

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Инженерная Школа природных ресурсов
 Отделение Нефтегазовое дело
 Направление Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ И АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРП ПО СКВАЖИНАМ КОНИТЛОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)».

УДК 622.276.66 (571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Калашников Станислав Евгеньевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Арбузов В.Н	к. ф-м. н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент каф. ЭБЖ	Абраменко Н.С.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Уткина А.Н.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение «Нефтегазовое дело»	Зятиков П.Н.	Доктор т.н., профессор		

Томск – 2018 г

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 100 страниц, 20 рисунков, 17 таблиц, 21 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: КОНИТЛОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, ПЛАСТ, ЗАЛЕЖЬ, ДОБЫЧА, ИНТЕНСИФИКАЦИИ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА ПЛАСТА, ДЕБИТ.

Объектом исследования является скважина № 500 Конитлорского нефтяного месторождения.

Цель работы – расчёт гидроразрыва пласта на скважине № 500 Конитлорского нефтяного месторождения и анализ эффективности его проведения.

В процессе исследования проводился анализ использования гидроразрыва пласта, бурения горизонтальных скважин и глинокислотной обработки, а также сделаны выводы об эффективности их применения на Конитлорском месторождении. В результате исследования предложена оценка эффективности гидроразрыва, выполнен расчет экономической эффективности проекта.

Перечень условных обозначений

УВ – углеводород;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГКО – глинокислотная обработка;

СКО – соляно-кислотная обработка;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПЗ – призабойная зона;

ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ТБ – техника безопасности;

ППД – поддержание пластового давления

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ННС – наклонно-направленные скважины

ГС – горизонтальные скважины

КИН – коэффициент извлечения нефти

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ЭЦН – электрический центробежный насос

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ГСКО – глино-соляно-кислотная обработка

КОПЗ – комплексная обработка

ПОТ – потокоотклоняющие технологии

АСПО – асфальтеносмолистопарафиновые отложения

ГРП – гидравлический разрыв пласта

НГДП – нефтегазодобывающее предприятие

ВНК – водонефтяной контакт;

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ КОНИТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	7
1.1 Характеристика района работ	7
1.2 История освоения месторождения	9
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	10
2.1 Геологическое строение месторождения и залежей	10
2.1.1 Стратиграфия	10
2.2 Характеристика продуктивных пластов	13
2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды	17
2.4. Запасы нефти и газа	20
3. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ.....	21
3.1. Основные проектные решения.....	21
3.2. Анализ структуры фонда скважин по пласту БС ₁₀ и показателей их эксплуатации.....	22
3.3. Сравнение проектных и фактических показателей	30
3.4. Динамика основных показателей разработки	31
3.5. Контроль и регулирование процесса разработки	32
3.6. Повышение нефтеотдачи пластов и капитальный ремонт скважин.....	38
4. ТЕХНОЛОГИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	40
4.1. Конструкция типовой скважины.....	40
4.2. Способы эксплуатации скважин Конитлорского месторождения	40
4.3. Оборудование, применяемое для ГРП.....	42
4.4. Состав комплекса спецтехники для ГРП	43
4.4.1. Установка для гидроразрыва пласта.....	44
4.4.2. Смеситель модели MC-6O компании STEWART&STEVENSON.....	44
4.4.3. Установка для ввода химических добавок	45
4.5. Подземное оборудование, применяемое для ГРП	47
4.6. Жидкость разрыва и расклинивающий агент	49
5. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП.....	52
5.1 Методы интенсификации притока	52
5.2. Анализ эффективности ГТМ по интенсификации добычи	55

5.3. Основные задачи проведения гидравлического разрыва пласта.....	59
5.4. Выбор скважин или участков скважин для гидравлического разрыва пласта	60
5.5. Проектирование технологии выполнения ГРП.....	61
5.6. Подготовка скважины к гидроразрыву пласта.....	63
5.7. Технология проведения гидроразрыва пласта СУНП и КРС.....	64
5.9. Расчет основных параметров при ГРП.....	69
5.10. Заключительные работы после ГРП, контроль работы скважины и вывод ее на режим.....	72
5.11. Анализ результатов применения ГРП в скважинах пласта БС ₁₀ Конитлорского месторождения	73
5.12. Предложение по адаптации технологии ГРП к условиям пласта БС ₁₀ Конитлорского месторождения.....	80
5.13. Результаты проведения селективного ГРП на скважинах пласта БС ₁₀ Конитлорского месторождения.....	81
ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	83
ЛИТЕРАТУРА.....	85
ПРИЛОЖЕНИЕ A HYDRAULIC FRACTURING TECHNIQUES	86
8. HYDRAULIC FRACTURING TECHNIQUES.....	87
8.1 What is hydraulic fracturing?.....	87
8.2 Why hydraulic fracturing?	88
8.3 How hydraulic fractures grow.....	88
8.4 The history of hydraulic fracturing	89
8.5 Stages of hydraulic fracturing	90

