

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Выбор оптимальных методов технологии и контроля при проведении гидроразрыва пласта (на примере Самотлорского месторождения)

УДК 622.276.66(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Томилов Григорий Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Скачкова Л.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ8Т	Томилову Григорию Викторовичу

Тема работы:

Выбор оптимальных методов технологии и контроля при проведении гидроразрыва пласта (на примере Самотлорского месторождения)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

№59-115/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Краткое геолого-геофизическое описание месторождения, исследования оптимальных технологий ГРП для интенсификации притока, отчеты о проведении гидравлического разрыва пласта на вертикальных и горизонтальных скважинах.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной</i>	Введение Глава I Общая часть. Текущее состояние разработки. Глава 2 Геологическая часть. Глава 3 Сведения о разработке. Глава 4 Техническая часть. Глава 5 Финансовый менеджмент,

<i>работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	ресурсоэффективность и Ресурсосбережение. Глава 6 Социальная ответственность. Заключение. Перечень использованных источников ПРИЛОЖЕНИЕ А Analysis of multistage fracturing technologies.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Отчет СК акустического каротажа, схематичные изображения технологий МГРП, фотографии лабораторных исследований жидкости разрыва, структурные карты, геологические разрезы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б., к.э.н, доцент ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Скачкова Л.А. Старший преподаватель ООД ШБИП
Иностранный язык	Забродина И.К., к.пед.н, доцент ОНД ИШПР
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>Раздел на английском языке:</i> Chapter 4. Analysis of multistage fracturing technologies. Development of recommendations for improving.	
<i>Разделы на русском языке:</i> реферат, введение, заключение, главы 1,2,4–6	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Мищенко Мария Валериевна	к.г.-м.н		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Томилов Григорий Викторович		02.03.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 165 с., 60 рис., 19 табл., 21 источников, 1 прил.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, гидравлический разрыв пласта, многостадийный гидравлический разрыв пласта, синтактический полимер, широкополосный акустический каротаж.

Объектом исследования является технология гидроразрыва пласта и методы контроля ГРП, проводимые на Самотлорском месторождении.

Предмет исследования параметры технологии МГРП и методы контроля развития трещин.

Цель работы – повышение эффективности технологии проведения многостадийного гидроразрыва пласта и контроля развития трещин на Самотлорском месторождении.

Практическая значимость (степень внедрения):

✓ для жидкости разрыва до конца 2020 года пройдут опытно-промышленные испытания, а так же научно-техническое собрание по вопросу внедрения проекта на Самотлорском месторождении. В 2021 году запланировано тиражирование проектного решения на дочерние компании ПАО НК Роснефть.

✓ для кросс-дипольного акустического каротажа промышленные исследования пройдут в 4 квартале 2020 года.

В процессе исследования проводился анализ эффективности стимуляции пласта с использованием пред- и послеразрывного дипольного акустического каротажа, а также лабораторные исследования синтетического полимера.

В ходе исследования были получены положительные результаты, которые экономически рентабельны и имеют потенциал тиражирования.

Научная новизна заключается в том, что в ходе работы был проведён анализ технологии ГРП, предложены рекомендации по усовершенствованию процесса ГРП и контроля трещин.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- ГТМ – геолого-технические мероприятия;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- МУН – методы увеличения нефтеотдачи;
- СКО – соляно-кислотная обработка;
- РИР – ремонтно-изоляционные работы;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- ГИС – геофизическое исследование скважин;
- ГДИС – гидродинамическое исследование скважин;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные характеристики
- ОПЗ – обработка призабойной зоны;
- ПВЛГ – перевод на вышележащий горизонт;
- ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация;
- ГНО – глубинно-насосное оборудование;
- БГС – бурение горизонтальных скважин;
- ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование;
- УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГНК – газонефтяной контакт;
- РИР – Ремонтно-изоляционные работы;
- ППР – планово-предупредительные работы.
- ОПИ – опытно-промышленные испытания;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества.
- ЗБС – зарезка боковых стволов.
- МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	5
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	6
ВВЕДЕНИЕ	9
Глава 1. Анализ текущего состояния разработки	12
1.1. Общие сведения о месторождении	12
1.2. Текущее состояние разработки.....	15
Глава 2. Анализ геологического строения месторождения	27
2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	27
2.2. Тектоническое строение	30
2.3. Нефтегазоносность.....	34
Глава 3. Анализ данных разработки месторождения	41
3.1. Характеристика основных продуктивных пластов	41
3.2. Фильтрационно-ёмкостные свойства основных продуктивных пластов.....	56
3.3. Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.....	71
3.3.1 Выполнение программы ГТМ.	71
3.3.2 Обобщение опыта по изоляции промытых высокопроницаемых интервалов, по которым происходят прорывы воды.	72
3.3.3 Результаты ОПР МУН в 2014-2016 гг.	73
3.3.4 Бурение горизонтальных скважин, применение в ГС многократного ГРП	74
3.3.5 Сравнение эффективности бурения горизонтальных и наклонно- направленных скважин.....	75
Глава 4. Анализ технологии многостадийного разрыва пласта. Разработка рекомендаций по усовершенствованию данной технологии	81
4.1. МГРП с применением мостовых пробок	84
4.2. МГРП с раздвижными муфтами и шарами	86
4.3. МГРП с разрывными муфтами	87
4.4. Геологические ограничения.....	91
4.5. Технология COILJET	92

4.6. Двухстадийные ГРП в БС.....	93
4.7. Внутрискважинные исследования.....	95
4.7.1 Моделирование ГРП – прогноз эффективности стимуляции пласта	96
4.7.2 Методика интерпретации.....	97
4.7.3 Работы по акустическому мониторингу при помощи АКШ в пределах дочерних обществ.....	98
4.8. Жидкости разрыва и расклинивающий агент при ГРП. Применение синтетического полимера.....	102
Глава 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	111
5.1 Показатели экономической эффективности	111
5.2 Система налогов и платежей	113
5.5. Анализ ключевых показателей экономической эффективности проекта с жидкостью на основе полимера.....	121
5.3 Анализ ключевых показателей экономической эффективности проекта по исследованию скважин с помощью кросс-дипольного акустического прибора.....	124
Глава 6. Социальная ответственность.....	128
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	128
6.2 Производственная безопасность	129
6.2.1 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	131
6.2.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	134
6.3 Экологическая безопасность.....	135
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	140
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	145
Список публикаций студента.....	147
Список используемых источников.....	148
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Раздел на английском языке.....	150

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность

Совершенствование геомеханических моделей, для повышения сходимости геометрии трещин в целевых зонах, а также внедрение синтетических материалов в процесс проведения ГРП на Самотлорском месторождении.

Технологии проводимые на Самотлорском месторождении и новинки входящие в производственный процесс, позволяющие улучшить технологию МГРП, тем самым повысить добычу и сократить затраты на реализацию

Цель работы – повышение эффективности технологии проведения многостадийного гидроразрыва пласта и контроля развития трещин на Самотлорском месторождении.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. Проанализировать текущее состояние разработки.
2. Проанализировать методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.
3. Проанализировать технологии многостадийного разрыва пласта.
4. Проанализировать внутрискважинные исследования.
5. Разработать рекомендаций по усовершенствованию технологии многостадийного разрыва пласта.

Объектом исследования является технология гидроразрыва пласта и методы контроля ГРП, проводимые на Самотлорском месторождении.

Предмет исследования параметры технологии МГРП и методы контроля развития трещин.

Практическая значимость (степень внедрения):

✓ для жидкости разрыва до конца 2020 года пройдут опытно-промышленные испытания, а так же научно-техническое собрание по вопросу

внедрения проекта на Самотлорском месторождении. В 2021 году запланировано тиражирование проектного решения на дочерние компании ПАО НК Роснефть.

✓ для кросс-дипольного акустического каротажа промышленные исследования пройдут в 4 квартале 2020 года.

В процессе исследования проводился анализ эффективности стимуляции пласта с использованием пред- и послеразрывного дипольного акустического каротажа, а также лабораторные исследования синтетического полимера.

В ходе исследования были получены положительные результаты, которые экономически рентабельны и имеют потенциал тиражирования.

Научная новизна заключается в том, что в ходе работы был проведён анализ технологии ГРП и методов контроля развития трещин, предложены рекомендации по усовершенствованию процесса ГРП и контроля трещин.

Реализация и апробация работы. Основные положения, материалы и результаты исследования отражены в публикациях:

1. Томилов Г.В. Скважинная акустика, как ключ к идеальному гидроразрыву пласта // XIII научно - техническая конференция молодых специалистов ПАО «НК «Роснефть», г. Нефтеюганск – 2020. //XXII Региональная научно - техническая конференция молодых специалистов АО «Самотлорнефтегаз». г. Нижневартовск – 2020.

2. Томилов Г.В. Проведение ГРП на скважинах с горизонтальным окончанием пласта ЮВ1//XXI Региональная научно - техническая конференция молодых специалистов АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск – 2019 // XII научно - техническая конференция молодых специалистов ПАО «НК «Роснефть». г. Красноярск– 2019.

3. Томилов Г.В. Проведение гидроразрыва пласта с применением синтетического полимера на скважинах Саматлорского месторождения// Сборник: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А.

Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. – 2020. – в печати.

Глава 3. Анализ данных разработки месторождения

3.1. Характеристика основных продуктивных пластов

Пласты АВ1-5 на Самотлорском месторождении совпадают в плане. Ввиду малой толщины, а в отдельных случаях и отсутствия выдержанных глинистых разделов между пластами являются единой гидродинамически связанной системой. Многообразие обстановок осадконакопления пластов АВ1-5 обусловило их сложное гидродинамическое сообщение, как по площади, так и по разрезу. Между пластами АВ1(1-2) и АВ1(3) окна слияния отмечаются в единичных скважинах, но по материалам анализа керна глинистая премычка представлена не только аргиллитом, но и алевролитом, а также различного рода переслаиванием. Отсутствие надежного флюидоупора между пластами АВ1(3) и АВ2-3 послужило причиной обширных зон слияния коллекторов. Границей между пластами является эрозионная поверхность, при этом на отдельных участках месторождения в период формирования отложений пласта АВ1(3) продолжали накапливаться русловые отложения, образуя зоны слияния коллекторов с нижележащим пластом АВ2-3.

Формирование пласта АВ4-5 заканчивалось кратковременной трансгрессией и как следствие накоплением глинистого материала, отделяющего его от залегающего выше пласта АВ2-3. Средняя мощность глинистой премычки составляет 10,5 м, в пределах залежи – 9,2 м. Несмотря на выдержанность глинистого раздела, анализ всего фонда скважин не установил случаи с насыщением однозначно интерпретируемым по ГИС как вода в нижней части пласта АВ2-3 и насыщением нефть в пласте АВ4-5. Результаты испытаний и эксплуатации скважин, подтверждающие разные отметки флюидальных контактов пластов АВ2-3 и АВ4-5 отсутствуют.

На рисунке 3. представлен геологический разрез пластов АВ1-5.

В настоящей модели рассматривается условно единый уровень ВНК для пластов АВ1(1-2), АВ1(3)-АВ2-3 и АВ4-5. Западная часть залежи представлена

обширной водонефтяной зоной, а восточная часть узкой, в силу тектонических особенностей.

В системе пластов АВ1-5 пласт АВ1(1-2) характеризуется худшими фильтрационно-емкостными свойствами пород.

Пласт АВ1(1-2)

Продуктивный пласт АВ1(1-2) содержит самую большую по размерам нефтегазоконденсатную залежь на Самотлорском месторождении. Залежь является частью единого нефтегазоносного резервуара, распространяющегося на западе – на Ватинское, Мыхпайское и Мегионское месторождения.

Размеры залежи: 82,8×40 км, высота – 163 м. Залежь содержит обширную газовую шапку размерами 37,5×26,8 км (площадь ГШ – 61 379 га), на долю которой приходится 27 % площади залежи. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Доля в продуктивной части разреза глинистых песчаников «рябчик» составляет около 86 %. Слабоглинистые коллектора занимают 14 % объема и наибольшее распространение получили на востоке Самотлорского поднятия и Белозерной площади, где эффективная толщина достигает 31,1 м (скв. 8790) при среднем значении 16,6 м. Размеры данной зоны: 12×6 км. Отдельными протяженными до 2,5 км зонами с шириной до 0,8-1,0 км слабоглинистые коллекторы увеличенной толщины распространяются на северо-запад от Белозерного поднятия к северной границе газовой шапки. На остальной части Самотлорского месторождения слабоглинистые коллекторы залегают отдельными пятнами.

В настоящее время неразбуренными остаются периферийные участки, представленные в большей части, водонефтяной зоной. А также районы ЧНЗ в западной и северо-западной частях залежи, характеризующиеся ухудшенными ФЕС.

Нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 0,4 до 33 м при среднем значении 10,8 м. Средневзвешенная по площади залежи – 10,7 м.

Наибольшими нефтенасыщенными толщами характеризуется восточная часть залежи.

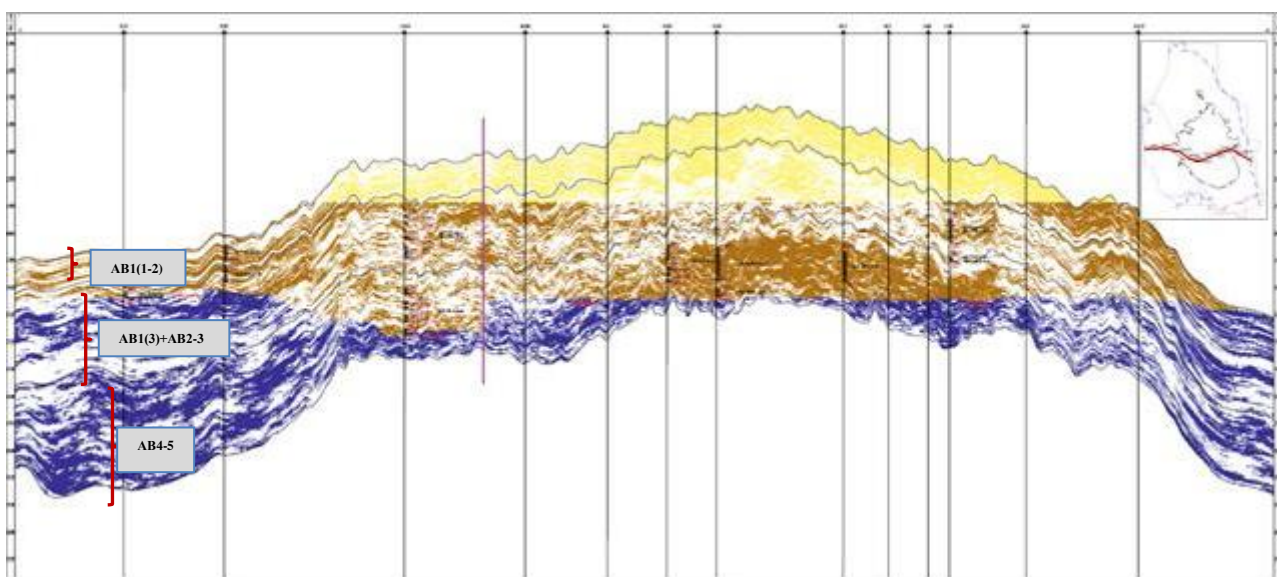


Рисунок 3.1 – Геологический разрез пластов АВ1-5 по линии скважин 187П-792Р-13190-39020-368-13021-13047-3373-95Р-5064-5190-6461-1041Р

Пласт АВ1(3)-АВ2-3

В процессе работ по подсчёту запасов, пласты АВ1(3) и АВ2-3 объединены в единый подсчётный объект. Основанием послужило наличие обширных зон слияния коллекторов, схожесть фильтрационно-емкостных характеристик и свойств пластовых флюидов.

Пласт содержит две залежи нефти: Основную нефтегазоконденсатную и нефтяную в районе скв. 170Р (Усть-Вахская площадь). Размеры Основной залежи: 66×39 км, высота – 137 м. Средняя нефтенасыщенная толщина – 11,9 м. Зоны повышенных эффективных толщин приурочены к отдельным каналам северо-западного простирания, в которых залегают слабглинистые коллекторы.

Газовая шапка занимает 18 % площади залежи (площадь ГШ – 32 123 га). Средневзвешенная по площади газонасыщенная толщина – 10,7 м.

Залежь в районе скв. 170П имеет размеры 2,6×1,8 км, высота – 12 м. Средняя нефтенасыщенная толщина – 4,2 м.

Пласт АВ4-5

Пласт является нижним в группе АВ1-5, залежь занимает центральную часть месторождения и объединяет Мартовскую, Самотлорскую и Белозерную структуры. Залежь полностью разбурена эксплуатационными скважинами.

Осадконакопление пласта осуществлялось преимущественно в континентальных условиях. В это время формировались песчаные отложения кревасовых (паводковых) разливов, глинистые осадки поймы, песчаники меандровых кос и прирусловых валов. На фоне развивающейся регрессии происходило врезание русел в подстилающие отложения и образование врезанных долин. Общая толщина в среднем составляет 74,3 м, при максимальной 98,6 м. Увеличение толщин отмечается в западной и северо-западной частях месторождения и приурочено к меандровым косам, которые сформировались за счет миграции русел по латерали и руслам, заполнение которых происходило в период очередной трансгрессии моря. Минимальное значение (40,9 м) зафиксировано в восточной части месторождения – на участках, представленных пойменными условиями осадконакопления.

Пласт характеризуется высокими ФЕС (средняя проницаемость – 1246 мД) и существенно отличается от выше и ниже лежащих пластов.

Размеры нефтегазоконденсатной залежи пласта АВ4-5 при достаточно сложных очертаниях составляют 31×28 км, высота – 91 м. На долю газовой шапки приходится 3 % площади залежи (площадь ГШ – 1359 га).

Пласт отличается повышенными нефтенасыщенными толщинами при среднем значении – 23,0 м (средневзвешенная – 19,1 м). Зоны повышенных эффективных нефтенасыщенных толщин приурочены к центральной части залежи и в единичных скважинах достигают 63,4 м (скв. 6192).

Горизонт БВ8

В разрезе горизонта БВ8 выделены пласты БВ8(0) и БВ8(1-3), содержащие 26 % начальных геологических запасов нефти Самотлорского месторождения.

Пласты относятся к верхней подсвите мегионской свиты нижнего мела.

Формирование отложений происходило в прибрежно-морских и прибрежно-континентальных условиях.

В кровельной части залегает маломощный линзовидный пласт БВ7(2), выделенный при подсчете запасов (2006 г.) в самостоятельный подсчетный объект. В подсчете запасов 2017 года по результатам фациального анализа, в связи с генетической связанностью с нижележащим пластом, пласт БВ7(2) включен в объем пласта БВ8(0).

Толщина глинистой перемычки между пластами БВ8(0) и БВ8(1-3) изменяется от 0,6 до 23 м и в среднем составляет 5 м. При этом раздел прослеживается уверенно. В пределах Самотлорской, Мартовской и Белозерной структур диапазон изменения толщины глинистого раздела составляет от 1 до 10 м. На Мыхпайской структуре толщина глинистого раздела составляет от 2 до 12 м. Залежи на этих площадях единые и имеют одинаковый уровень контакта.

Близость отметок контакта пластов, уменьшение глинистой перемычки дают основание предполагать о наличии гидродинамической связи данных пластов.

На рисунках 3.2-3.4 представлены геологические разрезы пластов БВ8(0), БВ8(1-3).

При формировании пласта БВ8(0) привнос осадочного материала был недостаточным для компенсированного осадконакопления. Эффективные толщины песчаников довольно закономерно убывают до полной глинизации на западной границе площади. Общая толщина БВ8(0) пласта изменяется в пределах от 7,9 до 24,8 м и в среднем составляет 17 м. Среднее значение эффективной толщины – 4,6 м, преобладают скважины с толщинами 2-4 м. Коэффициент песчаности варьирует в пределах от 0,02 до 0,85 доли ед., составляя в среднем 0,27 доли ед. Среднее значение коэффициента расчлененности по пласту равно 4 при изменении от 1 до 16 ед. Нефтеносность установлена на Самотлорском, Мартовском, Белозерном, Мыхпайском, Усть-Вахском и Каспароском поднятиях.

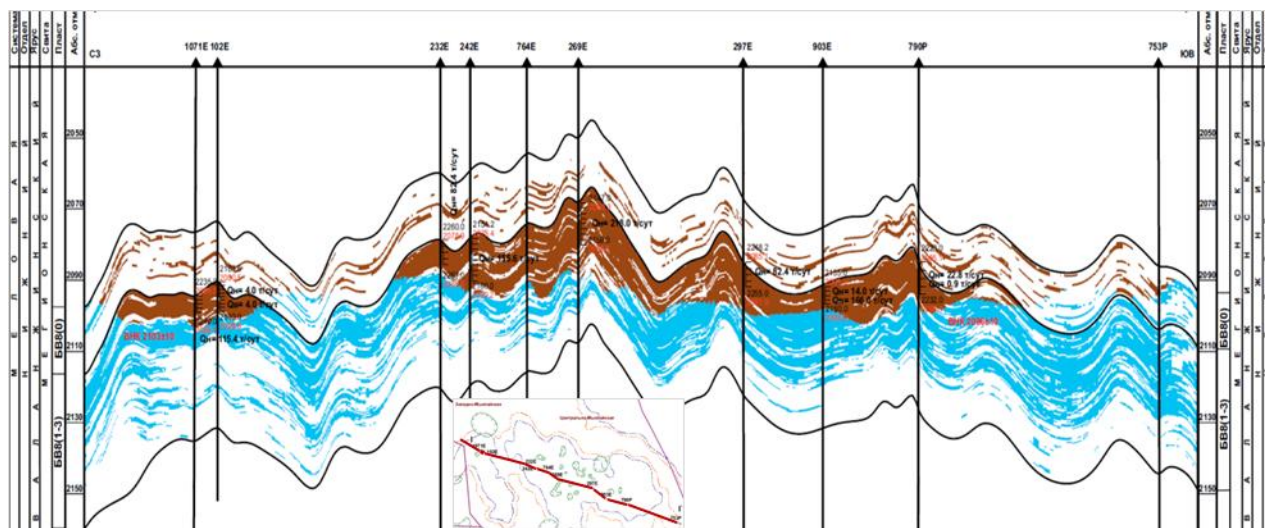


Рисунок 3.2 – Геологический разрез пластов БВ8(0) и БВ8(1-3) в районе Мыхпайской площади

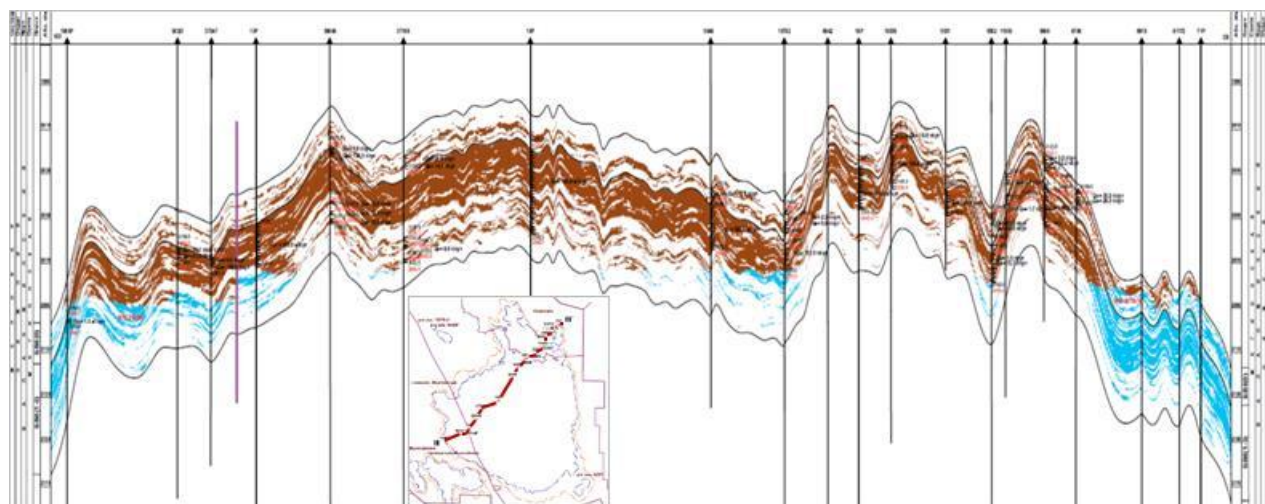


Рисунок 3.3 – Геологический разрез пластов БВ8(0) и БВ8(1-3) в районе Основной залежи

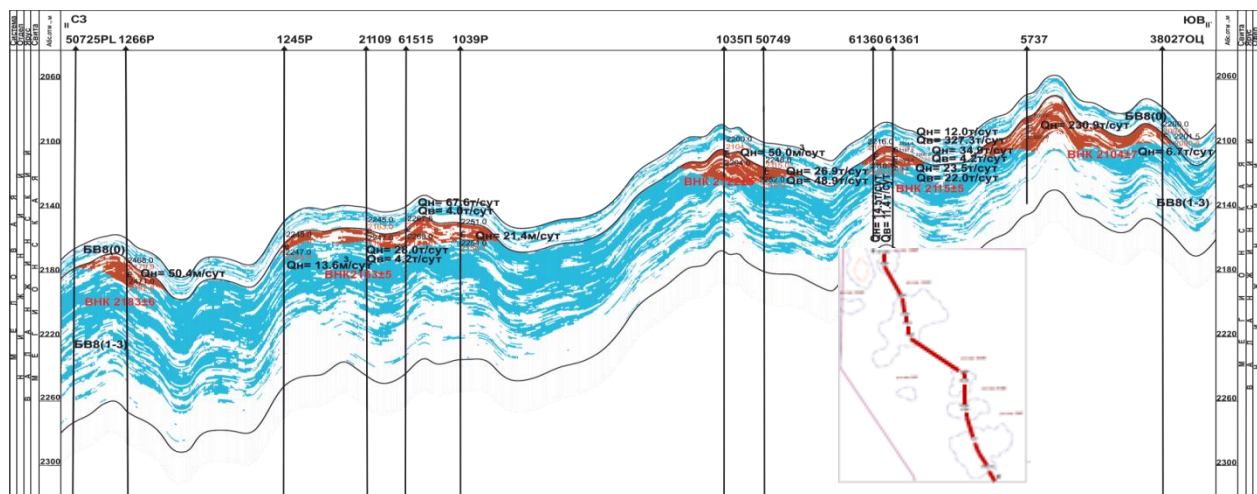


Рисунок 3.4 - Геологический разрез пластов БВ8(0) и БВ8(1-3) в районе Каспаровской площади

Пласт БВ10(0) залегает в виде обширной полулинзы, ограниченной непроницаемыми породами с юго-востока, юга и запада. Сложен переслаиванием песчаников с непроницаемыми породами. Наблюдается четкая тенденция возрастания песчанистости вверх по разрезу. В нижней части разреза песчаные прослои залегают в виде отдельных, довольно обособленных линз, выше по разрезу они начинают сливаться между собой, образуя вытянутые с юго-запада на северо-восток участки слаборасчлененных монолитных песчаных тел. Черепицеобразная форма залегания таких тел определила литологическую связанность по горизонтали, в то время как в вертикальном направлении возрастает экранированность фильтрации

На рисунке 3.5 представлены геологические разрезы пласта БВ10(0) в районе основной залежи.

Общая толщина изменяется от 9,3 до 122,8 м. Эффективная толщина варьирует в пределах 0-28 м и в среднем равна 2 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 до 20 м. Пласт характеризуется низкими значениями песчанистости и расчлененности. Коэффициент песчанистости варьирует от 0,01 до 0,7 доли ед., при среднем значении 0,10 доли ед. Коэффициент расчлененности в среднем равен 4 при диапазоне от 1 до 17.

Нефтеносность пласта связана с тремя залежами: Основная залежь, район скв. 902Р, район скв. 177П.

Основная залежь вскрыта большим количеством скважин. Разработка пласта осуществляется с 1976 года. Безводный период разработки пласта составил 9 лет (1976-1984 гг.). Большинство эксплуатационных скважин вступили в работу без наличия воды в продукции. Это связано с тем, что большую часть залежи занимает ЧНЗ, а на юге залежь от водоносной части пласта отделяет обширная зона отсутствия коллектора.

Основная залежь разбита тектоническими разломами на три блока: Основная часть, восточная часть и район скв. 1301П. Каждый район имеет собственный ВНК с тенденцией понижения на восток. Блоки контролируются тектоническими разломами, которые довольно уверенно определяются в образованиях доюрского комплекса и прослеживаются в волновом поле выше по разрезу.

Центральная часть залежи характеризуется узкой водонефтяной зоной. ВНК изменяется от а.о. -2186 до а.о. -2200 м и установлен на а.о. (-2193 ± 7) м. Понижение контакта до а.о. -2200 м отмечено на локальном участке в скважинах № 8843 и № 40511 и подтверждено результатами перфорации на низких отметках.

Восточная часть залежи отличается обширной водонефтяной зоной. Понижение контакта относительно основной части подтверждается результатами запуска в эксплуатацию на низких отметках. ВНК изменяется от а.о. -2201 до а.о. -2211 м и принят на а.о. (-2206 ± 5) м. Данная отметка на 13 м ниже принятой по основной части залежи. Перепад водонефтяного контакта контролируется тектоническим нарушением с направлением с северо-запада на юго-восток. На самой периферии залежи прослеживается еще одно тектоническое нарушение такого же направления. Данный разлом трассируется от фундамента и выше отражающего горизонта «М». Перепад контакта, контролируемый разломом, определен в районе скв. 1301П. В 2000 году в интервале перфорации на а.о. -2219,8-2226,8 м получен приток нефти с водой.

По материалам ГИС нижняя граница нефтенасыщенного коллектора определена на а.о. -2232,6 м. На данной отметке условно и определен контакт в скважине. При этом только скважина № 1301П отделена разломом. Получение воды в продукции и стремительное обводнение объясняется негерметичностью колонны.

