	52.95 град	на 1351.81 м		
	Утяжелитель	Барит	Уд.вес жид в зат	1.08 г/см ³	Мин внутр диаметр	95.25 мм	на 3019.0 м		
ДАННЫЕ ПО УСТЬЮ СКВАЖИНЫ				ДАННЫЕ ПО НКТ					
	Изготовитель	ДИАМЕТР (ММ)	Расчетное давление (МПа)	ДИАМЕТР (ММ)	МАРКА	ТИП РЕЗЬБЫ	МИН. ДИАМ (ММ)	КОЛ-ВО ТРУБ	ВНЕС. ДИАМ. ХОМУТА
Фонтанная арматура	Камерон	103.2	45	127	L-80	VAM Top	102.7	239	
Комб. трубная головка	Камерон	476.3	45	127	L-80	VAM FJL	102.7	7	
ПОДВЕСКА НКТ	Камерон	99.5	45						
ГЛУБИНА	ГЛУБИНА	НАКЛОН	СХЕМА СКВАЖИНЫ		ОПИСАНИЕ		Мин.вн. диам	Макс вн. диам	шаблон
по стволу	по вертикали от стола ротора	Град.					мм	мм	мм
					Фонтанная арматура 103.2 мм 44.8 МПа	103.2		102.4	
					Подвеска НКТ(Шаблон 99.5 мм)	105.6		99.5	
22.7	22.7	0			посадочный nipple	98.4		146.4	
28.5	28.5	0							
110.5	110.5	0			Посадочный nipple	96.8		128.3	
299.0	299.0	1			Верх хвостовика 406.4 мм (5.0 МПа)				
357.0	357.0	1			Башмак колонны 473 мм (5.0 МПа)	448.4	501.7	444.5	
717.0	701.0	27			Верх цемента 339.7 мм				
973.0	905.0	50			Башмак хвостовика 406.4 мм (5.0 МПа)	384.1	410.3	379.4	
					НКТ 127 мм	102.7	147.4	99.5	
1770.0	1422.0	50			Верх цемента 244.5 мм				
2004.0	1571.0	50			Башмак колонны 339.7 мм (7.5 МПа)	313.6	363.0	311.2	
					Резьбовой якорь колонны насосно компрессорных труб	118.1	209.6		
3036.8	2248.4	40			Пакер	101.2	210.6		
3039.7	2250.6	40			Переводник				
3046.0	2255.9	39			Посадочный nipple	95.3	128.3		
					244.5 мм	216.8	268.6	215.9	
3066.9	2271.9	36	Верх хвостовика 177.8 мм						
3124.0	2318.0	35	Башмак колонны 244.5 мм (34.5 МПа)						
3153.0	2342.7	31	Направляющая воронка	102.2	128.3				
3196.0	2379.0	26	Текущий забой (при ГИРС, авг. 2015)						
3200.4-3213	2384.1-2395.5	26-24.4	пласт XIV - зона нагнетания						
3244-3254	2424.0-2433.3	21.6-20.8	пласт XV - зона нагнетания						
3266.0	2444.6	19	Пакер-пробка 177.8 мм						
3269.0	2447.5	20	Верх отсоединенной и оставленной НКТ						
3276-3291	2454.1-2468.3	18.9-17.4	пласты XV-XVI - изолированы						
3326-3338	2502.1-2513.7	13.3-11.8	пласт XVI - изолированные интервалы						
3342-3352	2517-2527.7	12-10	пласт XVI - изолированные интервалы						
3640.0	2811.8	0	Пакер - пробка						
3716.0	2891.0	0	Хвостовик 177.8 мм (34,5 МПа)	157.1	195.6	153.9			

Рис. 7.4. Схема фактической конструкции скважины ЛА-512

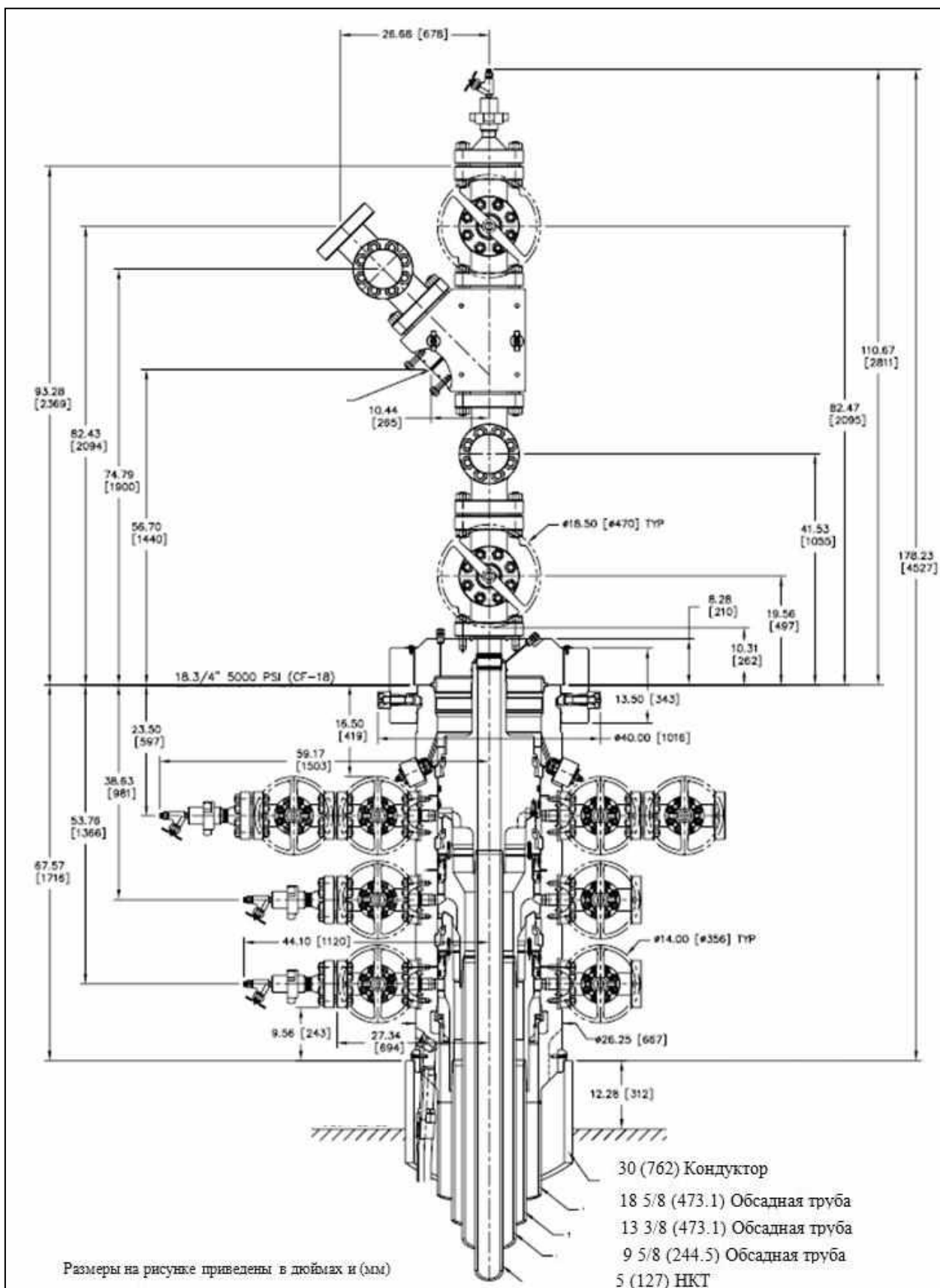


Рис. 7.5. Устьевое оборудование скважины ЛА-512

7.1.2. Скважина ЛА-515

Общая информация

Строительство поглощающей скважины ЛА-515, предназначенной для закачки попутной воды, велось в соответствии с «Групповым рабочим проектом на строительство скважин на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении Том 1 Книга «Группа нагнетательных скважин для закачки отходов бурения и попутной воды №№ 512, 515, 509, 519 (Конструкция тип 1)» [31], прошедшим экспертизу промышленной безопасности (экспертное заключение №7/740.2004, [32]) и зарегистрированным в Федеральном Ростехнадзоре под номером 11-Н-ПД-278-2004.

В процессе строительства скважины было осуществлено бурение пилотного ствола для оценки нефтяной оторочки на восточном крыле блока V. После окончания исследований пилотный ствол был ликвидирован. Сводные данные по скважине ЛА-515 представлены в таблице 7.2.

Скважина ЛА-515 пробурена в V тектонический блок Лунского месторождения. Траектория скважины в интервале секции 311 мм (обсадная колонна 244,5 мм) пересекает тектоническое нарушение между IV и V блоками (Рис. 7.6). Скважина запущена в работу 9 апреля 2012 г., после ввода в эксплуатацию поверхностного оборудования по обратной закачке попутной воды.

Таблица 7.2. Сводные данные по скважине ЛА-515

Месторождение	Лунское нефтегазоконденсатное месторождение
Тип буровой установки	Платформа «ЛУН-А»
Тип ловушки	Структурная (нарушенная разломами)
Целевой интервал	дагинская свита (миоценные морские песчаники)
Тип скважины	Поглощающая скважина для закачки попутной воды
Дата начала бурения	4 июня 2011 г.
Передача в эксплуатацию	9 апреля 2012 г.
Расположение бурового окна	19
Нулевая отметка	уровень моря
Глубина воды	49,3 м
Проекция / сфероид	UTM 54N / WGS 84
Альтитуда ротора	54,6 м над уровнем моря
Наземные координаты	X = 685119,06 Y = 5699365,69
Прогнозируемая цель 1 (кровля I пласта, абс. отметка, м)	X=686369,57 Y=5699472,31 Z= -1862
Фактическая цель 1 (кровля I пласта, абс. отметка, м)	X= 686381,91 Y= 5699470,47 Z= -1867
Прогнозируемая цель 2 (абс. отметка, м)	X=686619,84 Y=5699500,33 Z= -2386,6
Фактическая цель 2 (абс. отметка, м)	X= 686700,81 Y= 5699506,63 Z= -2446
Прогнозируемая цель 3 (абс. отметка, м)	X=685819,84 Y=5699500,33 Z= -3154,6
Фактическая цель 3 (абс. отметка, м)	X= 686738, Y= 5699508 Z= -2971
Прогнозируемая длина скважины	3600 м по стволу / 3044 м от стола ротора
Фактическая длина скважины	3616 м по стволу / 3026 м от стола ротора

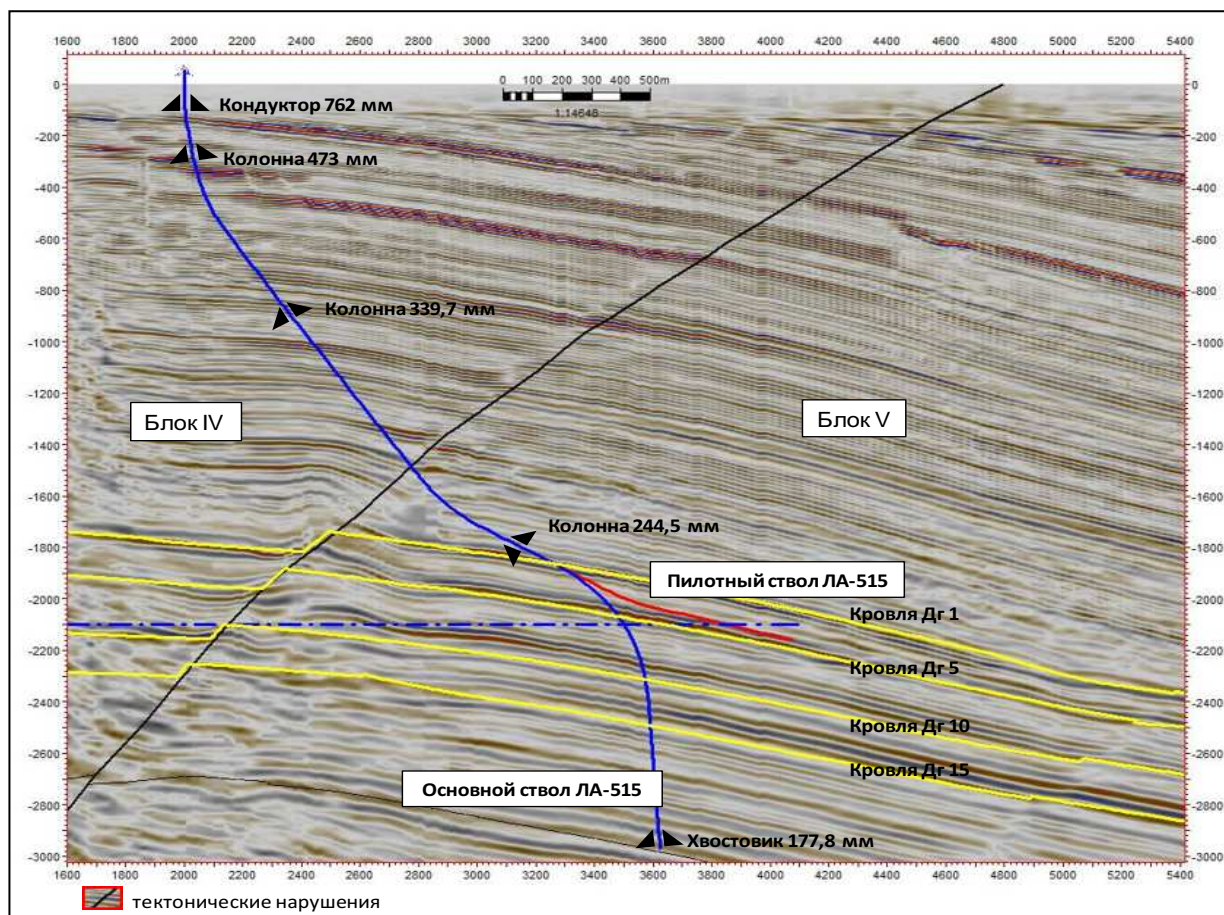


Рис. 7.6. Сейсмический разрез вдоль траектории скважины ЛА-515

Траектория скважины ЛА-515

Сравнение проектной и фактической траекторий скважины ЛА-515 представлены на Рис. 7.7 и Рис. 7.8. На данных рисунках проектная траектория обозначена синим, а фактическая траектория красным цветом. Как видно из этих рисунков, фактическая траектория скважины ЛА-515 соответствует проектным решениям.