ВВЕДЕНИЕ

ОАО «Сургутнефтегаз» - одно из самых крупнейших нефте-газодобывающих компаний в России, занимающее ведущее место среди предприятий отрасли.

Не смотря на то, что сейчас большинство месторождений с высоко-продуктивными свойствами находятся на завершающей стадии разработки, темпы добычи нефти ОАО «Сургутнефтегаз» не падают, потому что в разработку начинают вводиться сложные малопродуктивные месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Одним из таких является Конитлорское нефтяное месторождение.

Конитлорское нефтяное месторождение разрабатывается структурным подразделением НГДУ "Комсомольскнефть" ОАО "Сургутнефтегаз".

Основной объект разработки Конитлорского нефтяного месторождения пласт БС₁₀ характеризуется ухудшенными коллекторскими свойствами, большим показателем неоднородности, высоким содержанием парафина, смол, сероводорода, большим газовым фактором.. Поэтому для стабильного уровня добычи нефти на Конитлорском нефтяном месторождении с самого начала разбуривания и разработки начиналось активное внедрение новых технологий, направленных на повышение качества строительства скважин и увеличения добычи нефти.

Однако, несмотря на высокие перспективы внедрения новых технологий на ближайшие 15 лет основная роль в достижении дополнительной добычи нефти на уровне 22-23 млн. тонн в год и сохранения его на длительный период остаётся за традиционными хорошо отработанными методами воздействия на пласты: воздействие на призабойные зоны пластов, ГРП, гидродинамические и потоковыравнивающие методы, бурение боковых стволов и др. Эти методы по своей технико-экономической эффективности являются наиболее перспективными и поэтому в первую очередь усилия будут направлены на расширение объемов их применения до оптимально необходимого максимума.

В магистерской диссертации предлагается анализ эффективности проведения ГРП по сравнению с другими геолого-техническими мероприятиями по интенсификации притока в скважинах Конитлорского нефтяного месторождения. Рассмотрены различные методы ГТМ по интенсификации притока в условиях Конитлорского месторождения, их эффективность. Рассмотрена экономическая целесообразность одного из методов, безопасность и экологичность проведения мероприятия по этому методу.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ КОНИТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Характеристика района работ

Конитлорское нефтяное месторождение (рисунок 1.1) расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 200 км к северу от г.Сургута. Месторождение открыто в 1972 году в результате бурения разведочной скважины 155, которая испытывалась на пласты БС₁₆, БС₁₇ и БС₂₂. Ближайшим наиболее крупным из эксплуатируемых месторождений является Тевлинско-Русскинское.

Ближайшим населенным пунктом является деревня Кочевые.

В физико-географическом отношении Конитлорское месторождение располагается в Сургутской лесной равнинной зональной области на водоразделе рек Пим, Тромъеган, Ортъягун.

В геоморфологическом отношении это слаборасчлененная сплошь заболоченная озерно-аллювиальная равнина. Поверхность равнины плоская, слабоволнистая. Абсолютные отметки рельефа в пределах района колеблются от 60 до 80 м.

Судоходство малыми судами возможно в первой половине лета в период весеннего паводка до поселка Русскинские только по реке Тромъеган.

В районе множество озер. Озера, в основном, термокарстового происхождения и имеют размеры от нескольких десятков метров до нескольких километров в поперечнике и до 4 метров глубиной.

Климат района резко континентальный с продолжительной и суровой зимой и коротким, но сравнительно теплым и дождливым летом. Средняя температура января -22,5 °С, июля +16°С. Абсолютный минимум температур зимой -52°С, а абсолютный максимум температуры воздуха в июле достигает +34°С. Среднегодовое количество осадков до 500 мм, среднее число дней с осадками 190 в год.

Средняя мощность снегового покрова 1.2 м, а в низких и заселенных местах до 2 м.