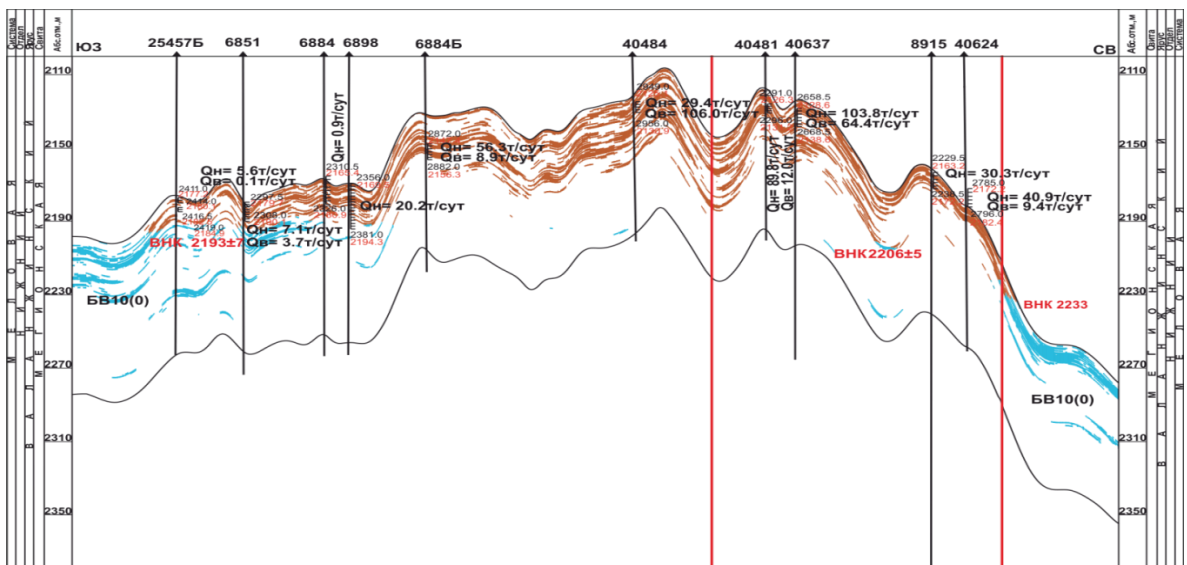
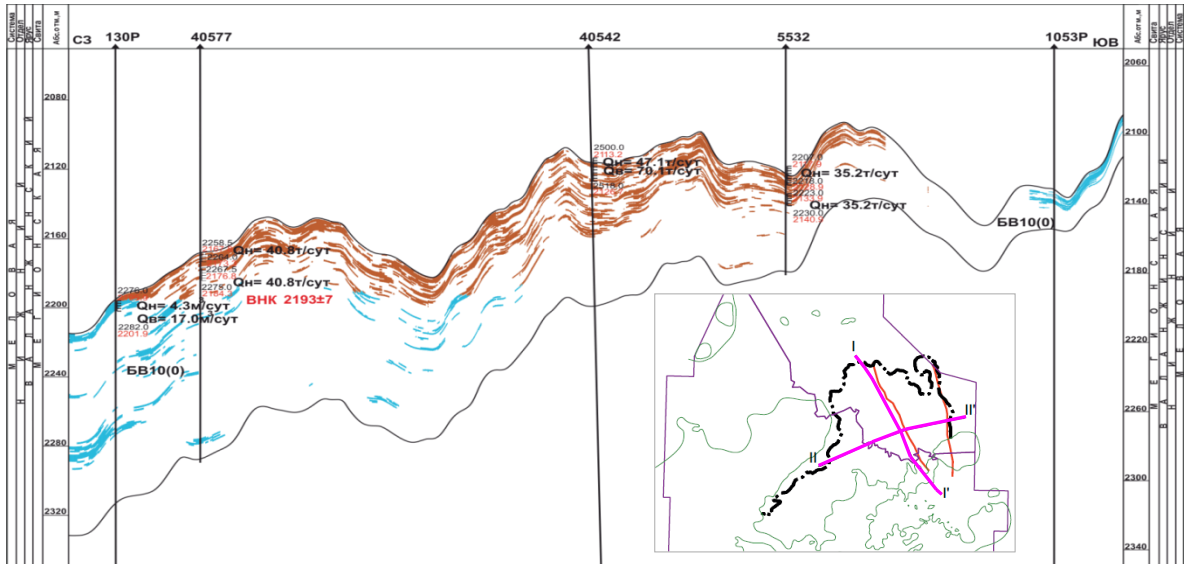


Рисунок 3.5 – Геологические разрезы пласта БВ10(0) в районе Основной залежи по линии скважин (I-I) 130P-40577-40542-5532-1053P; (II-II) 25457-6851Б-6884-6898-6884Б-40484-40481-40637-8915-40624

Пласт БВ10(1-2)

Продуктивность пласта доказана испытанием 50 поисково-разведочных и оценочных скважин, а также работой большого количества эксплуатационных скважин. Максимальный приток чистой нефти получен при испытании разведочной скважины № 51Р. В интервале глубин 2193-2204,5 м (а.о. -2136,5-2148 м) дебит нефти составил 159,2 м³/сут на штуцере 8 мм при депрессии 10,6 атм. Пласт введен в эксплуатацию в 1969 году и безводный период составил 3 года. Средний входной дебит нефти по эксплуатационным скважинам составил 306,3 т/сут.

Пласт состоит из песчаных отложений шельфовой зоны и песчаников фондоформенной части. Обширная зона отсутствия коллектора, вытянутая с юго-запада на северо-восток, являющаяся склоновой частью клиноформы находится в центре месторождения. В соответствии с общей концепцией осадконакопления и направления сноса осадочного материала со стороны Советского месторождения наблюдается тенденция увеличения эффективных толщин и песчанистости в юго-восточной части лицензионного участка. Также в северной части месторождения отмечается повышение эффективных толщин, соответствующее нижней части склона.

Основная залежь вскрыта большим количеством скважин и разбурена по проектной сетке. Насыщение залежи и в соответствии с этим поверхность водонефтяного контакта контролируется в первую очередь строением пласта, а также тектоническим фактором. Проградационный тип формирования песчаных тел в шельфовой части пласта, когда скорость накопления осадков выше скорости прогибания бассейна, приводит к улучшению ФЕС вверх по разрезу. При этом в разрезе формируются изолированные песчаные тела, которые могут иметь насыщение, противоречащее общей тенденции. Однако ввиду больших размеров залежи данный тип разреза встречается не по всей площади. По мере удаления от источника сноса в северо-западной части основной залежи наблюдается уменьшение эффективной толщины коллекторов до 5 м и ухудшение качества за счет глинизации и снижения ФЕС. Проницаемость по нефтяной части в этой части составляет 10-50 мД по

сравнению с коллекторами юго-восточной части залежи с проницаемостью 200-400 мД. Неоднородная характеристика и является причиной разных скоростей заполнения разных участков залежи нефтью и соответственно разных уровней ВНК пределах залежей.

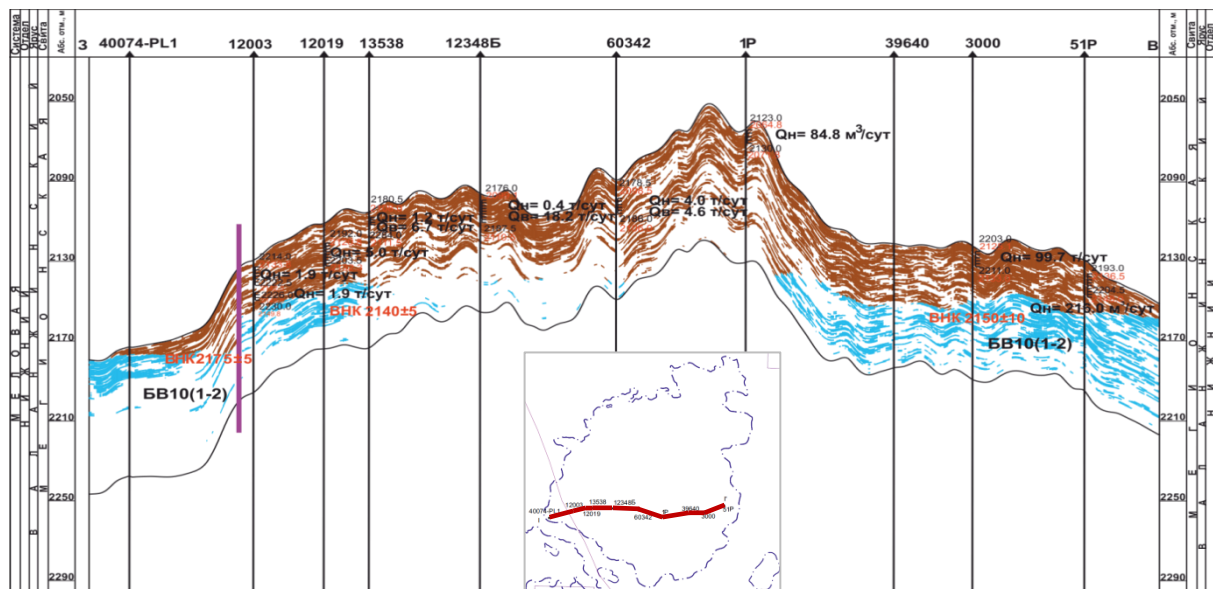


Рисунок 3.6 – Геологический разрез пласта БВ10(1-2) в районе Основной залежи

Пласт БВ17-18

Залежи нефти расположены на локальных куполовидных поднятиях на Белозерной, Мыхпайской, Усть-Вахской и Мартовской площадях

Пласт БВ19

В разрезе подсчетного объекта БВ19 выделены пласты БВ19(1) и БВ19(2). На Белозерной и Мыхпайской (район скв. 605Е) площадях залежи пластов имеют разные уровни ВНК в данных пластах, на Самотлорской площади ВНК единый для двух пластов.

Пласт БВ20 содержит залежи нефти на Белозерном, Самотлорском и Мыхпайском поднятиях.

Пласт БВ21-22 содержит залежи нефти на Белозерной, Самотлорской, Мыхпайской площадях.

Пласт ЮВ1 является первым продуктивным пластом в разрезе регионально нефтегазоносного горизонта ЮВ1. Пласт сложен прибрежно-морскими отложениями васюганской свиты.

По величине запасов нефти является второстепенным объектом разработки. Мелководно - морские условия осадконакопления, а также тектоническая активность определила неоднородный состав данных пластов. Особенностью коллекторов пласта ЮВ1 является неоднозначность интерпретации характера насыщения по ГИС ввиду высокого, но неравномерного содержания железосодержащих минералов (пирит) и влияния карбонатизации. Широкий диапазон рпгр подтвержден промысловыми данными и в целом характеризует коллекторы пласта ЮВ1 как сложно прогнозируемые в плане получения продукта и обводненности.

Формирование залежей происходило в процессе перестройки структурных планов, что в совокупности с тектоническим режимом повлияло на формирование водонефтяных контактов. Кроме пластово-сводовых залежей выделены 17 тектонически экранированных. Отмечена зависимость положения ВНК от глубины залегания кровли пласта. Данная зависимость прослеживается не только по пласту, но и в пределах отдельных залежей. Самые высокие отметки контакта отмечены в центральной части на Самотлорской площади, а самые низкие в северной части на Каспаровской площади.

В настоящий момент установлена продуктивность в 62 залежах. Каждая залежь представляет собой самостоятельную гидродинамическую систему с собственным ВНК. Ниже приводится характеристика залежей нефти.

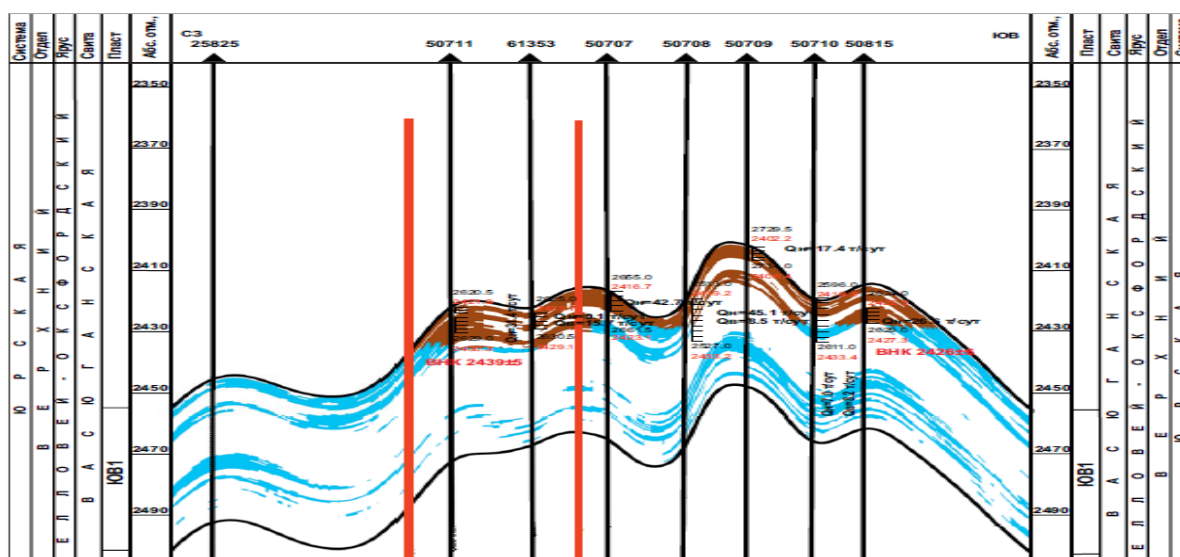


Рисунок 3.7 - Геологический разрез пласта ЮВ1 в районе Сенченского куполовидного поднятия по линии скважин 25825-50711-61353-50708-50709-50710-50815

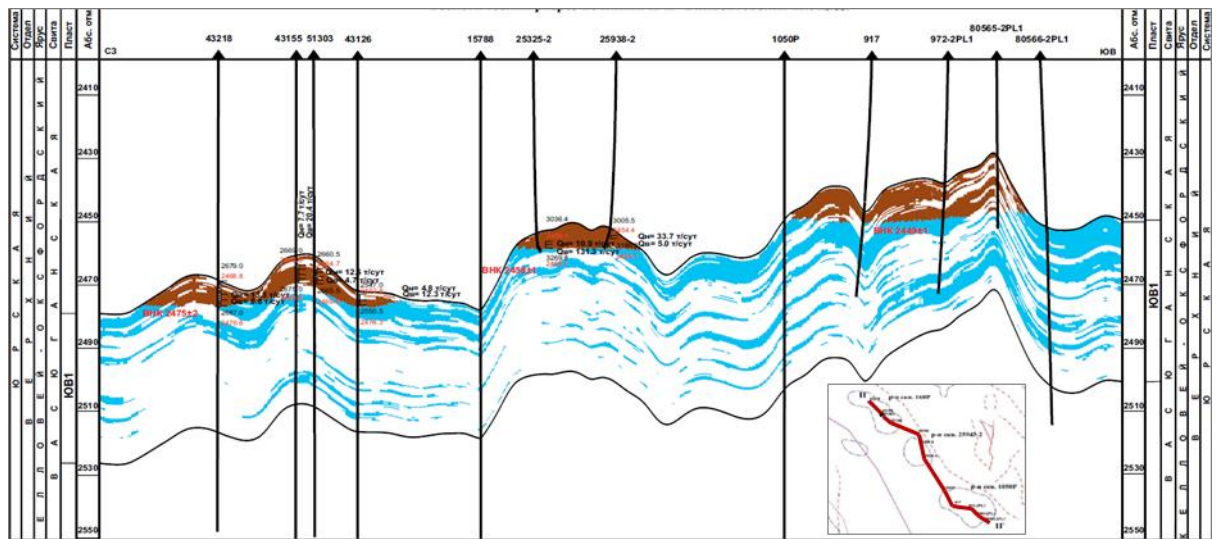


Рисунок 3.8 - Геологический разрез пласта ЮВ1 в районе Вильентовской площади по линии скважин 43218-43155-51303-43126-15788-25325_2-25938_2-1050P-917-972_2PL1-80565_2PL1-80566_2PL1

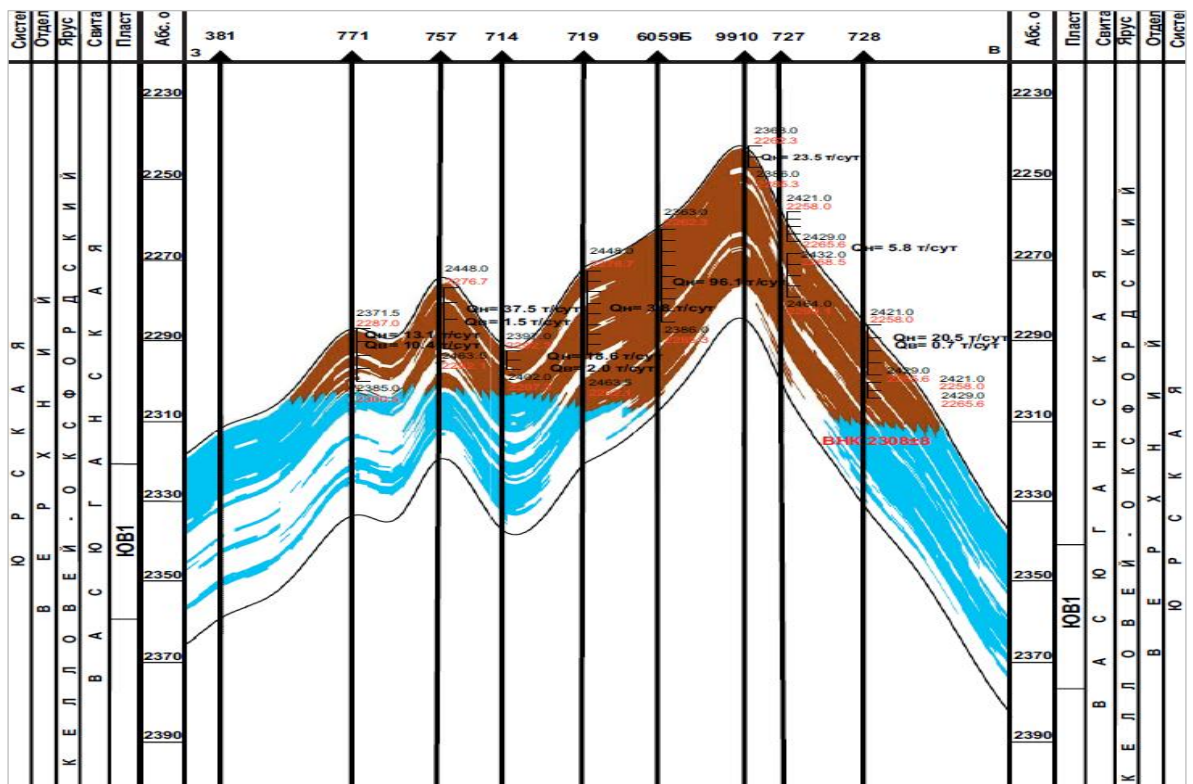


Рисунок 3.9 - Геологический разрез пласта ЮВ1 в районе Самотлорского куполовидного поднятия (район скв. 1003P) по линии скважин 381-771-757-714-719-6059Б-9910-727-728

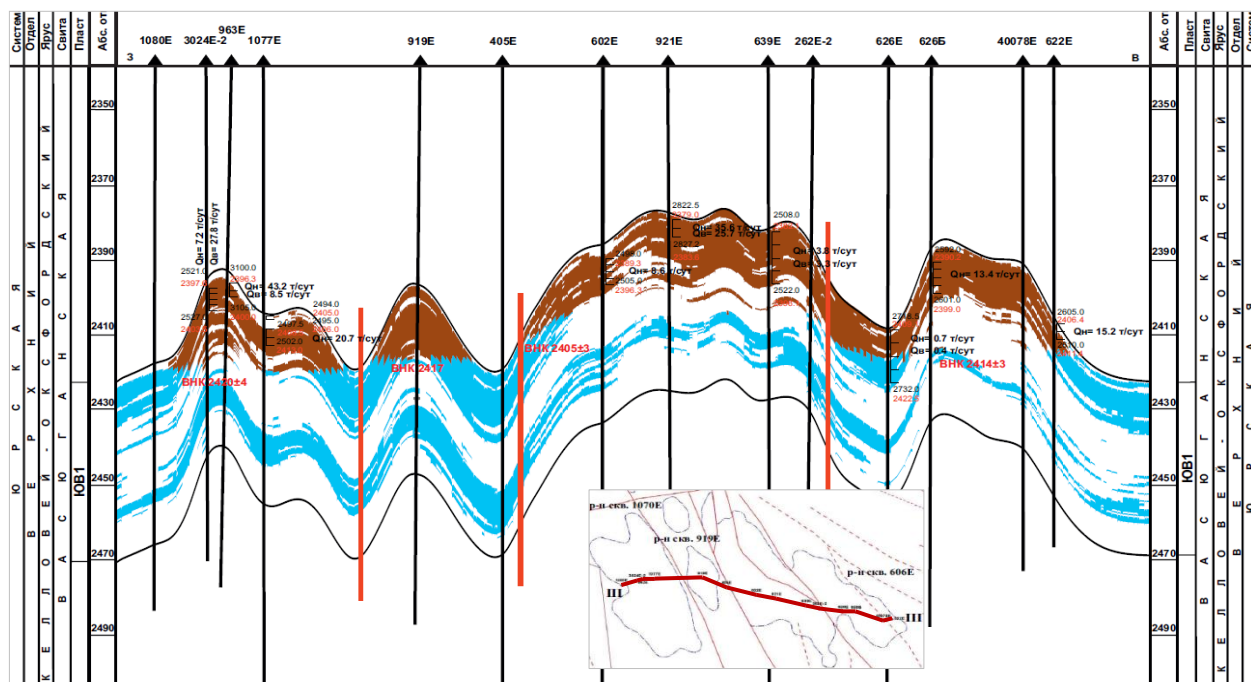


Рисунок 3.10 - Геологический разрез пласта ЮВ1 в районе Мыхпайской площади по линии скважин 1080E-3024E_2-963E-1077E-919E-405E-602E-921E-639E-262E_2-626E-626Б-40078E-622E

Таким образом, Самотлорское нефтегазоконденсатное месторождение является многопластовым, характеризуется сложным геологическим строением и является уникальным по величине начальных извлекаемых запасов нефти.

На месторождении выделено 50 продуктивных пластов. Залежи в основном пластово-сводовые, литологически и тектонически экранированные. Количество залежей по продуктивным пластам Самотлорского месторождения представлено в таблице 3.

Таблица 3.1 – Распределение залежей по продуктивным пластам Самотлорского месторождения

Нефтегазоносный комплекс	Пласт	Количество залежей	Насыщение
Верхнеюрский	ЮВ1	62	нефть
Неокомский (нижняя часть)	БВ21-22	7	нефть
	БВ20	9	нефть
	БВ19(2)	8	нефть
	БВ19(1)	17	нефть
	БВ17-18	10	нефть
Неокомский	БВ16	15	нефть
Неокомский	БВ10(1-2)	8	нефть

(верхняя часть)	БВ10(0)	3	нефть
	БВ8(1-3) с учетом Вильентовской залежи БВ8(3)	19	нефть
	БВ8(0)	5	нефть
	БВ7(1)	1	нефть
	БВ4	2	нефть
	БВ3	2	нефть
	БВ2	2	нефть
	БВ1	5	нефть
	БВ0(2)	7	нефть
	БВ0(1)	5	нефть
	АВ8	5	газ+конденсат+нефть
	АВ7	3	нефть
	АВ6	5	нефть
	АВ4-5	1	газ+конденсат+нефть
	АВ1(3)-АВ2-3	2	газ+конденсат+нефть
	АВ1(1-2)	1	газ+конденсат+нефть
Апт-сеноманский	ПК	115	своб. газ (2 залежи) газ+нефть (6 залежей) нефть (107 залежей)

Залежи пластов АВ имеют наибольшую площадь распространения, характеризуются сложным строением и содержат 63 % начальных геологических запасов нефти Самотлорского месторождения. Вторым по величине запасов является горизонт БВ8, на долю которого приходится 26 % НГЗ месторождения.

На Самотлорском месторождении пласты АВ1-5 гидродинамически связаны, характеризуются высокой расчлененностью (Красч. – от 7 до 11).

Наибольшей площадью нефтегазоносности обладает пласт АВ1(1-2), при этом на 70 % представлен низкопроницаемыми коллекторами (Кпр – до 10 мД). Пласт содержит обширную газовую шапку. Нефтенасыщенная часть коллекторов при средней нефтенасыщенной толщине 10,6 м характеризуется пониженной начальной нефтенасыщенностью (К_{нн} – 0,40 доли ед.).

В рамках подсчета запасов 2017 года пласты АВ1(3) и АВ2-3 объединены в единый подсчетный объект. Основанием послужило наличие обширных зон слияния коллекторов, схожесть фильтрационно-емкостных характеристик и физико-химических свойств флюидов.

В группе пластов АВ1-5 высокими фильтрационно-емкостными свойствами обладают пласты АВ1(3)-АВ2-3 и АВ4-5. Наибольшей нефтенасыщенной толщиной (19,1 м) характеризуется пласт АВ4-5.

В разрезе горизонта БВ8 выделены пласты БВ8(0) и БВ8(1-3). В рамках подсчета запасов 2017 года в объем пласта БВ8(0) включен пласт БВ7(2), ранее являющийся самостоятельным подсчетным объектом. Объединение произошло на основании выполненного фациального анализа и выявленной генетической связанности продуктивных отложений.

Залежи пластов БВ8(0) и БВ8(1-3) совпадают в плане и имеют единый водонефтяной контакт в районе Основной залежи нефти.

Пласт БВ8(1-3), по сравнению с пластом БВ8(0) наиболее выдержан по площади и разрезу, характеризуется наибольшей нефтенасыщенной толщиной – 15,7 м.

Пласты БВ10(0) и БВ10(1-2) не совпадают в плане, характеризуются высокой расчлененностью, прерывистостью и выклиниванием коллекторов. Средние нефтенасыщенные толщины пластов составляет 6,2 и 9,4 м, соответственно.

Пласты ПК, АВ6-8, БВ0-7, БВ16-22 содержат небольшие залежи нефти.

Пласт ЮВ1 содержит наибольшее количество залежей небольших размеров, характеризуется высокой расчлененностью. [3]

3.2. Фильтрационно-ёмкостные свойства основных продуктивных пластов

Пласт АВ1(1-2) представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин. Коэффициент пористости определялся на керновом материале и по данным ГИС. По результатам исследования керна из 169 скважин пористость изменяется от 19,0 до 30 % (4953 определения) и в среднем равна 22,7 %.

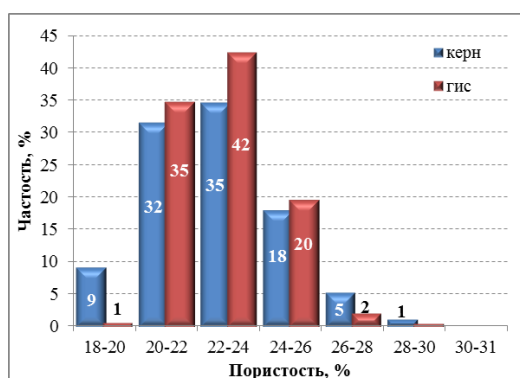
По данным ГИС, настроенным на керновые данные и дающим наиболее полную информацию об изменении свойств коллекторов по разрезу и площади

залежи, пористость определена в 18 201 скважинах и изменяется от 19 до 34,6 % при среднем значении 23,2 %.

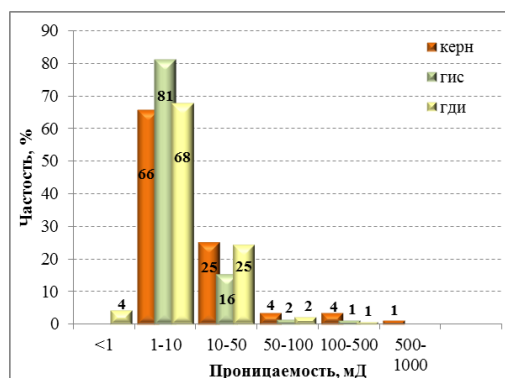
Проницаемость коллекторов изучена по данным керна, ГИС и ГДИС. По результатам исследований кернового материала из 162 скважин (3878 определений) проницаемость образцов изменяется от 1 до 1110 мД и в среднем равна 29 мД. По данным ГИС проницаемость определена в 18 201 скважинах и изменяется от 1 до 1927,2 мД при среднем значении 23 мД. По данным ГДИС 2073 скважин проницаемость изменяется от 0,03 до 345,5 мД и в среднем равна 11 мД.

Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных по данным керна, ГИС и ГДИС представлено на рисунке 3.12-а, б .

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС 10 982 скважин изменяется от 20,2 до 91,1 % и в среднем равна 41 % (Рисунок 3.12 в). Остаточная водонасыщенность по данным исследований керна 108 скважин изменяется от 7,4 до 95,2 % при среднем значении 67,8 % (Рисунок 3.12 г). [4]



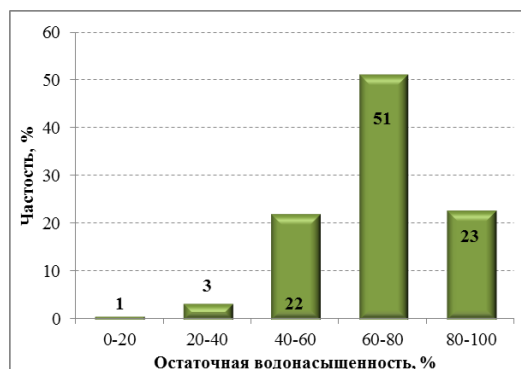
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.11 - Характеристика распределения фильтрационно-емкостных свойств (по данным керна, ГИС, ГДИ) пласта АВ1(1-2).

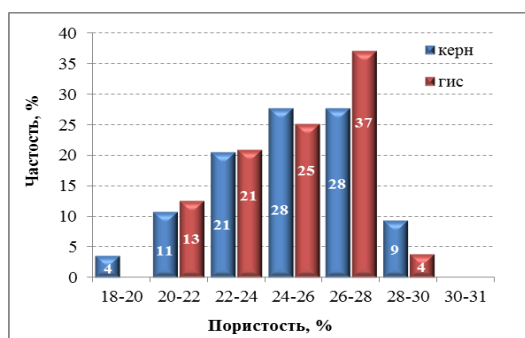
Пласт АВ1(3)-АВ2-3 представлен, в основном, песчаниками с прослоями алевролитов, аргиллитов, глин. Коэффициент пористости определялся на керновом материале и по данным ГИС. По результатам исследования керна 163 скважин пористость по исследованным образцам изменяется от 19,0 до 30 % (4875 определений) и в среднем равна 25,4 %.

По данным ГИС пористость определена в 17 825 скважинах и изменяется от 19 % до 35,5 % при среднем значении 27 %.

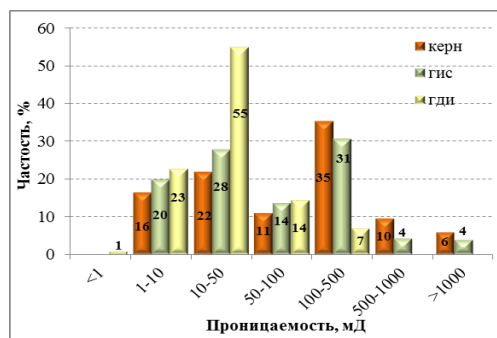
Проницаемость коллекторов изучена по данным керна, ГИС и ГДИС. По результатам исследований кернового материала из 160 скважин (3895 определений) проницаемость образцов изменяется от 1 до 4328,3 мД и в среднем равна 309 мД. По данным ГИС проницаемость определена в 17825 скважинах и изменяется от 1 до 4789,2 мД при среднем значении 281 мД. По данным ГДИС 1540 скважин проницаемость изменяется от 0,02 до 766,8 мД и в среднем равна 37 мД.

Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных по данным керна, ГИС и ГДИС представлено на рисунке 3.13, а-б.

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС 14 153 скважин изменяется от 20,1 до 92 % и в среднем равна 55 % (Рисунок 3.13 в). Остаточная водонасыщенность по данным исследований керна 92 скважин изменяется от 15,1 до 94,8 % при среднем значении 38,7 % (Рисунок 3.12 г). [4]



а)



б)

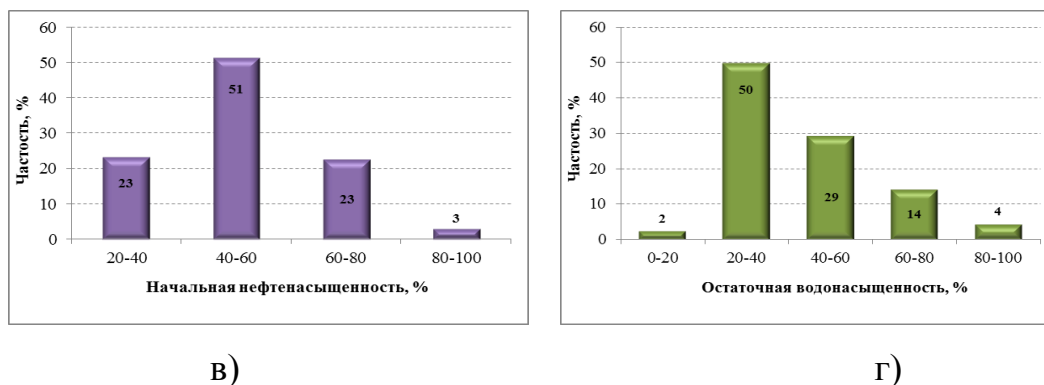


Рисунок 3.12 - Характеристика распределения фильтрационно-емкостных свойств (по данным керна, ГИС, ГДИ) пластов АВ1(3)-АВ2-3

Пласт АВ4-5 представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами, глинами и единичными прослоями конгломератов. Коэффициент пористости определялся на керновом материале и по данным ГИС. По результатам исследования керна из 40 скважин пористость по исследованным образцам изменяется от 20,5 до 30,9 % (2377 определений) и в среднем равна 27,9 %.

По данным ГИС пористость определена в 13142 скважинах и изменяется от 19% до 36,2 % при среднем значении 29 %.