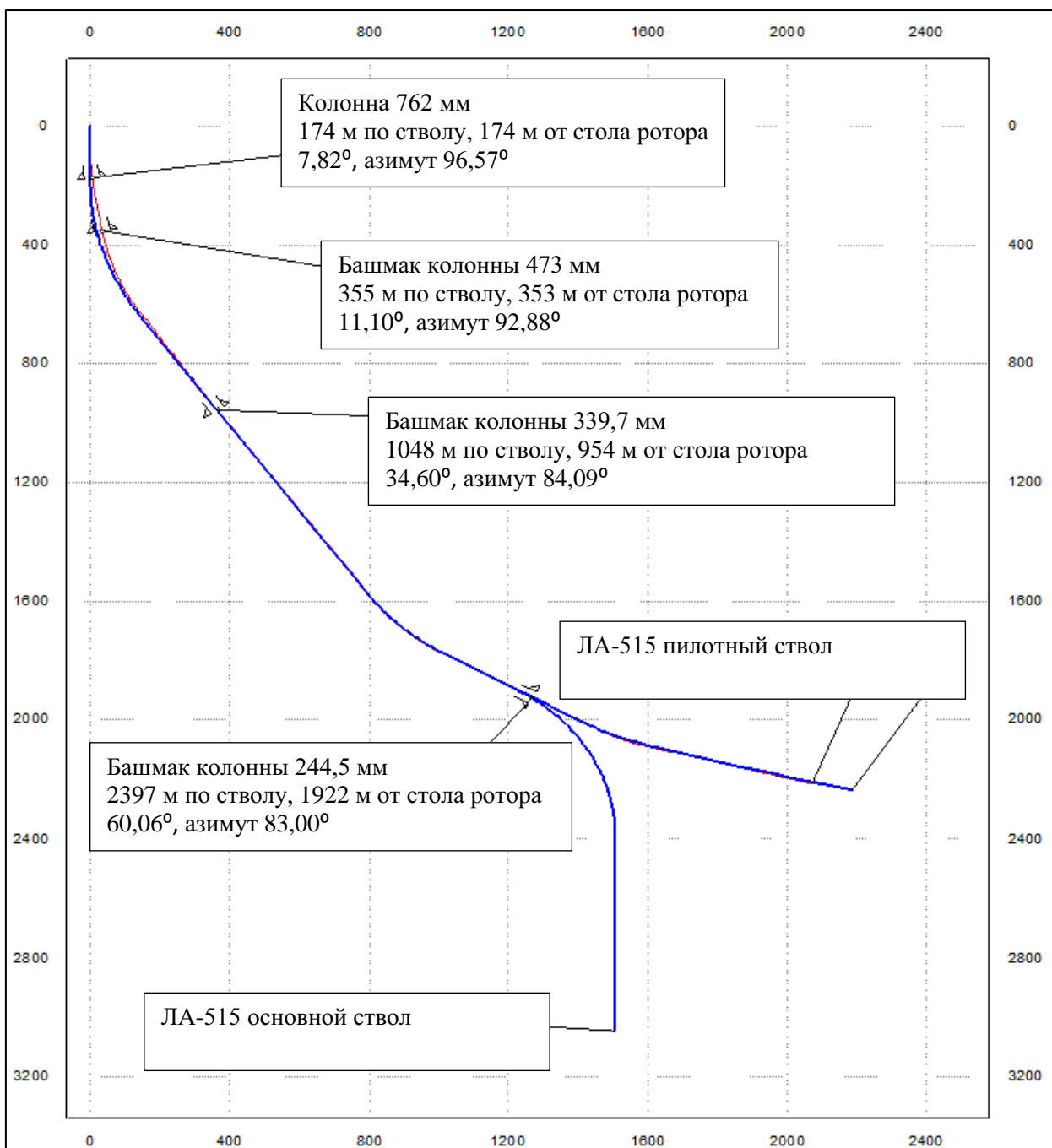


Рис. 7.7. Вертикальная проекция скважины ЛА-515. График прогнозных отклонений (синий цвет) в сравнении с фактическими (красный цвет)

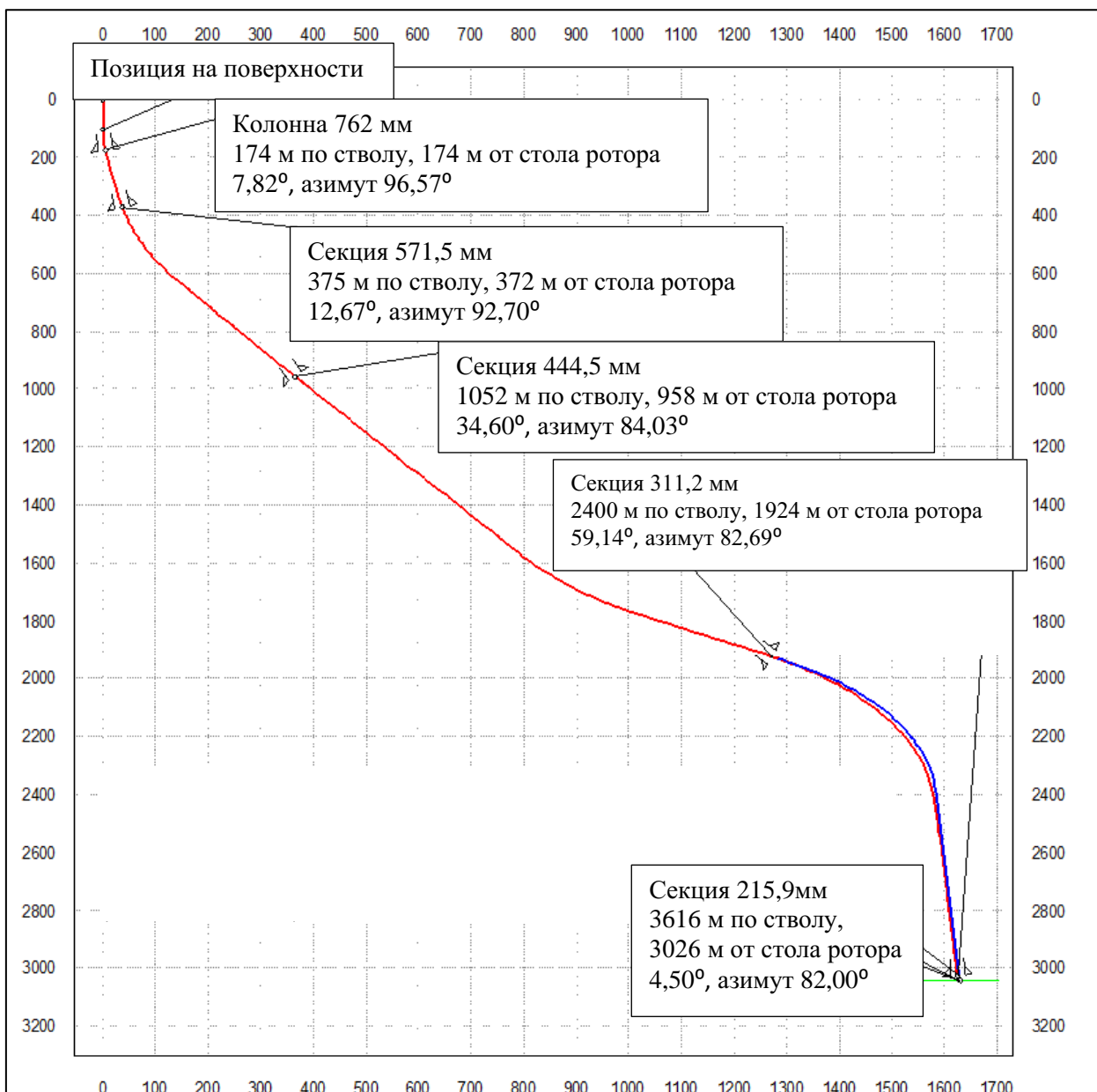


Рис. 7.8. Горизонтальная проекция скважины ЛА-515 (основной ствол). Проектная проекция (синий цвет) в сравнении с фактической (красный цвет)

Фактическая конструкция скважины ЛА-515

Направляющая колонна 762 мм забита на глубину 174,2 м по стволу. Обсадная колонна 473 мм спущена в скважину диаметром 571,5 мм на глубину 355 м по стволу. Обсадная колонна 339,7 мм спущена в скважину диаметром 444,5 мм на глубину 1048 м по стволу. Обсадная колонна 244,5 мм спущена в скважину диаметром 311,2 мм на глубину 2397 м по стволу. Хвостовик 177,8 мм спущен в скважину диаметром 215,9 мм в интервале 2343,3 – 3210 м по стволу. Конструкция скважина ЛА-515 приведена на Рис. 7.9.


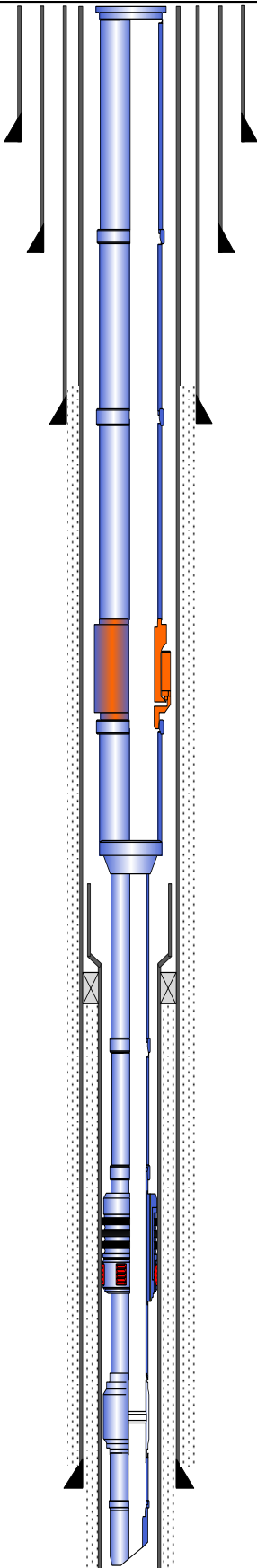
ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ ЛА-515										
Месторождение: Лунское		Платформа: ЛУН-А								
	тип скважины	Поглощающ V затруб.пр-ва	51 м ³	Высота	22.7 м					
	дата забурки	6/1/2011	Объем НКТ	23,5 м ³	СУМ	54.6 м				
	завершена	10/7/2011	Жид-ть в затр пр	Base Oil	Точка начала набора кривизны	181.0 м				
	КРС/ПРС		Уд.вес жид-ти в ε	0.79 г/см ³	Искусственный забой	3610.0 м				
	Буровой р-р :	РУО	Глубина	250.0	Макс искривление	3 град	на	2350 м		
	УД. ВЕС РАСТВО	1.22 г/см ³	Жид-ть в затр пр	соляной рас-р	Макс отклонение	60 град	на	2111,37 м		
	Утяжелитель	"Версаплин"	Уд.вес жид. в зат	1.02 г/см ³	Мин внутр диаметр	95.25 мм	на	2382.0 м		
ДАННЫЕ ПО УСТЬЮ СКВАЖИНЫ				ДАННЫЕ ПО НКТ						
		Изготовитель	ДИАМЕТР (ММ)	Расчетное давление (МПа)	Диаметр (ММ)	МАРКА	ТИП РЕЗЬБЫ	МИН. ДИАМ. (ММ)	КОЛ-ВО ТРУБ	ВНЕШ. ДИАМ. ХОМУТА
Фонтанная арматура		Камерон	127.0	45	139.7	25% CR	VAM Top	121.4	1	
Комб. трубная головка		Камерон		45	139.7	L80-GRE	VAM Top	111.6	194	
ПОДВЕСКА НКТ		Камерон	130.2	45	114.3	25% CR	VAM Top	100.5	5	
ГЛУБИНА по стволу	ГЛУБИНА по вертикали от стола ротора	НАКЛОН Град.	СХЕМА СКВАЖИНЫ		ОПИСАНИЕ			Мин вн. диам	Макс вн. диам	шаблон
							ММ	ММ	ММ	
22.7	22.7	0.0			НКТ (с посадочным нипелем 123.875 мм)	119.3		118.2		
28.7	28.7	0.0			Переводник 139.7 мм	111.6	155.6	118.2		
174.2	174.2	0.0			Башмак колонны 762 мм					
355.0	353.0	11.0			Башмак колонны 473 мм					
					НКТ 139.7 мм	111.6	155.6	105.2		
1035.0	943.7	34.6			Верх цемента 244.5 мм					
1048.0	952.0	34.6			Башмак колонны 339.7 мм					
2310.7	1879.3	60.0			Постоянно-действующий глубинный датчик давления и температуры	119.6	139.5	97.4		
2328.1	1888.0	60.0			Переводник 139.7 x 114.3 мм	99.6	154.9	97.4		
2343.3	1895.6	60.0			Верх колонны хвостовика 177.8 мм					
					НКТ 114.3 мм	100.5	126.1	97.4		
2376.2	1912.0	60.0			Пакер 177.8 x 114.3 мм	100.0	151.9	97.4		
2393.7	1920.8	59.5			Посадочный нипель	95.3	133.5	94.0		
2397.0	1922.5	59.3			Башмак колонны 244.5 мм	216.8	267.2	215.9		
2407.2	1927.7	58.8	Направляющая воронка 114.3 мм	99.4	125.8	97.4				
			Хвостовик 177.8 мм	159.4	193.5	156.2				
3495.0	2905.0	3.9	Верх перфорации							
3510.0	2920.5	4.0	Низ перфорации							
3588.6	2998.8	4.6	Искусственный забой							
			Посадочная муфта	154.8	197.4	152.4				
3610.0	3020.2	4.5	Башмак хвостовика 177.8 мм							

Рис. 7.9. Схема фактической конструкции скважины ЛА-515

Внутрискважинное и устьевое оборудование скважины ЛА-515

Внутрискважинное оборудование скважины ЛА-515 в верхнем интервале включает нагнетательную колонну 139,7 мм, изготовленную из углеродистой стали, с соединениями VAM TOP и пакера «Бейкер Премьер» диаметром 177,8 мм, соответствующую промышленным стандартам. Хвостовая труба с разъединителем состоит из трубы диаметром 114,3 мм с соединениями VAM FJL и соединительной втулки с профилем после гидроразрыва для установки пакера. Тип колонны и марка стали нагнетательной колонны 114 мм были выбраны с целью снижения риска как выпадения твердых фаз, так и потери толщины стенок вследствие совместного воздействия эрозии и коррозии. Нагнетательная колонна 114 мм позволяет проводить перфорацию со спуском оборудования на кабеле. Труба не имеет пластикового покрытия, так как такое покрытие может быть повреждено шламом, и фрагменты покрытия могут закупорить трещины.

Предусмотренной конструкцией срезаемый и разъемный пакер позволяет проводить замену подземного оборудования.

Схема внутрискважинного оборудования скважины ЛА-515 приведена на Рис. 7.9.

Устьевое оборудование подобрано с расчетом создания на устье скважины максимально допустимого рабочего давления нагнетания – 45 МПа. Схема устьевого оборудования скважины ЛА-515 представлена на Рис. 7.10.

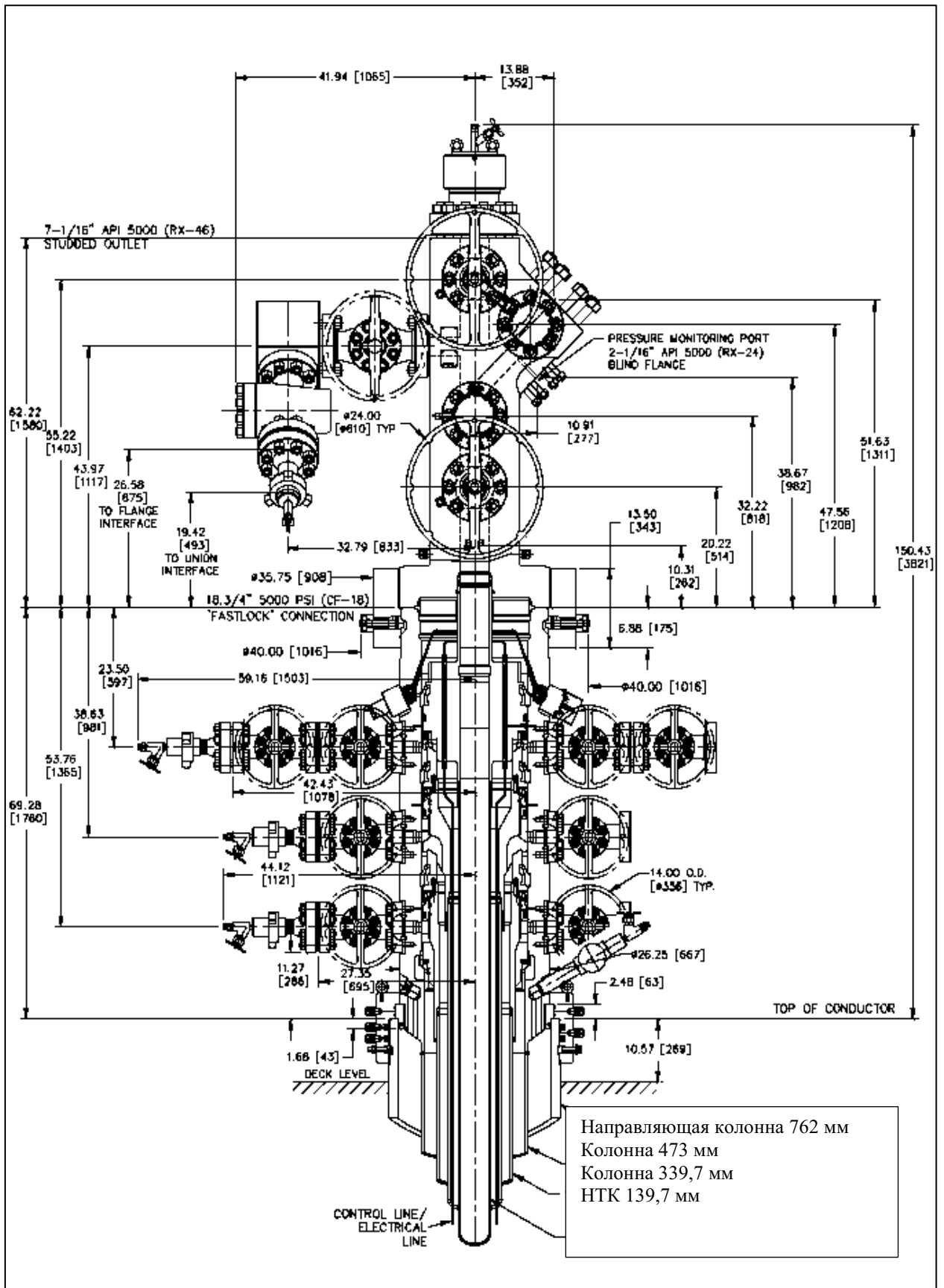


Рис. 7.10. Устьевое оборудование скважины ЛА-515

7.2. Скважина ЛА-519

Общая информация

Поглощающая скважина ЛА-519, пробуренная с платформы «ЛУН-А», предназначена для размещения отходов бурения. Строительство скважины ЛА-519 велось согласно проектной документации «Строительство поглощающей скважины ЛА-519 на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении с платформы ЛУН-А» [33], Заключение экспертной комиссии государственной экологической экспертизы, утвержденное приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования №285 от 03.04.2015 г. [34]. Во время бурения скважины ЛА-519 буровые отходы вывозились на платформу ПА-А и размещались через специальную поглощающую скважину ПА-118. При бурении скважины ЛА-519 было отобрано 179 м керна из интервалов пластов II-IV, VIII-XIX, X-XI, который направлен в лабораторию для проведения исследований. Сводные данные по скважине ЛА-519 представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3. Сводные данные по скважине ЛА-519