Распространение мерзлоты носит прерывистый характер. Подошва слоя древней мерзлоты залегает на глубинах 300 – 400 м. Слой древней мерзлоты отсутствует под крупными озерами и под руслами крупных рек, таких как Тромъеган и Пим.

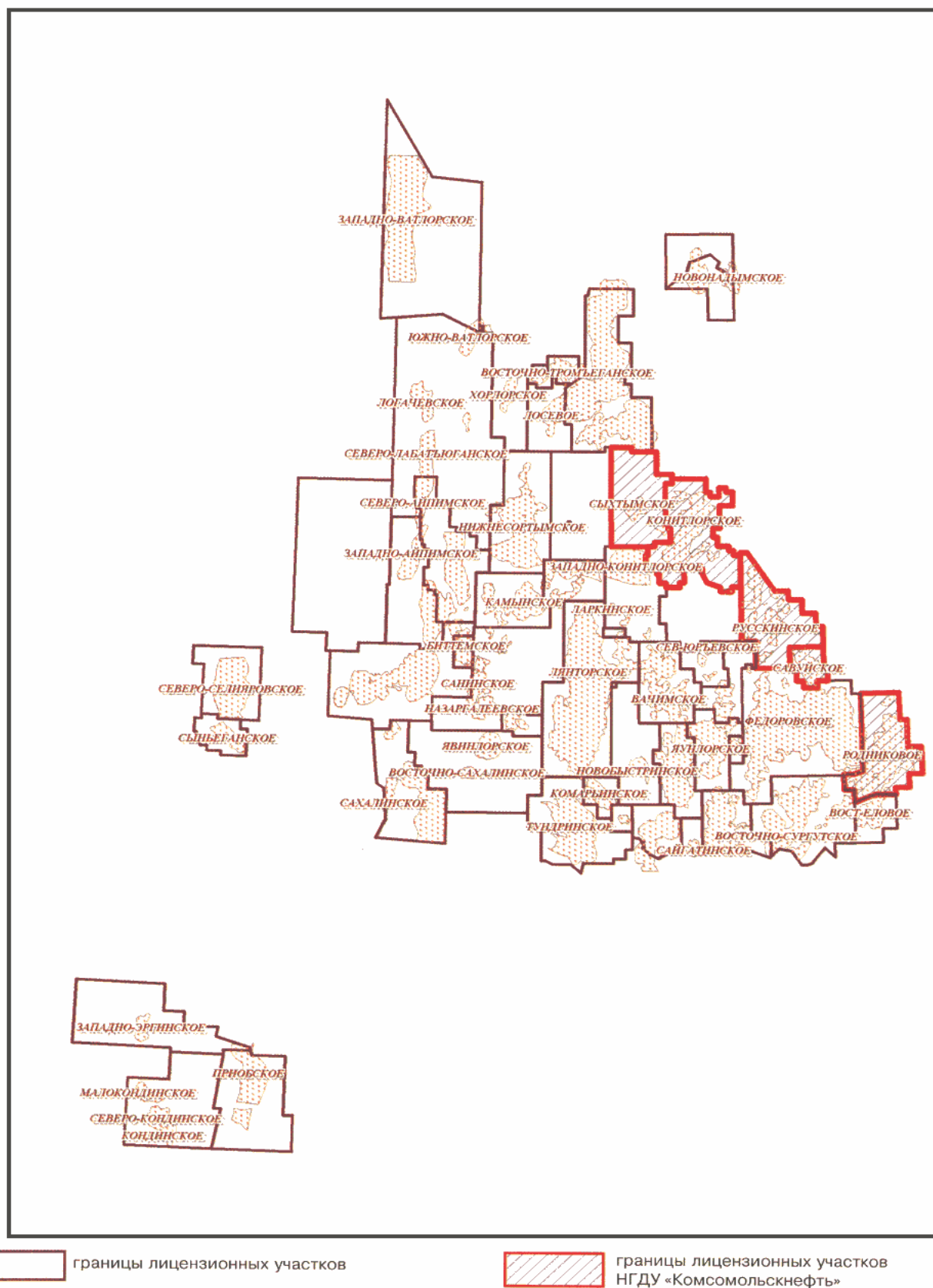


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района деятельности ОАО "Сургутнефтегаз"

1.2 История освоения месторождения

В разрезе месторождения при проведении разведочных работ выявлены следующие продуктивные горизонты: ЮС₂, ЮС₁, ЮС₀, БС₂₂, БС₁₇, БС₁₆, БС₁₀.