Проницаемость коллекторов изучена по данным керна, ГИС и ГДИС. По результатам исследований кернового материала из 36 скважин (1578 определений) проницаемость образцов изменяется от 1 до 4299,4 мД и в среднем равна 828 мД. По данным ГИС проницаемость определена в 13142 скважинах и изменяется от 1 до 4372,5 мД при среднем значении 995 мД. По данным ГДИС 426 скважин проницаемость изменяется от 0,2 до 794,5 мД и в среднем равна 58 мД.

Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных по данным керна, ГИС и ГДИС представлено на рисунке 3.14 а, 3.14 б.

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС 6047 скважин изменяется от 20 до 95,6 % и в среднем равна 66 % (Рисунок 3.14 в). Остаточная водонасыщенность по данным исследований керна 15 скважин изменяется от 18 до 87,2 % при среднем значении 27,9 % (Рисунок 3.13 г). [4]

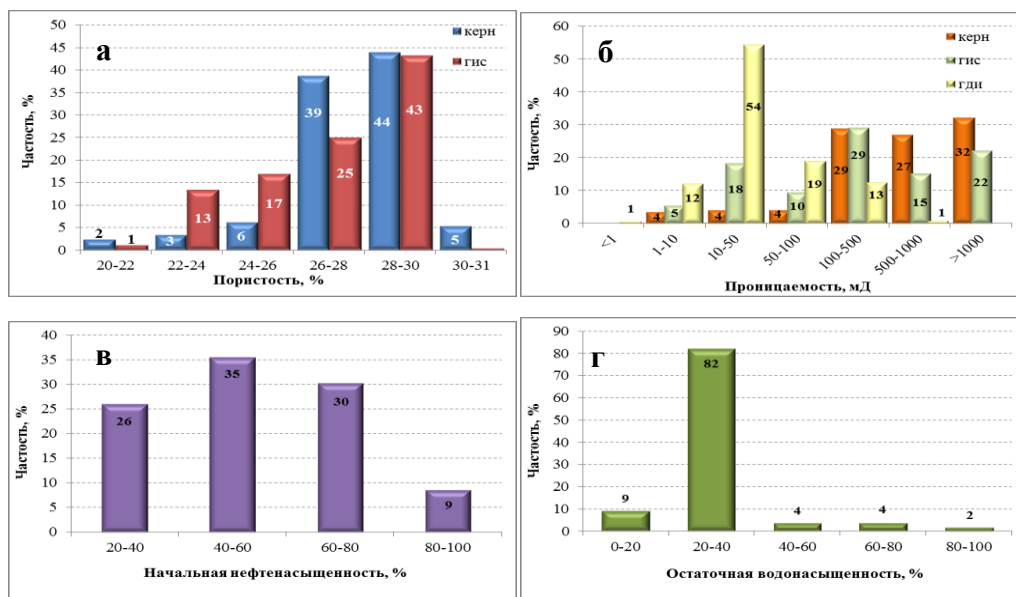


Рисунок 3.13 - Характеристика распределения фильтрационно-емкостных свойств (по данным керна, ГИС, ГДИ) пласта АВ4-5

Пласт БВ8(0) представлен переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Коэффициент пористости определялся на кернавом материале и по данным ГИС. По результатам исследования керна из 48 скважин пористость по исследованным образцам изменяется от 17,3 до 26,7 % (1224 определения) и в среднем равна 23,2 %.

По данным ГИС пористость определена в 7711 скважинах и изменяется от 17,3 % до 30 % при среднем значении 23 %.

Проницаемость коллекторов изучена по данным керна, ГИС и ГДИС. По результатам исследований кернавого материала из 47 скважин (786 определений) проницаемость образцов изменяется от 1,1 до 1873 мД и в среднем равна 185 мД. По данным ГИС проницаемость определена в 7711 скважинах и изменяется от 1 до 1953,4 мД при среднем значении 130 мД. По данным ГДИС 426 скважин проницаемость изменяется от 0,12 до 511 мД и в среднем равна 46 мД.

Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных по данным керна, ГИС и ГДИС представлено на рисунке 3.15 а-б.

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС изменяется от 21.1 до 89.5 % (17 256 определений) при среднем значении 54,1% (Рисунок 3.15 в). Остаточная водонасыщенность по данным исследований керна из двух скважин изменяется от 13,7 до 80,4 % при среднем значении 37,8 % (Рисунок 3.14 г). [3]

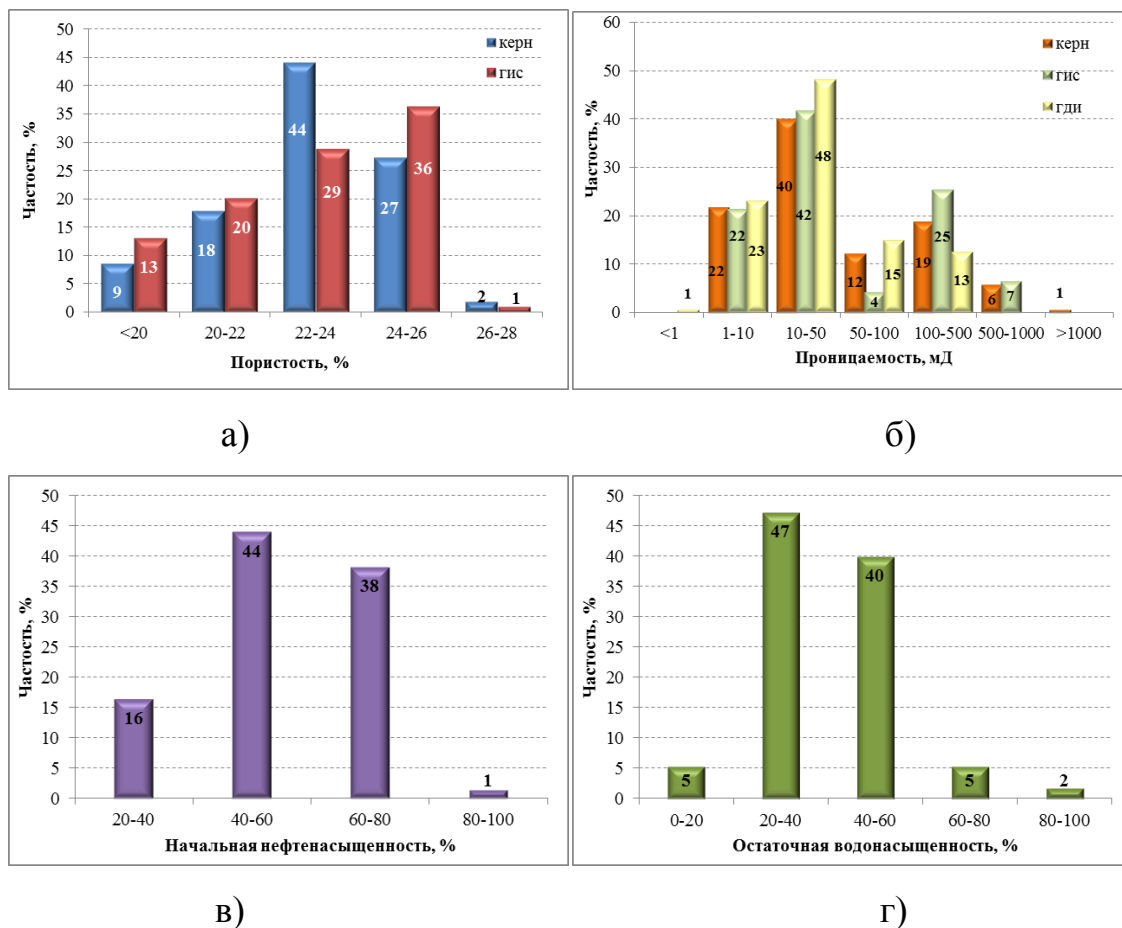


Рисунок 3.14 - Характеристика распределения фильтрационно-емкостных свойств (по данным керна, ГИС, ГДИ) пласта БВ8(0)

Пласт БВ8(1-3) представлен переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Коэффициент пористости определялся на керновом материале и по данным ГИС. По результатам исследования керна из 81 скважины пористость по исследованным образцам изменяется от 17,3 до 27,7 % (3701 определение) и в среднем равна 23,7 %.

По данным ГИС пористость определена в 7685 скважинах и изменяется от 17,3 % до 30 % при среднем значении 24,3 %.

Проницаемость коллекторов изучена по данным керна, ГИС и ГДИС. По результатам исследований кернового материала из 80 скважин (2176 определений) проницаемость образцов изменяется от 0,5 до 4515,5 мД и в среднем равна 486 мД. По данным ГИС проницаемость определена в 7685 скважинах и изменяется от 1,1 до 2754,2 мД при среднем значении 657 мД. По данным ГДИС 349 скважин проницаемость изменяется от 0,004 до 582,3 мД и в среднем равна 45 мД.

Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных по данным керна, ГИС и ГДИС представлено на рисунке 3.16 а-б.

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС изменяется от 22 до 93,7 % (38387 определений) и в среднем равна 72,1% (Рисунок 3.16 в). Остаточная водонасыщенность по данным исследований керна двух скважин изменяется от 15,1 до 99,4 % при среднем значении 31,4 % (Рисунок 3.15 г).

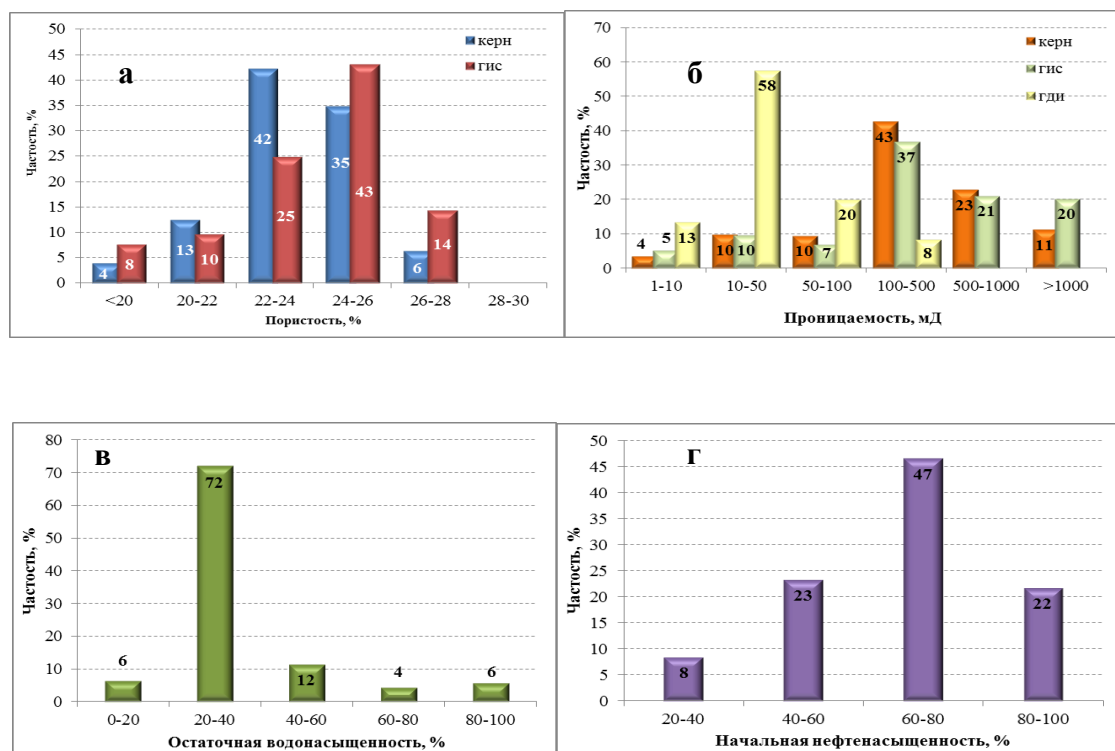


Рисунок 3.15 - Характеристика распределения фильтрационно-емкостных свойств (по данным керна, ГИС, ГДИ) пласта БВ8(1-3)

Пласт БВ10(0) представлен переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Коэффициент пористости определялся на керновом материале и

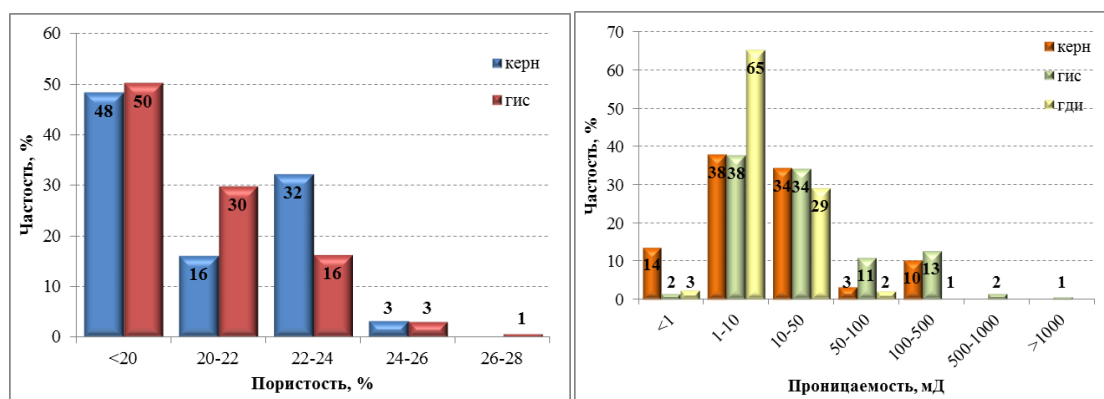
по материалам ГИС. По данным исследования керна из 14 скважин пористость по исследованным образцам изменяется от 17,0 до 24,6 % (258 определений) и в среднем равна 19,5 %.

По данным ГИС пористость определена в 2529 скважинах и изменяется от 17 % до 28 % при среднем значении 20,7 %.

Проницаемость коллекторов изучена по данным керна, ГИС и ГДИС. По результатам исследований кернового материала из 12 скважин (218 определений) проницаемость образцов изменяется от 0,5 до 200,3 мД и в среднем равна 28 мД. По данным ГИС проницаемость определена в 2529 скважинах и изменяется от 0,8 до 3354,5 мД при среднем значении 88 мД. По данным ГДИС 202 скважин проницаемость изменяется от 0,1 до 167 мД и в среднем равна 12 мД.

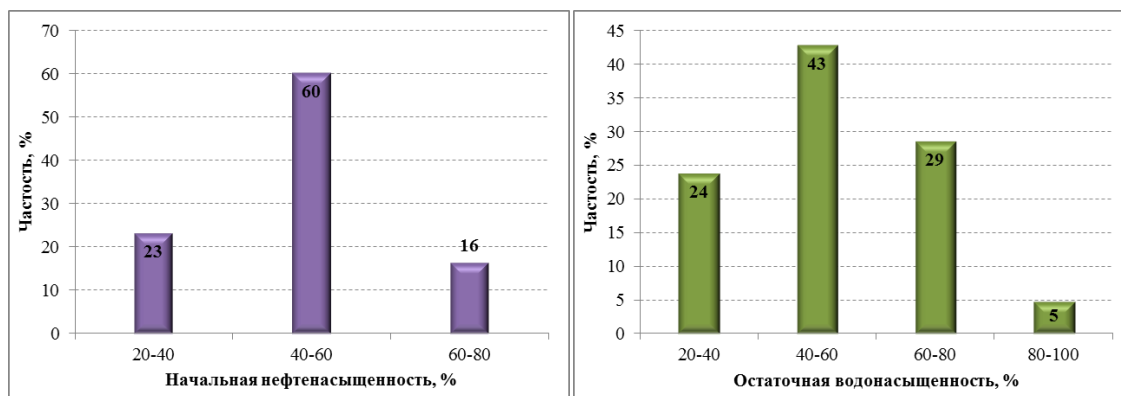
Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных по данным керна, ГИС и ГДИС представлено на рисунке 3.17 а-б.

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС 1224 скважин изменяется от 20,1 до 91,4 % и в среднем равна 55,2 % (Рисунок 3.16 в). Остаточная водонасыщенность по данным исследований керна из восьми скважин изменяется от 26,2 до 88,2 % при среднем значении 48,6 % (Рисунок 3.16 г).



а)

б)



в)

г)

Рисунок 3.16 - Характеристика распределения фильтрационно-емкостных свойств (по данным керна, ГИС, ГДИ) пласта БВ10(0)

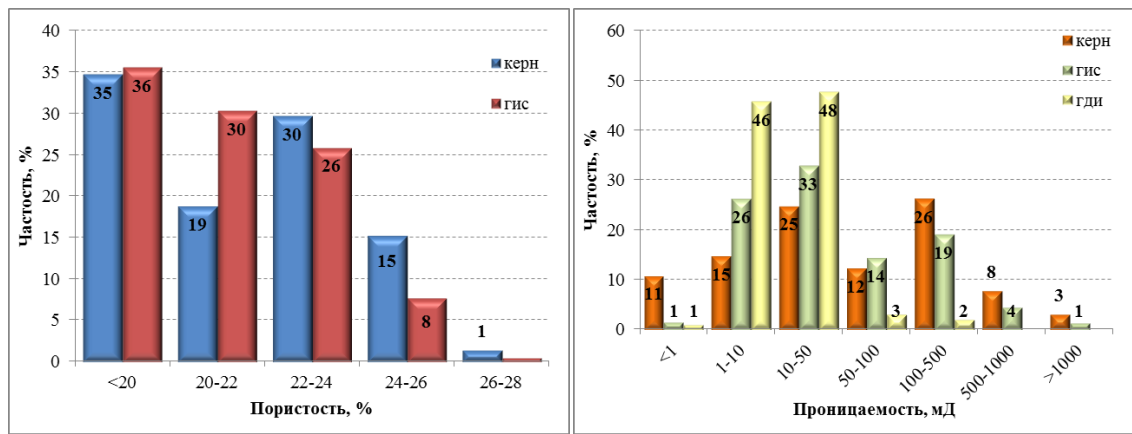
Пласт БВ10(1-2) представлен переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Коэффициент пористости определялся на керновом материале и по данным ГИС. По результатам исследования керна 36 скважин пористость изменяется от 17 до 26,5 % (883 определения) и в среднем равна 22,2 %.

По данным ГИС пористость определена в 3153 скважинах и изменяется от 17 % до 28% при среднем значении 21,5 %.

Проницаемость коллекторов изучена по данным керна, ГИС и ГДИС. По результатам исследований кернового материала из 34 скважин (599 определений) проницаемость образцов изменяется от 0,5 до 2399 мД и в среднем равна 203 мД. По данным ГИС проницаемость определена в 3153 скважинах и изменяется от 0,5 до 3354,5 мД при среднем значении 120 мД. По данным ГДИС 210 скважин проницаемость изменяется от 0,2 до 627,4 мД и в среднем равна 19 мД.

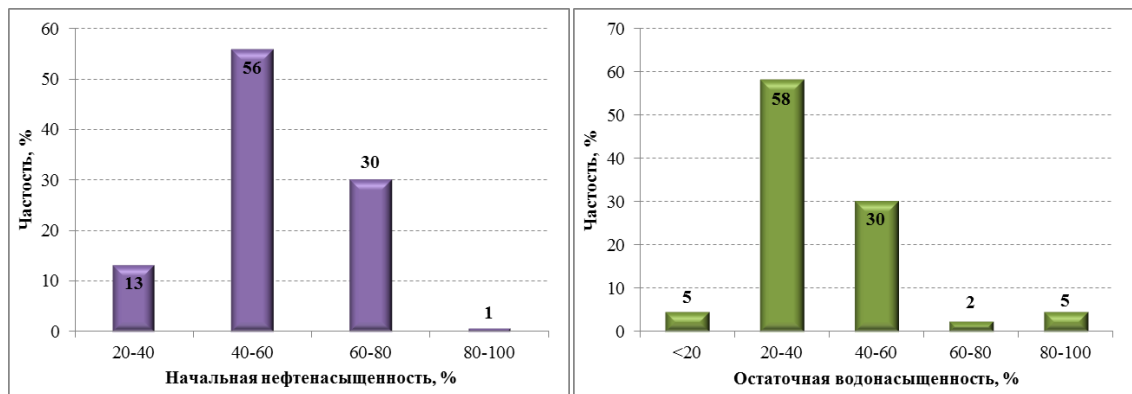
Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных по данным керна, ГИС и ГДИС представлено на рисунке 3.18 а-б.

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС 2171 скважин изменяется от 20,8 до 87,4 % и в среднем равна 57 % (Рисунок 3.18 в). Остаточная водонасыщенность по данным исследований керна из 14 скважин изменяется от 19,5 до 96,5 % при среднем значении 39,3 % (Рисунок 3.17 г).



а)

б)



в)

г)

Рисунок 3.17 - Характеристика распределения фильтрационно-емкостных свойств (по данным керна, ГИС, ГДИ) пласта БВ10(1-2)

Пласт БВ17-18 представлен песчаниками с маломощными прослоями алевролитов и аргиллитов. Коэффициент пористости определялся на керновом материале и по данным ГИС. По результатам исследования керна из пяти скважин пористость по исследованным образцам изменяется от 15,5 до 22,6 % (84 определения) и в среднем равна 20 %.

По данным ГИС пористость определена в 610 скважинах и изменяется от 15,5 % до 25,5 % при среднем значении 18,9 %.

Проницаемость коллекторов изучена по данным керна и ГИС. По результатам исследований кернового материала из пяти скважин (80 определений) проницаемость образцов изменяется от 0,5 до 64,2 мД и в среднем равна 16 мД. По данным ГИС проницаемость определена в 610 скважинах и изменяется от 0,5 до 97,6 мД при среднем значении 11 мД.

Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных по данным керна и ГИС представлено на рисунке 3.19 а-б.

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС 119 скважин изменяется от 20,1 до 72 % и в среднем равна 45 % (Рисунок 3.19 в). Остаточная водонасыщенность по данным исследований керна одной скважины изменяется от 47,6 до 51,1 % при среднем значении 49,1 % (Рисунок 3.18 г).

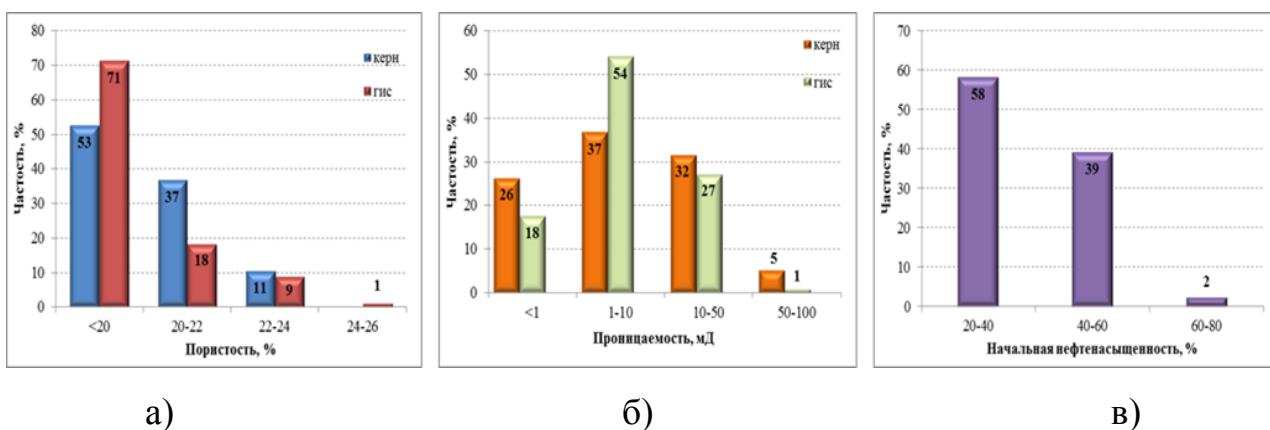


Рисунок 3.18 - Характеристика распределения фильтрационно-емкостных свойств (по данным керна и ГИС) пласта БВ17-18

Пласт БВ19 представлен песчаниками с маломощными прослоями алевролитов и аргиллитов. Коэффициент пористости определялся на керновом материале и по данным ГИС. По результатам исследования керна из 12 скважин пористость по исследованным образцам изменяется от 15,5 до 24,5 % (125 определений) и в среднем равна 18,6 %.

По данным ГИС пористость определена в 672 скважинах и изменяется от 15,5 % до 25,5 % при среднем значении 18,9 %.

Проницаемость коллекторов изучена по данным керна, ГИС и ГДИС. По результатам исследований кернового материала из 12 скважин (122 определения) проницаемость образцов изменяется от 0,8 до 35,2 мД и в среднем равна 11 мД. По данным ГИС проницаемость определена в 672 скважинах и изменяется от 0,5 до 97,6 мД при среднем значении 12 мД. По данным ГДИС 10 скважин проницаемость изменяется от 0,5 до 48,2 мД и в среднем равна 15 мД.

Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных по данным керна, ГИС и ГДИС представлено на рисунке 3.20 а-б.

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС 255 скважин изменяется от 20 до 80,6 % и в среднем равна 43,8 % (Рисунок 3.20 в). Остаточная водонасыщенность по данным исследований керна из шести скважин изменяется от 37,8 до 93,5 % при среднем значении 53,8 % (Рисунок 3.19 г).

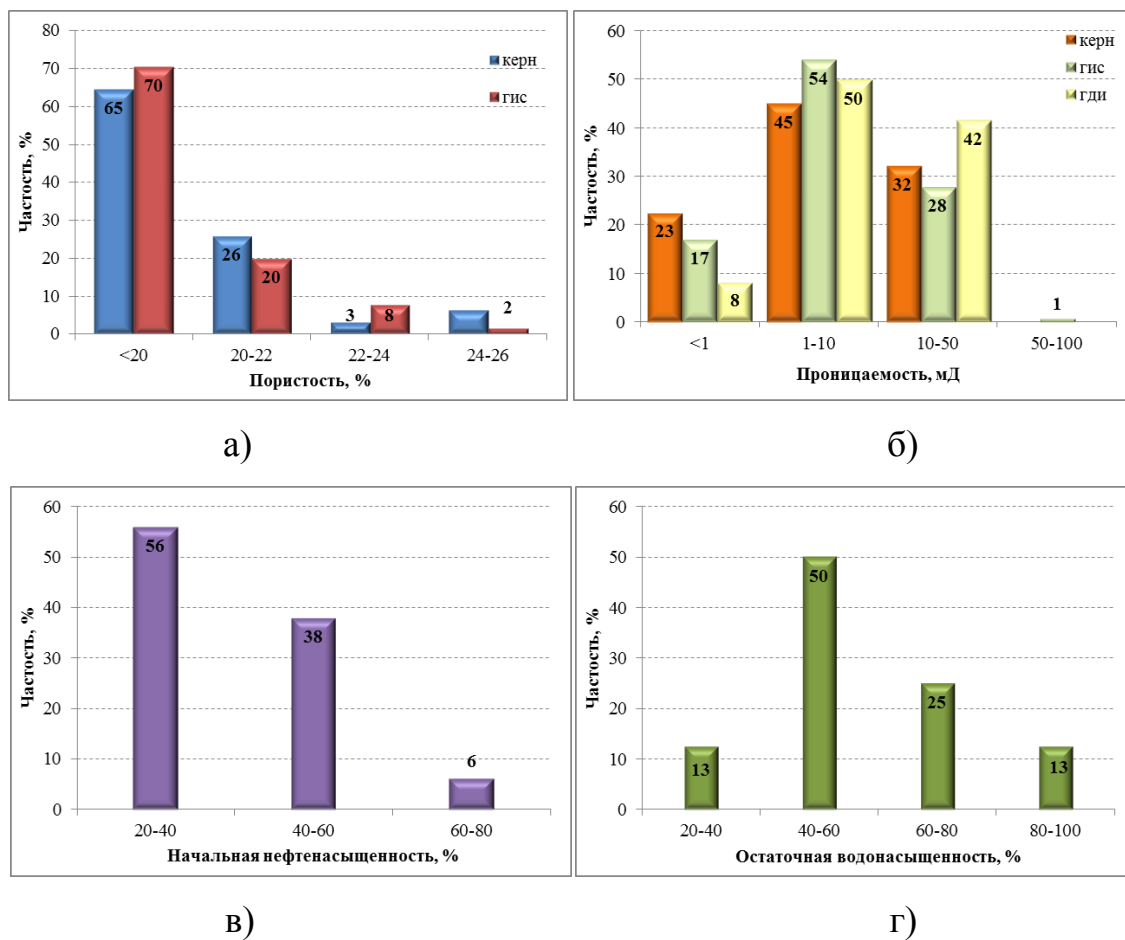


Рисунок 3.19 - Характеристика распределения фильтрационно-емкостных свойств (по данным керна, ГИС, ГДИ) пласта БВ19

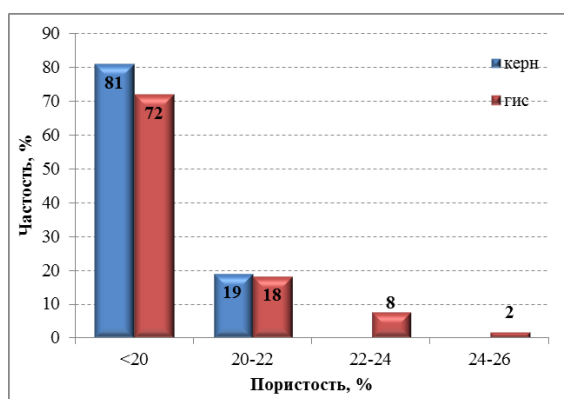
Пласт БВ20 представлен песчаниками с маломощными прослоями алевролитов и аргиллитов. Коэффициент пористости определялся на керновом материале и по материалам ГИС. По данным исследования керна из семи скважин пористость по исследованным образцам изменяется от 15,5 до 21,3 % (11 определений) и в среднем равна 17,7 %.

По данным ГИС пористость определена в 538 скважинах и изменяется от 15,5 % до 25,6% при среднем значении 18,6 %.

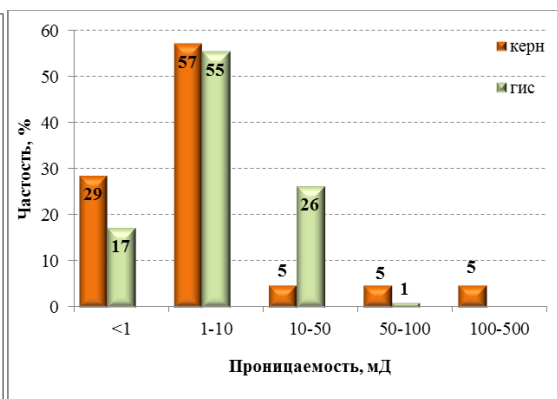
Проницаемость коллекторов изучена по данным керна, ГИС. По результатам исследований керна из семи скважин (104 определения) проницаемость образцов изменяется от 0,5 до 120,6 мД и в среднем равна 30 мД. По данным ГИС проницаемость определена в 538 скважинах и изменяется от 0,5 до 97,6 мД при среднем значении 11 мД.

Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных по данным керна и ГИС представлено на рисунке 3.21 а, 3.21 б.

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС 129 скважин изменяется от 20,3 до 84 % и в среднем равна 43,2 % (Рисунок 3.21 в). Остаточная водонасыщенность по данным исследований керна из трех скважин изменяется от 46,4 до 66,1 % при среднем значении 56 % (Рисунок 3.20 г).