Месторождение	Лунское нефтегазоконденсатное месторождение
Тип буровой установки	Платформа «ЛУН-А»
Тип ловушки	Структурная (нарушенная разломами)
Целевой интервал	дагинская свита (миоценные морские песчаники)
Тип скважины	Поглощающая скважина, закачка отходов бурения
Дата начала бурения	20 апреля 2014 г.
Передача в эксплуатацию	1 декабря 2015 г.
Расположение слота	08
Нулевая отметка	уровень моря
Глубина воды	49,3 м
Проекция / сфероид	UTM 54N / WGS 84
Альтитуда ротора	54,6 м над уровнем моря
Наземные координаты	X = 685113,83; Y = 5699369,89
Прогнозируемая цель кровля I пласта дагинской свиты абс. отметка (м)	X = 685674,15; Y=5698773,35; Z= -1738,39
Фактическая цель кровля I пласта дагинской свиты абс. отметка (м)	X=685671,3; Y=5698776,0; Z= -1732,76
Прогнозируемая цель – пласт XXII дагинской свиты абс. отметка (м)	X=685885,65; Y=5698512,17; Z=-3048,99
Фактическая цель пласт XXII дагинской свиты абс. отметка (м)	X= 685888,8; Y= 5698508.0; Z= -3005,01

Скважина ЛА-519 пробурена в V тектонический блок Лунского месторождения. Траектория скважины в интервале секции 406 мм (обсадная колонна 339,7 мм) пересекает

два тектонических нарушения между IV и V блоками 2,20. Скважина введена в эксплуатацию в начале 2016 г.

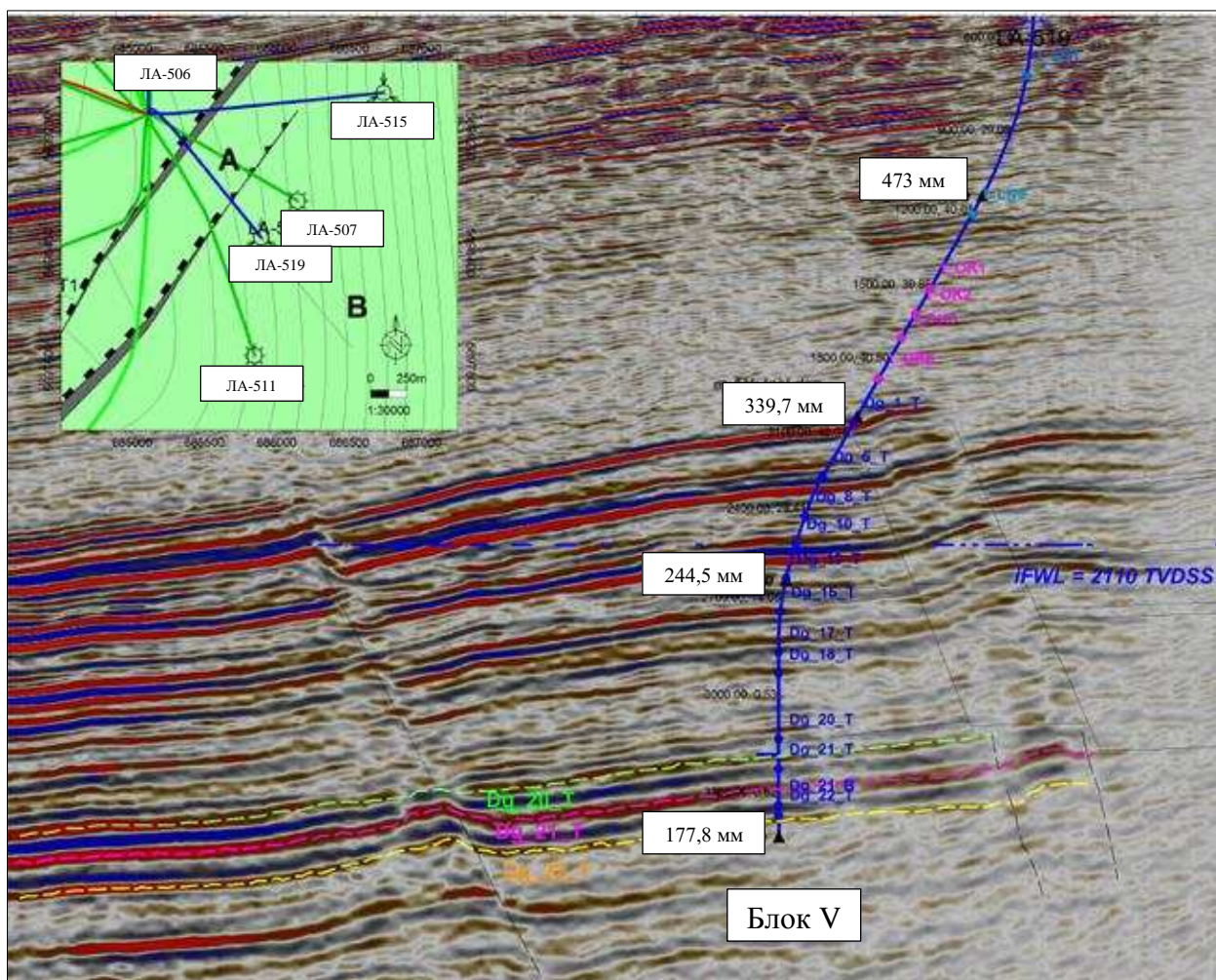


Рис.7.11. Сейсмический разрез вдоль траектории скважины ЛА-519

Траектория

Сравнение проектной и фактической траекторий скважины ЛА-519 представлены на Рис. 7.12 и Рис. 7.13. На данных рисунках проектная траектория обозначена синим, а фактическая траектория – красным цветом. Как видно из этих рисунков, фактическая траектория скважины ЛА-519 соответствует проектным решениям.

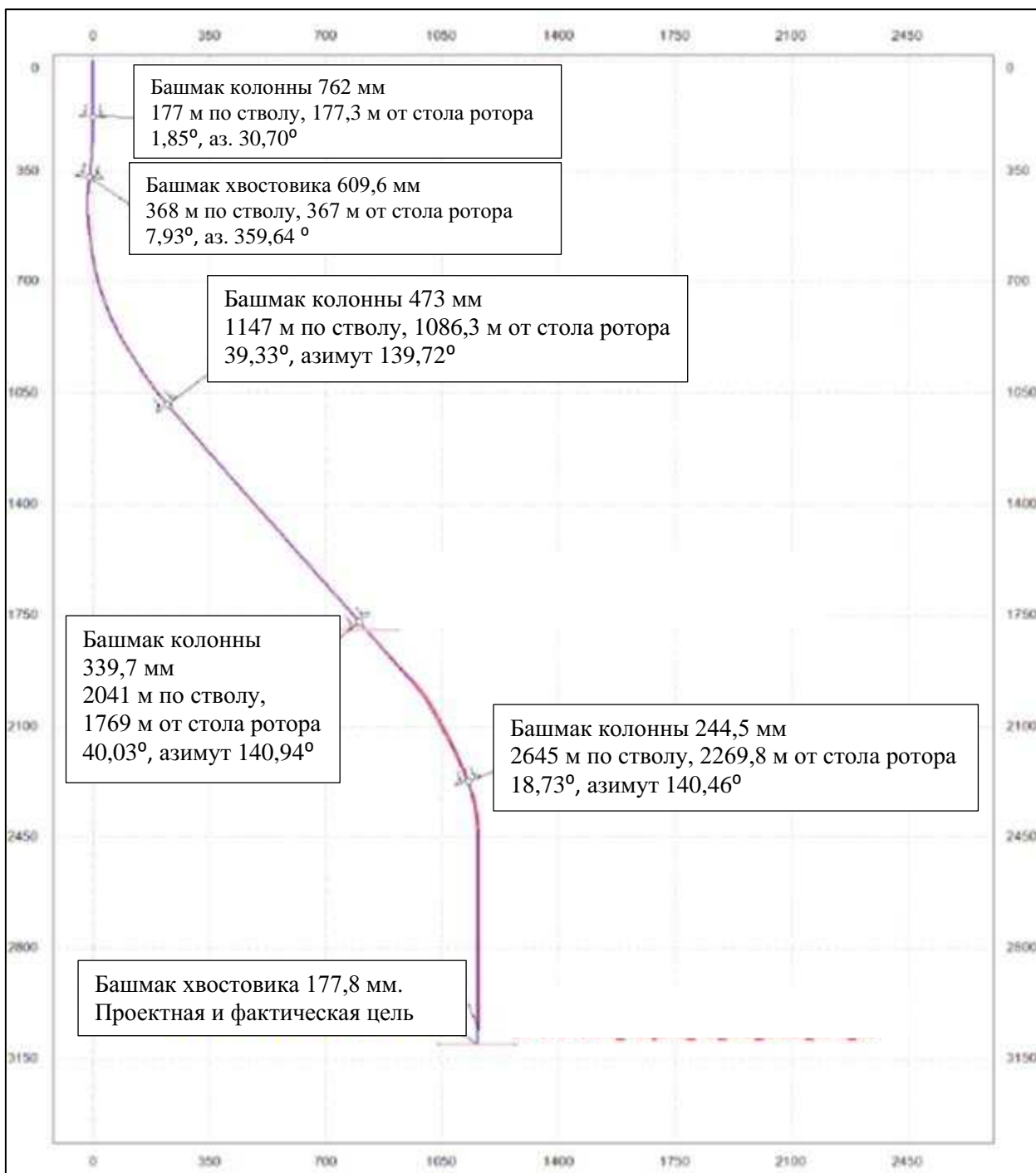


Рис. 7.12. Вертикальная проекция скважины ЛА-519. График прогнозных отклонений (синий цвет) в сравнении с фактическими (красный цвет)

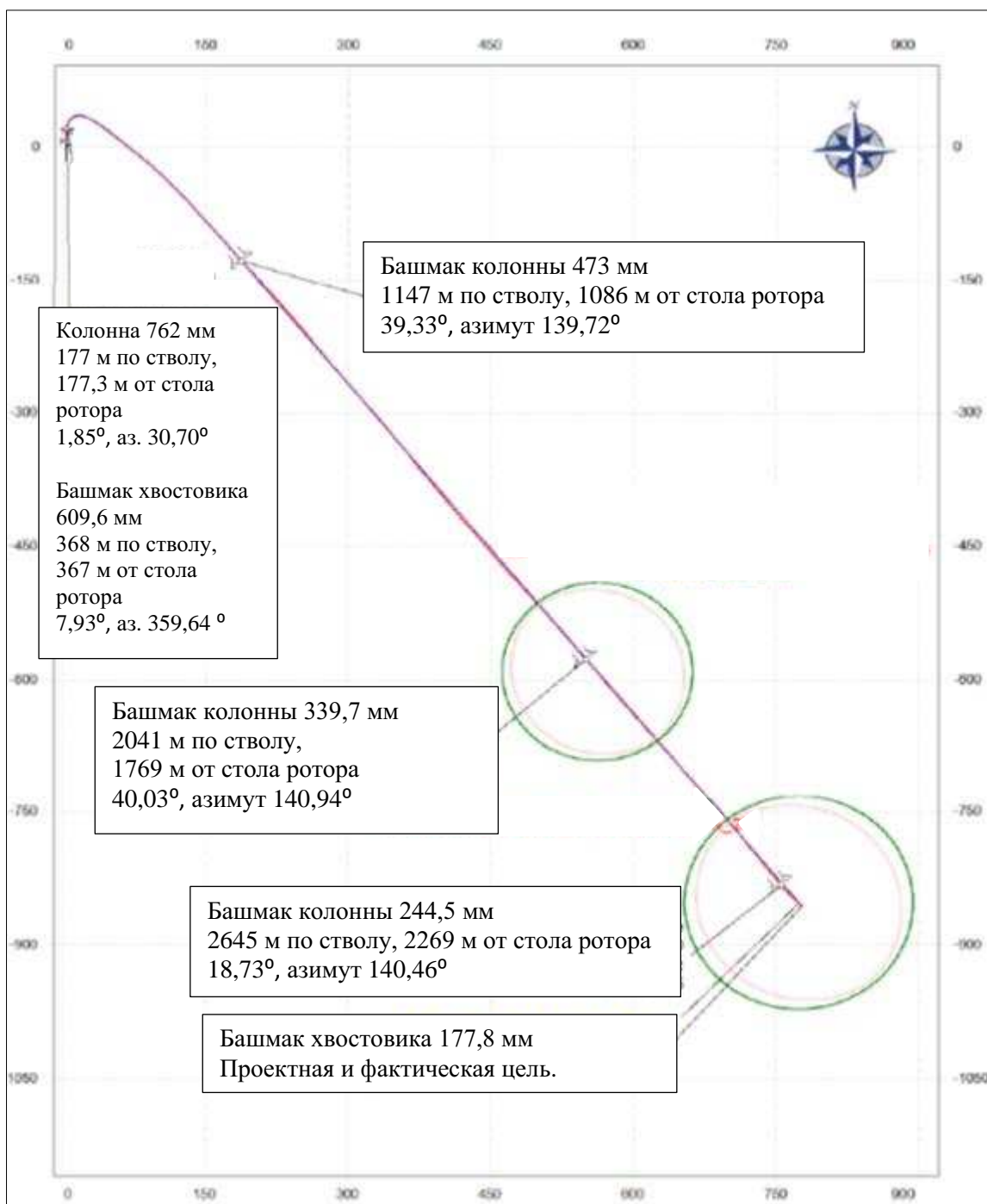


Рис. 7.13. Горизонтальная проекция скважины ЛА-519. Проектная проекция (синий цвет) в сравнении с фактической (красный цвет)

Фактическая конструкция скважины ЛА-519

Направляющая колонна 762 мм забита на глубину 177,3 м по стволу. Хвостовик 609,6 мм спущен в интервале 112,3 – 368 м по стволу. Обсадная колонна 473 мм спущена в скважину диаметром 571,5 мм на глубину 1147 м по стволу. Обсадная колонна 339,7 мм спущена в скважину диаметром 444,5 мм на глубину 2045 м по стволу. Обсадная колонна

244,5 мм спущена в скважину диаметром 311,2 мм на глубину 2645 м по стволу. Хвостовик 177,8 мм спущен в скважину диаметром 215,9 мм в интервале 2655,8 – 3436,6 м по стволу. Конструкция скважина ЛА-515 приведена на Рис. 7.14.

Внутрискважинное и устьевое оборудование скважины ЛА-519

Внутрискважинное оборудование скважины ЛА-519 включает нагнетательную колонну 127 мм, изготовленную из углеродистой стали, с соединениями VAM TOP L-80 и пакера «Бейкер Премьер» диаметром 210,6 мм, соответствующую промышленным стандартам. Тип колонны и марка стали нагнетательной колонны 127 мм были выбраны с целью снижения риска как выпадения твердых фаз, так и потери толщины стенок вследствие совместного воздействия эрозии и коррозии. Нагнетательная колонна 127 мм позволяет проводить перфорацию со спуском оборудования на кабеле. Труба не имеет пластикового покрытия, так как такое покрытие может быть повреждено шламом, и фрагменты покрытия могут закупорить трещины.