В результате геологоразведочных работ в пластах ЮС₂, ЮС₁, ЮС₀, БС₂₂ установлены локальные залежи нефти небольших размеров с притоками непрямошленного значения.

Промышленные притоки нефти получены по залежам пластов БС₁₇, БС₁₆, БС₁₀.

В проекте пробной эксплуатации в качестве объектов для проведения опытных работ и уточнения подсчетных параметров рекомендованы пласты БС₁₀, БС₁₆, БС₁₇.

К концу 2005 года участок пробной эксплуатации разбурен на 40%.

В связи с отсутствием технологической схемы на все месторождение, в целях проектирования обустройства Конитлорского месторождения принято предложение ОАО «Сургутнефтегаз» о расширении участка пробной эксплуатации пласта БС₁₀ со следующими принципиальными положениями – общий проектный фонд скважин 243, размещение скважин по проектной блоковойтрехрядной системе с расстоянием между скважинами 445 м.

Подсчет запасов нефти и растворенного газа Конитлорского месторождения выполнен Тюменской тематической экспедицией Концерна “Тюменьгеология” по данным бурения 35 поисково-разведочных скважин, обоснование извлекаемых запасов нефти и коэффициентов извлечения нефти по пластам выполнено ЗапСибНАЦ.

Запасы утверждены протоколом ГКЗ РФ № 404 от 1.11.2006 г по пластам БС₁₀^{0(В)}, БС₁₀^{0(Н)}, Ач₁, Ач₂, ЮС₁¹, ЮС₂ в следующих количествах (тыс.т.) и отражены в таблице 1.1.:

Таблица 1.1 – Запасы по пластам

	Категория С1	Категория С2
Балансовые	299073	59826
Извлекаемые	50656	4785
КИН	0,169	0,08

Настоящая “Технологическая схема разработки Конитлорского нефтяного месторождения ” выполнена согласно договору Н.96.97.ТФ 62 и заданию на проектирование, утвержденному и выданному ОАО “Сургутнефтегаз” 27 декабря 2006 года.

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

2.1 Геологическое строение месторождения и залежей

2.1.1 Стратиграфия

Геологический разрез рассматриваемого района представлен породами двух структурных комплексов: мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и доюрских образований.

Меловая система.

Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами. Нижнемеловые образования являются основным объектом поисков нефти и газа и включают в себя осадки мегионской, вартовской, алымской и нижней части покурской свиты.

Мегионская свита залегает в основании нижнемелового разреза и имеет пятичленное строение. Низы свиты образует подачимовская пачка темно-серых, почти черных аргиллитов плотных, массивных, слабоизвестковистых, прослоями битуминозных, содержащих фауну аммонитов, пелеципод и фораминифер берриасского яруса.

Следующая пачка преимущественно глинистые породы, серые, светло-серые, известковистые. Аргиллиты содержат до 20%, иногда больше алевроитового материала. К этой части приурочена ачимовская толща, имеющая спорадическое развитие, с песчаными прослоями которой связана промышленная нефтеносность (пласты группы БС₁₆ – БС₂₂). В пределах Конитлорского месторождения установлена промышленная нефтеносность ачимовской толщи (Ач₁, Ач₂), которая представлена переслаивающимися песчано-алеврито-глинистыми породами, имеет сложное строение.

Песчаники ачимовской толщи заглинизированные, прослоями алевритистые, серые, мелкозернистые, участками с косой микрослоистостью, с линзочками аргиллита и углистым детритом. Аргиллит серый, темно-серый, плотный, участками рассланцованный, с прослойками алевролита, встречаются включения угля и углистого детрита, прослои глинистого известковистого песчаника.

Общая толщина ачимовской толщи изменяется от 35м до 194м. Наблюдается тенденция увеличения толщин на восток.

Третья пачка мегионской свиты глинистая, образована глинами аргиллитоподобными темно-серыми, плитчатыми, слюдистыми с прослоями и линзами песчаного материала.

Четвертая пачка представлена чередованием песчаников и алевролитов с аргиллитами и аргиллитоподобными глинами. К этой части разреза приурочены промышленно нефтеносные пласты БС₁₀ – БС₁₂.

Толщина свиты достигает 881 м.