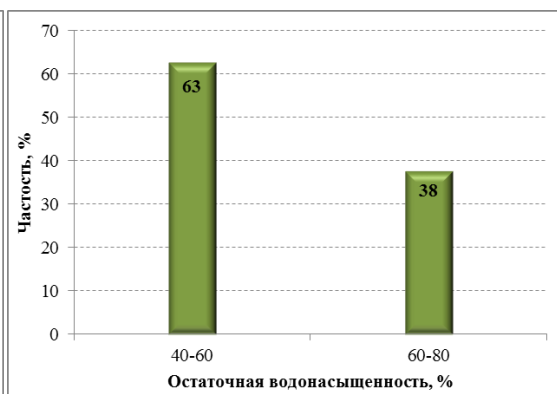
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.20 - Характеристика распределения фильтрационно-емкостных свойств (по данным керна и ГИС) пласта БВ20

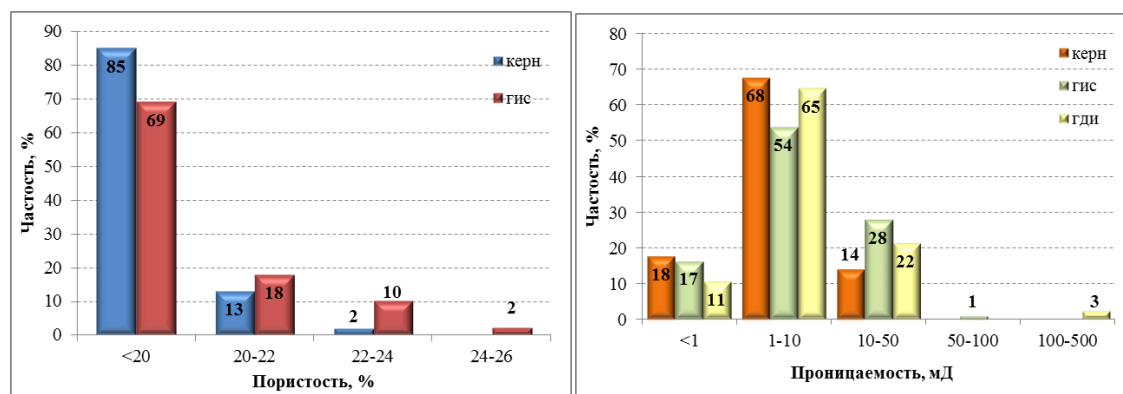
Пласт БВ21-22 представлен песчаниками с маломощными прослоями алевролитов и аргиллитов. Коэффициент пористости определялся на керновом материале и по данным ГИС. По результатам исследований керна из 12 скважин пористость по исследованным образцам изменяется от 15,5 до 22,5 % (413 определений) и в среднем равна 17,2 %.

По данным ГИС пористость определена в 511 скважинах и изменяется от 15,5 % до 25,6 % при среднем значении 18,9 %.

Проницаемость коллекторов изучена по данным керна, ГИС и ГДИС. По результатам исследований кернового материала из 12 скважин (374 определения) проницаемость образцов изменяется от 0,5 до 14,9 мД и в среднем равна 4 мД. По данным ГИС проницаемость определена в 511 скважинах и изменяется от 0,5 до 97,6 мД при среднем значении 12 мД. По данным ГДИС 23 скважин проницаемость изменяется от 0,3 до 113 мД и в среднем равна 11 мД.

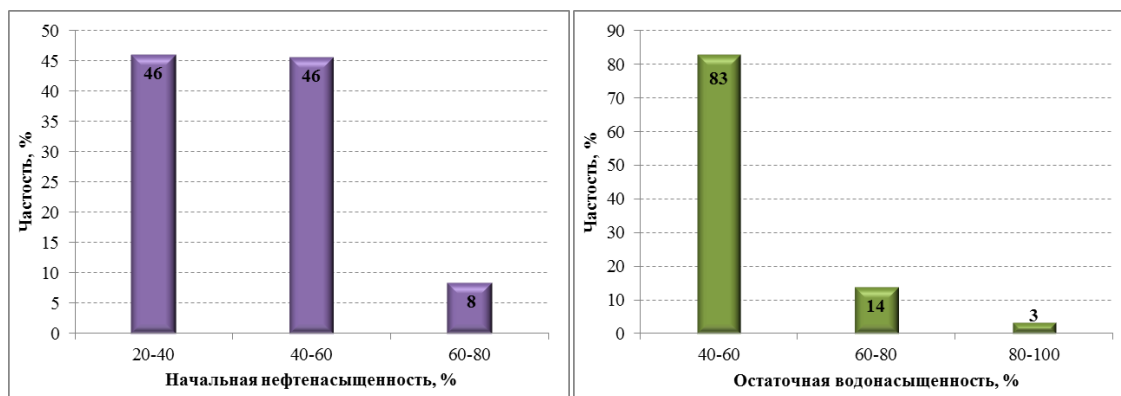
Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных по данным керна, ГИС и ГДИС представлено на рисунке 3.21 а-б.

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС 186 скважин изменяется от 20 до 85,9 % и в среднем равна 43,1 % (Рисунок 3.21 в). Остаточная водонасыщенность по данным исследованиям керна из четырех скважин изменяется от 44,2 до 86,9 % при среднем значении 57,4 % (Рисунок 3.21 г).



а)

б)



в)

г)

Рисунок 3.21 - Характеристика распределения фильтрационно-емкостных свойств (по данным керна, ГИС, ГДИ) пласта БВ21-22

Пласт ЮВ1 представлен переслаиванием песчаников алевролитов и аргиллитов. Коэффициент пористости определялся на керновом материале и по материалам ГИС. По данным исследования керна из 141 скважины, пористость изменяется от 11,6 до 22,2 % (3291 определение) и в среднем равна 16 %.

По данным ГИС пористость определена в 1223 скважинах и изменяется от 11,6 % до 25,4 % при среднем значении 16,3 %.

Проницаемость коллекторов изучена по данным керна, ГИС и ГДИС. По результатам исследований кернового материала из 138 скважин (2780 определений) проницаемость образцов изменяется от 0,5 до 453,4 мД и в среднем равна 31 мД. По данным ГИС проницаемость определена в 1214 скважинах и изменяется от 0,5 до 859,5 мД при среднем значении 33 мД. По данным ГДИС 204 скважин проницаемость изменяется от 0,07 до 248 мД и в среднем равна 14 мД.

Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных по данным керна, ГИС и ГДИС представлено на рисунке 3.23 а-б .

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС 760 скважин изменяется от 1,8 до 72,1 % и в среднем равна 49 % (Рисунок 3.22 в). Остаточная водонасыщенность по данным исследований керна из 40 скважин изменяется от 20,6 до 85,1 % при среднем значении 55,5 % (Рисунок 3.22 г). [3]

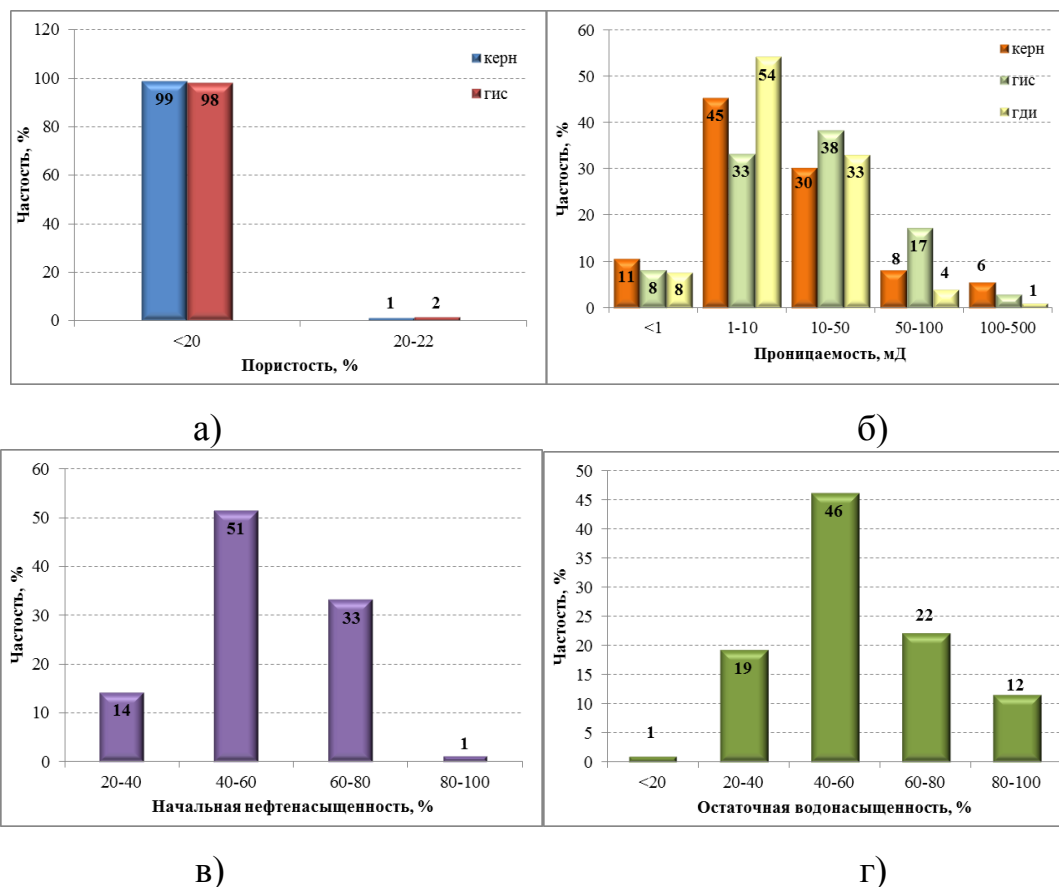


Рисунок 3.22- Характеристика распределения фильтрационно-емкостных свойств (по данным керна, ГИС, ГДИ) пласта ЮВ1

3.3. Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

3.3.1 Выполнение программы ГТМ.

Выполнение проектной программы ГТМ за 2012-2016 гг. представлено в таблице 3.2. По всем видам ГТМ (исключение ГРП, отклонение от проектного показателя -10 %, проект – 2254 скв./опер., факт – 2033 скв./опер.) за период 2012-2016 гг., отмечается перевыполнение проектных объемов ГТМ на 19-172 %. Максимальное превышение отмечено по переводам и приобщениям на другие объекты разработки (+172 %, проект – 697 скв./опер., факт – 1897 скв./опер.). Объем ГТМ по выполнению РИР превышен относительно проектного показателя на 129 % (проект – 737 скв./опер., факт – 1690 скв./опер.). В целом за рассматриваемый период превышение объемов ГТМ составило +38 % (проект – 6864 скв./опер., факт – 9487 скв./опер.). [1]

Таблица 0.1 - Самотлорское месторождение.

Выполнение программы ГТМ

ГТМ	За период 2012-2016 гг.		Отклонение, %
	проект	факт на 01.01.2017	
ЗБС, опер.	1080	1375	27
ГРП, опер.	2254	2033	-10
ПиП, опер.	697	1897	172
ОПЗ, опер.	2096	2492	19
РИР, опер.	737	1690	129
Итого, опер.	6864	9487	38

3.3.2 Обобщение опыта по изоляции промытых высокопроницаемых интервалов, по которым происходят прорывы воды.

За период с 2012-2016 гг. в скважинах Самотлорского месторождения проведено 260 операций по изоляции промытых интервалов пласта. Средний прирост дебита нефти составил 0,6 т/сут, сокращение дебита жидкости – 297 т/сут.

Больше половины мероприятий (129 скв.-опер.) проведено в горизонтальных скважинах пласта АВ4-5. При изоляции отключают обводненную часть ствола пакером. Средний прирост дебита нефти составил 0,4 т/сут при сокращении дебита жидкости 282 т/сут.

В наклонно-направленных скважинах изоляционные работы проводились в большинстве случаев цементными растворами и их модификациями. Эта технология имеет ряд ограничений и не всегда эффективна. По этой причине проводился поиск и опробование новых составов для изоляции, обладающих прочностью и эластичностью после отвердевания. Результаты работ приведены в таблице 3.10.

Таблица 0.2 - Результаты опробования технологий РИР

Тип технологий	Объект воздействия	Кол-во скважин	Успешность	Рекомендации
Водонефтяная эмульсия "Изопласт"	АВ1(3)-АВ2-3	3	50%	Применение возможно на скважинах с подтвержденными остаточными запасами в кровельной части монолитных пластов с ярко выраженной анизотропией без наличия заколонной циркуляции.
	АВ4-5	2	100%	
	БВ8	5	40%	
Полимер ВЕС-2	АВ1(3)-АВ2-3	2	0%	Рекомендуется продолжить работы по обработке высокообводненного фонда скважин (обводненность более 98%) как на горизонтальных, так и на вертикальных скважинах.
	БВ8	3	0%	
МФП WCA-3 и Brine Block	АВ1(3)-АВ2-3	3	66%	Проект признан неуспешным
	АВ4-5	3	0%	
Технология ОВП "Аквалок"	АВ1(3)-АВ2-3	1	0%	Технология признана экономически не успешной
	АВ1(3)-АВ2-3, АВ4-5	1	0%	
Технология ОВП с применением МФП	АВ1(3)-АВ2-3	1	0%	Не рекомендована к внедрению
	АВ4-5	3	33%	
Технология РИР с применением полимеров акрилового ряда	АВ1(1-2)	5	100%	Технология эффективна и рекомендована к внедрению как сопутствующая операция при выполнении РИР цементными растворами при приемистости выше 500м ³ /сут при Р=70атм.
Технология РИР по технологии МДК "Кварц"	АВ1(3)-АВ2-3	3	0%	Технология не эффективна и не рекомендована к внедрению
	БВ10	2	50%	
Технология ЛНЭК с применением полимерного отверждающегося состава		4	0%	В результате экономического анализа технология признана экономически неэффективной и не рекомендована к внедрению.

3.3.3 Результаты ОНР МУН в 2014-2016 гг.

В 2014 году были проведены ОНР с целью изменения профилей приемистости нагнетательных скважин на трех участках:

- пласты АВ1(1-2) «авандельта», АВ1(3), АВ2-3 – технология ООС (осадкообразующие составы на основе водорастворимых солей - натриевое стекло + хлористый кальций). Эффективность составила 20,7 тыс. т нефти, или 2,1 тыс. т на одну обработку, эффект закончен;
- пласты АВ1(3), АВ2-3 - технология «Комета-Р» (гелеобразующий состав на основе карбоксилметилцеллюлозы). Эффективность отрицательная (- 1,3 тыс. т нефти), расчет эффективности и мониторинг закончен;
- пласт АВ2-3, технология «Темпоскрин-Люкс» – дисперсный полиакриламид сшитый в твердой фазе. Эффективность отрицательная (-0,9 тыс. т нефти), расчет эффективности и мониторинг закончен.

Эффективность технологии ООС подтверждена прямым методом контроля – промыслово-геофизическими исследованиями обработанных нагнетательных скважин, в которых произошло перераспределение закачки по разрезу.

С октября 2015 г. начато промышленное тиражирование технологии ООС: обработано 7 нагнетательных скважин на участке объекта АВ1(3) - АВ2-3, дополнительная добыча нефти за 14 месяцев составила 10,7 тыс. т или 1,5 т на одну обработку (эффект зафиксирован, т.к. участок повторно обработан в декабре 2016 г.).

Таким образом, всего в 2014-2016 гг. было обработано 92 скважины на пластах группы АВ и БВ10(1-2) в рамках испытаний различных технологий (ГОС, СПС, ПВДНС), а также испытаний и тиражирования технологии ООС на основе жидкого стекла.

3.3.4 Бурение горизонтальных скважин, применение в ГС многократного ГРП

За период 2012-2016 гг. на Самотлорском месторождении пробурено 700 скважин, в т.ч. 688 в добычу. Большая часть скважин – 606 ед. (84 %) пробурена с горизонтальным профилем. Доля горизонтальных скважин (ГС) увеличилась с 69 до 96 % в год (Таблица 3.11).

Таблица 0.3 - Самотлорское месторождение. Динамика бурения скважин с распределением по технологиям заканчивания и освоения

за 2012-2016 гг.

Количество ВНС	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	итого
Наклонно-направленные	33	32	9	11	5	90
Горизонтальные	75	80	93	144	214	606
в т.ч. с МГРП	56	71	79	105	157	468
Многозабойные					4	4
Итого	108	112	102	155	223	700

Технология многостадийного ГРП (МГРП) при освоении ГС впервые была применена на Самотлорском месторождении в 2009 году. Изначально проводили по два ГРП на ГС. В процессе развития технологий реализации ГРП и принципов применения МГРП, увеличивалось количество стадий ГРП. Так, к

2015 году в ГС реализовывались 7-8 стадий ГРП. В 2016 году проведен ОПР по увеличению стадийности до 18-30 ГРП. Были получены хорошие результаты – средний запускной дебит нефти увеличился с 31 до 64 т/сут. В связи с увеличением эффективности технологии МГРП доля новых скважин с МГРП в общем объеме увеличилась с 52 % (2012 г.) до 70 % (2016 г.)

Изначально технология МГРП апробировалась на низкопродуктивном пласте АВ1(1-2). При реализации ГРП в пласт закачивалось до 30 т проппанта. Применение технологии ГРП с такими параметрами в краевой части пласта были получены неудовлетворительные результаты (дебит нефти – 12-15 т/сут), в основном за счет высокой обводненности продукции. При увеличении количества стадий ГРП до 12-30 и оптимизации дизайна ГРП (уменьшение удельной массы проппанта на стадию до 7-10 т), в краевой части пласта получены экономически рентабельные дебиты нефти – 25-30 т/сут. Увеличение длины ГС до 1000-1200 м и количества стадий ГРП позволит обеспечить экономически-рентабельное вовлечение в разработку краевых недонасыщенных районов пласта АВ1(1-2).

В 2016 году проведен ОПР по бурению ГС с проведением 16-18-стадийных ГРП на пласт БВ8(0). В связи с незначительной глинистой перемычкой, разделяющей пласты БВ8(0) и БВ8(1-3), при ГРП в пласт закачивалось от 3 до 5 т проппанта. За счет большого количества ГРП, суммарная масса проппанта в пласте составила 50-90 т, что соизмеримо с проведением 2-3 полномасштабных ГРП. Стартовые дебиты нефти по скважинам с МГРП составили от 46 до 131 т/сут. [1]

3.3.5 Сравнение эффективности бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин

За период 2012-2016 гг. на Самотлорском месторождении под добычу пробурено 688 скважин, из них ГС – 602 скважины, ННС – 86 скважин (Таблица 3.4). Сопоставление эффективности бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин по основным пластам представлено в таблице 3.5.

Таблица 0.4 - Самотлорское месторождение. Бурение за 2012-2016 гг. по
пластам

Объект	Кол-во	
	ГС	ННС
ПК11-12	2	
АВ1(1-2)	396	19
АВ1(1-2)+АВ1(3)-АВ2-3	1	1
АВ1(3)-АВ2-3	39	
БВ8	73	3
БВ10	17	31
БВ21-22	5	1
ЮВ1	69	31
Всего	602	86

Таблица 0.5 - Самотлорское месторождение. Сравнение эффективности бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин за 2012-2016 гг.

Объект АВ1(1-2)

Высокие показатели получены при бурении 36 горизонтальных скважин с МГРП в подгазовой зоне пласта АВ1(1-2). Средний входной дебит нефти по данной группе скважин составил 28,6 т/сут, по состоянию на 01.01.2017 средний дебит нефти упал в два раза до 13,1 т/сут, (в т. ч. скважины 16387 и 37997 переведены в ППД). По 8 наклонно-направленным скважинам, пробуренным с МГРП в ПГЗ, входные дебиты нефти в 2 раза ниже – 13,5 т/сут, а текущие почти в 4 раза меньше – 3,5 т/сут. Удельная добыча нефти на 1 ГС составляет 13,2 тыс. т, на 1 ННС – 9,5 тыс. т нефти.

Входные и текущие дебиты нефти по горизонтальным скважинам, пробуренным в ЧНЗ и ВНЗ, сопоставимы – 26,1 и 22,1 т/сут, соответственно. Удельная накопленная добыча нефти по скважинам в ЧНЗ составляет 8,9 тыс. т/скв, в ВНЗ ввиду позднего ввода из бурения (64 % скважин пробурено в 2015-2016 гг.) – 4,2 тыс. т/скв. Горизонтальное бурение без ГРП представлено в ВНЗ (бурением 12-ти скважин в 2015-2016 гг.) в районах улучшенных ФЕС на границе с Советским месторождением (новые запасы). Средний входящий дебит нефти в этом районе – 24 т/сут.

За период анализа на АВ1(1-2) применялись следующие технологии МГРП: мостовые пробки (2-4 стадии ГРП), раздвижные муфты (4-8 стадии ГРП), С2С – разрывные муфты (4-29 стадий ГРП). В данный момент используется последняя технология в связи с малыми сроками освоения и возможностью реализации неограниченного количества ГРП с расстоянием между муфтами 25 м. С изменением технологии МГРП увеличивается стадийность с уменьшением удельной массы пропанта с 20 до 7 т, что позволяет получить высокую продуктивность и исключить проникновение трещин в нижележащий высокопродуктивный и обводненный пласт АВ1(3)-АВ2-3.

В связи с особенностью геологического строения АВ1(1-2) бурение ГС эффективнее ННС. По удельно накопленной добыче нефти на одну пробуренную ГС выделяется подгазовая зона пласта (13,2 тыс. т/скв.).

Объект АВ1(3)-АВ2-3

Всего за период 2012-2016 гг. на объект АВ1(3)-АВ2-3 под добычу пробурено 39 горизонтальных скважин, в т. ч. две скважины № 12180Е и № 12176Е с ГРП. Бурение произведено преимущественно в краевые зоны (30 скв.) на границе с Ватинским месторождением. Входные дебиты нефти по скважинам в ЧНЗ и ВНЗ практически равны и составляют 29,8 и 30,7 т/сут, текущие дебиты нефти соответственно 6,5 и 11,5 т/сут. Более высокие текущие дебиты нефти по скважинам в ВНЗ обусловлены более поздним вводом скважин в добычу (2015-2016 гг.). Удельная накопленная добыча нефти по скважинам в ЧНЗ составляет 14,6 тыс. т/скв, в ВНЗ – 6,6 тыс. т/скв. [4]

Объект БВ8

Средние входные дебиты нефти 55 ГС (47 из них с МГРП), расположенные в ЧНЗ пласта, составляют 27,2 т/сут, текущие – 16,2 т/сут. Удельная добыча нефти в расчете на 1 скважину всего 8,4 тыс. т, в связи с поздним вводом из бурение (42 горизонтальных скважин пробурено в 2016г.). Наиболее успешные были скважины № 38456 и № 37211 со стартовыми дебитами нефти больше 100 т/сут.

18 горизонтальных и три наклонно-направленные скважины пробурены в локальных водонефтяных залежах месторождения, шесть из них в районе скв. 1257П Северо-Западно Черногорской залежи, 10 на Приобскую залежь, четыре единичные на соседние купола и одна неуспешная наклонно-направленная скважина 40189 пробурена с МГРП в водонефтяной зоне в краевой части основной залежи. Входные дебиты нефти ГС составили 171,1 т/сут, текущий – 15,8 т/сут. Удельная добыча нефти на 1 ГС составила 16,4 тыс. т. Скважины очень быстро обводняются до предельных значений, четыре из них входили в работу с обводненностью 98,6-98,9 %.

89% нового бурения на верхнюю пачку БВ8 применяется с МГРП (в основном технология С2С). Осложняющим фактором при проведении ГРП малая глинистая перемычка, разделяющая БВ8(0) и подстилающий высокопроницаемый и заводненный пласт БВ8(1-3), в связи с этим удельная масса проппанта снижена с 7 до 3 т/ст.

Бурение ГС на БВ8 эффективнее чем бурение ННС, особенно в зону ВНЗ.

Объект БВ10

Из 16-ти горизонтальных скважин введенных в добычу на пласт БВ10 в водонефтяной зоне в 2014-2016 гг. (3 из них с МГРП) три выбыли по причине высокой обводненности. Все они расположены в краевой зоне пласта. Входной дебит нефти этой группы скважин составил 54,6 т/сут, текущий – 10,4 т/сут. Удельная добыча нефти на одну скважину составляет 16,2 тыс. т.

В ЧНЗ пробурена одна горизонтальная скважина № 40375 в декабре 2016 года с входным дебитом нефти 30,1 т/сут при обводненности 79 %.

По 21 наклонно-направленной скважине, пробуренной с МГРП в ЧНЗ в основном в период 2012-2013 гг., средний входной дебит нефти составил 27,2 т/сут, на текущую дату – 2,1 т/сут, т. к. на 01.01.2017 были переведены в ППД 14 скважин, либо на другой объект. Удельная добыча нефти на одну скважину составляет 12,6 тыс. т.

Наклонно-направленные скважины (10 ед.), введенные с МГРП в ВНЗ в 2012-2015 гг., характеризуются входными дебитами нефти на уровне 31,4 т/сут,

текущие – 3,1 т/сут (на дату анализа в работе только четыре скважины № 40551, № 40572, № 40069Е и № 40072Е, средний дебит нефти по ним 6,9 т/сут). Удельная добыча нефти на 1 скважину составляет 15,0 тыс. т.

На БВ10 многостадийное ГРП выполнено в основном в наклонно-направленных скважинах с объемом пропанта до 20 т/скв.

Для извлечения остаточных извлекаемых запасов верхней пачки БВ10 эффективнее бурение наклонно-направленных скважин, где зоны ЧНЗ и ВНЗ сопоставимы. Пласты же БВ10(1-2) лучше вскрывать горизонтальными скважинами.

Объект ЮВ1

В водонефтяной зоне пласта ЮВ1 хорошие результаты показало бурение в 2015-2016 гг. горизонтальных скважин с проведением МГРП (3 - 7 стадий). Входной дебит нефти по 28 скважинам ГС с МГРП составил в среднем 71,8 т/сут, на текущую дату 18,5 т/сут.

В целом горизонтальные скважины в ВНЗ успешнее, чем наклонно-направленные. Входной дебит нефти составил 64 и 26,6 т/сут, соответственно, текущий – 15,4 и 3,6 т/сут. Удельная добыча нефти на одну скважину составляет 10,7 тыс. т (ГС) и 6,8 тыс. т (ННС).

Единственная наклонно-направленная скважина 50760 расположена в ЧНЗ пласта ЮВ1. Скважина входила с дебитом нефти 39,3 т/сут, на текущую дату переведена на вышележащий объект. Накопленная добыча нефти – 16,8 тыс. т.

Бурение горизонтальных скважин на ЮВ1 успешнее, чем наклонно-направленные.

За период 2012-2016 гг. на Самотлорском месторождении под добычу пробурено 688 скважин, из них ГС – 602 скв, ННС – 86 скв.

Основное бурение 417 скважин (60,6 %) пришлось на объект АВ1(1-2), где 354 ед. пробурены в зону ЧНЗ. Ввиду позднего ввода из бурения этих скважин (64% пробурено в 2015-2016 гг.), удельная накопленная добыча нефти скважин в ЧНЗ составляет всего 8,9 тыс. т/скв.

В связи с особенностью геологического строения АВ1(1-2) бурение ГС эффективнее ННС. По удельно накопленной добыче нефти на одну пробуренную ГС выделяется подгазовая зона пласта (13,2 тыс. т/скв).

Лучшими входными показателями характеризуются 18 горизонтальных скважин в ВНЗ на БВ8 – 171,1 т/сут.

Бурение АВ1(1-2) и БВ8 в основном выполнено с МГРП. За период анализа применялись следующие технологии МГРП: мостовые пробки (2-4 ГРП), раздвижные муфты (4-8 ГРП), С2С – разрывные муфты (4-29 ГРП). В данный момент применяется последняя технология в связи с малыми сроками освоения и возможностью реализации неограниченного количества ГРП с расстоянием между муфтами 25 м. С изменением технологии МГРП увеличивается стадийность с уменьшением удельной массы пропанта (для АВ1(1-2) с 20 до 7 т, для БВ8 с 7 до 3 т), что позволяет получить высокую продуктивность и исключить проникновение трещин в нижележащий высокопродуктивный и обводненный пласт.

Таким образом, после анализа используемых методов интенсификации притока на Самотлорском месторождении продолжено бурение горизонтальных скважин с применением технологии МГРП. Технология МГРП при увеличении стадийности и оптимизации дизайна ГРП показала хорошие результаты на пластах АВ1(1-2) и БВ8(0) и принята к тиражированию. [3,5]

Глава 4. Анализ технологии многостадийного разрыва пласта. Разработка рекомендаций по усовершенствованию данной технологии

За прошедшие года с момента начала внедрения технологии в 2009 году масштабы проведения многостадийных гидроразрывов пласта (МГРП) на Самотлорском месторождении выросли до уровня 150-170 скважино-операций в год. В 2015 году мощности работающих на месторождении буровых подрядчиков пополнились 40 станками для зарезки боковых стволов (ЗБС) и 20 установками для бурения новых скважин. В большинстве новых скважин и боковых стволов (БС) проводился МГРП, к 2020 году объемы работ по данной технологии в АО «Самотлорнефтегаз» выросли более чем в пять раз (рисунок 4.2). В эффективности МГРП как метода разработки целого ряда объектов Компании сомневаться не приходится. В то же время колоссальные объемы работ обязывают находить наиболее эффективные схемы и технологии заканчивания, исследования скважин до и после воздействия ГРП, а также оптимальных химических компонентов жидкостей разрыва. За прошедшее время удалось многократно сократить цикл заканчивания скважин с МГРП, затраты на проведение работ, снизить число «СТОПов», уменьшить риски недостижения проектных дебитов, а также отобрать ряд перспективных технологий для дальнейших испытаний и возможного тиражирования.

Начало истории МГРП на Самотлорском месторождении было положено в 2009 году тремя скважинами АО «Самотлорнефтегаз», законченными по самой простой технологии без цементирование хвостовика (рисунок.4.1).

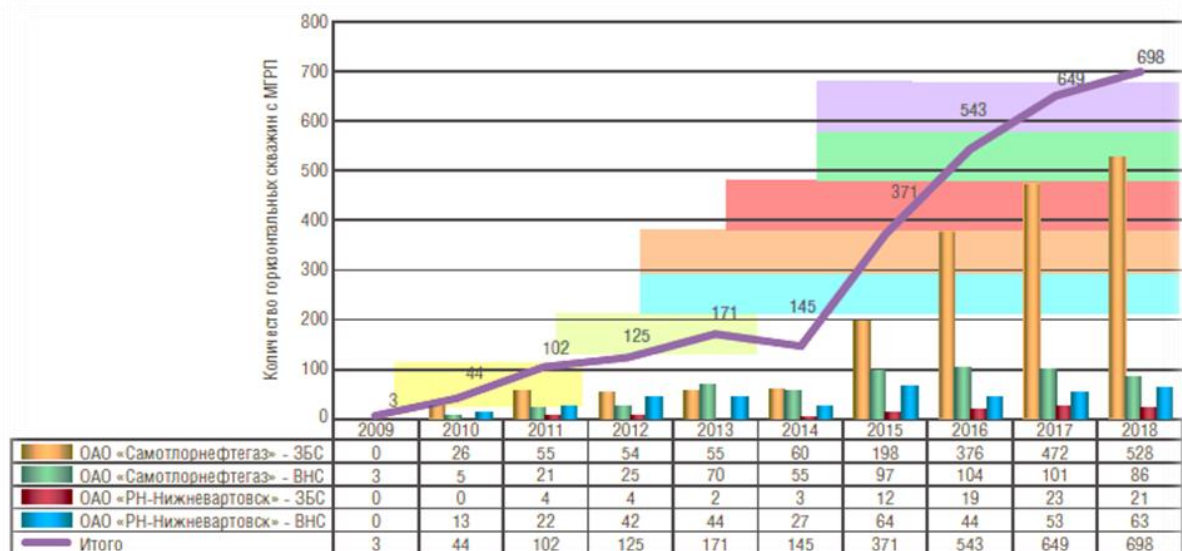
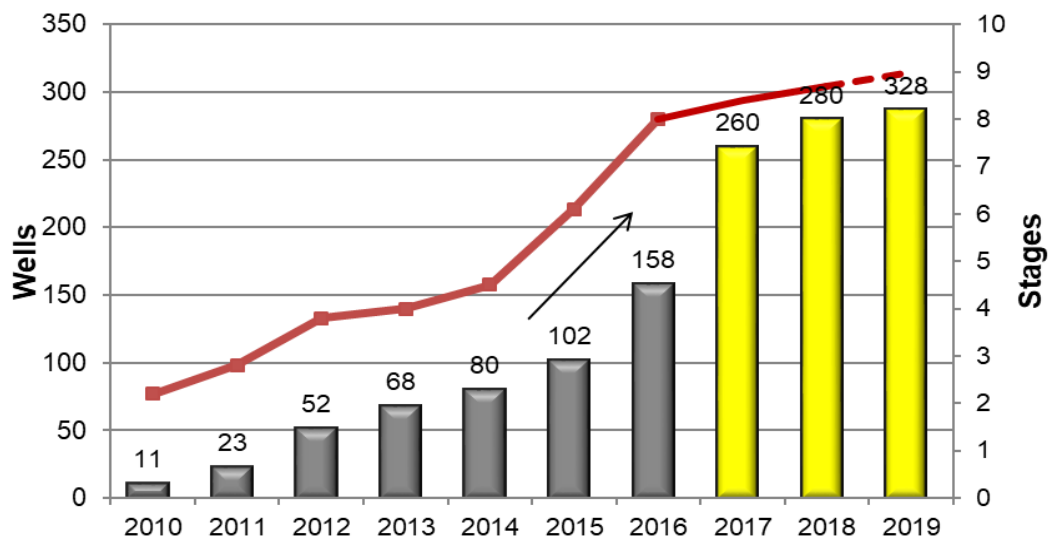


Рисунок. 4.1- История и планы реализации проектов МГРП на Самотлорском месторождении.