Схема внутрискважинного оборудования скважины ЛА-519 приведена на Рис. 7.14

Устьевое оборудование подобрано с расчетом создания на устье скважины максимально допустимого рабочего давления нагнетания – 45 МПа. Схема устьевого оборудования скважины ЛА-519 представлена на Рис.7.15.

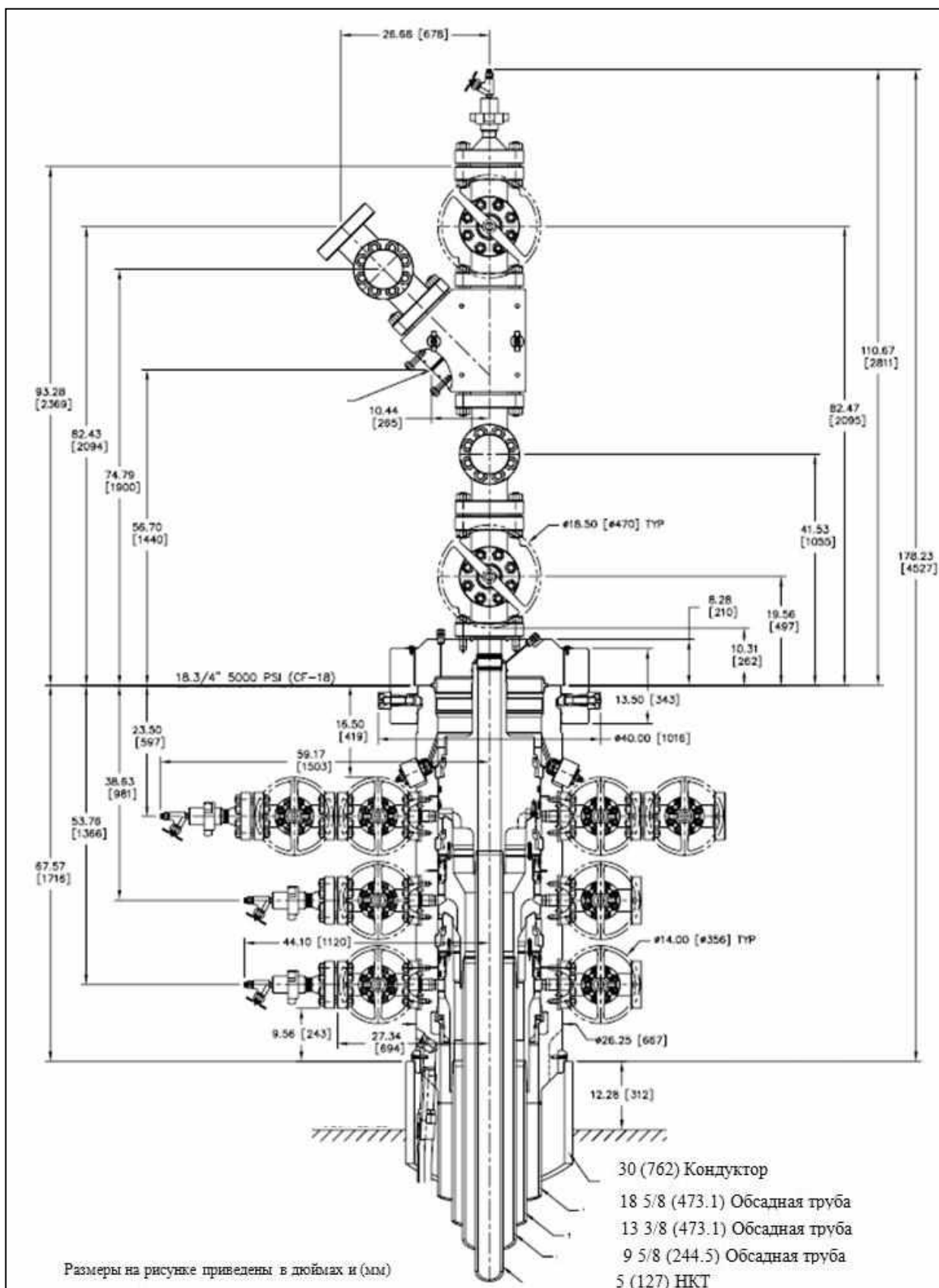


Рис.7.15. Схема устьевого оборудования скважины ЛА-519

8. НАСОСНОЕ И ИНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ОТХОДОВ

8.1. Комплекс оборудования для подготовки и закачки буровых отходов

При закачке буровых отходов и других жидкостей через специальную скважину в поглощающем интервале создается трещина гидроразрыва, в которую нагнетается подготовленная пульпа.

Для обеспечения технологической и экологической безопасности процесса обратной закачки в пласт предварительно подготовленных жидкостей и бурового шлама предусмотрены следующие меры: закачка отходов бурения производится всегда при давлении, превышающем давление гидроразрыва, а нагнетательные насосы обеспечивают давление на выходе выше расчетного давления гидроразрыва с учетом потерь на трение в трубопроводах.

Давление закачки

В первоначальном документе – «Технологическая схема захоронения отходов бурения и попутной воды Лунского нефтегазоконденсатного месторождения» [6], утвержденное максимально допустимое устьевое давление закачки составляло 34,5 МПа. В 2010 г. Компания в «Дополнении к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения промышленных отходов в пределах Лунского лицензионного участка» [11] подготовила обоснование увеличения максимального давления закачки с 34,5 до 45 МПа. Возможность изменения максимального давления закачки была обусловлена выполнением требований безопасной эксплуатации поглощающих скважин, так как были выполнены расчеты, доказывающие, что увеличение максимального давления закачки с 34,5 до 45 МПа не приведет к разрушению обсадных колонн поглощающих скважин ЛА-512 и ЛА-519.

Расчетное давление нагнетательного насоса и нагнетательной линии между насосом и устьем поглощающих скважин составляет 34,5 МПа. Компания выполнила техническую оценку и подтвердила безопасность эксплуатации данного оборудования при увеличении давления до 39,9 МПа в течение ограниченного времени (не более 3000 часов).

Фонтанная арматура, обсадные колонны и колонна НКТ второй поглощающей скважины ЛА-519 рассчитаны на максимальное устьевое давление 45 МПа. При испытании пласта ХХ давление гидроразрыва составило 40 МПа (раздел 5.1.2), при этом

использовалась установка цементного насоса и применяемые с ним нагнетательные линии. При эксплуатации скважины ЛА-519 максимальное давление не превышало 33 МПа.

В рамках утвержденного «Геологического отчета...» [14] при выполнении расчета объема области размещения отходов бурения через скважину ЛА-519 (раздел 6.1.2) были выполнены два варианта – с максимальным давлением 34,5 МПа и максимальным давлением 45 МПа. Согласно выполненным расчетам, для размещения всего ожидаемого объема отходов бурения давления 34,5 МПа будет достаточно. Утвержденные прогнозные объемы области размещения буровых отходов рассчитаны для давления 34,5 МПа.

Процесс подготовки и закачки буровых отходов

Выбуренная порода собирается, измельчается, смешивается с морской водой или технологическими жидкостями для получения пульпы с параметрами, определенными настоящим проектом, и затем закачивается в специальную поглощающую скважину. На Рис. 8.1 приведена схема процесса сепарации жидкости и шлама на поверхности. Шлам, полученный при строительстве скважины, транспортируется через выкидную линию переходного ниппеля (1) на гумбо-сепаратор (2). Гумбо-сепаратор предотвращает попадание крупных слипшихся комьев породы, выбуренной в процессе бурения ствола скважины диаметром 558,8 мм и 444,5 мм, на вибросита (5), где они могут стать причиной закупорки и последующего перелива жидкости через вибрационные сита.

Высокоскоростные линейные вибросита (5) спроектированы таким образом, чтобы их можно было использовать одновременно или отдельными блоками в зависимости от параметров скважины и необходимости технического обслуживания. Поток выбуренной породы направляется на один или на все вибросита через коллектор-делитель потока (3).

В дополнение к виброситам сверху, над одним из них, устанавливается конусный гидроциклон (4) диаметром 508 мм. Буровой раствор, выходящий из скважины, направляется в рабочие резервуары и емкости очистителя бурового раствора (10, 11 и 12). Буровой шлам с вибросит подается на шламоотвод (7) при помощи винтовых шнеков (6).

Чтобы уменьшить закачиваемые объемы пульпы, выбуренный шлам проходит через установку осушки (8), после чего с помощью цепных скребковых конвейеров (9) подается на установки подготовки и закачки пульпы. За счет осушки выбуренного шлама (удаления сопутствующего бурового раствора) и последующей подготовки пульпы перед закачкой удастся сократить объем жидкости на 8%. Такое сокращение объемов закачиваемой

жидкости является значительным, если учитывать общий объем пульпы, образующийся в процессе бурения скважин.

Три цепных скребковых конвейера транспортируют буровой шлам через антресольную палубу, вниз через палубу с установленным ПВО и, наконец, вниз через часть нижней палубы к установкам подготовки и закачки пульпы.

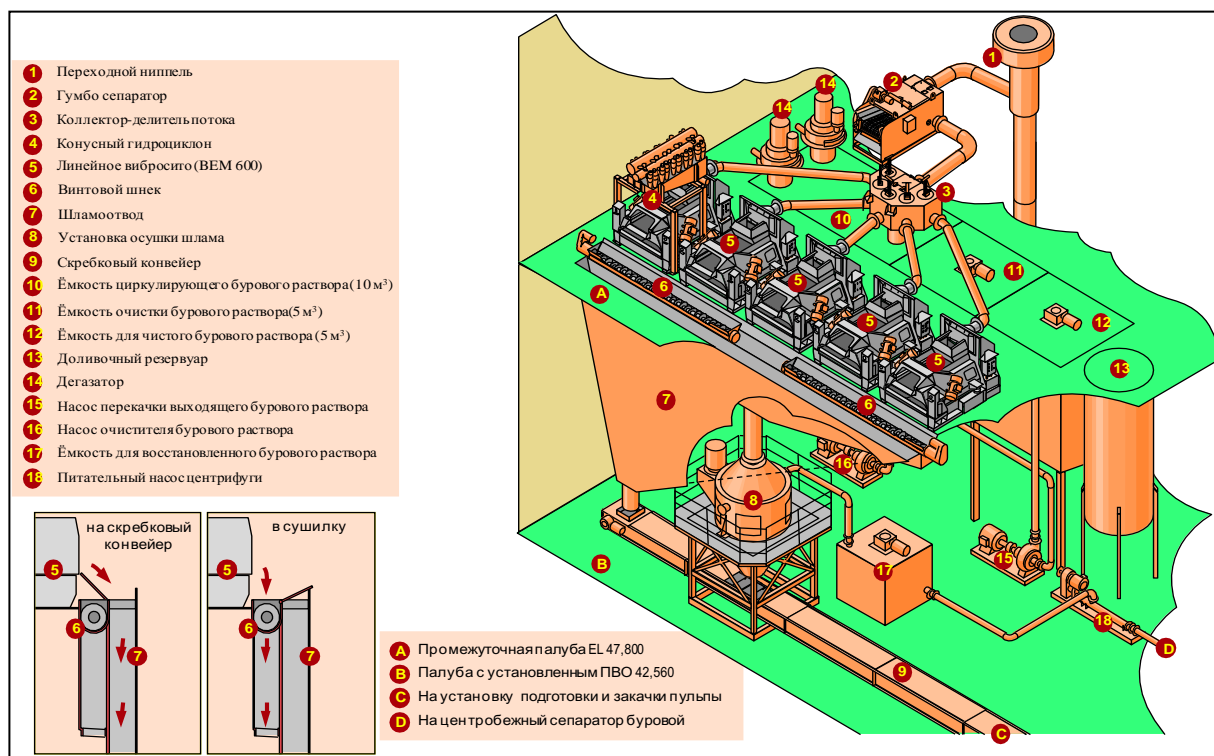


Рис. 8.1. Оборудование для процесса сепарации и транспортировки шлама

Следующий этап процесса закачки отходов бурения – установка подготовки пульпы (Рис. 8.2). Выбуренный шлам измельчается и смешивается с полимерами на водной основе в емкости предварительного измельчения и в двух емкостях высокой степени измельчения (2, 3 и 4). При транспортировке через быстроходные центробежные насосы шлам измельчается до размера частиц (400 мкм), что требуется для закачки. Перед закачкой шлам подается на сортировочное вибросито (5), где оставшиеся крупные частицы отделяются и подаются обратно на переработку.

После прохождения системы подготовки, плотность, структурно-механические и реологические свойства пульпы соответствуют требованиям, содержащимся в разделе 9.1.1.

Величина вязкости пульпы при подготовке ее каждой порции должна быть достаточной, чтобы обеспечить необходимое время нахождения самых крупных частиц во взвешенном состоянии в периоды между закачкой отдельных порций раствора или во время устранения технологических осложнений. Таким образом, при бурении скважины через пласты, содержащие крупнозернистый песчаник требуется более высокая вязкость пульпы, чем при закачке буровых отходов, образующихся при строительстве скважин в пластах с более мелкими и менее плотными породами, как, например, при вскрытии мягких глин. Пульпа может оставаться в неподвижном состоянии в нагнетательной колонне в течение 3 часов (стандартный производственный перерыв между закачкой отдельных порций) перед тем, как будет необходимо перейти к закачке или выполнить промывку. Если в забойных условиях происходит оседание твердой фазы, то это может стать причиной блокирования интервалов закачки в скважине, ее временной остановке и необходимости выполнения подземного ремонта скважины для восстановления ее приемистости. Для избежания снижения приемистости скважины до начала закачки пульпы необходимо обеспечить ее подготовку в соответствии с параметрами указанными в разделе 9.1.1, а также обеспечить наблюдения и регулирование реологических свойств пульпы в ходе выполнения работы при изменении литологии разбуриваемых пород.

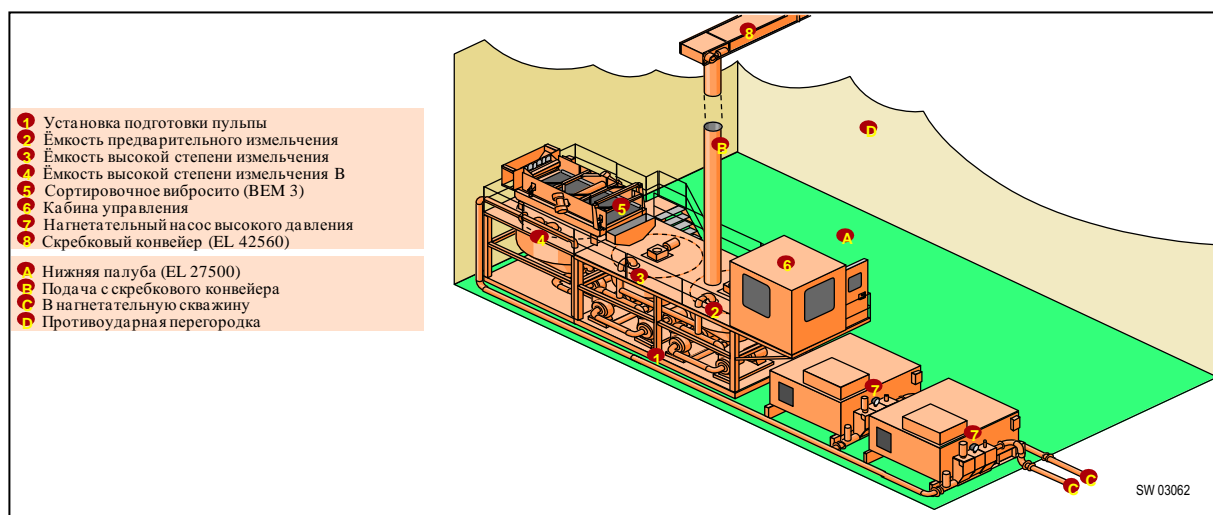


Рис. 8.2. Оборудование для подготовки пульпы

Приемистость поглощающей скважины поддерживается за счет достаточных переносящих свойств раствора. Перенос твердых частиц может быть улучшен путем добавки в раствор бентонита или полимера для увеличения вязкости и переносящей

способности. Перенос твердых частиц может быть улучшен и за счет выполнения мероприятий по специальной подготовке (измельчению) шлама. Приемистость поддерживается частой промывкой призабойной зоны интервала закачки чистым солевым раствором или морской водой.