Кузнецовскую свиту слагают серые и зеленовато-серые, алевроитистые с редкими включениями зерен глауконита. Толщины изменяются от 15 до 26 м.

Березовская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя сложена преимущественно опоками и глинами. Толщина 74 – 90 м. Верхняя сложена светлыми зеленовато-серыми глинами. Толщина 47–90 м.

Палеогеновая система.

В составе палеогеновой системы в рассматриваемом районе выделяются морские осадки талицкой, люлинворской и тавдинской свит и континентальные отложения атлымской, новомихайловской и туртасской свит.

Сводный литолого-стратиграфический разрез представлен на рисунке 2.1.

Система	Отдел	Ярус	Свита	Подсвита	Пачка	Индекс пласта	Толщина, м	Литологическая колонка	Литологическое описание пород
М е л о в	Ж и н и й	Готеривский	Нижне-алинская				36		темно-серые глины и аргиллиты
			Верхняя	Средняя	Нижняя		46		переслаивание глин, алевролитов-серых, аргиллитовых, с зернами скольжения, с песчанниками и алевролитами серыми и алевроитно-серыми.
							43		аргиллиты мелко-серые, плотные, алевролитистые
							97		аргиллитистые
			Вартоская	Нижняя	Пинская		32		темно-серые глины
							102		переслаивание песчанников и алевролитов светло-серых, аргиллитоподобных глин плотных, слабо алевролитистых
							94		глины плотные серые, темно-серые, переслаивание песчанников, алевролитов и аргиллитоподобных глин
			Мегонская	Верхняя	Чускинская		30		аргиллитоподобные темно-серые глины
						БС ¹⁰ (8)	50		чередование песчанников и алевролитов с аргиллитами и аргиллитоподобными глинами
						БС ¹⁰ (8)	120		глины аргиллитоподобные, темно-серые, с прослоями и линзами песчанника
			Ижмская	Дачинская	Лч ₁ Лч ₂		35 - 194		переслаивание песчанников, алевролитов и песчаннистых аргиллитов
							17		темно-серые аргиллиты
							19-37		темно-серые аргиллиты
Ю р с к а я	Верхний		Тюненская			ЮС ₀	7		темно-серые аргиллиты
						ЮС ₁	30-60		песчанники, алевролиты, глины
						ЮС ₂	40		песчанники и алевролиты
						ЮС ₃	370		аргиллиты темно-бурые, песчанники серые, алевролитистые

Рис.2.1 Сводный литолого-стратиграфический разрез

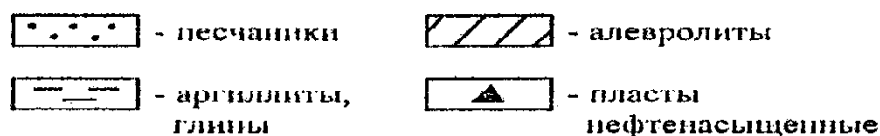


Рисунок 2.1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез

2.2 Характеристика продуктивных пластов

В региональном плане Конитлорское месторождение приурочено к Конитлорской, Сукур – Яунской, Восточно – Конитлорской структурам III порядка, расположенным в пределах Венглинского структурного носа, осложняющего северный склон Сургутского свода.

Геологический разрез месторождения характеризуется широким диапазоном нефтеносности, начиная с отложений юрского возраста и кончая ниже – меловыми осадками. Нефтяные залежи выявлены в пластах Ю₂ (тюменская свита), Ю₁ (васюганская свита), Ач₁ и Ач₂ (ачимовская толща), БС₁₀^{0(ВЕРХ)} и БС₁₀^{0(НИЗ)} (мегионская свита).

Схемы контуров нефтеносности этих залежей приведены на рисунке 2.2.

Горизонт БС₁₀

Горизонт БС₁₀ на Конитлорском месторождении в песчаных фациях представлен лишь пластом БС₁₀⁰, который при корреляции был разделен на два подсчетных объекта: БС₁₀^{0(ВЕРХ)} и БС₁₀^{0(НИЗ)}.

Для пласта БС₁₀⁰ можно выделить три типа разреза:

Зона, где оба продуктивных пласта являются коллекторами – западная и северо – западная часть месторождения.

Часть месторождения, где оба пласта глинизируются – юго – запад месторождения и линия перегиба палеорельефа в центре месторождения (скв.156, 157).

Район, где имеет распространение только верхний пласт – восточная часть месторождения (скв. 158, 172, 174, 175, 176).