Первая стадия МГРП проводилась в фильтровой части, в конце ГРП в хвостовике оставляли пропантную пробку высокой концентрации. Затем проводилась вторая стадия ГРП через дополнительную перфорацию, таким образом, проводили две стадии на одном горизонтальном участке. Данные скважины были пробурены на пласт АВ1(1-2) («рябчик») и оптимистичные результаты первых операций послужили стартовой точкой для широкомасштабного внедрения МГРП на месторождении.



¹Рисунок 4.2 - Динамика ввода горизонтальных скважин с многостадийным ГРП

В настоящее время операции МГРП проводятся как в скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения (ВНС), так и в боковых стволах после зарезки. При этом с точки зрения типоразмеров оборудования новые скважины, открывают больше возможностей. В новые скважины спускаются эксплуатационные колонны (ЭК) диаметром 178 и 168 мм с хвостовиками диаметром 114 мм (таблица 4.1). При бурении горизонтальных интервалов используются долота диаметром 155,6 и 142,9 мм. В первом случае в хвостовики, как правило, спускаются системы заканчивания зарубежного производства, а во втором также и отечественное оборудование.

Таблица 4.1 – Характеристик конструкции скважин

Соотношения диаметров ЭК, хвостовиков и долот		
Диаметры ЭК, мм	Диаметры хвостовиков, мм	Диаметры долот, мм
Строительство новых скважин		
178 168	114	155,6 142,9
Зарезка боковых стволов		
168	114 102	142,9
146		
140	102	123,9 120,6

Проведение работ в боковых стволах представляет более сложную задачу, поскольку хвостовики диаметром 114 мм спускаются только при ЗБС из ЭК-168 мм и то не во всех случаях. В то же время БС также бурятся из ЭК-146 мм и в ряде случаев из скважин с дополнительными ЭК-140 мм долотами диаметром 123,9 и 120,6 мм соответственно. В обоих случаях спускаются хвостовики диаметром 102 мм, что, безусловно, накладывает серьезные ограничения на использование скважинного оборудования. Вариант расширения колонн достаточно затратен.

¹ Резкое увеличение стадийности МГРП в 2015-2016гг. связано с развитием технологии МГРП и изменением стратегии бурения

Применение простейших технологий МГРП с отсыпкой песчаных пробок на Самотлоре продолжалось вплоть до 2011 года. Технологии этого класса можно назвать «многоподходными» с точки зрения привлечения флота ГРП. Операции занимали продолжительное время. Если на заканчивание и освоение скважин с двухстадийным ГРП уходило порядка 20 сут, то при увеличении стадий до пяти срок заканчивания скважины возрастал до 75 суток.

Однако проблема заключалась не только в сроках. Применяя пропантные отсыпки, часто сталкивались с проблемами перетоков жидкости и получали много «СТОПов». В 2010 году с целью повышения надежности изоляции зон начали применять заколонные пакеры, но и этого оказалось недостаточно для надежного разобщения интервалов ГРП.

4.1. МГРП с применением мостовых пробок

В 2011 году в связи с недостаточной эффективностью песчаных отсыпок перешли к использованию мостовых пробок и применяли эту технологию вплоть до середины 2013 года (рис. 4.3).



Рисунок 4.3 - Технология МГРП с применением мостовых пробок

Технология МГРП с установкой мостовых пробок предполагает последовательную реализацию нескольких этапов работ. Вначале проводится ГРП на фильтровую часть хвостовика. Затем, после промывки ствола в хвостовике устанавливают первую мостовую пробку для изоляции нижнего, простимулированного интервала. После чего выполняются перфорация

следующего интервала и очередная стадия МГРП. Далее после разбуривания пробки и нормализации забоя операции повторяются.

Первый опыт применения технологии принес много осложнений, и в целом цикл заканчивания скважины занял 68 вместо плановых 40 суток.

Во-первых, была выявлена негерметичность «головы» оснастки хвостовика (типа «ОКОС» производства ЗАО «СибБурМаш»), что потребовало дополнительной спускоподъемной операции (СПО) для подтверждения негерметичности пакера ПРО-92 и повторного спуска активатора для активации «головы» оснастки хвостовика.

Во-вторых, в организации столкнулись с негерметичностью пакерного оборудования подрядчика по ГРП и стингеров для ГРП вследствие их несоответствия конструкции скважины. Выяснилось, что технологическое пакерное оборудование подрядчика по ГРП не работает в горизонтальных участках хвостовика ЭК, а стингеры производства ЗАО «СибБурМаш» не обеспечивают герметичности при зенитных углах выше 80°.

В результате ГРП проводился с посадкой пакера в основной колонне, что, в свою очередь, привело к нарушению целостности хвостовика из-за воздействия высоких давлений при выполнении МГРП. По этой причине пришлось дополнительно проводить ремонтноизоляционные работы по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны (ЭК).

Из-за оставшихся в хвостовике механических примесей мостовые пробки не доходили до плановых глубин спуска, вследствие чего приходилось проводить дополнительные СПО оборудования, что оборачивалось существенными дополнительными затратами.

В целом отмечавшиеся риски при установке мостовых пробок типа ПГРМ (пробка гидравлическая разбуриваемая мостовая) были связаны с возможным недохождением пробки до целевого интервала посадки, а также с превышением допустимого для пробки дифференциального давления.

Из полученного опыта сделали ряд практических выводов.

Во-первых, рекомендуется индивидуально подходить к установке межколонного пакера, исходя из необходимости максимального сокращения расстояния до верхнего пакера подвески.

Во-вторых, подвеску хвостовика ЗАО «СибБурМаш» следует устанавливать в интервале с зенитным углом не более 60-65° для снижения риска негерметичности стингера при производстве МГРП.

С целью снижения риска повреждения подвески хвостовика давлением при производстве МГРП с мостовыми пробками можно дополнительно устанавливать разбухающие пакеры типоразмера 114 и 168 мм в межколонном пространстве.

Из трех ОПР по МГРП с мостовыми пробкам две увенчались успехом, а в третьем случае мостовая пробка осталась в скважине, хотя расстыковка прошла штатно.

4.2. МГРП с раздвижными муфтами и шарами

С 2012 года с целью совершенствования МГРП на Самотлорском месторождении началось применение активируемых шарами муфт МГРП FracPoint™ Baker Hughes.

Технология FracPoint™ относится к числу самых распространенных и предполагает установку «фрак-портов» в муфтах колонны или хвостовика при спуске в скважину (рис. 4.4).



Рисунок 4.4 Технология МГРП с применением раздвижных муфт и шаров

После посадки шара в седло муфты ГРП циркуляционное отверстие порта открывается, а нижний интервал перекрывается шаром. Далее производится ГРП, и вслед за стадией продавки проппанта в поток жидкости вбрасывается следующий шар большего диаметра. Затем операция повторяется соответственно количеству стадий. После выполнения всех стадий ГРП посадочные седла и шары разбуриваются фрезом, скважина промывается и осваивается.

Когда начали применять технологию МГРП со сбросом шаров в 2012–2013 годах, собственного флота колтюбинговых установок у подразделения не было. Поэтому все работы в скважинах, включая разбуривание шаров и портов, выполнялись силами бригад КРС. К сожалению, операции осложнялись значительным поглощением жидкости (до 800-900 м³ на четыре порта) в силу очень низких забойных давлений, что негативно сказывалось на производительности скважин. При строительстве скважин с МГРП по данной технологии цикл заканчивания в среднем составлял 24 сут, что соответствовало плану. Однако проведение ГРП сопровождалось получением «СТОПов» с необходимостью проведения повторных работ по очистке хвостовика и повторных ГРП.

Из числа довольно распространенных технологических проблем при проведении МГРП по технологии FracPoint™ можно выделить, прежде всего, риск неправильной посадки шара в седло: если в скважине остаются элементы оснастки или остатки бурового раствора, то это вероятно возникновение проблем с открытием муфты ГРП.

Лучший результат с точки зрения продолжительности цикла заканчивания скважины по технологии МГРП с раздвижными муфтами составил порядка 170 часов.

4.3. МГРП с разрывными муфтами

В то же время на месторождении была опробована технология на основе разрывных муфт BPS™ Trican Well Services Ltd.

Данная технология оказалась наиболее подходящей для пластов АВ1(1-2), разрабатываемых АО «Самотлорнефтегаз» (рис. 4.5).

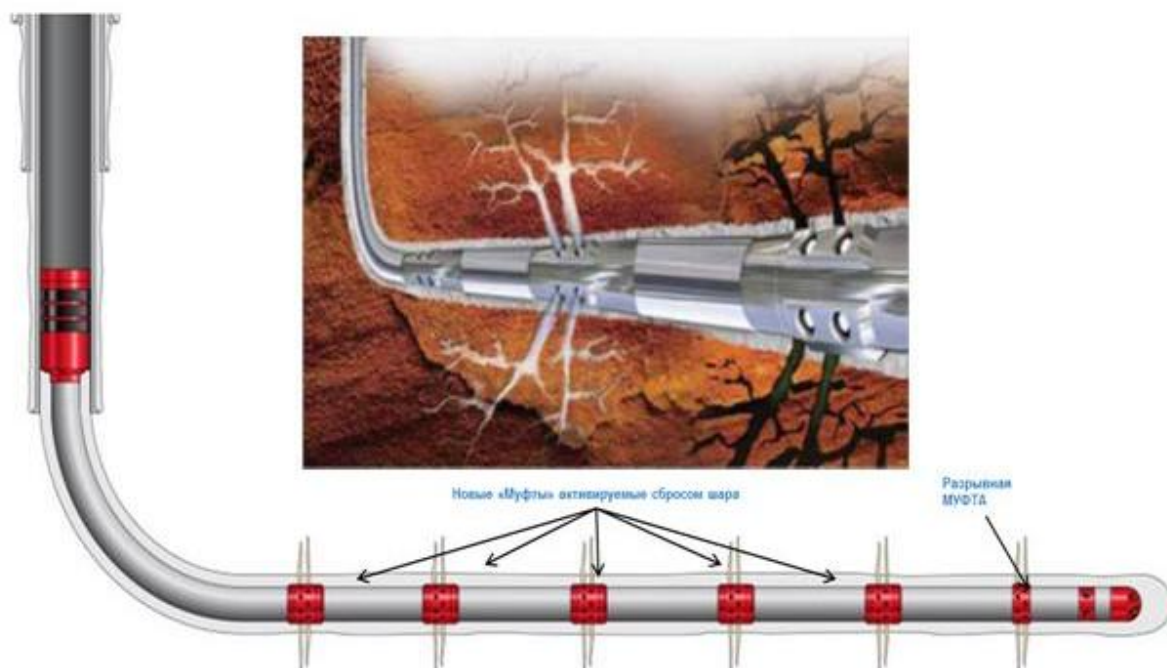


Рисунок 4.5- Технология МГРП с разрывными муфтами

Все муфты цементируются, так и могут разобшиться заколонными пакерами, МГРП проводится в пять-шесть стадий.

В настоящее время технология тиражируется на боковые стволы, пробуренные на пласты БВ8(0).

В ходе реализации технологии разрывные порты устанавливаются в муфтах колонны или хвостовика при спуске в скважину. Затем порты при ГРП открываются давлением с использованием специального селективного пакера. После открытия каждого порта осуществляется закачка, и далее — переход на следующий интервал.

Проведению первых ГРП с разрывными муфтами предшествовал этап моделирования. Прежде всего, необходимо было определить влияние длины разрывной муфты на дебит скважины с одним ГРП, пробуренной на АВ1(1-2) Самотлорского месторождения (рис.4.6).

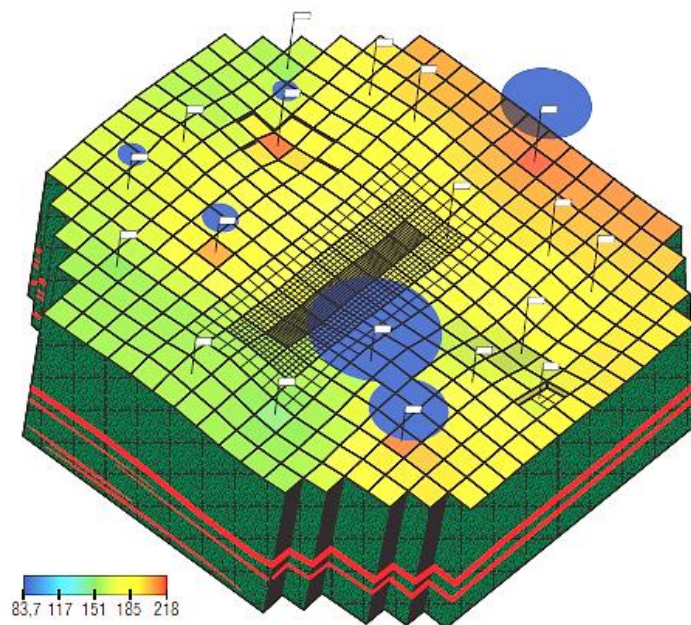


Рисунок 4.6 - Моделирование первого МГРП с разрывными муфтами на скважине Самотлорского м/р

Была создана секторная мини модель района скважины, модель пластов АВ1(1-2), АВ1(3) площадью 4,62 км². Пористость составляла 23%, проницаемость — 6,8 мД, нефтенасыщенность — 0,465 д.ед.

На рис. 4.7 — разрез по кубу пластового давления пласта АВ1(1-2).

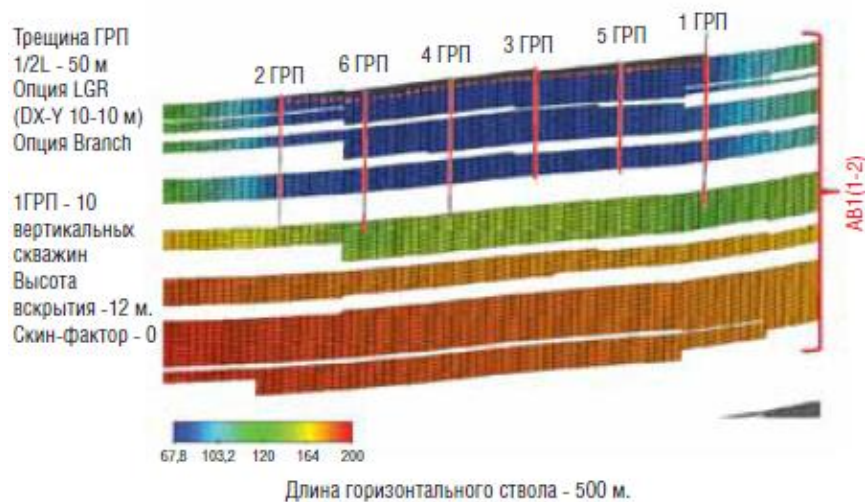


Рисунок 4.7 - Разрез по кубу пластового давления пласта АВ1(1-2)

При этом следующая задача состояла в том, чтобы определить оптимальный азимут ГРП, направление развития трещин: поперечное, продольное или диагональное (рис. 4.8).

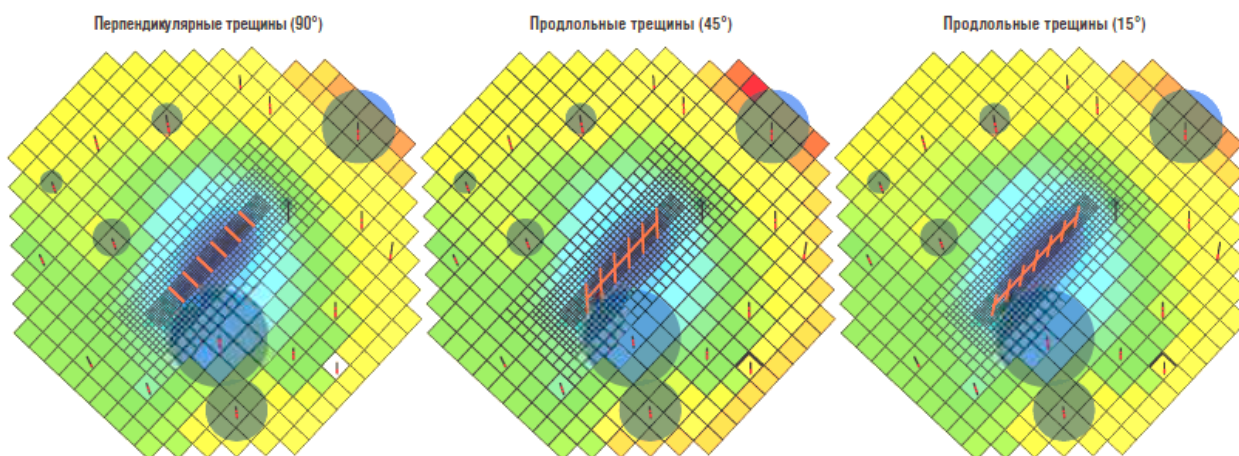


Рисунок 4.8 - Варианты направления распространения трещин

Расчет основных эксплуатационных показателей скважины после МГРП показал преимущества поперечного расположения трещин, хотя и не радикальные, а также перспективы достаточно высоких дебитов .

На начальном этапе внедрения технологии BPS™ цикл заканчивания скважины составлял 23 сут при плане 22 суток. В процессе ведения работы приходилось сталкиваться с негерметичностью «головы» оснастки хвостовика (типа ОКОС производства ЗАО «СибБур-Маш»), что приводило к дополнительным СПО пакера ПРО-92 для подтверждения негерметичности и повторным спуском активатора для активации «головы» оснастки хвостовика. Также наблюдалось разрушение герметизирующих элементов чашечных манжетных пакеров С2С при проведении СПО. Этой же причиной обусловлен еще один недостаток технологии — ограничение объемов закачки проппанта 100 тоннами.

С целью преодоления обозначенных выше недостатков общество совместно с поставщиками и подрядчиками внесли ряд изменений в конфигурацию системы заканчивания. В частности, переход на обсадные трубы с резьбовыми соединениями повышенной надежности (ТМК-FMC, VAG-T)

обеспечил сохранение внутреннего диаметра ЭК и предотвращение повреждения герметизирующих элементов пакерного оборудования при СПО. В свою очередь поставщик технологии выполнил конструктивную доработку компоновки с изменением конструкции локатора муфт и усилением каркаса уплотняющего элемента чашечного пакера.

С новыми пакерами С2С пятого поколения в настоящее время проблем нет, удалось сократить средний цикл заканчивания скважин до восьми-десяти суток

4.4. Геологические ограничения

С точки зрения проведения МГРП общую для всех разрабатываемых пластов проблему представляет пониженное пластовое давление. Причем это относится даже к впервые вскрываемым юрским и ачимовским отложениям. Так, вследствие пониженного давления пласта АВ1(1-2) при работе с пакером С2С (второго поколения) приходилось долго ждать падения давления для перехода на следующий интервал. Также возможны затяжки и разрывы манжет при перемещении пакера.

Еще одну проблему для разработки «рябчика» представляет недостаточная толщина глинистой перемычки — барьер между целевым и обводненным пластом может составлять менее 2–3 м, вследствие чего массу закачиваемого проппанта пришлось свести к минимуму — до 10–15 т на стадию, хотя еще в 2011-2012 годах этот показатель был вдвое выше.

В случае пласта БВ8(0) значительную сложность представляет его малая эффективная толщина (от 3 до 5 м), а также наличие настолько же малых глинистых перемычек, как и у «рябчика». В свою очередь пласты БВ16-22 и ЮВ1 характеризуются низкой проницаемостью, которая предполагает необходимость высоких рабочих давлений ГРП. Однако манжетный пакер С2С технологически не выдерживает дифференциальное давление выше 680 атм с учетом гидростатического давления. В этой связи до решения данной проблемы

нам пришлось отказаться от проведения МГРП в этих пластах по технологии BPS+C2C и заменить ее полностью на FracPoint.

4.5. Технология COILJET

В рамках программы повышения эффективности МГРП на Самотлорском месторождении проводился ряд ОПИ нового оборудования. В частности, большие надежды связаны с применением технологии CoilJet разработки Calfrac Well Services Ltd. Технология CoilJet предназначена для проведения



МГРП в полностью зацементированных хвостовиках и обеспечивает свободу выбора количества стимулируемых зон. Инструмент (рис. 4.9) спускается на ГНКТ в нужный интервал, после чего производится абразивная резка колонны (гидроперфорация) с последующей закачкой пропанта через пространство между ГНКТ и НКТ-114.

Затем инструмент перемещается на новый интервал с отсечением предыдущего с помощью многоразовой пробки — пакера-отсекателя. Затем все операции повторяются, пока не будут простимулированы все зоны.

Рисунок 4.9 - Скважинный инструмент для проведения МГРП по технологии CoilJet

Ключевое преимущество технологии для условий Самотлорского месторождения мы видим в надежной герметизации колонны с отсечением нижележащих интервалов, в которых уже был проведен ГРП. Кроме того,

технология CoilJet позволяет контролировать забойное давление ГРП и во многих случаях предотвращать возникновение «СТОПа»

4.6. Двухстадийные ГРП в БС

В боковые стволы (БС), пробуренные из материнской ЭК диаметром 140 мм, приходится спускать оборудование, рассчитанное на малый внутренний диаметр открытого ствола, длина которого обычно не превышает 200 метров. При этом БС бурятся долотом с диаметром 120,6 мм, в результате основной проблемой было спустить в ствол разбухающие заколонные пакеры для разобщения стадий МГРП: хвостовики просто не доходили с ними до плановой глубины. Так же необходимо было проводить МГРП по старой технологии с ПГРМ, что приводило к длительному освоению скважины. Поэтому была разработана новая технология проведения двухстадийного МГРП на таких скважинах с сокращенным циклом (79 дней).

В настоящее время технология двухстадийных ГРП в таких боковых стволах предполагает проведение первой стадии в фильтровой части хвостовика через специальную посадочную муфту, изготовленную ЗАО ОКБ «ЗЕНИТ» по нашим чертежам, с отверстиями под пять разлагающихся шаров Bioballs HR производства компании Fairmount Santrol (рис. 4.10).

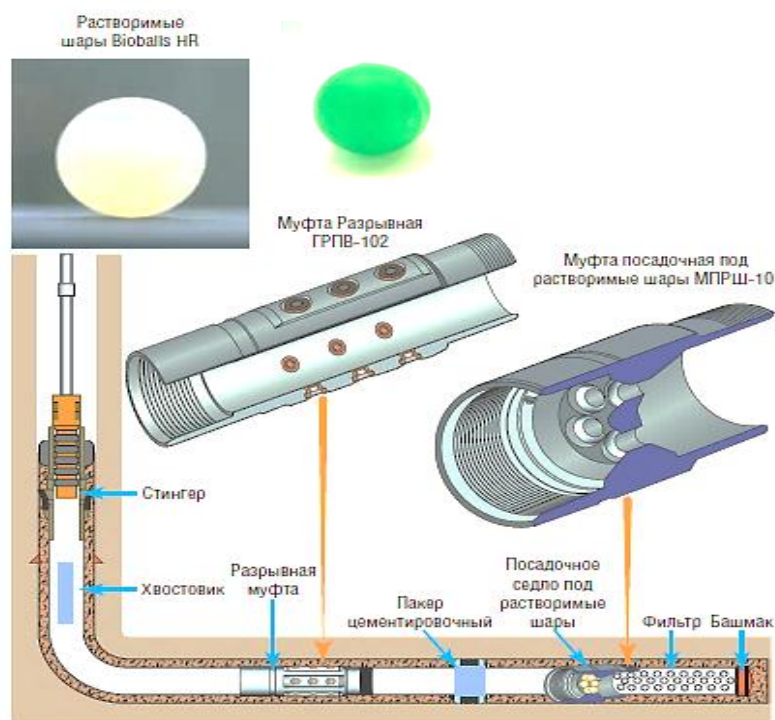


Рисунок 4.10 - Компоновка для двухстадийного ГРП со сбросом биоразлагаемых шаров

При тестировании посадочного седла растворимые шары показали хорошую герметизацию отверстий при расходе 2 л/мин и максимальном давлении на поверхности 397–420 атм. Так же провели тестирование муфты на абразивный износ, т.е. спустили ее в вертикальную скважину ниже пакера ГРП, а после закачки жидкости ГРП подняли ее на поверхность и сравнили результат до и после. Испытания показали незначительное влияние абразива на применяемое внутрискважинное оборудование.

Вслед за проведением первой стадии ГРП в ствол сбрасываются разлагающиеся шары, и после их посадки в седло активируется разрывная муфта и проводится вторая стадия ГРП. Для предупреждения преждевременного растворения или повреждения уже сброшенных шаров перед второй стадией мы также сбрасываем пять дополнительных шаров. Нормализации забоя после проведения операции не требуется, поскольку шары полностью растворяются.

4.7. Внутрискважинные исследования

Как было сказано ранее, для доступной и экономической добычи требуется интенсификация с помощью многостадийного гидроразрыва пласта. В пласте присутствуют осложнения, выступающие в качестве барьеров напряжения, что диктует необходимость мониторинга геометрии трещин и проектного учета локальных изменений механических свойств. Новый дипольный прибор акустического каротажа позволяет надежно идентифицировать геометрию трещины в прискваженной области. Размеры данного прибора позволяют ему работать в средах, непригодных для обычных звуковых приборов.

В данном разделе показано использование АКШ до и после гидроразрыва для определения реальной высоты трещины, а также соответствующего влияния на калиброванную модель разрушения. Предложен путь совершенствования геомеханических моделей за счет включения параметров анизотропии на основе акустики для повышения предсказуемости геометрии трещин в целевых зонах.

За прошедшие годы Самотлор накопил большой опыт проведения исследований для определения высоты и направления развития трещин ГРП и МГРП в горизонтальных и вертикальных скважинах.

Так, например, в 2009 году на двух скважинах с ГРП с помощью компании «Шлюмберже» (Schlumberger) провели широкополосный кросс-дипольный акустический каротаж (DSI). В скважинах была проведена регистрация следующего комплекса ГИС: ГК до и после ГРП. Задача состояла в определении азимутного распространения трещин ГРП, при этом задача по определению высоты трещины была передвинута на второй план (рис. 4.11). [6]

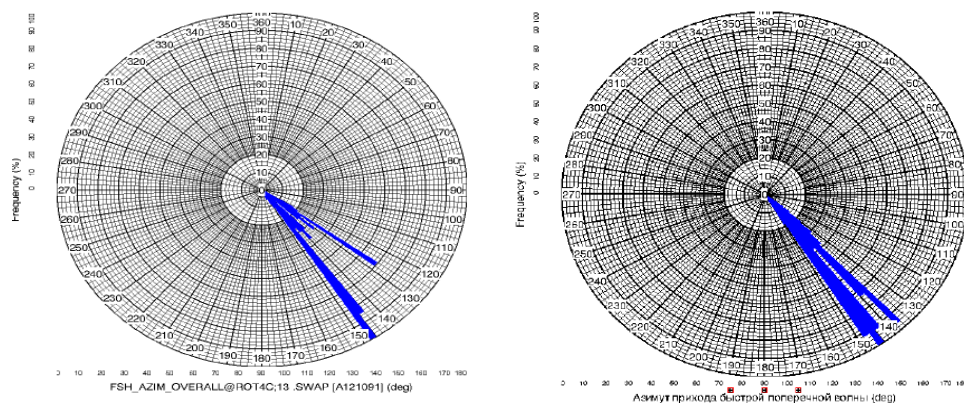


Рисунок 4.11 - Азимут распространения быстрой поперечной волны на скважинах 85053 и 85052

4.7.1 Моделирование ГРП – прогноз эффективности стимуляции пласта

Эффективность ГРП зависит от геометрических параметров наведенной трещины:

- ✓ латеральное распространение
- ✓ вертикальное распространение
- ✓ раскрытость трещины
- ✓ ориентация относительно сетки скважин

При планировании операции по замеру высоты трещины ГРП преимущественно рассматривают приборы кросс-дипольного АКШ с развитой антенной приемников (минимум 8). Это такие приборы как Sonic Scanner (рис 4.13), DSI, ХМАС, CXD, КарСap 8АД73.

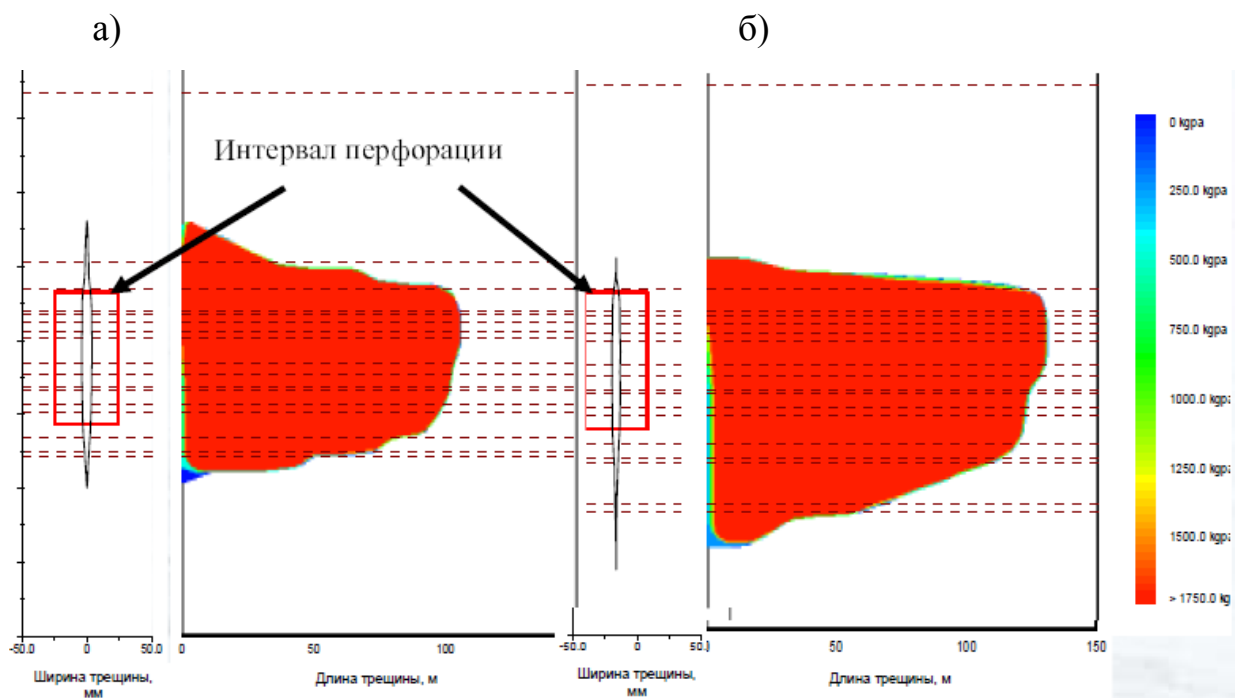
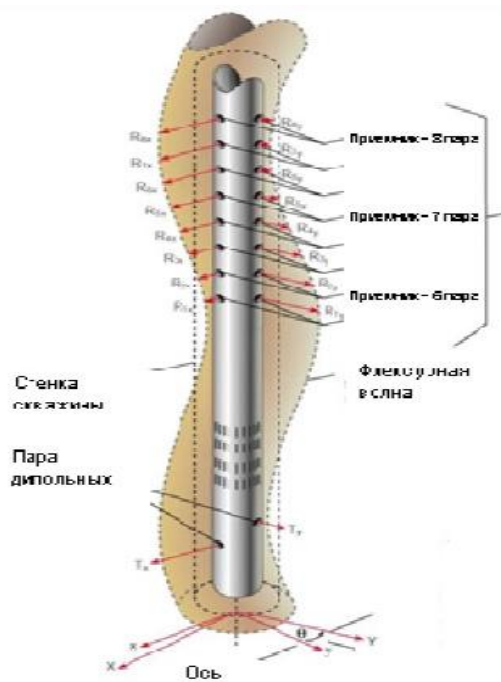


Рисунок 4.12 – а) Модель геометрии трещины, выполненная на основании показаний поверхностных датчиков (давления, расхода, плотности) в процессе; б) Модель геометрии трещины, скорректированная на основании интерпретации данных DSI после ГРП [7]



- Измеряемые параметры: высота (кровля, подошва) и простираение закрепленной трещины ГРП.