Объем порции пульпы бурового шлама – до 240 м^3 , после которой закачка пульпы через скважину останавливается для подготовки следующей порции пульпы бурового шлама. Продолжительность такой остановки не превышает 3 часа, что позволяет избежать оседания шлама на внутренних стенках НКТ. В случае если отходов бурения больше нет, через скважину закачивается 90 м^3 морской воды с целью продавки единичной порции пульпы из скважины в трещину, после чего закачка прекращается и наступает закрытие трещины (так называемое «время релаксации»).

При необходимости закачать несколько порций пульпы бурового шлама, после каждой порции пульпы объемом до 240 м^3 закачка останавливается на период до 3 часов для релаксации, после чего можно закачать следующую порцию пульпы. При достижении накопленного объема порций 1000 м^3 осуществляется промывка скважины морской водой объемом до 150 м^3 , после чего скважина закрывается на релаксацию на период до 12 часов.

Сохранность цельности ствола и обсадной колонны обеспечивается путем контроля за давлением в затрубном и межтрубных пространствах поглощающей скважины.

8.2. Комплекс оборудования по подготовке попутной воды

Организация закачки попутной воды на платформе «ЛУН-А» проводится в соответствии с разработанным Компанией проектным документом «Модернизация системы водоинжекции платформы «ЛУН-А». Основы проектирования», прошедшим экспертизу Промышленной безопасности [35].

Извлекаемые из недр вода, газ и конденсат подлежат разделению в двух трехфазных сепараторах, установленных на платформе «ЛУН-А». После каждого эксплуатационного сепаратора предусмотрена установка двух гидроциклонов, в которых происходит подготовка попутной воды – последовательное отделение песка и удаление нефти. Далее вода с обеих технологических линий подается в дегазатор, где производится дальнейшая подготовка попутной воды для закачки в пласт. Попутная вода, подготовленная до утвержденных кондиций, подается на систему, состоящую из бустерного и нагнетательного насосов пластовой воды, которые осуществляют закачку воды в поглощающую скважину.

Отделенная на гидроциклоне «возвратная» нефть направляется в емкость возвратной нефти, а затем – обратно на эксплуатационные сепараторы через насос возврата уловленной нефти. Упрощенная принципиальная схема подготовки и закачки попутной воды приведена на Рис.8.3.

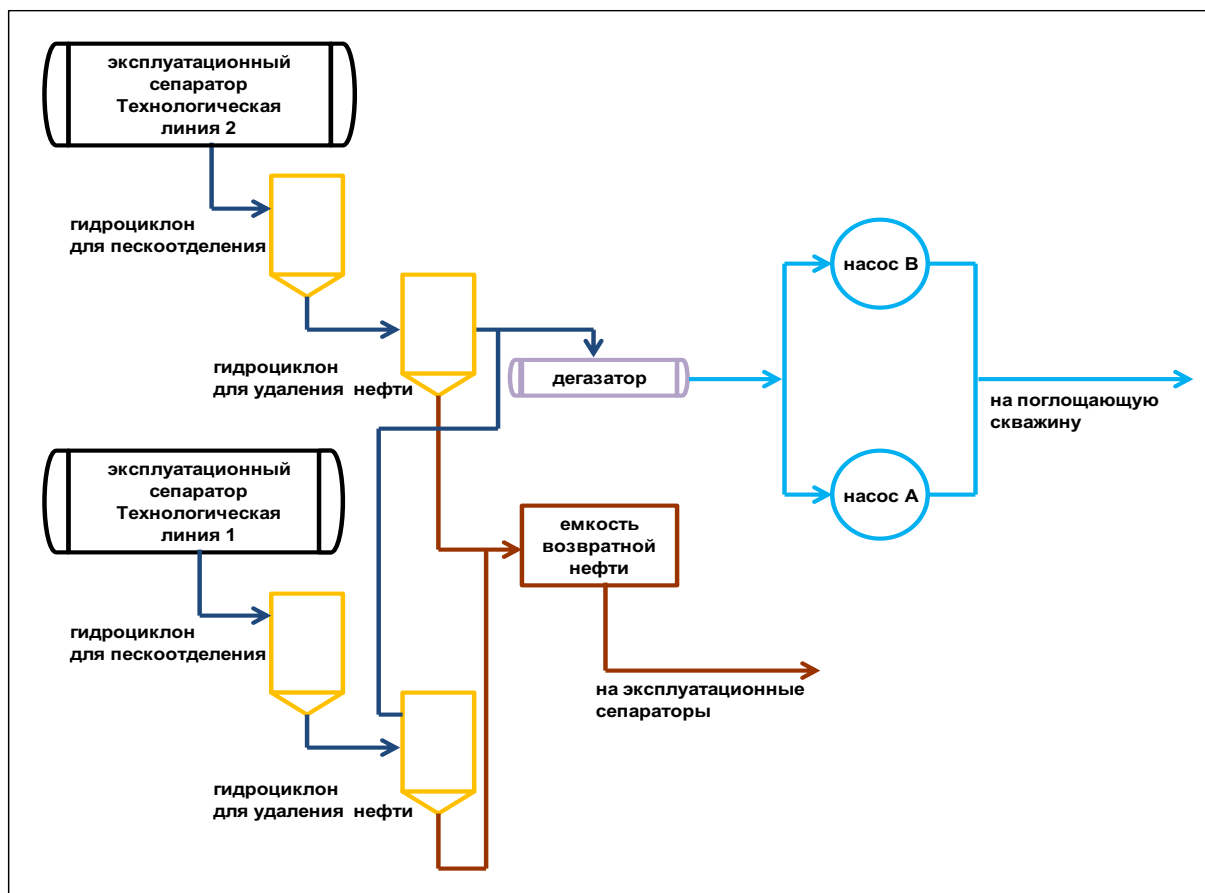


Рис. 8.3. Принципиальная схема подготовки и закачки попутной воды

Основные компоненты системы подготовки и закачки попутной воды включают:

- эксплуатационные сепараторы;
- установки гидроциклона для песка;
- установки гидроциклонов нефтеотделения;
- бустерные насосы для пластовой воды;
- нагнетательные насосы для пластовой воды (насосы «А» и «Б»);
- фильтры пластовой воды (перед нагнетательными насосами пластовой воды);
- емкость возвратной нефти и насосы возврата уловленной нефти;
- дегазатор.

Согласно утвержденному «Геологическому отчету...»[14] производительность закачки попутных вод должна составлять до 1049 м³/сут.

Оборудование подготовки и закачки попутной воды на платформе «ЛУН-А» позволяет проводить закачку в объеме от 377 м³/сут до 1049 м³/сут. Закачка осуществляется при помощи двух нагнетательных насосов пластовой воды объемного типа. Один насос находится в работе, второй запасной. Каждый насос оборудован пятью плунжерами, размер которых может варьироваться в зависимости от требований к объемам закачки. Нагнетательные насосы оборудованы следующим образом: на насосе «А» установлены плунжеры диаметром 45 мм, что позволяет закачивать 377 м³/сут; на насосе «Б» установлены плунжеры диаметром 75 мм, что позволяет закачивать 1049 м³/сут. Расчетная пропускная способность каждого гидроциклона составляет 1591 м³/сут с максимальным входящим потоком песка до 182,6 кг/сут, что соответствует концентрации песка во входящем потоке 115 мг/л. Производитель оборудования гарантирует 95 % извлечения твердых частиц размером выше 10 микрон и 99,9 % частиц размеров выше 25 микрон. Проектное давление в гидроциклонах – до 18,5 МПа. Гидроциклоны отделения песка оборудованы перепускным трубопроводом. Таким образом, при остановке одной линии гидроциклонов на техническое обслуживание, поток воды направляется на другую линию, обеспечивая тем самым непрерывную обработку пластовой воды до заданных значений по содержанию песка.

Пропускная способность гидроциклонов отделения песка напрямую связана с конфигурацией плунжеров на нагнетательных насосах. Система гидроциклонов первой линии рассчитана на пропускную способность 377 м³/сут (насос «Б»), второй линии – 1049 м³/сут (насос «А»).

Максимальная пропускная способность оборудования по подготовке пластовой воды представлена на Рис 8.4.

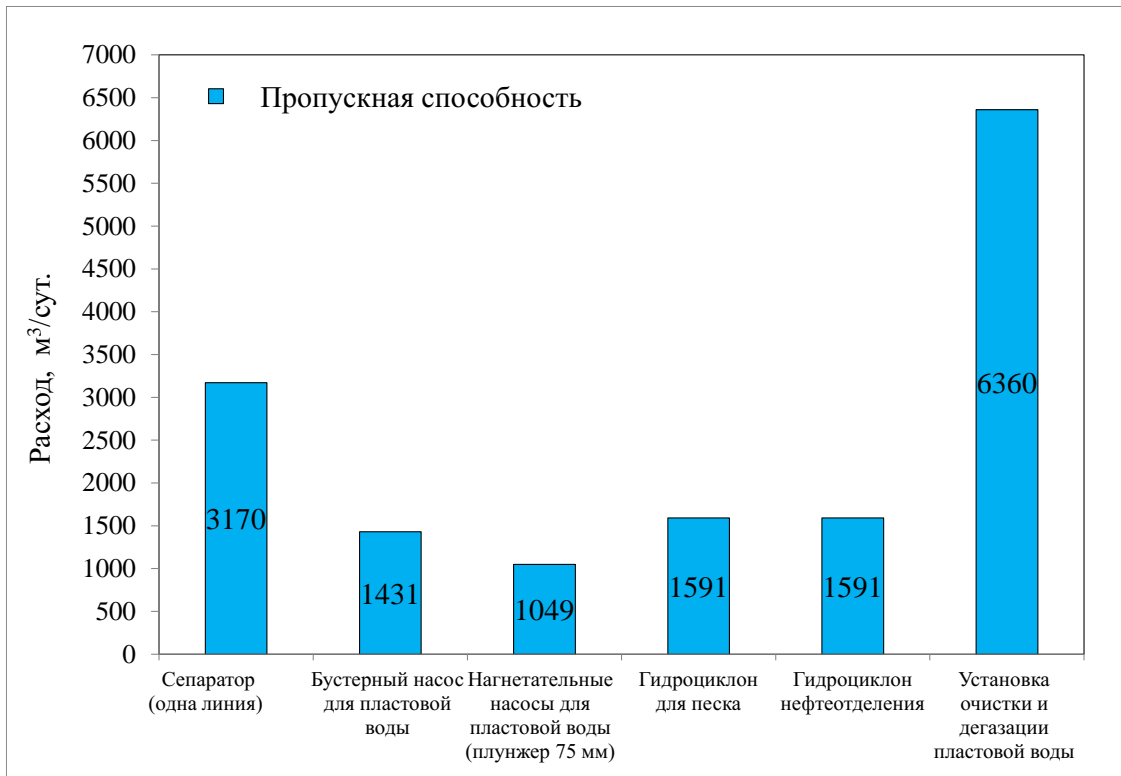


Рис 8.4. Максимальная пропускная способность оборудования по подготовке пластовой воды

Мелкие частицы песка (размером ок. 1-25 микрон) с пластовой водой поступают из гидроциклонов отделения песка на гидроциклоны для удаления нефти.

Отделившийся в гидроциклонах песок поступает в приемники, каждый из которых расположен непосредственно под гидроциклоном для пескоотделения. Разжижение песка и его подача из приемника в систему закачки отходов бурения обеспечивается эдуктором. После попадания песка в данную систему, он смешивается с отходами бурения, закачивается в поглощающую скважину для закачки отходов бурения.

Из гидроциклонов для пескоотделения попутная вода направляется на блок гидроциклонов нефтеотделения. Габариты каждого нефтеудаляющего гидроциклона обеспечивают пропускную способность, равную 1591 м³/сут. Проектное давление гидроциклонов нефтеотделения – до 18,5 МПа. Гидроциклоны нефтеотделения не оборудованы перепускным трубопроводом, поэтому попутная вода с технологической линии 1 гидроциклонов для пескоотделения идет только на линию 1 гидроциклонов нефтеотделения. То же правило применимо и к линии 2. Пропускная способность гидроциклонов нефтеотделения напрямую зависит от конфигурации плунжеров нагнетательных насосов.

Мелкий песок, попадающий в гидроциклон нефтеотделения, выходит с пластовой водой, тогда как большая часть газообразных компонентов, поступающих в гидроциклон, выходит с возвратной нефтью.

Возвратная нефть из обоих гидроциклонов нефтеотделения направляется в емкость возвратной нефти, откуда накопленная нефть возвращается на эксплуатационные сепараторы через объемный насос возврата нефти. Проектом предусмотрена установка как основного, так и резервного насосов возврата нефти. Газообразные компоненты, поступающие в емкость возвратной нефти, по выкидной линии отводятся на факельный коллектор.

Клапан-регулятор, установленный на общем выходе из нефтеудаляющих гидроциклонов, поддерживает противодействие в линиях гидроциклонов, тем самым обеспечивая минимизацию выделения газообразных компонентов из попутной воды и предотвращает нарушения в работе гидроциклонов.

Пластовая вода, очищенная от песка и нефти в обоих гидроциклонах, затем поступает на дегазатор, где происходит дальнейшая очистка и дегазация пластовой воды. Дегазатор находится в балансе с факельным коллектором, работающем в диапазоне давлений от 0 до 0,62 МПа.

От установки очистки и дегазации пластовой воды вода закачивается в поглощающую скважину для размещения попутной воды с помощью блоков насосов. Каждый блок состоит из центробежного бустерного насоса, фильтров пластовой воды, объемного нагнетательного насоса для пластовой воды, промывочного и масляного насоса.

Мощность линии по обратной закачке пластовой воды ограничена максимальной производительностью используемого насоса: 377 м³/сут для линии 2 до 1049 м³/сут для линии 1.

В настоящее время в связи с низкой обводненностью добывающих скважин, большая часть попутной воды направляется на рециркуляцию в сепаратор первой или второй линии (по выбору оператора в зависимости от текущей технологической потребности). Линия рецикла расположена на выкиде нагнетательного насоса и снабжена ограничительной шайбой. Рециркуляция воды обеспечивает необходимый расход через бустерный и нагнетательные насосы.

Скорость закачки пластовой воды регулируется с помощью клапанов-регуляторов

(два клапана со 100 % производительностью) для поддержания уровня поверхности раздела в установке дегазации и очистки. В случае, когда скорость закачки пластовой воды ниже производительности насоса, дополнительная пластовая вода перенаправляется обратно на один из эксплуатационных сепараторов через общий рециркуляционный клапан-регулятор.

Обработанная попутная вода с линии минимального потока центробежного насоса используется для промывки приемника песка. Промывка осуществляется автоматически по высокому уровню в приемнике песка или же по таймеру.

Вода из системы пластовой воды используется для гидропескоструйной очистки эксплуатационных сепараторов, установки очистки и дегазации. Источником воды для очистки является напорная линия насосов закачки пластовой воды. Процедура гидропескоструйной очистки носит периодический характер.

В настоящее время, на одном насосе установлены плунжеры диаметра 45 мм, на втором – установлены плунжеры диаметра 75 мм. Таким образом, в системе закачки воды работает два насоса с разной производительностью ($377 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $1049 \text{ м}^3/\text{сут}$), что позволяет использовать каждый из них в зависимости от величины объема добываемой попутной воды.

8.3. Установка перепускной линии между системой закачки попутной воды и системой закачки отходов бурения

В случае невозможности эксплуатации скважины ЛА-515 по техническим и/или геологическим причинам, а также при невозможности по техническим причинам эксплуатации трубопровода между нагнетательными насосами и устьем скважины ЛА-515 Компания рассматривает временный вариант осуществления закачки попутной воды через скважину для закачки буровых отходов. Данное решение позволит устранить риск остановки добычи газа на Лунском месторождении, так как направлять большие объемы попутной воды на ОБТК по подводным мультифазным трубопроводам невозможно в связи с риском гидратообразования. Продолжительность закачки попутной воды через скважину для закачки буровых отходов будет ограничена 6 месяцами, в течение которых Компания должна устранить технические проблемы и восстановить закачку через скважину, предназначенную для закачки попутной воды.

9. СВЕДЕНИЯ О СОСТАВЕ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ И ПОПУТНОЙ ВОДЫ, ИХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКЕ ДЛЯ ЗАКАЧКИ В НЕДРА ЧЕРЕЗ ПОГЛОЩАЮЩИЕ (НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ) СКВАЖИНЫ

9.1. Размещение отходов бурения

9.1.1. Характеристика отходов, закачиваемых в специальные скважины по размещению отходов бурения

Буровые отходы Лунского месторождения образуются в процессе бурения, заканчивания, испытания эксплуатационных и специальных скважин, бурения пилотных и боковых стволов, выполнения операций по подземному и капитальному ремонту скважин, а также включают в себя отходы, образующиеся на платформе «ЛУН-А» при подготовке продукции скважин и дальнейшей транспортировки по системе магистральных трубопроводов на ОБТК, завод СПГ и Терминал отгрузки нефти (ТОН) для переработки и отгрузки потребителю.

На Лунском месторождении через специальные поглощающие скважины по закачке отходов бурения и других жидкостей, размещаются следующие виды флюидов:

К отходам бурения относятся следующие флюиды:

- пульпа бурового шлама;
- отработанный буровой раствор на водной основе;
- отработанный буровой раствор на нефтяной основе;
- отходы цементных растворов;
- углеводородная основа бурового раствора.

Попутные воды и воды, используемые для собственных производственных и технологических нужд при добыче углеводородного сырья, представлены следующими флюидами:

- высоковязкая буферная жидкость;
- морская вода;
- консервационная жидкость;
- 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 (захоронение) отходов III-IV классов опасности.

При этом необходимо учитывать, что в соответствии со статьёй 2 пункта 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.

9.1.2. Параметры буровых отходов и других жидкостей

Отходы закачиваются в пласт в виде шламовой пульпы, которая представляет собой суспензию, состоящую в основном из бурового шлама, содержащегося в нём бурового раствора и морской воды. Кроме того, в шламовой пульпе могут содержаться и другие вышеперечисленные флюиды.

В «Дополнении к Техническому проекту...2017 г.» [42]: содержатся следующие требования к качеству пульпы перед закачкой в поглощающую скважину:

вязкость по Маршу: 63 - 95 сек/л;

максимальный размер частиц (D90): 400 мкм;

плотность: до 1,3 г/см³;

объемное содержание твердой фазы: 20 – 40 %;

минимальное время нахождения твердой фазы во взвешенном состоянии: 3 часа.

В представленном «Дополнении к Техническому проекту...» данные требования предлагается оставить без изменений.

Технология подготовки пульпы перед закачкой описана в разделе 8.1.

9.2. Размещение попутной воды

Попутные воды – это пластовые воды, поступающие из продуктивных пластов Лунского месторождения совместно с добываемыми углеводородами. Попутные воды не являются отходами производства.

В «Дополнении к Техническому проекту...2017 г.» [42]: содержатся следующие требования к качеству попутной воды перед закачкой в поглощающую скважину:

содержание углеводов: 5 мг/л;

содержание твёрдой фазы: не более 135 мг/л;

размер взвешенных частиц: не более 250 мкм;

температура воды: 20 – 40 °С.

В представленном «Дополнении к Техническому проекту...» данные требования предлагается оставить без изменений.

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

10.1. Размещение отходов бурения

Для контроля процесса закачки отходов бурения используется следующее оборудование:

Датчики для замера устьевого/затрубного/межколонного давлений. Преобразователь давления серии Rosemount 3051 TG позволяет считывать давления с ежесекундной периодичностью и преобразовывать значения в цифровой выходной сигнал. Данные датчики рассчитаны на максимальное давление 68,9 МПа, перед пуском в эксплуатацию все проходят необходимую сертификацию и калибровку.

Расходомер и датчик давления на нагнетательном насосе высокого давления. Насосы высокого давления типа HPP P-8704A-01 являются частью оборудования модуля для обратной закачки бурового шлама. На них помимо датчика давления установлен и расходомер, который позволяет измерять текущий расход закачиваемой жидкости до 1,3 м³/мин. Ежедневно оператор по закачке вносит данные в дневную сводку о скорости закачки, достигнутой во время размещения отходов бурения в поглощающую скважину.

Прибор для измерения плотности закачиваемых жидкостей. Для определения плотности образца бурового раствора и других жидкостей используются металлические рычажные весы типа «100-60-X» для определения плотности раствора под давлением в футляре производства компании Халлибертон. Испытуемый образец помещается в емкость под давлением, что приближает условия к внутрискважинным.

Прибор для измерения вязкости. Применяется воронка Марша модели MLN-3.

Результаты измерения параметров бурового раствора (плотность и вязкость) заносятся в суточную сводку оператором.

Замеряемые давления передаются в базу программного обеспечения «PI Process Book», которое позволяет отображать значения в режиме реального времени.

10.2. Размещение попутной воды

Для измерения расхода закачиваемой в пласт воды используется расходомер «Magnetic Optiflux 4300» фирмы «Krohne», установленный на устье поглощающей скважины ЛА-515.

Данный расходомер обеспечивает корректные замеры при значениях расхода воды, превышающих 8,5 м³/час. Так как фактический расход попутной воды после прекращения работы нефтяных скважин зачастую ниже данного минимального значения, существует значительная погрешность измерений расхода воды.

Для решения данной проблемы Компания планирует заменить данный расходомер на расходомер с диапазоном измерений 0,5-50 м³/час.

Для измерения устьевого/затрубного/межколонного давлений используется преобразователь давления серии Rosemount 3051 TG, который позволяет считывать давления с ежесекундной периодичностью и преобразовывать значения в цифровой выходной сигнал. Данные датчики рассчитаны на максимальное давление 68,9 МПа, перед пуском в эксплуатацию все проходят необходимую сертификацию и калибровку.

Для замера забойного давления и температуры используются постоянно-действующие глубинные датчики.

Замеряемые значения передаются в базу программного обеспечения «PI Process Book», которое позволяет отображать значения в режиме реального времени.

11. СПОСОБЫ И ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ СОСТАВА ОТХОДОВ БУРЕНИЯ И ПЛАСТОВЫХ ВОД В НАБЛЮДАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

В связи с ограничением количества буровых окон на платформе «ЛУН-А» специальных наблюдательных и пьезометрических скважин на Лунском месторождении не предусмотрено. Данное решение обосновано в утвержденном проектом документе «Дополнение к технологической схеме разработки Лунского нефтегазоконденсатного месторождения» [43].

В соответствии с утвержденным «Дополнением к Техническому проекту» [42], состав отходов бурения и попутных вод контролируется перед закачкой в поглощающие скважины. Виды и периодичность контроля содержатся в утвержденных программах мониторинга [38], [41].

12. МЕТОДЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ ПОГЛОЩАЮЩИХ (НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ) СКВАЖИН

12.1. Скважины для закачки отходов бурения

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

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

Поглощающие скважины для размещения отходов бурения эксплуатируются в режиме гидроразрыва пластов. При этом характер закачиваемых жидкостей предполагает высокую кольматирующую способность любого пористого пространства.

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

Практической невозможностью адресной и контролируемой доставки химического реагента в участки сниженной проницаемости;

Высокой коррозионной активностью либо повышенной токсичностью / пожароопасностью наиболее эффективных химреагентов (плавиковая / глинокислота, EDTA, метанол, диметилбензол);

Необходимостью производства закачек кислот или иных растворителей в объемах, сопоставимых с основными закачками - как следствие, высокие финансовые затраты и снижение эффективной ёмкости доменов размещения отходов;

Существенно большей технической сложностью химического воздействия на кольматирующие компоненты по сравнению с аналогичной обработкой на поверхности.

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

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

12.2. Скважины для закачки попутной воды

В случае, если ухудшение приемистости в условиях закачки в матрицу пласта будет препятствовать нормальному сбросу воды в поглощающую скважину, Компания предпримет меры, направленные на улучшение приемистости, например, перестрел существующего интервала перфорации или кислотную обработку призабойной зоны. Решение о необходимости и сроках проведения таких работ будет приниматься Компанией с учетом всех факторов, влияющих на обеспечение бесперебойных поставок газа на завод СПГ.

При невозможности использовать текущий пласт XIX по техническим или геологическим причинам, рекомендуется использовать все резервные пласты XVIII-XIII, начиная с нижнего.

Рекомендуется продолжать мониторинг закачки попутной воды. Решения о необходимости перестрела интервала перфорации, кислотной обработки, проведении промыслово-геофизических исследований по определению роста трещины и использовании вышележащих пластов будут приниматься Компанией в индивидуальном порядке в зависимости от текущей ситуации и на основании анализа всей имеющейся промысловой информации. Основными критериями при принятии решений будут являться соблюдение требований охраны недр и промышленной безопасности, а также обеспечения поставок газа на завод СПГ.

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

13.1. Размещение отходов бурения

«План мониторинга закачки отходов бурения на Лунском месторождении» [41] согласован Отделом геологии и лицензирования по Сахалинской области (Сахалиннедра) 20.08.2018 г. (Письмо Сахалиннедра № 10-37/720). Мониторинг закачки отходов бурения производится в следующих целях:

выполнение обязательств Компании по экологически безопасному ведению работ в ходе строительства скважин и освоения Лунского месторождения перед российскими государственными органами.

проведения мониторинга состояния области размещения отходов бурения, в соответствии с определенными в лицензии границами.

проведение необходимого и дополнительного объема работ для обеспечения длительной и бесперебойной работы поглощающей скважины.

увеличения вместимости подземной области размещения отходов бурения, не выходя за утвержденные границы.

оптимизации числа скважин для закачки отходов бурения, необходимых на весь период эксплуатации Лунского месторождения.

определение необходимого комплекса исследований, которые должны быть выполнены в поглощающих скважинах.

Мероприятия по мониторингу включают проведение комплекса исследований при бурении и освоении поглощающих скважин, суточный мониторинг за процессом закачки, контроль за техническим состоянием поглощающей скважины и толщиной стенок нагнетательной линии, уточнение модели гидроразрыва пласта и размеров области размещения отходов бурения.

Основным мероприятием суточного мониторинга при закачке буровых отходов является круглосуточное непрерывное измерение и запись в электронную базу данных Компании давления на устье поглощающей скважины и расход закачки.

Кроме того, перед каждой закачкой осуществляется отбор образцов пульпы шлама с целью определения следующих свойств пульпы: плотность и вязкость, содержание твердой фазы, нефти и воды. Результаты измерений заносятся в отчет «Суточный отчет по закачке

отходов бурения», который оператор направляет в отдел по освоению Лунского месторождения. Специалисты отдела по освоению Лунского месторождения проводят контроль качества и изучение представленных в суточном отчете данных. Полученные данные используются в качестве вводных для выполнения оценки роста трещины и размеров области размещения отходов и при выработке решений по оптимизации процесса размещения отходов.

13.2. Размещение попутных вод

«План мониторинга закачки попутных вод на Лунском месторождении» [38] согласован Управлением по недропользованию по Сахалинской области 29.09.2011 г. (Письмо Сахалиннедра № 02/02-6-403).

Мониторинг закачки попутных вод производится в следующих целях:

выполнение обязательств Компании по экологически безопасному ведению работ в ходе освоения Лунского месторождения перед российскими государственными органами;

осуществление контроля распространения закачанной попутной воды, в соответствии с определенными горным отводом границами;

проведение необходимого и дополнительного объема работ для обеспечения длительной и бесперебойной работы поглощающей скважины;

осуществление мероприятий, направленных на увеличение вместимости трещинного домена – подземной области захоронения попутно добываемой воды, без нарушения утвержденных границ;

оптимизация числа скважин для закачки подтоварной воды, необходимых на весь период эксплуатации Лунского месторождения;

распределения сфер ответственности среди специалистов Компании.

Мероприятия по мониторингу включают проведение комплекса исследований при бурении и освоении поглощающих скважин, суточный мониторинг за процессом закачки, контроль за техническим состоянием поглощающей скважины и толщиной стенок водонагнетательной линии, уточнение модели гидроразрыва пласта и размеров области размещения попутных вод.

Описание выполненного комплекса геофизических исследований при бурении скважины ЛА-515 содержится в разделе 2.6.2. При освоении скважины ЛА-515 были проведены испытания на приёмистость, которые описаны в разделе 5.3. Информация о мероприятиях по контролю за процессом закачки попутной воды согласно «Плану

мониторинга...» приведена в Таблице 13.1.

Таблица 13.1. Периодичность мониторинга процесса закачки

Объект наблюдения	Виды исследований	Периодичность наблюдения	Цель исследований
Поглощающая скважина для закачки попутной воды	Замеры затрубного, межколонного и заколонного давлений	ежедневно	Контроль технического состояния скважины
	Замеры устьевого давления, забойного давления и объема обратной закачки попутных вод	ежедневно	Контроль процесса закачки и степени заполнения области размещения пластовых вод
	Отбор проб попутных вод и определение в их составе: содержания углеводородов, твёрдой фазы.	ежеквартально	Контроль качества попутных вод перед закачкой
	Замеры температуры воды (забойный датчик температуры)	ежедневно	

14. 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 недрами, размещении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод;
8. обеспечение безопасности работ, связанных с использованием недр;
9. соблюдение установленного порядка ликвидации сооружений по добыче полезных ископаемых и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;
10. осуществление маркшейдерских работ с целью обеспечения эффективности производства и промышленной безопасности, предупреждения нерационального использования недр и нарушений требований по их охране;
11. предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с

пользованием недрами при размещении 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 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 пороэластичного 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 компанией «АКРОС» выполнены соответствующие изыскания. Для анализа пространственно-временного распределения трещин гидроразрыва, создаваемых для закачки отходов бурения и попутно добываемой воды, оценки распространения трещин и их возможных пересечений с существующими тектоническими нарушениями, было проведено математическое моделирование для определения их конфигурации. Выбор зон закачки проводился так, чтобы трещины гидроразрыва не достигли тектонических нарушений, стволов пробуренных скважин и залежей углеводородов.

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

Соблюдение методов контроля и проводимого мониторинга технологических процессов обеспечивает надежную защиту недр и подземных вод от загрязнения и нежелательных с геоэкологической точки зрения изменений гидродинамической и гидрохимической структур подземных вод.

Все виды воздействия экологически допустимы в соответствии с требованиями российского природоохранного законодательства.

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

15.1. Оценка состояния окружающей среды

Морская платформа «ЛУН-А» установлена на Лунском лицензионном участке в Охотском море у северо-восточного побережья острова Сахалин, в точке с координатами 51°24'54"с.ш., 143°39'43"в.д..

Глубина моря в месте установки платформы составляет 48 м. Минимальное расстояние от платформы до берега о. Сахалин – около 14 км. Ближайшие населенный пункт – пос. Катангли, расположен в 44 км и к северо-западу от платформы, районный центр - п.г.т. Ноглики на расстоянии 56 км.; 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 Ногликскому району Сахалинской области и является водным объектом, используемым для рыбохозяйственной деятельности.

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

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

воздействие материка и океана на атмосферу носит ярко выраженный сезонный характер и выражается в изменении поля распределения давления и синоптических процессов от сезона к сезону.

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

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

По результатам обработки опубликованных материалов и сведений из климатических справочников (Справочник по климату СССР. Вып.34, ч.4. Л.: Гидрометеиздат, 1968, 171 с.) годовое количество осадков на побережье о.Сахалин увеличивается с севера на юг от 551 мм в Одопту до 770 мм в районе г. Корсаков. Наименьшее количество осадков выпадает на севере острова, их количество в районе установки платформы «ЛУН-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 Лунского 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 Лунского 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 Лунского 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 Лунского месторождения преобладают течения меридиональной направленности, причем среднегодовая повторяемость южных течений существенно выше повторяемости северных. Это подтверждается выполненными ранее наблюдениями и результатами численного моделирования, которые свидетельствуют, что через площадь месторождения проходит западная периферия Восточно-Сахалинского течения.

Волнение в рассматриваемом районе может наблюдаться в безледовый период, т.е. с мая по декабрь. Летом преобладает волнение юго-восточного, южного направлений с

высотами (hs) до 3 м . Повторяемость штилей и слабого волнения в этот период максимальна и достигает 30-45%.

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

Открытая граница Охотского моря идет вдоль Курильских островов поблизости от одной из основных зон зарождения цунами в Тихом океане – Курило-Камчатского желоба. Курильские острова являются одним из самых сейсмически активных регионов мира, и северо-восточное побережье о. Сахалин потенциально подвержено волнам цунами, проходящим через Курильские проливы. Однако, большая часть энергии волн цунами, зарожденных 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 «ЛУН-А» проводятся в рамках реализации программы производственного экологического мониторинга потенциального воздействия платформы «ЛУН-А», 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 «ЛУН-А», выполненного в августе-сентябре 2020 г. в районе платформы «ЛУН-А».