- Метод базируется на выделении акустической анизотропии пласта, наведенной трещиной ГРП

Рисунок 4.13 - Принципиальная схема прибора SonicScanner (Шлюмберже)

4.7.2 Методика интерпретации

Методика интерпретации основана на расчете разницы времен прихода медленной и быстрой поперечной волны и оценки анизотропии среды по разнице энергий поперечных волн с использованием четырехкомпонентного

вращения Алфорда. При этом замеры и соответствующие расчеты проводятся как до, так и после проведения ГРП и производится сопоставление полученных результатов.

Прямым следствием проведения ГРП при данном подходе следует считать:

1. Появление либо усиление анизотропии среды зафиксированной по разности энергий и интервальному времени быстрой и медленной поперечной волн;
2. Изменение акустических характеристик среды – интервальных времен как быстрой, так и медленной поперечной волн до и после ГРП;
3. Как следствие - изменение механических свойств разреза.
4. Поскольку проводится интерпретация разновременных замеров, проводимых в различных скважинных условиях, особое внимание обращается на качество исходных материалов. Качество записанных данных акустического каротажа DSI признано хорошим.
5. В качестве интерпретационного признака изменений характеристик среды после ГРП выбирают комплексный параметр учитывающий как изменение анизотропии (относительная характеристика), так и интервальных времен поперечной волны (абсолютная характеристика).

[7]

4.7.3 Работы по акустическому мониторингу при помощи АКШ в пределах дочерних обществ

В рамках поручения И.И. Сечина в 2019 году в ООО «***» были выполнены исследования прибором SS на 10 скважинах до ГРП. На 9 скважинах выполнены исследования после ГРП. В АО «Роспан Интернешнл» было выполнено исследования прибором SS на 5 скважинах. Несколько примеров интерпретации приведены ниже на рисунках 4.14, 4.15 и 4.16.

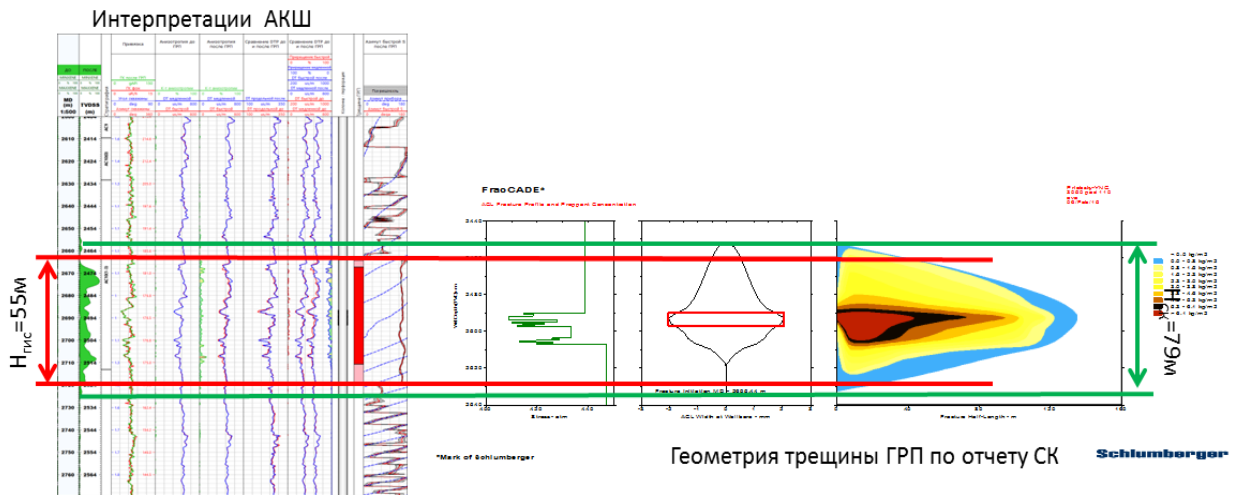


Рисунок 4.14 - Высота трещины ГРП. Скважина Y1 X месторождения Анализ от Шлюмберже.

По данным ГДИС высота трещины меньше по высоте, чем предполагалось. По отчету СК высота трещины ГРП составляет 79м. По результатам интерпретации данных АКШ общая высота трещины ГРП составила 55м, что меньше высоты трещины ГРП по отчету СК на 44%.

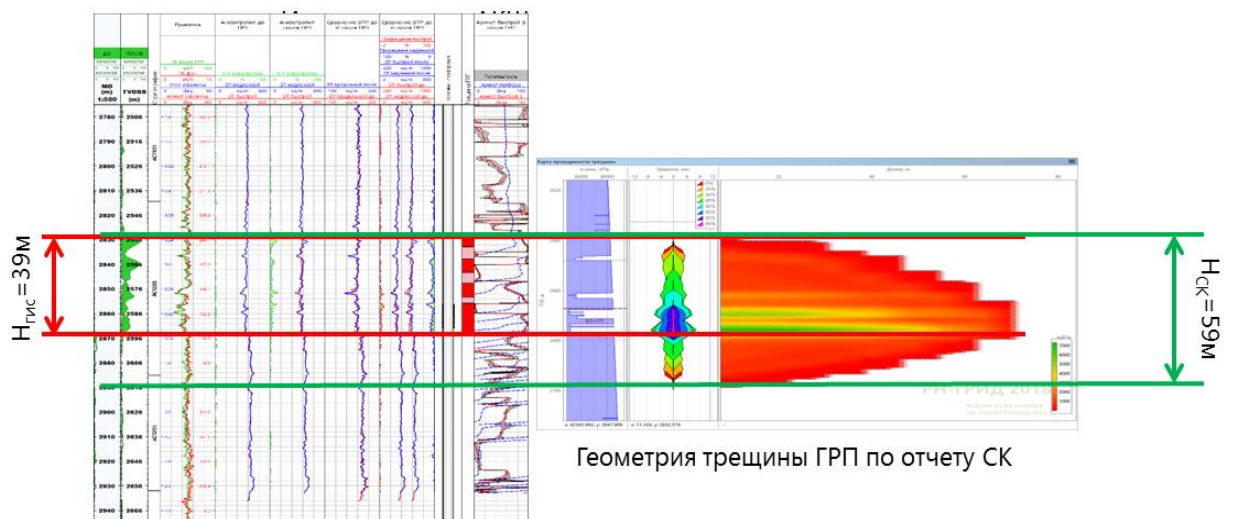


Рисунок 4.15 - Высота трещины ГРП. Скважина Y2 X месторождения Анализ от Свет Энергия

В данном случае потребуется меньше пропанта, что свою очередь позволит скорректировать денежные вложения, тем самым получить тот же (предполагаемый-расчетный) эффект, но с меньшими затратами.

По отчету СК высота трещины ГРП составила 59м. По результатам интерпретации данных АКШ общая высота трещины ГРП составила 39м, что меньше высоты трещины ГРП по отчету СК на 51%.

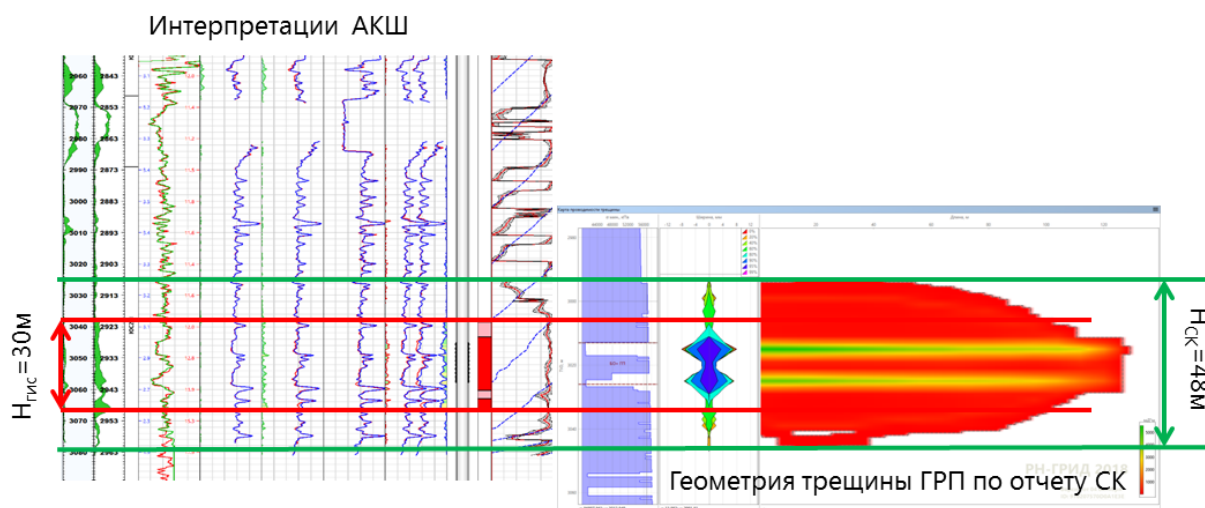


Рисунок 4.16 - Высота трещины ГРП. Скважина УЗ X месторождения
Анализ от Свет Энергия

По отчету СК высота трещины ГРП составила 48м. По результатам интерпретации данных АКШ общая высота трещины ГРП составляет 30м, что меньше высоты трещины ГРП по отчету СК на 66%.

После того как в скважинах был произведен ГРП и проведен анализ эффективности стимуляции с использованием пред- и послеразрывного дипольного акустического каротажа, можно сделать следующие промежуточные выводы относительно оптимизации модели разрыва пласта:

1. Механические свойства являются основным фактором, влияющим на точность моделирования. Таким образом, рекомендуется использовать как акустические измерения скважины для расчета анизотропных механических свойств, так и исследование керна для оценки анизотропии статических свойств для калибровки упругой модели.

2. Дальнейшее использование дипольных акустических каротажей для мониторинга эффективности ГРП необходимо в ключевых скважинах для получения статистических данных и установления единого подхода к проектированию ГРП.

3. Снижение вязкости жидкости разрушения за счет снижения концентрации полимера является еще одним способом оптимизации конструкции для контроля роста высоты трещины. Этот метод уже был реализован в нескольких скважинах и позволил предотвратить неконтролируемый рост высоты трещины. Необходимы дальнейшие исследования для создания оптимального состава жидкости разрыва.

По завершению проведенных исследований результаты не совпадают с дизайнами моделирования высоты трещины в симуляторе ГРП и данными исследования АКШ до и после ГРП.

В дальнейшем точная геомеханика позволит уменьшить количество неэффективных ГТМ на Самотлорском и других месторождениях, так же позволит корректно моделировать дизайн ГРП

Планировать проведение исследований высоты трещины при разбуривании новых зон (для получения достоверных результатов необходимо соблюдение условий применения метода)

Провести ОПИ с использованием акустического кросс-дипольного каротажа для построения достоверной геомеханической модели с подтверждением исследования АКШ до и после ГРП.

Для построения точной геомеханической модели нужно знать высоту трещины или модуль Юнга. Зная геомеханические свойства можно строить более точные дизайны ГРП с прогнозированием до 95% высоты трещины при использовании АКШ. Дополнительно: построение 1D геомеханических моделей для нахождения безопасного окна бурения [8].

4.8. Жидкости разрыва и расклинивающий агент при ГРП. Применение синтетического полимера.

Интенсивное бурение, которое сегодня ведет Самотлорнефтегаз неразрывно связано с внедрением инновационных методов добычи, направленных на повышение эффективности разработки. ГРП является ключевой технологией обеспечения интенсификации добычи нефти.

На рисунке 4.17 представлена реализация ВНС с 2015 по 2021 год, соотношение общего числа скважин и скважин ГРП. В 2019 году 75% скважин было запущено с ГРП.

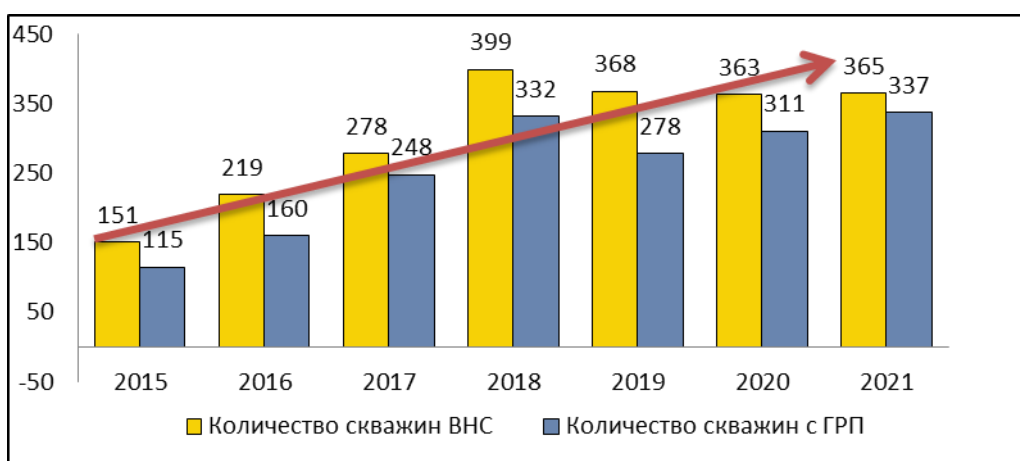
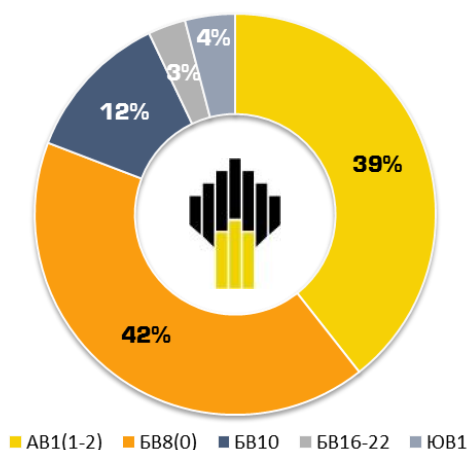


Рисунок 4.17 – Реализация ВНС с 2015 по 2021 год

Как видно из круговых диаграмм, 81% ГРП проводятся на пластах АВ1 (1-2) и БВ8(0)



2019 год		
Пласт	Количество скважин	Количество скважин с ГРП
АВ1(1-2)	112	109
БВ8(0)	140	113
БВ10	43	35
БВ16-22	9	9
ЮВ1	32	12
Другие	32	0
Итого	368	278

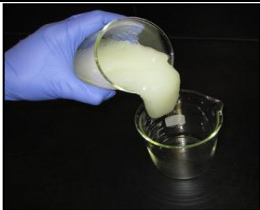
Рисунок 4.18 - Процентное соотношение скважин с ГРП по пластам за 2019 год

ГРП на Самотлорском месторождении проводится с 1991 года. За этот продолжительный период подвергалась изменениям технология ГРП и оптимизировались составляющие компоненты жидкости разрыва, которые подбирались в соответствии с геологическими особенностями.

На сегодняшний день существует возможность применять жидкость разрыва на основе синтетического полимера. Она является высокоэффективной альтернативой другим жидкостям разрыва.

Применяемые сегодня жидкости разрыва имеют свои плюсы, но каждая, тем не менее, имеет существенные минусы, усложняющие проведение ГРП и оказывающие отрицательное влияние, как на пласт, так и на экономику. Так, для приготовления жидкости разрыва на основе гуара необходимо закупать и нагревать воду. Жидкость разрыва на основе гуара используется на СМ в 99% случаев, сравнительный анализ проведен с ней.


Таблица 4.1 – Характеристики жидкости разрыва на основе гуара

Изображение	Компонентный состав	Плюсы	Минусы
	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Гуар ❖ Сшиватель ❖ Брейкер (капсулированный, сухой) ❖ Деэмульгатор ❖ Стабилизатор глин ❖ Бицид/Бактерицид 	Несущая способность -1200-1500 кг/м ³ пропанта на 1 м ³ геля	Необходимо нагревание до 25°С летом, 35°С - зимой Кольматация Остаточная проводимость 50-65%

Жидкость разрыва на углеводородной основе имеет высокую себестоимость и для ее применения необходимо дежурство пожарной техники.

Таблица 4.2 – Характеристики жидкости разрыва на углеводородной основе


Изображение	Компонентный состав	Плюсы	Минусы

	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Нефть (ДТ) ❖ Сшиватель для нефти ❖ Брейкер (капсулированный, сухой) ❖ Деэмульгатор 	<p>Остаточная проводимость 80-90% Нет разбухания глин Несущая способность - 1200-1500 кг/м³ пропанта на 1 м³ геля</p>	<p>Нефть – пожароопасный материал – необходимо дежурство пожарной техники Высокая стоимость Потери от добычи нефти</p>
---	---	---	--

Жидкость разрыва на основе ПАВ имеет низкую несущую способность пропанта, что ограничивает длину трещин.

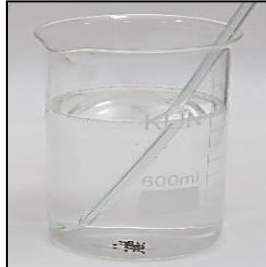
Таблица 4.3 – Характеристики жидкости разрыва на основе вязко-упругих

ПАВ

Изображение	Компонентный состав	Плюсы	Минусы
	<p>ПАВ (1,2,3-компонентные системы)</p>	<p>Бесполимерная структура Простота приготовления Остаточная проводимость 90%</p>	<p>Несущая способность до 700 кг/м³ пропанта на 1 м³ жидкости (длина трещин ограничена) Разрушается при контакте с пластовым флюидом Высокая стоимость</p>

Предлагается использовать жидкость разрыва на синтетической основе. Рассмотрим ее преимущества.

Таблица 4.4 – Характеристики жидкости разрыва на синтетической основе

Изображение	Компонентный состав	Плюсы	Минусы
	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Синтетический полимер ❖ Брейкер (сухой) ❖ Деэмульгатор ❖ Стабилизатор глин 	<p>Остаточная проводимость 95-99% Несущая способность - 1000-1200 кг/м³ пропанта на 1 м³ геля Нет необходимости производить нагрев жидкости ГРП Не выпадает в осадок Возможность использовать воду ППД</p>	

Представлена реакция жидкостей гуара и полимера при взаимодействии на них температурой в 50 град.

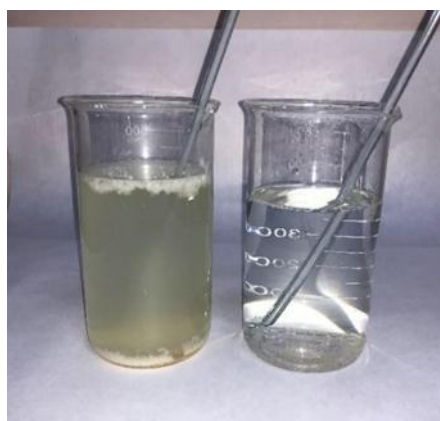


Рисунок 4.19 - Качественный тест на деструкцию.

После термодеструкции в жидкости разрыва с гуаром образовался осадок около 10% от общего объема жидкости, синтетический гелеобразователь не выпадает в осадок, как следствие, не происходит процесс кольтматации.

На графиках 4.1аб – приведены зависимости остаточной проводимости проппанта при использовании гуара и синтетики по истечении 50 часов исследования.

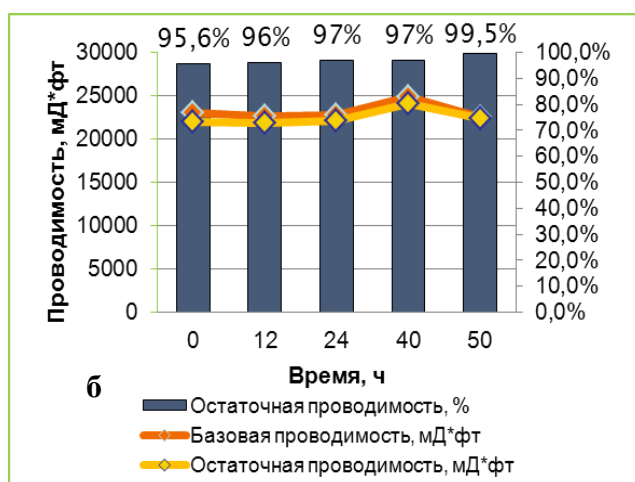
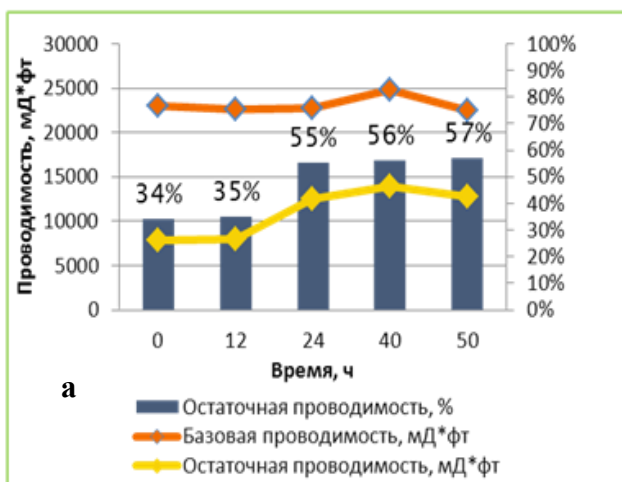


График 4.1а – зависимости остаточной проводимости проппантной пачки при использовании жидкости разрыва на основе гуара от времени.

График 4.1б – зависимости остаточной проводимости проппантной пачки при использовании жидкости разрыва на синтетическом полимере от времени.

Оранжевой линией показана начальная проводимость, желтой-остаточная, значения столбцов – это процент проводимости от первоначальной.

При использовании жидкости на гуаровой основе, остаточная проводимость к концу эксперимента составила 57% от начальной, а при использовании жидкости на основе синтетического полимера – более 99%, следовательно, можно рассчитывать на большие дебиты.

Приведена зависимость степени осаждения проппанта в жидкости разрыва от времени. На верхних изображениях жидкость разрыва на основе гуара, на нижних – на основе синтетического полимера. В жидкости на основе синтетики проппант стабильнее остается во взвешенном состоянии.

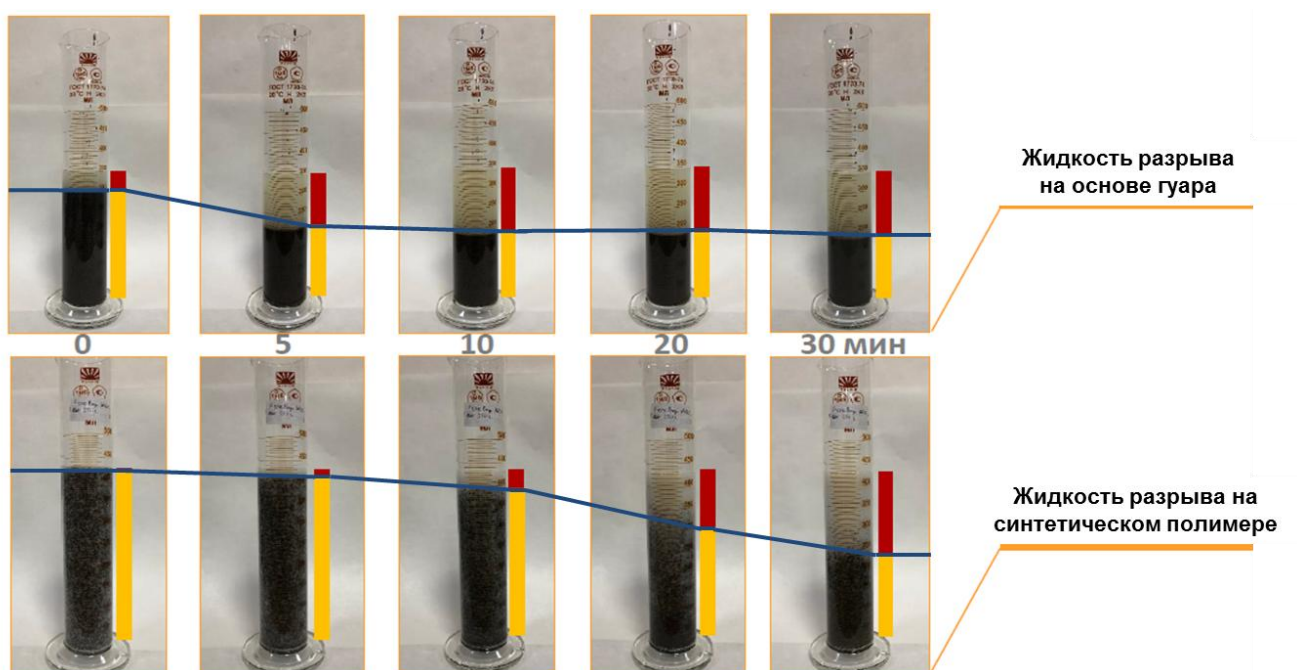


Рисунок 4.20 – Тест на осаждение проппанта, 1200 кг/м³

При приготовлении жидкости разрыва на основе синтетического полимера, в отличие от гуара, можно использовать воду из системы ППД.

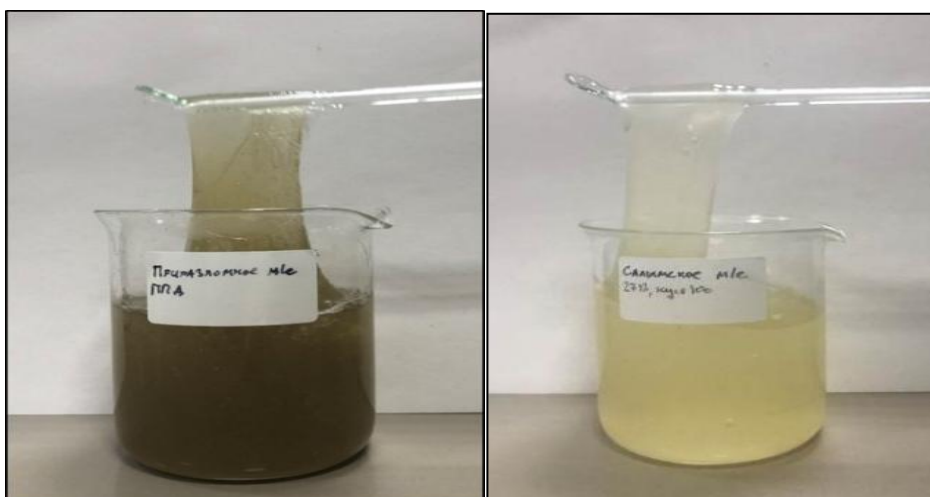


Рисунок 4.21 – внешний вид геля на водах из источников сразу после гидротации.

На рисунке 4.21 представлена жидкость разрыва на основе синтетики, приготовленные с добавлением воды из системы ППД Салымского и Приразломного месторождений. Происходит качественная гидратация. Видно, что вязкость и свойства геля стабильны.

Используя синтетический полимер общество обнулит затраты на закупку, транспортировку и нагрев воды.

При моделировании процесса проведения ГРП на скважине с усредненными параметрами, запускной дебит нефти при ГРП на гуаре составил 28т/сут на синтетике – 34т/сут, что на 16% выше. Накопленная добыча нефти при использовании синтетического полимера на 3.6 тыс.тн больше.

Зап. дебит жидкости, м ³ /сут	93
Зап. дебит нефти, т/сут	28.3
Накопленная добыча нефти, тыс. т.	35.8

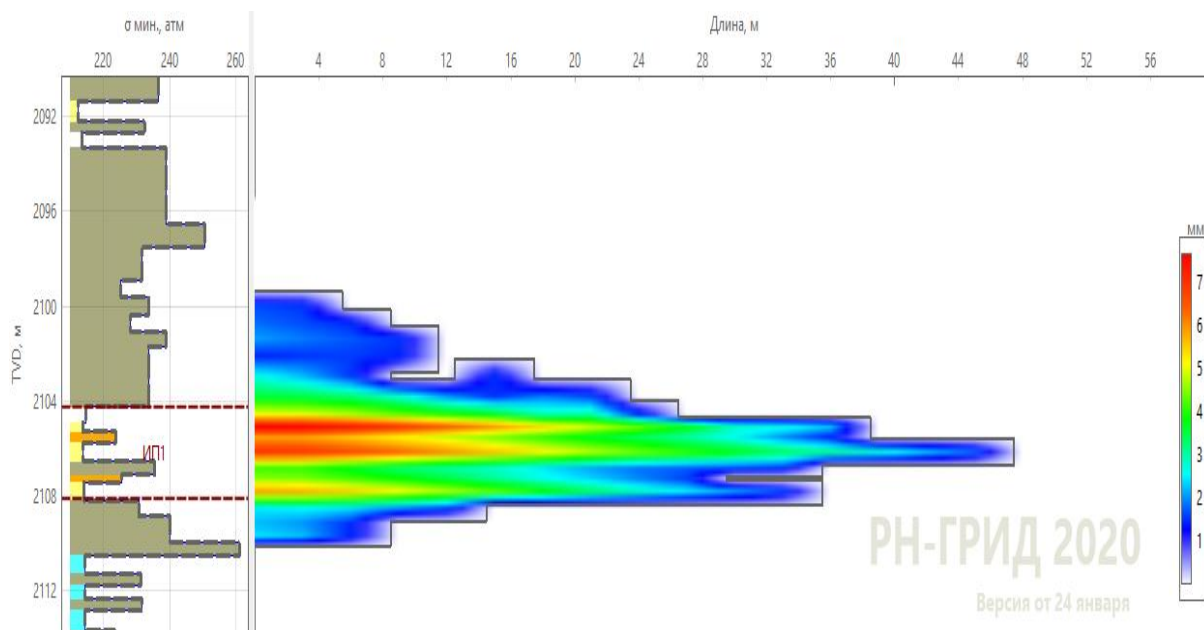


Рисунок 4.22 - Моделирование процесса ГРП с использованием жидкости разрыва на основе гуара

Зап. дебит жидкости, м ³ /сут	133
Зап. дебит нефти, т/сут	33.7
Накопленная добыча нефти, тыс. т.	39.4

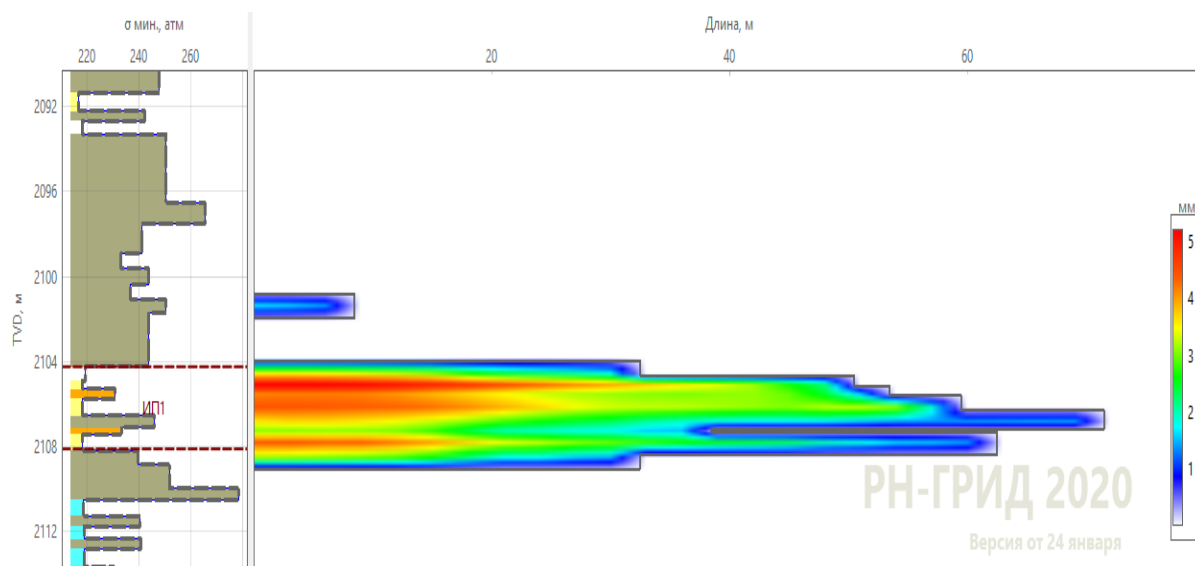


Рисунок 4.23 - Моделирование процесса ГРП с использованием жидкости разрыва на основе синтетического полимера

До конца 2020 года пройдут опытно-промышленные испытания, а так же научно-техническое собрание по вопросу внедрения проекта на Самотлорском месторождении. В 2021 году запланировано тиражирование проектного решения на дочерние компании ПАО НК Роснефть.