15.1.1. Гидрохимическая характеристика морской воды

Данные STD зондирования, не выявили аномалии температурного режима и солености морских вод в районе платформы ЛУН А. Температура в толще воды

распределялась равномерно, снижаясь от 10,3 °С на поверхности до минус 0,7 °С в придонном слое.

Соленость на всех станциях распределялась в толще почти одинаково, увеличиваясь от 29,04 ‰ на поверхности до 32,82 ‰ в придонном слое.

Средняя температура морской воды на поверхности (7,1 °С) была ниже среднего многолетнего значения, характерного для третьей декады августа – первой декады сентября в данном районе.

Значения солености морской воды в поверхностном слое были близки к средним многолетним значениям, а в придонном слое – несколько ниже (~ на 0,30 ‰) среднемноголетних значений.

15.1.2. Нефтепродукты

В 2020 году все измеренные концентрации нефтеуглеводородов не превышали предел обнаружения метода (менее 0,020 мг/дм³).

В период 2016-2020 г.г. изменчивость концентраций нефтепродуктов не выявлена – концентрации составили от менее 0,020 мг/дм³ до 0,021 мг/дм³.

Сравнительный анализ результатов 2016-2020 г.г. показал, что все измеренные в этот период концентрации нефтеуглеводородов в морской воде были ниже предела обнаружения метода, за исключением одного значения в 2019 году (0,021 мг/дм³ в контрольном створе №1).

Таким образом, загрязнение морской воды нефтепродуктами отсутствует, поэтому угрозы для экосистемы в районе платформы «ЛУН-А» нет.

15.1.3. Фенол

В период 2016-2020 гг. диапазон изменчивости концентраций фенола не изменился и составляет от менее 0,0005 мг/дм³ до 0,0009 мг/дм³.

Сравнительный анализ результатов 2016-2020 гг. показал, что наибольшие концентрации фенола в морской воде были зафиксированы в 2016 (0,0009 мг/дм³) и 2020 (0,00074 мг/дм³) годах в фоновом створе Ф-1 на удалении 5000 метров от платформы.

Максимально за-фиксированное значение фенола ($0,0009 \text{ мг/дм}^3$) было в 1,1 раза ниже ПДК ($0,001 \text{ мг/дм}^3$).

Таким образом, морская вода в районе платформы ЛУН-А не загрязнена фенолом, так как все концентрации, измеренные в контрольных створах в 2016-2020 г.г. бы-ли ниже ПДК. Следовательно, угрозы для экосистемы в районе платформы «ЛУН-А» нет.

15.1.4. Анионные синтетические поверхностно-активные вещества (АСПАВ)

В 2020 году концентрации АСПАВ варьировались от менее $0,010$ до $0,023 \text{ мг/дм}^3$. Наибольшая концентрация АСПАВ ($0,023 \text{ мг/дм}^3$) отмеча-лась в фоновом створе №2 и была ниже в 4,3 раза норматива ($0,1 \text{ мг/дм}^3$) для водоемов рыбохозяйственного значения.

Средняя концентрация АСПАВ в 2020 году составляла $0,012 \text{ мг/дм}^3$ была в 8,3 раза ниже норматива

Сравнительный анализ результатов 2016-2020 гг. показал, что наибольшая концентрация АПАВ в морской воде отмечалась в 2018 году в контрольном створе В2-1 ($0,038 \text{ мг/дм}^3$). Это значение в 2,6 раза ниже норматива ($0,1 \text{ мг/дм}^3$).

В целом диапазон изменений концентраций в 2016-2020 гг. был незна-чительным, наименьшие и наибольшие значения отличались между собой не более чем в 3,8 раза. Все концентрации АСПАВ, измеренные в 2016-2020 гг., были ниже норматива, установленного для водоемов рыбохозяйственного значения.

Таким образом, загрязнение морской акватории АСПАВ не происходит, угрозы для экосистемы в районе размещения платформы «ЛУН-А» нет.

15.1.5. Фитопланктон

В 2020 году видовой состав и количественные показатели фитопланктона отличались высокой интенсивностью развития, что, вероятно, связано с особенностями гидрологического режима исследуемого участка шельфа, а также особенностями сезонных и межгодовых биологических циклов морского фитопланктона.

В 2020 г. было идентифицировано 140 видов микроводорослей, основу которых составляли диатомовые (70 видов) и динофитовые (64 вида) водоросли.

Средние величины численности и биомассы водорослей составили 296 229,6 кл/л и 3 624,2 мг/м^3 , соответственно.

Самая высокая биомасса микроводорослей была отмечена на расстоянии самая высокая биомасса микроводорослей была отмечена в слое скачка плотности на фоновой

станции LUNA1000NREF 3 (18 876,0 мг/м³), самая высокая плотность поселения – на контрольной станции в 250 м к северу от платформы (1 220 400 кл/л).

В целом, состав и количественные характеристики микроводорослей в районе исследования были типичными для фитопланктона прибрежья о. Сахалин в осенний период.

Таким образом, результаты исследования структуры фитопланктона, выполненные в районе платформы ЛУН А в 2020 году, свидетельствовали о его стабильном состоянии, типичном для акватории северо-восточного шельфа Сахалина.

15.1.6. Зоопланктон

Количественные показатели зооцены в районе платформы «ЛУН-А» в 2020 г. находились на достаточно высоком уровне. Зоопланктон характеризовался значительным разнообразием, традиционно, как за счет копепод, так и многих других групп планктеров.

Общая численность зоопланктона изменялась от 4 151 до 58 407 экз/м³ (в среднем – 22 035 экз/м³), при этом наибольшие скопления животных были сосредоточены на расстояниях 500 м и более от платформы.

• В период работ обследованная акватория характеризовалась активным развитием зооцены. Хороший внешний облик животных, а также высокие количественные показатели характеризуют состояние планктонного сообщества как благополучное, а экологическую обстановку в районе платформы как благоприятную.

Таким образом, результаты мониторинга, выполненные в районе платформы ЛУН А в 2020 году, не выявили признаки негативного воздействия на зоопланктон и подтвердили стабильное состояние, типичное для акватории шельфа Сахалина.

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

Размещение отходов бурения и попутных вод осуществляется с платформы «ЛУН-А», которая оснащена современным основным и вспомогательным оборудованием для качественной подготовки и закачки отходов и попутных вод, 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 размещении буровых отходов и

попутных вод в недра на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении являются:

- подземные сооружения для промышленного размещения буровых отходов: поглощающая скважина ЛА-519;
- подземное сооружение для промышленного размещения попутных вод: поглощающая скважина ЛА-515;
- буровые отходы, образующиеся при эксплуатации платформы «ЛУН-А» и предназначенные для захоронения в недра;
- система подготовки, отведения и закачки отходов бурения и попутных вод.

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

- Воздействие на подземные воды. Основные виды воздействия на подземные воды при размещении буровых отходов и попутных вод в поглощающие скважины ЛА-519 и ЛА-515 заключаются в:
 - возможной перестройке гидродинамической структуры водоносных горизонтов;
 - изменении качества подземных вод при поступлении загрязняющих веществ;
 - воздействии на ресурсы подземных вод, пригодных для хозяйственного использования.
- Воздействие на морские воды.
 - В процессе размещения буровых отходов и попутных вод на Лунском месторождении 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 том числе обслуживающего систему подготовки и размещения буровых отходов и попутных вод;
 - В результате использования воды на охлаждение оборудования и после опреснительной установки образуются нормативно чистые воды, которые сбрасываются в водный объект без очистки. 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 буровых отходов и попутных вод в глубокие горизонты недр

будет определяться:

- забором морской воды для придания шламовой пульпе требуемых реологических свойств;
- воздействием шума и вибрации работающих механизмов на платформе ЛУН-А в процессе подготовки и закачки буровых отходов и попутных вод в поглощающие скважины;
- теплового воздействия при сбросе в море вод из системы охлаждения работающих механизмов, обеспечивающих размещение буровых отходов и попутных вод;
- 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

15.3. Мероприятия по охране подземных вод

Предотвращение и минимизация негативного воздействия на водоносные горизонты при размещении буровых отходов и попутных вод 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 буровых отходов и попутных вод 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 за объемами, 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.

15.4. 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 подземного сооружений в целях размещения буровых отходов, предусматриваются следующие мероприятия:

- оптимальный режим водозабора и использования морских вод;
- водозаборы морской воды оборудованы рыбозащитными устройствами (РЗУ);
- устройство систем, емкостей, контейнеров для сбора всех видов загрязненных стоков, с их последующей очисткой;
- установка специальных поддонов в местах возможных утечек и проливов горюче-смазочных материалов, буровых, тампонажных и других растворов;
- сброс неочищенных и/или недостаточно очищенных сточных вод, осадков буровых растворов и шлама в море не допускается;

- 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 электрохимической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод с дополнительным обеззараживанием стоков ультрафиолетом для снижения концентраций загрязняющих веществ в сбрасываемых водах;
- сбросы сточных вод с платформы «ЛУН-А» в морскую среду регламентированы нормами нормативно допустимых сбросов (НДС) и осуществляются на основании действующего Решения на сброс сточных вод;
- все резервуары сбора и хранения буровых сточных вод оборудованы датчиками контроля верхнего уровня жидкости, что снижает вероятность переполнения резервуаров и, соответственно, разливов;
- оборудование оснащено автоматическими сигнализирующими устройствами, автоматическими клапанами, приборами контроля, различными предохранительными устройствами;
- контроль качества сточных вод и морских вод в контрольном створе осуществляется в соответствии с Программой производственного экологического контроля при эксплуатации платформы «ЛУН-А» и Программой ведения регулярных наблюдений за водным объектом для платформы «ЛУН-А».

15.5. Мероприятия по охране морских биоресурсов

Основным мероприятием по охране морских биоресурсов является применение наилучшей доступной технологии (ИТС 17-2016 года «Размещение отходов производства и потребления») захоронения буровых отходов и попутных вод в глубоких горизонтах недр через поглощающие скважины ЛА-519 и ЛА-515, обеспечивающей отсутствие сбросов в море.

Основные мероприятия по снижению воздействия на морских млекопитающих изложены в «Плане по защите морских млекопитающих», разработанном компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» с учетом рекомендаций Консультативной группы по сохранению охотско-корейской популяции серых китов. Требования этого

документа подлежат обязательному выполнению при проведении любых работ на Лунском лицензионном участке.

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

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

Вертолетам, облетающим платформу, следует держаться при полете над морем на высоте не менее 500 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 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».

15.6. Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Для морской платформы «ЛУН-А», как для действующего объекта, разработан проект нормативов ПДВ, согласованный в установленном порядке, получено разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, на основании утвержденных нормативов выбросов. Насос высокого давления, с помощью которого происходит закачка отходов, работает от электропривода и не является источником загрязнения атмосферы. Электроснабжение платформы осуществляется по подводному кабелю от ОБТК.

15.7. Мероприятия по снижению влияния образующихся отходов

Мероприятия по снижению влияния образующихся отходов включают в себя:

- Ведение учета 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;
- Контроль за тарой: 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;
- Контроль за сбором: сбор токсичных отходов необходимо производить в герметичные емкости, хранить в закрытом помещении, исключающем доступ посторонних лиц и попадание влаги;
- Своевременное осуществление передачи отходов лицензированным организациям, контроль за лимитом накопления;
- Обеспечение круглогодичного доступа спецтехники для вывоза отходов;
- Содержание в надлежащем порядке места временного размещения отходов.

Таким образом, анализ экологических последствий размещения буровых отходов в глубоких горизонтах недр показал, что воздействие на окружающую природную среду можно считать локальным. Все виды воздействия на окружающую среду при реализации данного проекта экологически допустимы и соответствуют требованиям российского природоохранного законодательства.

16. СРОКИ И УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНСЕРВАЦИИ И (ИЛИ) ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН, ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ, НАЗЕМНЫХ ОБЪЕКТОВ, А ТАКЖЕ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЕЛЬ

Разработка проектных технологических и технических решений по консервации и ликвидации эксплуатационных скважин на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении 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» и ФНиП «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса».

Пользователь недр «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» обязан обеспечить консервацию/ликвидацию скважины в установленном порядке. Решение о консервации/ликвидации скважины принимается по инициативе предприятия-пользователя недр.

Консервация скважины на срок до 1 года и более может быть предусмотрена на время решения вопроса по использованию её для бурения боковых стволов или по другим причинам по решению Заказчика. Решение о бурении бокового ствола принимается с учетом выполнения требований п.п. 1061, 1062 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

После выполнения всех поставленных задач скважина ликвидируется по категории I установкой ликвидационных мостов. В случае возникновения непредвиденных ситуаций, скважина может быть ликвидирована по другим категориям, ФНиП «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (п. 1274): категория II – по геологическим причинам; категория III – по техническим причинам; категория IV – по технологическим, экологическим и другим причинам.

Все работы по ликвидации/консервации скважин должны осуществляться по планам ликвидационных/консервационных работ, составленным в соответствии с проектной документацией и с учетом результатов проверки технического состояния скважин. План ликвидационных/консервационных работ согласовывается с организацией, выполняющей работы по ликвидации или консервации и утверждается эксплуатирующей организацией. 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/консервации 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 «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд».

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

Изменения проектной документации на ликвидацию/консервацию скважины подлежат дополнительной экспертизе промышленной безопасности и согласованию с территориальным органом Ростехнадзора.

ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ

В процессе ликвидации скважина должна быть заполнена раствором (с ингибитором коррозии) плотностью, позволяющей создать на забое давление, превышающее на 15 % максимальное пластовое (при отсутствии поглощения).

Предусматриваются следующие проектные решения ликвидации скважин:

со спущенным фильтром 139,7 мм методом установки цементных мостов;

со спущенным фильтром 168,3 мм методом установки цементных мостов;

со спущенным эксплуатационным хвостовиком 177,8 мм методом установки цементных мостов;

со спущенным эксплуатационным хвостовиком 244,5 мм методом установки цементных мостов.

Перед установкой цементных мостов эксплуатационное оборудование должно быть извлечено из скважины.

Окончательная ликвидация скважины производится по решению Заказчика. В оборудование устья ликвидируемой скважины входит обрезка всех обсадных труб, начиная с колонны 473,1 мм (если колонна 339,7 мм извлечена) и заканчивая 762,0 мм. Обрезка обсадных труб осуществляется гидравлической труборезкой в интервале глубин 1-2 м ниже уровня дна моря с последующим извлечением обрезанных труб труболовкой соответствующего размера. После обрезки всех труб и их подъема устанавливается последний мост в интервале на 50 м ниже дна моря, т.е. в колоннах 473,1 мм и 762,0 мм.

При установке ликвидационных мостов используется цементный раствор плотностью 1800 кг/м³, приготовленный на основе цемента класса «С». Перед цементированием необходимо произвести лабораторный анализ тампонажного раствора.

Подбор рецептур цементного раствора и буферных жидкостей для установки цементных мостов должен осуществляться с учетом горно-геологических условий скважины, а также ее технологических особенностей. В качестве продавочной жидкости используется буровой раствор такой же плотности, как и раствор на котором велось бурение скважины под эксплуатационную колонну. Основными определяющими параметрами подбора рецептуры цементного раствора является время начала его загустевания, водоотделение, прочность цементного камня на сжатие и изгиб.

Порядок организации работ по установке цементных мостов

Все работы по ликвидации скважины проводятся по инициативе пользователя недр в соответствии с планами работ.

Предварительно, предусматриваются следующие работы:

заглушить скважину буровым раствором с компонентным составом и параметрами, которые использовались при бурении скважины в продуктивном интервале;

на устье демонтировать фонтанную арматуру и установить противовыбросовое оборудование;

извлечь внутрискважинное оборудование;

спустить заливочную колонну до нижней границы цементного моста, промыть в течение двух циклов с выравниванием параметров бурового раствора, проверить на отсутствие поглощения или перелива;

установить ликвидационный мост на равновесие с контролем по объему в следующей последовательности:

1. закачать буферную жидкость №1 (рассчитанный объем);
2. закачать цементный раствор (рассчитанный объем);
3. закачать буферную жидкость №2 (рассчитанный объем);
4. закачать продавочную жидкость;
5. поднять заливочную колонну до верхней границы устанавливаемого моста, провести промывку в течение двух циклов с целью вымывания остатков цементного раствора;
6. поднять 60-70 м заливочных труб:
 - 6.1 при установке цементного моста №1, герметизировать устье и создать избыточное давление на устье из расчета создания на забое скважины давление на 10 % меньше давления разрыва пластов, оставить скважину на ОЗЦ (не менее 16 часов);
 - 6.2 при установке последующих цементных мостов, герметизировать устье и оставить скважину на ОЗЦ (не менее 16 часов);
7. разгерметизировать устье скважины и поднять заливочную колонну;
8. спустить заливочную колонну или КНБК с долотом до цементного моста, промыть скважину, нащупать и испытать мост на прочность. Наличие моста проверяется разгрузкой бурильного инструмента с усилием, не превышающим предельно допустимой нагрузки на цементный камень. Кроме того, цементный мост в интервале перфорации испытывается методом гидравлической опрессовки совместно с обсадной колонной и установленным на ней противовыбросовым оборудованием на давление, превышающее на 10% давление при эксплуатации.
9. поднять инструмент из скважины.