Жидкость разрыва на основе синтетического полимера имеет множество преимуществ: быстро растворяется в холодной воде, что значительно сокращает время на подготовку к проведению работ. Кроме того, снижение количества добавок позволяет повысить эффективность ГРП, а простой процесс контроля качества такой жидкости сокращает время на трудозатратное лабораторное тестирование перед каждой операцией ГРП.

Внедрение позволит:

- ✓ Получить дополнительную добычу нефти.
- ✓ Сократить затраты на проведение ГРП.
- ✓ Оптимизировать производственные процессы

Глава 6. Социальная ответственность

Цель данного раздела, создать оптимальные нормы мероприятий, для улучшения и обеспечения безопасности человека, и его труда, а также сохранения и продления его работоспособности в процессе деятельности, а также обеспечение охраны окружающей среды.

Так как производственная среда и среда рабочего места, должны быть организованы по специальным требованиям техники безопасности, и различным нормам, при выполнении раздела учитывались действующие комплекты документов нормативной и технической документации. В ВКР объектом исследования является технология гидроразрыва пласта и методы контроля ГРП, проводимые на Самотлорском месторождении. Были рассмотрены всевозможные ЧС, которые могут возникнуть на площадке, и меры их предупреждения и ликвидации

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Все работники предприятия, в том числе и руководители, обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний. Проверка знаний у рабочих должна проводиться ежегодно, у руководителей и специалистов - не реже одного раза в три года.

К работам на опасных производственных объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ. Срок стажировки устанавливается работодателем, но не может быть менее двух недель.

На опасных производственных объектах, связанных с освоением месторождений в продукции которых содержится сероводород, другие вредные вещества работники должны быть обеспечены изолирующими дыхательными

аппаратами, лечебно-профилактическим питанием, средствами и препаратами для оказания первой медицинской помощи и т.д . .

Работодатель предоставляет социальные пакеты (оплата санаторно-курортного лечения, оплата путевок в детские оздоровительные лагеря, медицинское страхование, выплаты в пенсионный фонд и др.)

Специальные нормы связаны с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории. Они отражены в положениях, регулирующих условия труда специальных категорий работников (несовершеннолетние, инвалиды, женщины, сезонные работники, лица, проживающие в районах Крайнего севера и т. д.). Виды специальных норм трудового права:

Нормы-льготы (компенсации для лиц, работающих на производствах с вредными условиями труда, пособия и льготы одиноким матерям, беременным женщинам, условия труда инвалидов и т. д.);

Нормы-приспособления (адаптируют общие нормы к специфике отрасли, например, дифференциация по отрасли нефтегазодобывающего предприятия).

Нормы-изъятия (представляют собой обоснованные ограничения общих трудовых прав, например, временный характер работы у сезонного работника).

Перед началом работ оператор проверяет в вахтовом журнале записи о работе предыдущих смен и распоряжениями руководителя, расписывается в приеме смены; проверяет и приводит в порядок спецодежду и другие средства индивидуальной защиты, средства защиты и предохранительные приспособления, средства пожаротушения и аптечки на исправность, укомплектованность и нахождение в специально отведенном месте; проверяет наличие и правильность документов, их соответствие характеру работы и размещает их в безопасном и удобном месте.

6.2 Производственная безопасность

В перечень обязанностей администрации предприятия, входит обеспечение надлежащего технического состояния оборудования, а также

создание для него условий работы, соответствующие различным правилам по охране труда, правилам по ТБ, санитарным правилам и т.д.

Опираясь на ГОСТ 12.0.003-2015, все вредные и опасные факторы, воздействующие при мероприятиях, проводимых на кустовой площадке, можно подразделить по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические. [7]

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при проведении гидравлического разрыва пласта.

Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ					Нормативные документы
	монтаж оборудования и техники	считывание информации с электронных приборов	закрытие/открытие и смена режимов работы скважины	отбор проб нефти, газа и конденсата		
Токсическое и раздражающее воздействие веществ, проникающих через органы дыхания;			+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [16] ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [17]	
Повышенная или пониженная температура и влажность воздуха рабочей зоны	+	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [18] ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ [18]	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [16]	
Превышение уровней шума и вибрации.	+				ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [18]	
Движущиеся машины и механизмы;	+				ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ [16]	
Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях оборудования;			+	+	СП 52.13330.2016 [17] СНиП 23-05-95 [16]	
Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;		+	+			
Образование воспламеняющейся смеси.		+	+	+		

6.2.1 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Повышенный уровень шума

Всякий нежелательный звук принято называть шумом. Он оказывает вредное воздействие на человека, в первую очередь на ЦНС и сердечно-сосудистую систему, а также значительно снижает работоспособность.

При проведении ГРП, основными источниками шумов будут являться различная техника, в частности насосные агрегаты, используемые для большинства операций со скважинами.

Шум от насосных агрегатов во время проведения ГТМ, может достигать до 110-120 дБ, что сильно превышает эквивалентный уровень шума по отечественным нормативам равным 80 дБ. Если бы рабочие проводили под таким шумом более 5 часов рабочего времени ежедневно, возможно в будущем некоторые из них столкнулись бы с проблемами со слухом, некоторые, даже с потерей.

Повышенный уровень вибрации

Вибрационному воздействию на кустовой площадке подвергаются лишь те рабочие, работающие непосредственно на различной крупной технике, используемой для различных операций таких как например, спуск и подъем труб при капитальном и подземном ремонте скважин. Техника, используемая для успешного проведения ГТМ, также может быть причиной вибрационного воздействия, например насосные агрегаты, бетонные агрегаты, техника для гидравлического разрыва пласта, и для различных типов перфораций. Вибрация может нарушить деятельность сердечно-сосудистой и нервной системы, а у людей, которые были подвержены длительному воздействию с предметами, излучающими механические колебания, может возникнуть так называемая вибрационная болезнь.

Нормируется вибрация с помощью ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность» которая регламентирует уровни общей и локальной вибрации. Само же нормирование осуществляется в октавных диапазонах с различными

среднегеометрическими частотами и различается величинами допустимых уровней колебательных скоростей [10].

Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 6.2.1 по ГОСТ 12.1.012-90

Таблица 6.2.1 – Нормы уровней

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К коллективным средствам защиты от шума и вибрации относят устройства: звукоизолирующие, звукопоглощающие, глушители шума, виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Химические вещества можно разделить на несколько групп: токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие (аллергия), канцерогенные (развитие опухолей), мутагенные (изменение ДНК человека). Попадают химические вещества в организм или через дыхательные пути, ЖКТ или через кожу. Самый распространенный путь проникновения, через дыхательные пути. Попадая в организм, химические вещества растворяются в крови, и могут накапливаться в организме, вызывая ряд различных заболеваний.

Наибольший вред при проведении гидравлического разрыва пласта оказывают химические вещества, встречающиеся в виде примесей природных газов или используемые на промысле. Так в процессе проведения гидроразрыва и отбора проб возможен выброс большого количества природного газа и сопутствующих веществ. Одновременно с этим зачастую приходится производить закачку химических реагентов для предотвращения процессов, влияющих на результат проведения ГРП.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) –

мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м³, уайт-спирит – 300 мг/м³, бензол – 5мг/м³, С1-С5 – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³. [8].

К средствам индивидуальной защиты относятся специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (изолирующие костюмы, средства защиты органов дыхания, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты глаз). Вместе с сумкой от противогаза прилагается в обязательном порядке бирка с именем работника и паспорт противогаза, а на противогазе должен быть штамп о его исправности и сроке следующего испытания.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Из параметров характеризующих климат и оказывающих влияние на организм человека можно отнести такие условия как температура, скорость ветра, барометрическое давление, влажность.

Способность человеческого организма поддерживать постоянной температуру тела при изменении параметров климата и при выполнении работы, называется терморегуляцией. Для оптимального поддержания терморегуляции, необходима температура тела в пределах 36 °С. Различные среды, по различному влияют на организм, так например, при продолжительном нахождении работника в среде с высокой температурой, значительно увеличивается вероятность перегрева организма, что также может вызвать гипертермию, которая может в дальнейшем вызвать тепловой удар, и работник может даже потерять сознания. Высокая влажность, как и высокая температура, значительно усложняет условия работы для человека. При сочетании этих двух значений, работать становится сложнее в двойне, так как из-за высокой влажности пот может незначительно испаряться.

Низкая температура, также как и высокая вызывает неблагоприятное воздействие на организм. Наиболее опасное для человека, явление гипотермия, вызывается продолжительной работой в условиях низкой температуры. Для избежания переохлаждения работникам рекомендуется находиться на холоде не

более 10 минут при температуре воздуха до -10°C . И не более 5 минут при температуре ниже -10°C . В качестве средств индивидуальной защиты от низких температур работники получают спецодежду согласно ГОСТ 29335-92 «Костюмы мужские для защиты от пониженных температур».

6.2.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Электрический ток

На кустовой площадке рабочие ежедневно сталкиваются с различными электроприборами, которые могут нести в себе опасность поражения электрическим током. Действие электрического тока на человека носит многообразный характер. Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое(ожоги), электролитическое (разложение крови), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (судороги, разрывы кожи, сосудов, переломы костей). Все это многообразие действий может привести к двум видам поражения: электрическим травмам и электрическим ударам [9].

В таблице 6.2.2 представлены значения силы тока, и воздействие их на организм.

Таблица 6.2.2 – Значения силы тока и его воздействия на организм

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, дыхание затруднено
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибрилляция сердца
≥ 300	Паралич сердца

На администрации предприятия лежит ответственность за поддержания электроприборов в надлежащем состоянии. При работе с особо опасными приборами, находящимися под высокими напряжениями, рабочие применяют некоторые СИЗы, такие как диэлектрические перчатки. Так же все приборы регулярно проходят проверки, на исправность электро- и гидрозащиты.

Механические травмы

Одними из самых распространенных и часто встречающихся на нефтяном промысле являются механические травмы. Механическими травмами можно считать, как и обычные неглубокие порезы, так и травмы, приводящие к летальному исходу. Чаще всего виновниками травм становятся сами работники, игнорирующие элементарные правила ТБ, но также часто виноватыми бывают администрация предприятия, которые не обеспечивают надежную безопасность рабочего места. Наиболее часто причинами травм являются техника, работающая под высоким давлением, или механическая техника, с быстродвижущимися механическими частями.

Для снижения вероятности механических травм, существует большое количество СИЗ, и коллективной защиты. Практически на всех нефтяных месторождениях, разрешено движение только в каске. Так же работники имеют специальный комплект одежды, снижающих вероятность получения механических травм, к ним можно отнести обувь с ударопрочными наконечником, перчатки, очки. Также проводится регулярная проверка состояния оборудования, при работе с которым, возможно получение травм, на оборудование наносятся предупреждающие знаки.

6.3 Экологическая безопасность

При эксплуатации месторождений, проведении гидравлического разрыва пласта скважин, вызывает активное влияние человека на окружающую среду. Это влияние может стать очень опасным, если не предпринимать никаких мер по уменьшению воздействия на окружающий нас мир, будь то флора, фауна, почва, атмосфера или недра нашей земли.

Человеку стоит задуматься, осознать серьезность встающих перед ним экологических проблем.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

С целью максимального сокращения выбросов загрязняющих веществ, которые неизбежны при эксплуатации нефтепромыслового оборудования, предусмотреть следующие мероприятия:

– комплексная автоматизация технологических процессов: автоматическое отключение погружных насосов подземных емкостей при минимальном уровне в них;

– внедрение методов испытаний скважин, исключая выброс вредных веществ в атмосферу;

– установка более совершенных клапанов сброса газа из затрубного пространства скважин;

– применение систем сбора газов с предохранительных клапанов аппаратов, резервуаров;

– организация производственных процессов по технологии замкнутого цикла, в герметичной аппаратуре и технологических параметрах, ограничивающих выделение вредных веществ (вакуум, низкая температура и т.п.);

– складирование и хранение пылевидных материалов, реагентов, отходов производства на специально отведенных, обвалованных, гидроизолированных площадках;

– применение систем автоматических блокировок и аварийной остановки, обеспечивающих отключение оборудования и установок при нарушении технологического режима без разгерметизации системы;

– выбор оборудования, трубопроводов, арматуры, средств КИП и автоматики из современных материалов, позволяющих работать в климатических условиях данного района.

Для снижения выбросов и загрязнения атмосферы в период неблагоприятных метеорологических условий предлагаются мероприятия организационно-технического характера:

- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- отказ от работы оборудования на форсированном режиме;
- отказ от производства профилактических и ремонтных работ, если планируемая дата начала работ близка к моменту неблагоприятных метеоусловий;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- контроль за герметичностью технологического оборудования;
- контроль за соблюдением правил техники безопасности и противопожарной безопасности.

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумового воздействия и вибраций принимается комплекс мероприятий, включающий:

- проведение необходимых акустических расчетов и измерений, их сравнение с нормированными и реальными физическими характеристиками;
- применение звукопоглощающих, звукоизолирующих устройств и конструкций, звукоизолирующих кабин наблюдения и управления, экранов для рабочих мест;
- выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы;
- выбор оптимальной зоны ориентации и оптимального расстояния от источника физического воздействия;
- своевременный ремонт и смазка оборудования;
- вывод из эксплуатации устаревшего оборудования, производящего повышенный уровень шума или создающий вибрацию.

Вышеперечисленные мероприятия не требуют существенных затрат и не приводят к снижению производительности нефтепромысловых объектов.

Мероприятия по обеспечению требований в области охраны почв, растительности и животного мира

С целью максимального сокращения воздействия на почвенный покров настоящим проектом предусматриваются следующие мероприятия:

- размещение сооружений на минимально необходимых площадях с соблюдением нормативов плотности застройки, прокладка коммуникаций в общем коридоре;
- последовательная рекультивация нарушаемых земель по мере выполнения работ;
- защита почвы во время строительства от ветровой и водной эрозии путем трамбовки и планировки грунта при засыпке траншей;
- движение транспорта и перевозка грузов при строительстве по регламентированным дорогам.

Для содействия естественному восстановлению растительности намечаются мероприятия:

- устранения ям и рытвин, образовавшихся при проведении строительных работ;
- грубая и чистовая планировка поверхности;
- перемещение плодородного слоя почвы из временного отвала и равномерное распределение его в пределах рекультивируемой зоны с созданием ровной поверхности;
- внесение минеральных и органических удобрений;
- посев семян многолетних трав;
- соблюдение противопожарных норм.

В качестве охранных мероприятий от негативного воздействия на животный мир предусматривается:

- выполнение правил техники безопасности;
- ограничение доступа людей за пределы строящихся объектов;
- очистка территории от строительных и твердых бытовых отходов;

– ужесточение контроля за производственными и коммунальными стоками;

– ликвидация в кратчайшие сроки последствий возможных аварий на нефтепроводе.

Для снижения уровня воздействия на окружающую среду и ихтиофауну на этапе строительства объекта по рекомендуемому варианту предусмотрены следующие технические решения и мероприятия:

– защита подземного трубопровода от почвенной коррозии изоляцией усиленного типа;

– контроль 100 % сварных стыков радиографическими методами;

– проверка на прочность и герметичность трубопровода после монтажа;

– ведение мониторинга природной среды.

Загрязнение почвенно-растительного покрова отходами строительства и производства полностью исключено, так как предусмотрена утилизация и захоронение всех видов промышленных отходов непосредственно в производственных процессах или на санкционированном полигоне в соответствии с заключенными договорами АО «Самотлорнефтегаз» с предприятиями, имеющими лицензию на деятельность по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов.

При производстве работ в непосредственной близости от лесных насаждений в пожароопасный сезон (т.е. в период с момента схода снегового покрова в лесных насаждениях до наступления устойчивой дождливой осенней погоды или образования снегового покрова) должен быть обеспечен контроль за соблюдением правил противопожарной безопасности.

В частности, должно быть запрещено:

– разведение костров в лесных насаждениях, лесосеках с оставленными порубочными остатками, в местах с подсохшей травой, а также под кронами деревьев;

– заправка горючим топливных баков двигателей внутреннего сгорания при работе двигателя, использование машин с неисправной системой питания двигателя, а также курение или пользование открытым огнем вблизи машин, заправляемых горючим;

– бросать горящие спички, окурки и горячую золу из курительных трубок;

– оставлять промасленные или пропитанные бензином, керосином или иными горючими веществами обтирочный материал в не предусмотренных специально для этого местах;

– выжигание травы на лесных полянах, прогалинах, лугах и стерни на полях, непосредственно примыкающих к лесам, к защитным и озеленительным лесонасаждениям.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К сожалению, даже в наше время не редки случаи чрезвычайных ситуаций на нефтяных месторождениях. Действие ЧС на человека, и окружающую среду, чрезвычайно велико. Человек возможно получит глубокие травмы, а окружающая среда может подвергнуться сильному загрязнению.

Чрезвычайные ситуации на несколько групп:

I. По природе возникновения:

1) природные – связанные с проявлением стихийных сил природы (землетрясения, ураганы, наводнения, сели т.д.).

2) техногенные – связано с техническими объектами (взрывы, пожары, аварии, выбросы, обрушение зданий, транспортные катастрофы).

3) экологические – аномальное изменение окружающей среды (загрязнение биосферы, разрушение озонового слоя, опустынивание, кислотные дожди).

4) биологические – эпидемии, эпизоотии, эпифитотии.

5) антропогенные - насилие, экстремизм, теракты.

6) социальные – межнациональные конфликты, терроризм, голод.

II. По причине возникновения: случайные и преднамеренные

III. По режиму времени: внезапные (землетрясения, взрывы), стремительные (пожар, разливы ядовитых веществ), умеренные (наводнение).

На кустовой площадке возможны следующие аварийные ситуации:

1) открытое фонтанирование скважины

2) порыв нефтесборного коллектора и системы ППД

3) пожар в АГЗУ, на площадке дренажной емкости

4) стихийные явления, нападение диких животных

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь [8].

Организационные и технико-технологические требования по предупреждению газонефтеводопроявлений, открытых фонтанов, а также первоочередные действия производственного персонала при их возникновении должны проводиться согласно РД 08-254-98 «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».

Проектирование, строительство и эксплуатация промысловых трубопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр», Постановление Госгортехнадзора РФ от 06.06.03 г. № 71, Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.03 г. № 80.

Пожаровзрывоопасность

Добыча нефти и газа, опасное дело, так как нефть и газ являются очень пожароопасными веществами.

Пожароопасность веществ и материалов представляет собой совокупность их свойств, характеризующих их способность к возгоранию и распространению горения. Оценка пожароопасное включает определение основных показателей пожарной опасности веществ и материалов, используемых в производстве.

Подразделяют на 5 категорий: А, Б, В, Г, Д. Категорию производства по взрыво-пожарной опасности присваиваем "А".

На кустовой площадке месторождения, расположено большое количество огнетушителей, вблизи наиболее пожаро и взрывоопасных объектов, установлены щитки пожарной безопасности, которые содержат в себе лопату, лом, ведра, песок и т.д. Курение на кустовой площадке разрешено только в специально отведенных для этого местах, и очень жестко контролируется администрацией.

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

б) самовоспламенение и самовозгорание веществ.

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для устранения причин возникновения пожаров в помещении цеха должны проводиться следующие мероприятия:

а) сотрудники предприятия должны пройти противопожарный инструктаж;

б) сотрудники обязаны знать расположение средств пожаротушения и уметь ими пользоваться;

в) необходимо обеспечить правильный тепловой и электрический режим работы оборудования;

г) пожарный инвентарь и первичные средства пожаротушения должны содержаться в исправном состоянии и находиться на видном и легко доступном месте.

Мероприятия по минимизации возможных аварийных ситуаций и последствий их воздействия на экосистему региона

В целях снижения опасности производства, предотвращения аварийных ситуаций и сокращения ущерба от произошедших аварий предусмотрен комплекс технических мероприятий:

- разработка планировочных решений генерального плана проектируемых площадок с учетом технологической схемы, подхода трасс инженерных коммуникаций, рельефа местности, а также санитарно-гигиенических и противопожарных норм;

- герметизация системы добычи и сбора нефти;

- обвалование площадок скважин с целью предотвращения растекания нефтесодержащей жидкости по поверхности земли;

- оснащенность устьевого оборудования запорной арматурой;

- автоматизация технологических процессов, обеспечивающая дистанционное управление и контроль за процессами из операторной;

- строительство выкидных трубопроводов предусматривается из труб, покрытых изоляцией усиленного типа, выполненной в заводских условиях;

- покрытие гидроизоляцией усиленного типа сварных стыков, деталей трубопроводов, дренажных трубопроводов и наружных поверхностей дренажных емкостей;

- покрытие внутренней поверхности дренажных емкостей лакокрасочными материалами в заводских условиях;

- термообработка сварных стыков выкидного трубопроводов;

- оснащение выкидных трубопроводов от скважин устройствами для контроля за коррозией, установленными на площадках узлов установки образца коррозии;

- установка блоков дозирования реагента для ввода реагента в выкидные трубопроводы;
- установка подземных дренажных емкостей для сбора утечек из блоков доозирования реагента;
- укладка выкидных трубопроводов от скважин в грунт на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы;
- теплоизоляция надземных участков выкидных трубопроводов минераловатными изделиями в соответствии со СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
- автоматическое отключение электродвигателей погружных насосов марки УЭЦН при отклонениях давления выше 1,75 МПа и ниже 0,15 МПа;
- проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- молниезащита;
- защита от статического электричества;
- электрохимзащита;
- установка опознавательных знаков по трассам трубопроводов на пересечениях с подземными коммуникациями, на углах поворота трасс, а также дополнительных опознавательных знаков на углах поворота трасс трубопроводов более 45°.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В эффективности МГРП как метода разработки целого ряда объектов Компании сомневаться не приходится. В то же время колоссальные объемы работ обязывают находить наиболее эффективные схемы и технологии заканчивания, исследования скважин до и после воздействия ГРП, а также оптимальных химических компонентов жидкостей разрыва. За прошедшее время удалось многократно сократить цикл заканчивания скважин с МГРП, затраты на проведение работ, снизить число «СТОПов», уменьшить риски недостижения проектных дебитов, а также отобрать ряд перспективных технологий для дальнейших испытаний и возможного тиражирования.

Анализ технологии многостадийного разрыва пласта, в том числе и применяемых жидкостей разрыва показал, что жидкости разрыва:

- ❖ на основе гуара, на углеводородной основе и на основе вязко-упругих ПАВ, менее эффективны, чем на основе синтетического полимера.

Рекомендаций по усовершенствованию:

- ❖ использовать жидкость разрыва на основе синтетического полимера.

Преимущества жидкости разрыва на основе синтетического полимера:

- быстро растворяется в холодной воде,
- снижение количества добавок,
- простой процесс контроля качества жидкости.

Внедрение позволит:

- получить дополнительную добычу нефти.
- сократить затраты на проведение ГРП.
- оптимизировать производственные процессы.

Анализ эффективности стимуляции пласта с использованием пред- и послеразрывного дипольного акустического каротажа показал, что:

- ❖ результаты не совпадают с дизайнами моделирования высоты трещины в симуляторе ГРП с данными исследования АКШ до и после гидроразрыва.

Рекомендуется использовать:

- ❖ акустические измерения скважины - для расчета анизотропных механических свойств.
- ❖ исследование керна - для калибровки упругой модели.

В дальнейшем точная геомеханика позволит уменьшить количество неэффективных ГТМ на Самотлорском и других месторождениях, так же позволит корректно моделировать дизайн ГРП

Так же, в данной работе были рассмотрены основные правовые и организационные вопросы повышения безопасности рабочих при проведении гидравлического разрыва пласта, представлен анализ вредных и опасных производственных факторов, способных нанести вред здоровью работникам, рассмотрены экологические факторы воздействия, а также проанализированы требования к безопасности в чрезвычайных ситуациях и мероприятия по их минимизации.

Нефтяная и газовая промышленность является на сегодняшний день одной из наиболее опасных отраслей производства. Сюда относятся большое число объектов и технологических процессов, являющихся источниками загрязнения окружающей среды, например, процессы и объекты бурения, добычи, транспорта и переработки жидких и газообразных углеводородных и не углеводородных компонентов.

С целью предотвращения негативного воздействия на рабочих, был рассмотрен перечень СИЗ для каждого приведенного фактора. Данные нормы и правила помогают обезопасить производственный процесс, снизить риски, связанные с угрозой жизни людей, а также учесть перед началом выполнения работ, все факторы, которые могут возникнуть при проведении данной операции.

Список публикаций студента

1. Томилов Г.В. Скважинная акустика, как ключ к идеальному гидроразрыву пласта // XIII научно - техническая конференция молодых специалистов ПАО «НК «Роснефть», г. Нефтеюганск – 2020. //XXII Региональная научно - техническая конференция молодых специалистов АО «Самотлорнефтегаз». г. Нижневартовск – 2020.

2. Томилов Г.В. Проведение ГРП на скважинах с горизонтальным окончанием пласта ЮВ1//XXI Региональная научно - техническая конференция молодых специалистов АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск – 2019 // XII научно - техническая конференция молодых специалистов ПАО «НК «Роснефть». г. Красноярск– 2019.

3. Томилов Г.В. Проведение гидроразрыва пласта с применением синтетического полимера на скважинах Саматлорского месторождения// Сборник: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. – 2020. – в печати.

Список используемых источников

1. Технологический проект разработки Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения (л.у. Самотлорский, л.у. Самотлорский (северная часть) и л.у. Южно-Мыхпайский) – Тюмень 2017.
2. Береснев Н.Ф., Хафизов Ф.З., Ефименко В.И. и др. Подсчет запасов нефти и газа Самотлорского месторождения Нижневартовского района Тюменской области. Тюмень, 1973.
3. «Уточненный проект разработки Самотлорского месторождения». Договор №ТННЦ – 43/03 – 02 и № 900-6289. Москва. Компания «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед» - Гавура А.В. 2005.
4. Сорокин В.Д. Отчёт «Экспертный анализ объема и качества изученности, построение моделей состава и свойств углеводородов объекта АВ1-5 Самотлорского месторождения». Тюмень, 2011.
5. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра 1999. 168 с.
6. Kudrya S.S., Deputy head of the Department of geological support for drilling of a side shaft for hydraulic fracturing of JSC «Samotlorneftegaz». // The conduct of multistage fracturing operations in the wells of JSC "Samotlorneftegaz". Publ., 2014. p.70-84
7. Выполнение ГРП на месторождении. Контроль качества // Справочное руководство, Компания Шлюмберже, 2008.
8. Metelkin D.A., Snokhin A.A., and Tikhomirov I. A., ROSPAN INTERNATIONAL; Karpekin E. A., Ereemeev A. A., Korelskiy E.P., Kalinin V, and J. Jocker, Schlumberger. Borehole // Acoustics as a Key to Perfect Hydraulic Fracturing in Achimov Formation. Publ., 2017. p.1-12.
9. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 06.04.2015).
10. ГОСТ12.0.003.- 2015.ССБТ. Опасные и вредные производ. факторы.

11. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6.04.03 г.).

12. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 13.06. 2003 г.).

13. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.

14. Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Минздрав России, 1999.

15. «Рекомендации по устранению и предупреждению неблагоприятного влияния монотонии на работоспособность человека в условиях современного производства (методические рекомендации)» (утв. Минздравом СССР 26.09.1980 N 2257-80).

16. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

17. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

18. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОР Р М-016-2001). – СПб.: ДЕАН, 2001. – 120 с.

19. Трудовой кодекс Российской Федерации, Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

20. Сулейманов М.М. Охрана труда в нефтяной безопасности. 1985 г.

21. Домин П.А. Справочник по технике безопасности. 1985 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Раздел на английском языке

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА ВЫПОЛНЕННОГО НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ

Раздел:

Analysis of multistage fracturing technologies. Development of recommendations for improving.

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ8Т	Томилову Григорию Викторовичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Нефтегазовое дело	21.04.01

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко Мария Валерьевна	к.г.-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Забродина Ирина Константиновна	к.пед.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Томилов Григорий Викторович		

Analysis of multistage fracturing technologies. Development of recommendations for improving.

Over the past years, since the introduction of the technology in 2009, the scale of multistage hydraulic fracturing (MHF) at the Samotlor oil field has grown to the level of 150-170 well operations per year. In 2015, the capacity of drilling contractors working at the field was supplemented with 40 machines for sidetracking and 20 installations for drilling new wells. In most of the new wells and sidetracks, MHF has been made by 2020; the volume of work on this technology in “Samotlorneftegaz” has increased by more than five times. There is no doubt about the effectiveness of MHF as a method of developing a number of objects of the company. At the same time, huge volumes of work is the obligation to find the most effective schemes and technologies for completion, researches of wells before and after the impact of hydraulic fracturing, and optimal chemical components of fracturing fluids. During this time, it has been possible to reduce the cycle of completion of wells with MHF, the cost of work, to reduce the number of "STOPs", to reduce the risks of not reaching the project debits, and to select a number of promising technologies for further testing and possible replication many times.

The history of the MHF at the Samotlor field began in 2009 with three wells of JSC “Samotlorneftegaz” completed using the simplest technology without shank cementing (Figure 4.1).

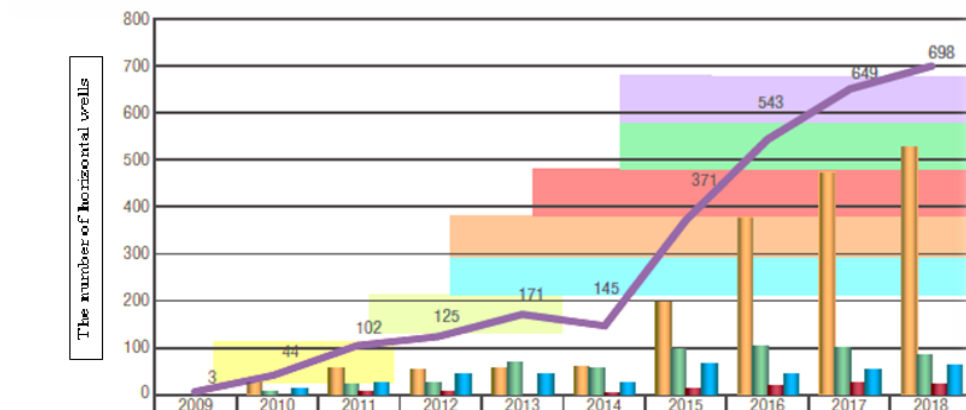


Figure 4.1 – history and implementation plans of hydraulic fracturing projects at the Samotlor oil field.

The first stage of MHF was carried out in the filter part, at the end of the fracturing a high-concentration proppant plug was left in the shank. Then the second stage of hydraulic fracturing was performed through an additional perforation, thus two stages were performed on the same horizontal section. These wells were drilled in the AB1 (1-2) formation ("Ryabchik-type") and the optimistic results of the first operations served as a starting point for the large-scale implementation of MHF at the field.