Для качественной установки цементных мостов в интервалах скважины с углом наклона более 40 градусов возможно применение цементировочного ретейнера (мостовой пакер-пробки с возможностью закачки цементного раствора в подпакерное пространство). Спуск ретейнера и закачка цементного раствора производятся за одну спуско-подъемную операцию.

Результаты работ по установке мостов, проверке их на прочность (герметичность) оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей.

КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО КОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИНЫ

Консервация скважины (с ликвидированной нижней частью) предусматривается на время решения вопроса по забурированию бокового ствола на другие эксплуатационные объекты месторождения или в других случаях по решению Компании. Решение принимается с учетом требований пп. 1061 и 1062 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

При консервации скважина должна быть заполнена буровым раствором с проектными параметрами с добавлением ингибитора коррозии.

В скважину спускаются бурильные трубы до глубины на 50 м выше искусственного забоя. Консервация скважины может производиться без спуска бурильного инструмента при наличии двух проверенных и опрессованных барьеров (цементного моста и пакер-пробки или двух цементных мостов). Верхняя часть скважины заполняется незамерзающей жидкостью (минеральным маслом). Глухая заглушка или фонтанная арматура должна быть установлена на колонной головке, опрессована на максимально ожидаемое давление в случае ГНВП и обеспечивать возможность мониторинга давления в скважине согласно разработанному и утверждённому плану мониторинга давления.

Срок консервации, предусмотренный проектом – до 1 года и более.

Порядок организации работ по консервации скважины

Все работы по консервации скважины проводятся по утвержденному и согласованному плану работ. План на консервацию скважины должен составляться с учетом конкретных горно-геологических особенностей разреза, содержать подробную информацию по техническому и технологическому состоянию скважины, причинах консервации, планируемых работах по оборудованию устья и ствола с указанием ответственных исполнителей. Указанные в плане сроки консервации и порядок контроля технического состояния скважины должны соответствовать требованиям ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ФНиП «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса».

На все проведенные работы по консервации скважины, составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

Продление сроков консервации законченной строительством скважины осуществляется в порядке, установленном Компанией.

ВРЕМЕННАЯ КОНСЕРВАЦИЯ ИЛИ ПРИОСТАНОВКА СКВАЖИН

При необходимости (например, отсутствие на платформе по какой-либо причине внутрискважинного оборудования) строительство скважины может быть приостановлено, а сама скважина временно законсервирована.

Для временной консервации скважины со спущенной (неперфорированной) колонной необходимо:

1. Спустить в скважину колонну бурильных труб до глубины искусственного забоя;
2. Промыть скважину буровым раствором, обработанным ингибитором коррозии. Параметры раствора должны соответствовать принятым проектным решениям для раствора, применяемого при бурении под соответствующую обсадную колонну;
3. Поднять колонну бурильных труб до глубины 50 м.
4. Установить в скважине мостовую пакер-пробку (на глубине ~50 м от дна моря);

Примечание. При консервации скважин со спущенными обсадными колоннами, башмаки которых не вскрыты, и опрессованными на герметичность в соответствие с проектной документацией, мостовая пакер-пробка в скважине может не устанавливаться.

5. Верхнюю часть скважины (0 – 50 м) заполнить незамерзающей жидкостью;
6. Поднять колонну бурильных труб.

Устье скважины должно быть оборудовано фонтанной арматурой либо заглушкой.

РЕКОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ

Для восстановления работоспособности фонда скважин Лунского месторождения

планируется выполнение капитальных ремонтов и реконструкции скважин без изменения или с изменением конструкции скважины, включая зарезку боковых стволов. Основанием для принятия решения является анализ текущего состояния скважины: обводненность, снижение продуктивности, наличие песка в продукции скважин, техническое состояние обсадных колонн и т.д. Капитальные ремонты и реконструкция могут проводиться на всем фонде скважин Лунского месторождения.

При реконструкции скважин возможны следующие варианты:

Замена установленного перфорированного хвостовика на фильтр с гравийной набивкой (без изменения диаметра или с изменением диаметра/без изменения марки стали или с изменением марки стали);

Замена фильтра с гравийной набивкой на перфорированный хвостовик (без изменения диаметра или с изменением диаметра/без изменения марки стали или с изменением марки стали);

Замена эксплуатационной колонны на колонну другого диаметра, с изменением толщины стенки/без изменения толщины стенки, с изменением механических свойств/без изменения механических свойств, в том числе возможна замена на комбинированную колонну.

Замена обсадных на колонну другого диаметра, с изменением толщины стенки/без изменения толщины стенки, с изменением механических свойств/без изменения механических свойств, в том числе возможна замена на комбинированную колонну.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В «Геологическом отчете о результатах опытно-промышленного размещения попутных вод и промышленного размещения буровых отходов на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении. Уточнение объемов размещения попутных вод и буровых отходов» (протокол ГКЗ Роснедра № 5077 от 04 июля 2017 г.) утверждены:

- переход к промышленному размещению попутной воды, параметры системы нагнетания попутной воды;

- параметры системы нагнетания при осуществлении промышленного размещения отходов бурения;

- прогнозные объемы отходов бурения и попутных вод на период 2017-2041 гг.

Настоящее «Дополнение к техническому проекту...» основано на проектных решениях утверждённого «Геологического отчета...» [14].

В данной работе учтен опыт промышленного размещения отходов бурения и попутных вод на Лунском месторождении в течение всего периода размещения до 2020 года включительно.

Промышленное размещение отходов бурения и попутных вод на Лунском месторождении предлагается к согласованию со следующими параметрами:

- закачка отходов бурения в прерывистом режиме (порциями объемом до 1,0 тыс. м³) до 2041 г. с использованием гидроразрыва пластов на базе одной поглощающей скважины в интервал непродуктивного разреза, соответствующий абсолютным глубинами 2100 – 3000 м;

 - прогнозный объем отходов бурения на период 2021-2041 гг. – 528,2 тыс. м³;

 - устьеное давление нагнетания – до 45 МПа;

 - плотность пульпы бурового шлама – до 1,3 г/см³;

- закачка попутных вод непрерывном режиме с использованием гидроразрыва пластов на базе одной нагнетательной скважины в интервал разреза, соответствующий абсолютным глубинами 2100 – 3000 м;

 - прогнозный объем попутных вод, подлежащих захоронению на период 2021-2041 гг. – 9,45 млн. м³, устьеное давление нагнетания – до 45 МПа;

 - производительность закачки попутной воды до 1 049 тыс. м³/сут.

Параметры размещения отходов бурения и попутных вод были согласованы в последнем «Дополнении к техническому проекту...» [42], в представленной работе они предлагаются без изменений.

На Лунском месторождении пробурены 3 поглощающие скважины: две скважины ЛА-512 и ЛА-519 – для размещения отходов бурения и одна скважина ЛА-515 – для размещения попутной воды. Четвертая (резервная) специальная скважина ЛА-509 запланирована в случае необходимости в пределах утвержденного горного отвода к лицензии ШОМ 13802 ЗЭ от 24.10.2006 г. Решение о назначении скважины ЛА-509 (для размещения отходов бурения или попутной воды) будет принято в зависимости от технического состояния уже имеющихся скважин ЛА-512, ЛА-519, ЛА-515 и потребности в размещении того или иного вида отходов.

Опыт эксплуатации поглощающих скважин ЛА-512 и ЛА-519 использован для оптимизации дальнейшего процесса размещения отходов бурения. Интервалы для размещения отходов бурения рекомендуется выбирать в песчаниках и алевролитах. Колонна НКТ не должна перекрывать интервалы перфорации поглощающей скважины. Максимальный объем порции пульпы бурового шлама составляет 1,0 тыс.м³. Объем промывок скважины морской водой после закачки пульпы может достигать 90 м³ и представляет собой накопленный объем закачки нескольких порций, при этом объем промывки увеличен до 150 м³.

В представленном к согласованию «Дополнении к техническому проекту...» уточнен класс опасности отходов бурения, размещаемых через поглощающие скважины, на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении. С учётом перечня и состава закачиваемых флюидов, а также комплекса геологических и технико-технологических условий, возможно размещение (захоронение) буровых отходов III-IV классов опасности.

Настоящее «Дополнение к Техническому проекту...» выполнено в соответствии с Приказом Минприроды РФ от 27.10.2010 г. № 464 «Об утверждении требований к структуре и оформлению проектной документации на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых», зарегистрированном в Минюсте РФ 23.11.2010 г. № 19019.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Соглашение о Разделе Продукции (СРП) от 22 июня 1994 г.
2. Лицензия на право пользования недрами с целью разработки (разведки и добычи) ШОМ 10408 НР от 20 мая 1996 г.
3. Лицензия ШОМ 13802 ЗЭ на право пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и попутных вод на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении от 24.10.2006 г.
4. Дополнение к лицензии ШОМ 13802 ЗЭ на право пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и попутных вод на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении от 17.01.2013 г. Письмо Федерального Агентства по Недропользованию №МП-03-31/130 от 11.01.2013 г.
5. Горноотводный акт №65-7700-00874 к лицензии ШОМ 13802 ЗЭ от 24.10.2006 г., выдан 17.06.2021 г. Сахалинским Управлением Ростехнадзора. Срок действия горноотводного акта – до 19.05.2026 г.
6. Технологическая схема захоронения отходов бурения и попутной воды Лунского нефтегазоконденсатного месторождения», Протокол ЦКР № 3082 от 27.11.2003 г.
7. Экспертное заключение от 11.11.2003 г. на Технологическую схему захоронения отходов бурения и попутной воды Лунского нефтегазоконденсатного месторождения 2003 г.
8. Технический проект на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения промышленных отходов в пределах Лунского лицензионного участка 2006 г.
9. Письмо РТН №11-18/707 от 13.03.2006 г. об утверждении экспертизы на Технический проект на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения промышленных отходов в пределах Лунского лицензионного участка.
10. Геолого-гидрогеологическое обоснование возможности захоронения отходов бурения и попутных вод на Лунском месторождении.
11. Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения промышленных отходов в пределах Лунского лицензионного участка 2010 г.

- Заключение экспертизы промышленной безопасности № 1389.3010 от 15.04.2010г.
12. Геологический отчет о результатах опытно-промышленного размещения отходов бурения и попутных вод на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении 2011 г. Протокол ГКЗ Роснедра № 2716 от 02 марта 2012 г.
 13. 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 Лунском нефтегазоконденсатном месторождении. Уточнение технологических решений по результатам опытно-промышленных работ. Протокол Территориальной Комиссией (ТКР) по разработке месторождений полезных ископаемых по Сахалинской области № 20-14пс от 07.07.2014 г.
 14. Геологический отчет о результатах опытно-промышленного размещения попутных вод и промышленного размещения буровых отходов на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении. Уточнение объемов размещения попутных вод и буровых отходов 2017 г. Протокол ГКЗ Роснедра № 5077 от 4 июля 2017 г.
 15. Методические рекомендации по обоснованию выбора участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых.
 16. ИМГиГ. Научно-технический отчет «Сейсмологическое обоснование возможности разработки Лунского месторождения, на истощение, закачки обработанного раствора и выбуренного шлама и обеспечения безопасности платформы «ЛУН-А», 2003 г.
 17. Геологическое строение и подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Лунское-море, Сахалинской области, РСФСР. Ковальчук В.С., Оха 1990 г.
 18. Заключение о достаточности изученности геологического строения объекта захоронения отходов бурения и попутных вод Лунского нефтегазоконденсатного месторождения. Протокол ГКЗ № 924 от 02.08.2004 г.
 19. Cutler T, Alaskan Underground Injection Control of Solid Waste Disposal, Book: Underground Injection Science and Technology. Edited by Chin-Fu Tsang and John Apps, Earth Sciences Division Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, ELSIVER 2005. p. 557 – 568.
 20. 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.
 21. 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. 569 – 586.
22. AATA International, Inc. “Environmental Impact Assessment for Eastern Orenburg Oil and Gas Development Project, Orenburg, Russia”, (Gazprom, Official bulletin).
 23. Оперативное изменение запасов газа и конденсата в пределах тектонических блоков II-VI Лунского месторождения Сахалинской области Российской Федерации. Протокол ГКЗ № 18/53-пр. от 03.02.2011 г.
 24. Технологическая схема разработки Лунского нефтегазоконденсатного месторождения, Протокол ЦКР Роснедр по УВС № 64563 от 18.12.2015 г.
 25. MI Swaco, Method of Estimating Well Disposal Capacity, International Publication Number: WO 2009/105330 A2, International Publication Date: 27 August 2009.
 26. Отчет «РН-СахалинНИПИморнефть» «Анализ глубинных проб воды из скважины LUN-A-519 в 1 книге».
 27. Отчет лаборатории завода СПГ «Состав поверхностной пробы попутной воды, 2016 г.».
 28. Отчет ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» «Исследования флюидов месторождения Лунское, скважина № 522 в 3 книгах Книга 2 Исследование свойств и состава пластовой воды».
 29. Групповой рабочий проект на бурение/строительство скважин для закачки буровых шламов и пластовых вод с платформы «ЛУН-А» на Лунском месторождении, Этап 2 проект «Сахалин-2», 2004 г.
 30. Письмо Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору № 11-18/235 от 02.11.2004 г.
 31. Групповой рабочий проект на строительство скважин на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении Том 1 Книга «Группа нагнетательных скважин для закачки отходов бурения и попутной воды №№ 512, 515, 509, 519 (Конструкция тип 1).
 32. Экспертное заключение №7/740.2004 на Групповой рабочий проект на строительство скважин на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении Том 1 Книга «Группа нагнетательных скважин для закачки отходов бурения и попутной воды №№ 512, 515, 509, 519 (Конструкция тип 1).
 33. Строительство поглощающей скважины ЛА-519 на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении с платформы «ЛУН-А».

34. Приказ Федеральной службы по надзору в сфере природопользования № 285 от 03.04.2015 г. об утверждении заключения экспертной комиссии государственной экологической экспертизы.
35. Модернизация системы водоинжекции платформы «ЛУН-А». Основы проектирования.
36. Паспорт опасного отхода «Буровые отходы и попутные воды, размещаемые в глубоких горизонтах недр».
37. План мониторинга закачки отходов бурения на Лунском месторождении. Контрольный документ СЭИК № 4100-S-87-98-T-0014-00-01, утвержденный письмом №02/11-761 от 01.11.2008 г. Управления по недропользованию по Сахалинской области.
38. План мониторинга закачки попутных вод на Лунском месторождении Контрольный документ СЭИК № 4100-S-00-96-P-0028-00-R, 2011 г., утвержденный письмом №02/02-6-403 от 29.09.2011 г. Управления по недропользованию по Сахалинской области.
39. Приказ Минприроды РФ от 27.10.2010 г. № 464 «Об утверждении требований к структуре и оформлению проектной документации на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых», зарегистрированном в Минюсте РФ 23.11.2010 г. № 19019.
40. Дополнение №1 к лицензии на право пользование недрами ШОМ 10408 НР от 15.06.2020 г.
41. План мониторинга закачки отходов бурения, попутных вод и других жидкостей на Лунском месторождении (ЛА-519). Контрольный документ СЭИК № 4100-S-87-98-P-0007-00-R, утвержденный письмом №10-37/720 от 20.08.2018 г. Отдела геологии и лицензирования по Сахалинской области (Сахалиннедра).
42. «Дополнение к Техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях промышленного размещения буровых отходов и попутных вод на Лунском нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение технологических решений по результатам опытно-промышленных работ». Протокол заседания ТКР по Сахалинской области № 23-17-пс от 08.12.2017г.
43. Дополнение к технологической схеме разработки Лунского нефтегазоконденсатного месторождения, Протокол ЦКР Роснедр по УВС № 7230 от 23.07.2018 г.