Currently, MHF operations are carried out both in wells that are put into operation from drilling, and in side shafts after cutting. At the same time, from the point of view of standard equipment sizes, new wells provide with more opportunities. Production columns with diameters of 178 and 168 mm and shanks with diameters of 114 mm are lowered into new wells. While drilling horizontal intervals, bits in diameter of 155.6 and 142.9 mm are used. In the first case, finishing systems manufactured abroad are usually lowered into the shanks, and in the second case, domestic equipment is also lowered into the shanks.

Carrying out work in the side shafts is a more difficult task, since the shanks in diameter of 114 mm descend only when cutting the side shafts from the operating column - 168 mm, and then not in all cases.

At the same time, side shafts are also drilled from production columns of 146 mm and in some cases from wells with additional production column of 140 mm with bits in diameter of 123.9 mm and 120.6 mm, respectively. In both cases, shanks in diameter of 102 mm are lowered, which, of course, imposes serious restrictions on the use of downhole equipment. The option of expanding columns is quite expensive. The use of the simplest MHF 0000 technologies with sand plugging on Samotlor continued until 2011. Technologies of this class can be called "multi-pass" in terms of attracting the hydraulic fracturing fleet. Operations took a long time. If the completion and development of wells with two-stage hydraulic fracturing took lasted about 20 days, then when the stages were increased to five, the term of completion of the well was increased to 75 days.

However, the problem was not just the timing. Using proppant fillers, we often encountered problems with liquid flows and received a lot of "STOPS". In 2010, in order to increase the reliability of zone isolation, back-end packers began to be used, but this was not enough to reliably separate the hydraulic fracturing intervals.

4.1 MHF using the bridge plugs

In 2011, due to insufficient efficiency of sand dumping, Samotlor switched to use bridge plugs and applied this technology until mid-2013 (Figure 4.2).



Figure 4.2 – Hydraulic fracturing technology using the bridge plugs

Hydraulic fracturing technology with the installation of bridge plugs involves the sequential implementation of several stages of work. First, hydraulic fracturing is performed on the filter part of the shank. Then, after washing the trunk, the first bridge plug is installed in the shank to isolate the lower, stimulated interval. After that, perforation of the next interval and the next stage of MHF are performed. Further, after drilling the plug and normalization of the bottom hole, the operations are repeated.

The first experience of using the technology brought many complications, and in general, the well completion cycle took 68 days instead of the planned 40 days.

Firstly, there was a leak in the "head" of the shank tooling (as in "OKOS" produced by JSC "SibBurMash"), which required an additional descent operation (DO) to confirm the leakiness of the packer PRO-92 and re-descent of the activator to activate the "head" of the shank tooling.

Secondly, the organization encountered leaks in the hydraulic fracturing contractor's packer equipment and hydraulic fracturing stingers due to their non-compliance with the well design. It turned out that the technological packer equipment of the hydraulic fracturing contractor does not work in the horizontal

sections of the EC shank, and stingers manufactured by “SibBurMash” do not provide tightness at Zenith angles above 80°.

As a result, the hydraulic fracturing was carried out with the packer landing in the main column, which, in turn, led to a violation of the integrity of the shank due to the impact of high pressures when performing MHF. For this reason, it was necessary to carry out additional repair and insulation work to eliminate leaks in the production column.

Because of the mechanical impurities remaining in the shank, the bridge plugs did not reach the planned depth of descent, which resulted in additional DO of equipment, which resulted in significant additional costs.

Generally, the risks associated with installing bridge plugs of the PGRM type (hydraulic drilled bridge plug) were associated with the possible failure of the plug to reach the target landing interval, as well as with exceeding the permissible differential pressure for the plug.

The risks associated with installing bridge plugs of the hydraulic drilled bridge plug were associated with the possible failure of the plug to reach the target landing interval, as well as with exceeding the permissible differential pressure for the plug. A number of practical conclusions were drawn from the experience.

Firstly, it is recommended to take an individual approach to the installation of the column packer, based on the need to minimize the distance to the upper packer of the suspension.

Secondly, the suspension of the shank of JSC “SibBurMash” should be installed in the interval with a Zenith angle of no more than 60-65° to reduce the risk of leakage of the stinger during the production of MHF.

In order to reduce the risk of damage to the shank suspension by pressure during the production of MHF with bridge plugs, inflating packers of sizes 114 and 168 mm can be additionally installed in the two-column space.

Two of the three MHF road blockages were successful, and in the third case, the road block remained in the well, although the undocking was normal.

4.2 MHF with sliding couplings and balls

Since 2012, in order to improve the MHF at the Samotlor field, the use of Ball-activated fracpoint™ Baker Hughes MHF couplings has been started. FracPoint™ technology is one of the most common and involves the installation of "frac ports" in the couplings of the column or shank when descending into the well (Figure 4.3).



Figure 4.3 – MHF Technology using sliding couplings and balls

After landing the ball in the seat of the hydraulic fracturing coupling, the port circulation hole opens, and the lower interval is covered by the ball. After landing the ball in the seat of the hydraulic fracturing coupling, the port's circulation hole opens, and the lower interval is covered by the ball. Next, the hydraulic fracturing is made, and after the proppant stage, the next ball of a larger diameter is thrown into the liquid flow. Then the operation is repeated according to the number of stages. After all stages of hydraulic fracturing are completed, the landing seats and balls are drilled by a cutter; the well is washed and mastered. When MHF technology with ball drop started to be used in 2012-2013, the division did not have its own fleet of coiled tubing units. Therefore, all work in wells, including drilling of balls and ports, was performed by teams of major repairs of wells. Unfortunately, operations were complicated by significant liquid uptake (up to 800-900 m³ per four ports) due to very low downhole pressures, which negatively affected well performance. During the construction of wells with MHF using this technology, the completion cycle averaged 24 days, which corresponded to the plan. However, hydraulic fracturing

was accompanied by obtaining "STOPs" with the need for repeated work on cleaning the shank and repeated fracturing.

Among the fairly common technological issues when conducting FracPoint™ MHF, the risk of incorrect ball landing in the seat can be firstly identified: if there are tooling elements or remnants of drilling mud in the well, this is likely to cause problems with opening the hydraulic fracturing coupling.

The best result in terms of the duration of the well completion cycle using the MHF technology with sliding couplings was about 170 hours.

4.3 MHF with bursting couplings

At the same time, the field tested the technology based on breaking couplings BPS™ Trican Well Services Ltd.

This technology proved to be the most suitable for the shear AB1(1-2) developed by "Samotlorneftegaz" (Figure 4.4).

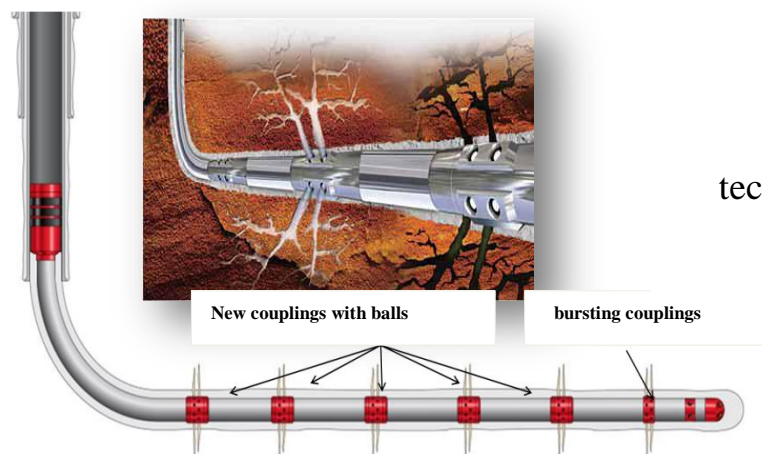


Figure 4.4 – MHF technology with bursting couplings

All couplings are cemented, and can be separated by open hole packers, MHF is carried out in five to six stages.

Currently, the technology is replicated on side shafts drilled into the BV8(0) shears.

During the implementation of the technology, break ports are installed in the couplings of the column or shank while descending into the well. Then the ports are opened by pressure during hydraulic fracturing using a special selective packer. After opening each port, the download is performed, and then the transition to the next interval occurs.

The first hydraulic fracturing with discontinuous couplings was preceded by a simulation stage. First of all, it was necessary to determine the effect of the bursting coupling length on the flow rate of a well with one hydraulic fracturing drilled at AB1(1-2) at the Samotlor field (Figure 4.5).

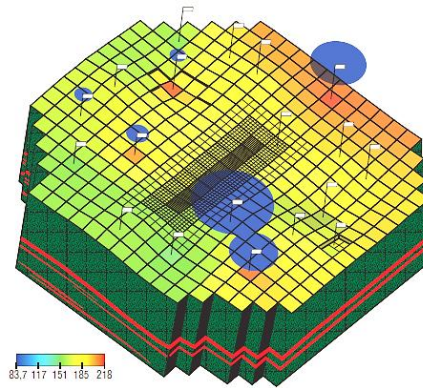


Figure 4.5 – Simulation of the first MHF with discontinuous couplings at the Samotlor field well

A sector mini model of the borehole area was created, a model of the AB1(1-2), AB1(3) reservoirs with an area of 4.62 km². Porosity was 23%, permeability - 6.8 MD, oil saturation - 0.465 d. units.

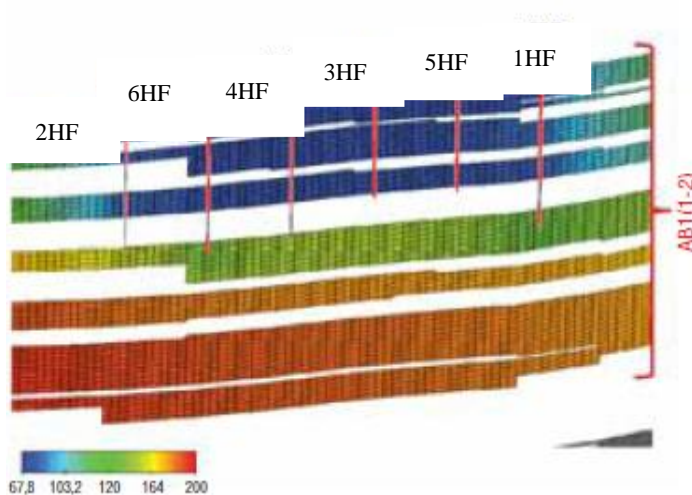


Figure 4.6 – Section on the reservoir pressure cube of the AB1(1-2) formation.

The calculation of the main performance indicators of the well after hydraulic fracturing showed: 1. Advantages of the transverse location of fractures, even if they are not radical; 2. Prospects for sufficiently high debits.

At the initial stage of implementation of BPS™ technology, the well completion cycle was 23 days with a plan of 22 days. In the process of conducting the work had to deal with leaks "head" snap shank (as in "OKOC" production company "SibBurMash"), which resulted in additional DO packer PRO-92 to confirm the leaks

and re-descent of the activator to activate the "head" of the tooling shank. The destruction of sealing elements of C2C Cup cuff packers was also observed during the SPO. The same reason is due to another lack of technology-limiting the volume of proppant injection to 100 tons.

In order to overcome the above shortcomings, the company, together with suppliers and contractors, made a number of changes to the configuration of the completion system. In particular, the transition to casing pipes with threaded connections of increased reliability (TMK-FMC, VAG-T) ensured the preservation of the internal diameter of the EC and the prevention of damage to the sealing elements of packer equipment during the DO. In turn, the technology supplier performed a structural revision of the layout with a change in the design of the coupling locator and strengthening the frame of the sealing element of the Cup packer.

There are no engineering problems with the new fifth-generation C2C packages at the moment; the average well completion cycle was reduced to eight - ten days.

4.4 Geological restrictions

While analyzing the MHF conducting a common problem for all developed formations is low reservoir pressure. Moreover, this applies even to the first discovered Jura and Achimov deposits.

Thus, due to the reduced pressure of the AB1(1-2) formation when working with the C2C packer (second generation), it was necessary to wait a long time for the pressure drop to move to the next interval. It is also possible to tighten and tear the cuffs when moving the packer.

Another problem for the development of "Ryabchik-type" is the insufficient thickness of the clay bridge — the barrier between the target and the watered seam can be less than 2-3 m, so the mass of the injected proppant had to be minimized — up to 10-15 tons per stage, although in 2011-2012 this figure was twice as high.

In the case of the BV8(0) formation, its small effective thickness (from 3 to 5 m), as well as the presence of as small clay bridges as in the "Ryabchik-type", is a

significant difficulty. In turn, the seams BV16-22 and UV1 are characterized by low permeability, which implies the need for high working pressures of hydraulic fracturing. However, the C2C cuff packer does not technologically withstand differential pressure above 680 ATM, taking into account hydrostatic pressure. In this regard, before solving this problem, we had to abandon the MHF in these seams using BPS+C2C technology and replace it completely with FracPoint.[1]

4.5 Downhole investigations

As it was mentioned earlier, affordable and economic production requires intensification through multistage hydraulic fracturing. There are complications in the formation that act as stress barriers, which dictates the need to monitor the geometry of fractures and design account for local changes in mechanical properties. The new dipole acoustic logging device allows you to identify the geometry of a fracture in the squared area reliably. The size of this device allows operating in environments unsuitable for conventional sonic devices.

This section shows the use of acoustic broadband logging pre- and post-hydraulic fracturing to determine the actual height of the fracture, as well as the corresponding effect on the calibrated fracture model. The way to improve geomechanical models by including acoustic-based anisotropy parameters to increase the predictability of crack geometry in target zones is proposed.

Over the years, the Samotlor oil field has accumulated extensive experience in conducting research to determine the height and direction of fractures in horizontal and vertical wells.

For instance, in 2009, two wells with hydraulic fracturing were used by “Schlumberger” company to perform broadband cross-dipole acoustic logging (DSI). The following complex of hydrodynamic studies was registered in the wells: GK pre- and post- hydraulic fracturing.

The task was to determine the azimuth distribution of fractures in the hydraulic fracturing, while the problem of determining the height of the fracture was moved to the background (Figure 4.7).

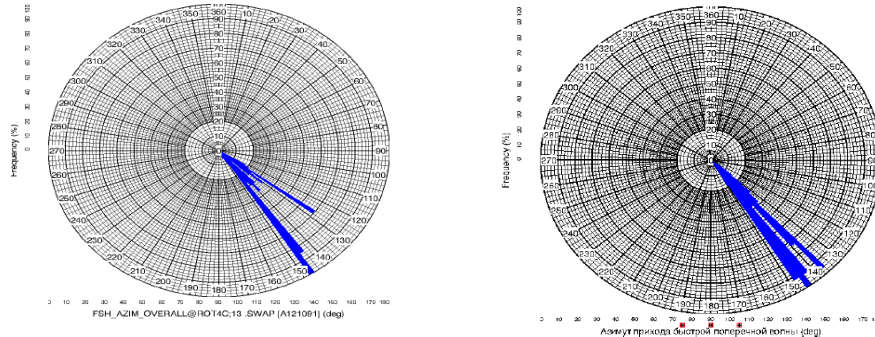


Figure 4.7 – Distribution of the azimuth of the fast shear wave in the wells 85052 and 85053

4.6 Acoustic monitoring using acoustic broadband logging within subsidiaries

I. I. Sechin entrusted LLC "***" to perform research with the SS device on 10 wells before hydraulic fracturing in 2019. Post-hydraulic fracturing studies were performed at 9 wells. At “Rospan International” JSC, the SS instrument was used for 5 wells. Several examples of interpretation are shown below in Figures 4.8, 4.9, and 4.10.

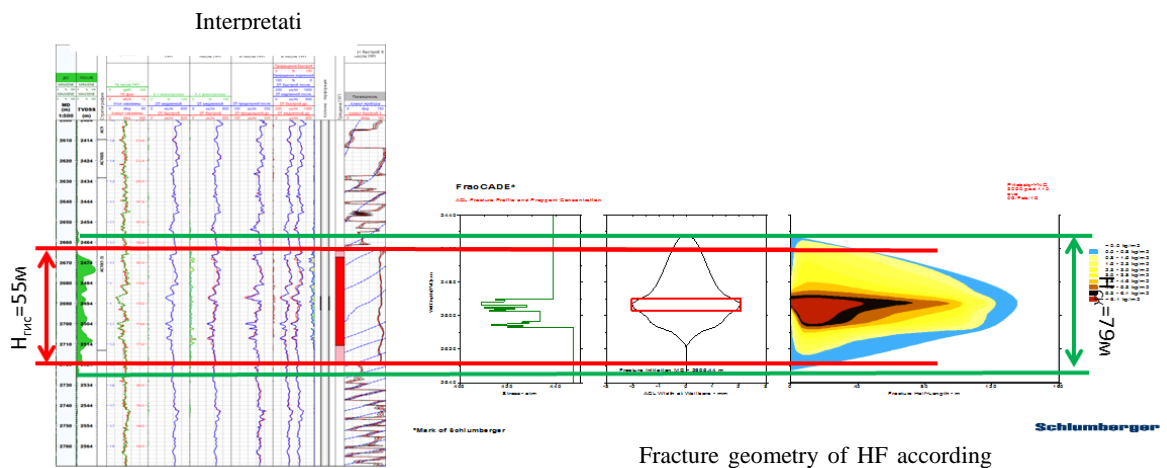


Figure 4.8 – height of the hydraulic fracturing. Well Y1 x fields analysis from Schlumberger.

According to hydrodynamic studies of wells, the height of the fracture is less than expected. According to the report of the service company (SC), the height of the

hydraulic fracturing crack is 79m. According to the results of interpretation of acoustic broadband logging data (ABL), the total height of the fracture was 55m, which is 44% less than the height of the fracture according to the service company's report.

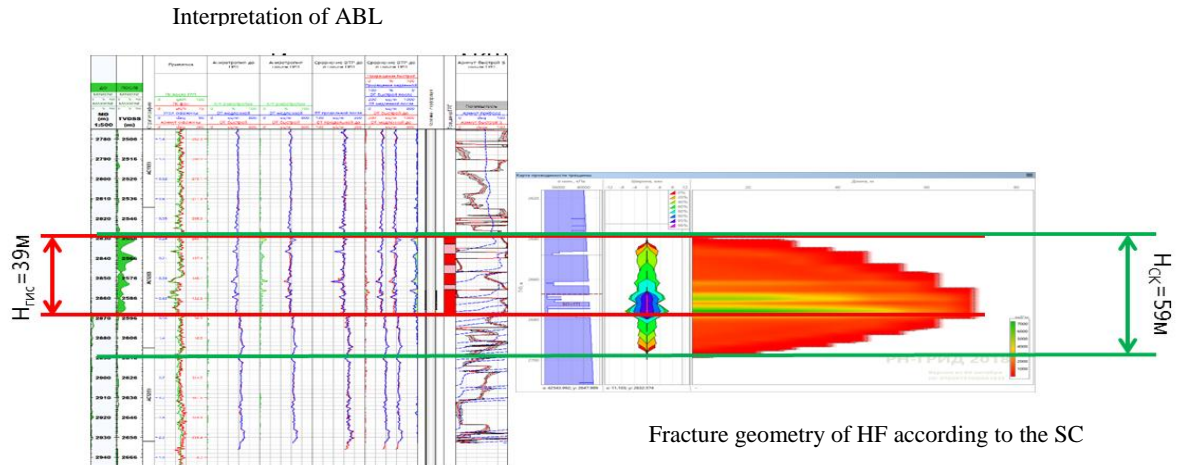


Figure 4.9 – height of the hydraulic fracturing. Well Y2 x fields analysis from “Everbright-energy”

In this case less proppant will need, which in turn will allow you to adjust the monetary investment, thereby obtaining the same (assumed-calculated) effect, but at a lower cost.

According to the SC report, the height of the hydraulic fracturing crack was 59m. According to the results of interpretation of the ABL data, the total height of the fracture was 39m, which is 51% less than the height of the fracture according to the SC report.

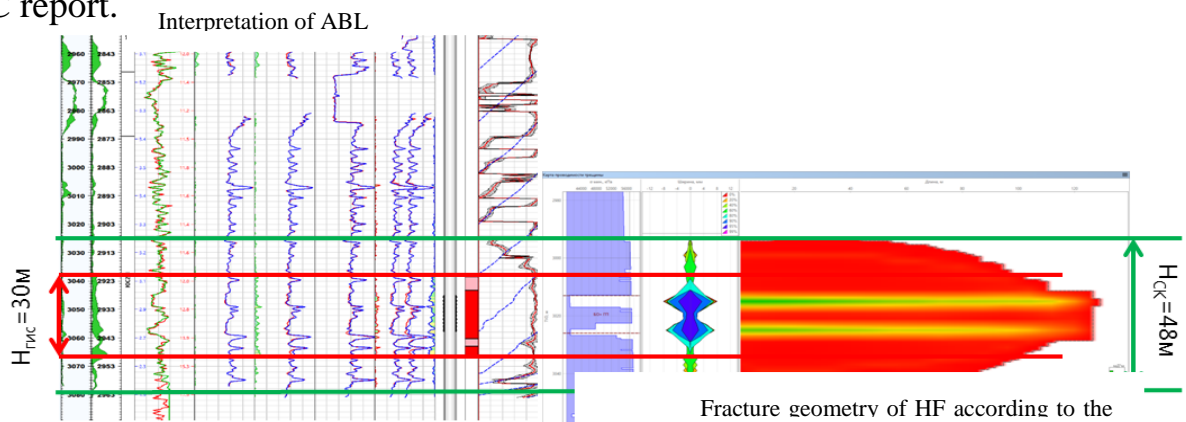


Figure 4.10 – Height of the hydraulic fracturing. Well Y3 x fields analysis from “Everbright-energy”

According to the SC report, the height of the hydraulic fracture was 48m. According to the results of interpretation of the ABL data, the total height of the fracture is 30m, which is 66% less than the height of the fracture according to the SC report.

After hydraulic fracturing has been carried out in the wells and an analysis of the stimulation efficiency has been performed using pre-and post-explosion dipole acoustic logging, the optimization of the fracturing model leads to the following conclusions:

1. Mechanical properties are the main factor affecting the accuracy of the simulation. Thus, it is recommended to use both acoustic well measurements to calculate anisotropic mechanical properties, and core studies to evaluate the anisotropy of static properties for elastic model calibration.

2. Further use of dipole acoustic logging for monitoring the efficiency of hydraulic fracturing is necessary in key wells to obtain statistical data and establish a unified approach to the design of the hydraulic fracturing.

3. Reducing the viscosity of the fracture liquid by reducing the polymer concentration is another way to optimize the design to control the growth of the crack height. This method has already been implemented in several wells and prevented uncontrolled growth of the fracture height. Further researches are vital to create the optimal composition of the fracture liquid.

At the end of the researches, the results do not match the designs for modeling the crack height in the hydraulic fracturing simulator and the ABL study data pre-and post- fracturing.

In the future, accurate geomechanics will reduce the number of ineffective geological and technical measures at Samotlor and other oil fields, as well as allow correct modeling of hydraulic fracturing design. [2]

4.7 Fracturing liquid and the propping agent during hydraulic fracturing.

Use of synthetic polymer

Currently, the intensive drilling conducted by Samotlorneftegaz is intimately connected with the introduction of innovative production methods aimed at improving the efficiency of development. Hydraulic fracturing is a key technology for ensuring the intensification of oil production.

Hydraulic fracturing at the Samotlor field has been carried out since 1991. During this long period, the fracturing technology was changed and the components of the fracturing liquid were optimized, which were selected in accordance with the geological features.


Nowadays, it is possible to use a fracturing liquid based on a synthetic polymer. It is a highly effective alternative to other liquids.

The fracturing liquids used today have their own advantages, nevertheless, each of them has significant disadvantages that complicate hydraulic fracturing and have a negative impact on both the seam and the economic effect.

Therefore, for the preparation of a gap liquid based on guar, it is necessary to purchase and heat water. Guar-based on fracture liquid is used on Samotlor oil field in 99% of cases, and a comparative analysis was performed with it.

It is proposed to use a synthetic-based fracturing liquid. Its advantages are considered below.

Table 4.1 – Characteristics of synthetic-based fracture liquid

Figure	Component composition	Advantages	Disadvantages
	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Synthetic polymer ❖ Breaker (dry) ❖ Demulsifier ❖ Clay stabilizer 	<p>Residual conductivity 95-99% Carrying capacity -1000-1200 kg / m³ proppant on 1m³ gels</p> <p>There is no need to heat the hydraulic fracturing fluid. Does not precipitate</p> <p>Ability to use water</p> <p>Seam pressure maintenance (SPM)</p>	

The reaction of guar and polymer liquids interacting with them at a temperature of 50 °C is presented.



Figure 4.11 – Qualitative test for destruction

After the thermal decomposition in the fracturing liquid with the guar, the deposits form about 10% of the total volume of liquid, synthetic gelling agent does not precipitate, as a result, the process of clogging does not appear.

Figures 4.12a,b show the ratio of the residual conductivity of proppant when using guar and synthetics after 50 hours of research.

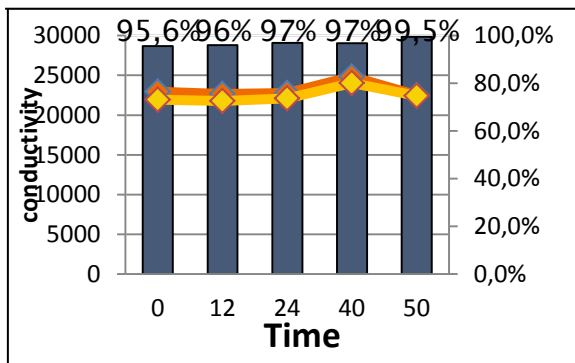


Figure 4.12a –Ratio of the residual conductivity of a proppant bundle when using a fracture liquid on a synthetic polymer on time

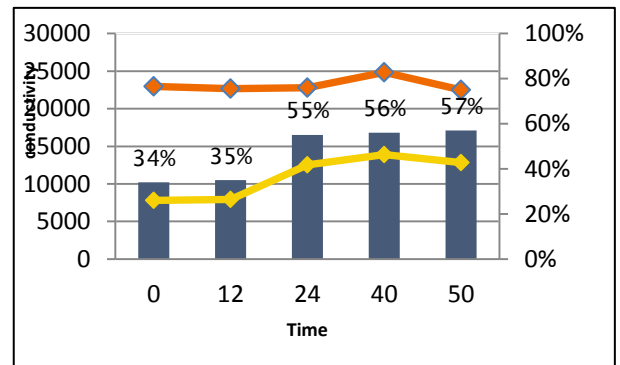


Figure 4.12b – Ratio of the residual conductivity of a proppant pack when using a guar-based fracture liquid on time

The orange line shows the initial conductivity, the yellow line shows the residual conductivity, and the column Values are the percentage of the initial conductivity.

While using a guar-based liquid, the residual conductivity was 57% of the initial one by the end of the experiment, and while using the liquid based on a synthetic polymer it was more than 99%, therefore, large debits can be expected.

The dependence of the proppant deposition degree in the fracture liquid is shown on time. In the Figures shown above, the liquid is based on guar, and ones shown below - on the basis of a synthetic polymer. In a synthetic-based liquid, the proppant remains more stable in the suspended state.

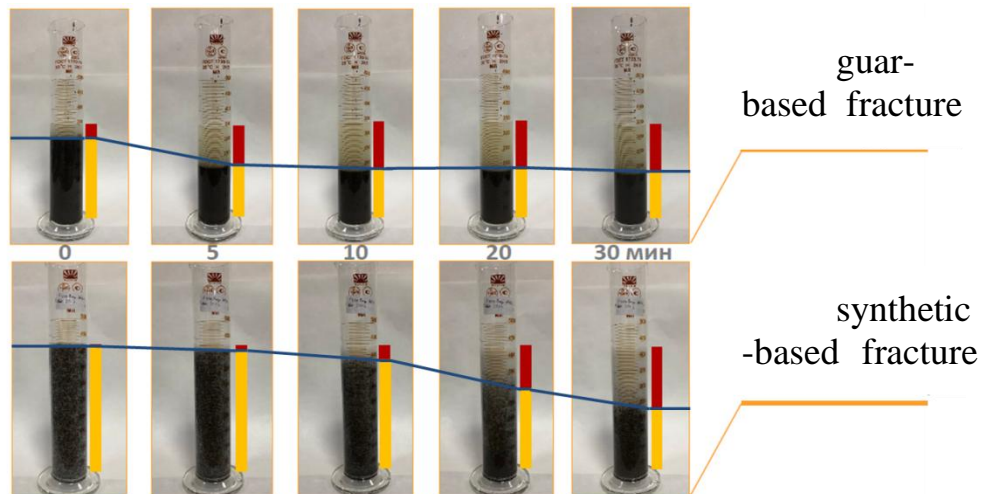


Figure 4.13 – Test of deposition of the proppant pack, 1200 kg/m³

When preparing a fracture liquid based on a synthetic polymer, unlike guar the water from the SPM system can be used.

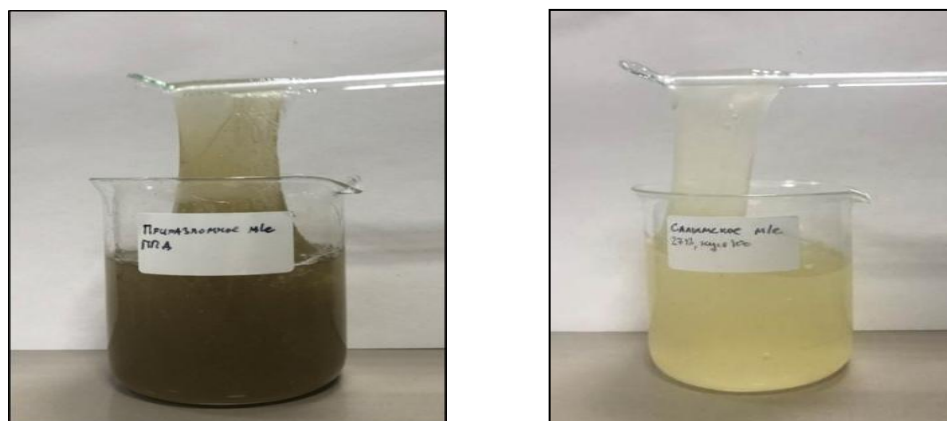


Figure 4.14 – Gel appearance on water from sources immediately after hydration.

Figure 4.14 shows a fracturing fluid based on synthetics prepared with the water addition from the Salym and Prirazlomnoye fields' SPM system. There is a high-quality hydration, and the graph of the viscosity ratio of these samples on time shows that the viscosity and, as a result, the properties of the gel are stable.

Using a synthetic polymer, the company will reset the cost of purchasing, transporting and heating water.

By the end of 2020 the pilot tests will have been conducted, as well as a scientific and technical meeting on the implementation of the project at the Samotlor oil field. In 2021, it is planned to replicate the project solution for Rosneft subsidiaries.

The fracture liquid based on a synthetic polymer has many advantages: it quickly dissolves in cold water, which significantly reduces the time to prepare for work. In addition, reducing the amount of additives can improve the efficiency of hydraulic fracturing, and the simple process of liquid quality control reduces the time for labor-intensive laboratory testing before each fracturing operation.

Implementation will allow:

- Getting additional oil production.
- Reducing the cost of hydraulic fracturing.
- Optimizing production processes.[3]

References

1. Kudrya S.S., deputy head of the Department of geological support for drilling of a side shaft for hydraulic fracturing of JSC «Samotlorneftegaz». // The conduct of multistage fracturing operations in the wells of JSC "Samotlorneftegaz". Publ., 2014. P.70 – 84
2. Metelkin D.A., Snokhin A.A., and Tikhomirov I. A., ROSPAN INTERNATIONAL; Karpekin E. A., Eremeev A. A., Korelskiy E.P., Kalinin V, and J. Jocker, Schlumberger. Borehole // Acoustics as a Key to Perfect Hydraulic Fracturing in Achimov Formation. Publ., 2017. P.1 – 12.
3. Johannes F., Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids Publ., 2011. P.576 – 590