Нефтенасыщенные коллекторы пласта БС₁₀⁰ в пределах первого типа разреза. В структурном плане основные залежи пластов БС₁₀^{0(Н)} и БС₁₀^{0(В)} совпадают. Общая толщина пласта БС₁₀⁰ изменяется от 13,8 до 33,2 м и в среднем составляют 16,4 м. Максимальные значения эффективных нефтенасыщенных толщин приурочены к центральным частям залежей.

Эксплуатационное разбуривание пласта БС₁₀⁰ начато в 2006 году в районе разведочной скважины 195 (центральная часть залежи). По состоянию на 1.06.06 г на залежи пробурено 83 скважины. По результатам эксплуатационных скважин эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 6,0 до 30,4 м, в среднем толщина составляет 17,7 м. (рисунок 2.3.). Из вышесказанного видно, что ожидаемая нефтенасыщенная толщина (район разведочных скважин 195 – 151) практически

соответствует нефтенасыщенной толщине, полученной при эксплуатационном разбуривании залежи пласта BC_{10}^0 [1].

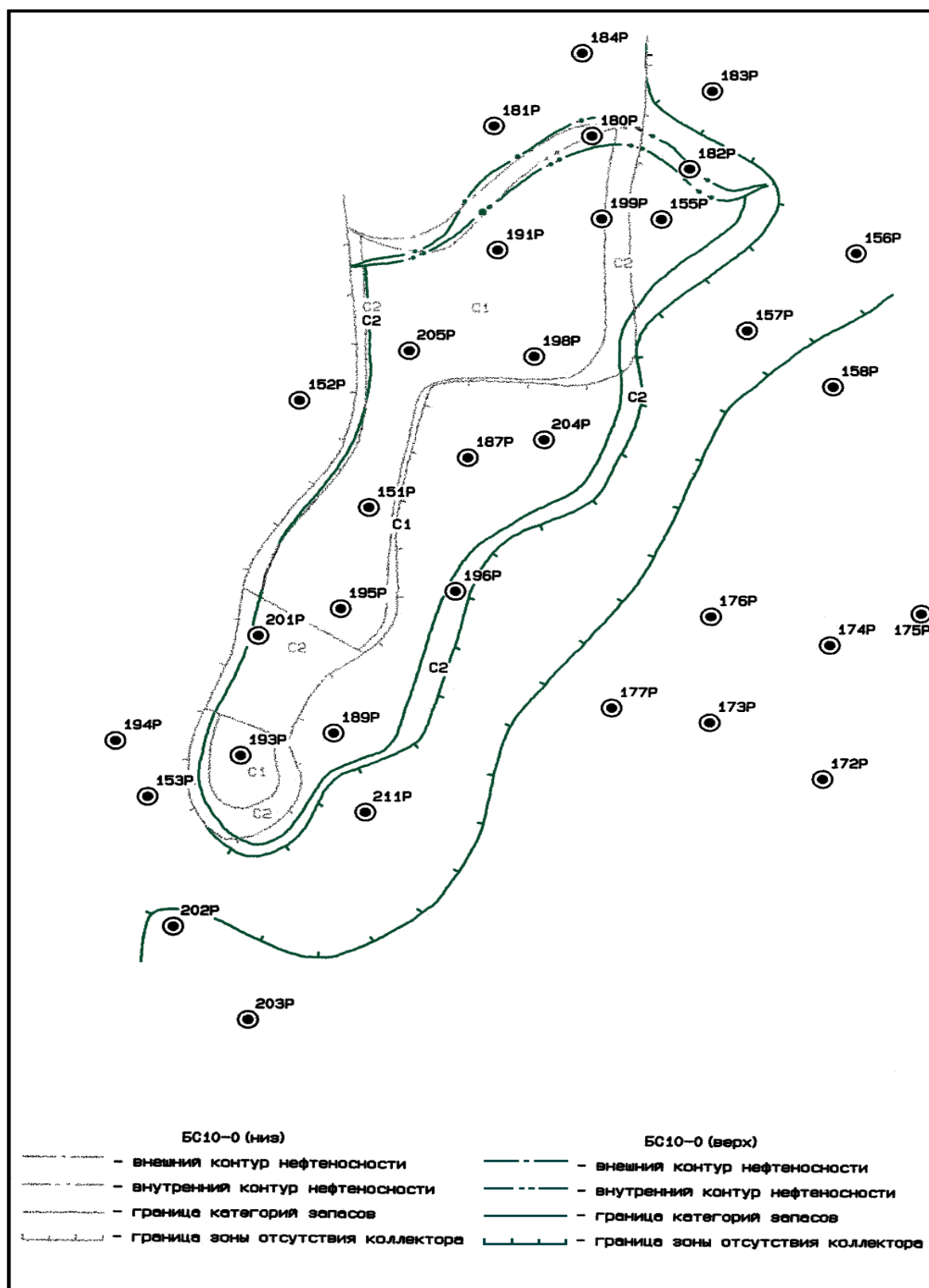


Рисунок 2.2 – Схема контуров нефтеносности пластов $BC_{10}^{0(низ)}$ и $BC_{10}^{0(верх)}$

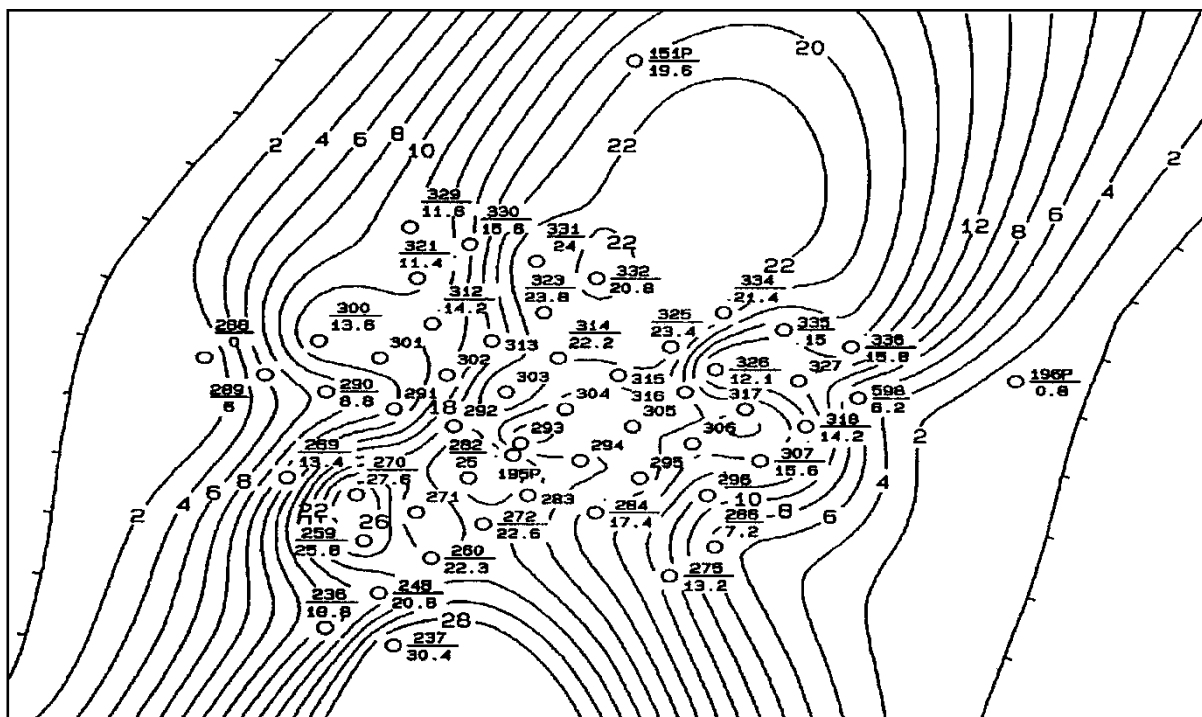


Рисунок 2.3 – Выкопировка из карты нефтенасыщенных толщин пласта BC_{10} Конитлорского нефтяного месторождения (разбуренный участок)

Коллекторы пласта $BC_{10}^{0(H)}$ вскрыты 17 скважинами на глубинах 2463 – 2567 м. и представляют из себя вытянутую зону субмеридионального простирания, ограниченную с трех сторон областью глинизации, и двумя фациальными окнами в районе скв.187 – 204 и скв.173 – 177.

Эффективные толщины пласта изменяются от 2,2 м. до 11,2м. Распределение эффективных толщин по площади контролируется структурным фактором и зонами замещения.

Основная залежь пласта $BC_{10}^{0(H)}$ вскрыта 8 скважинами на глубинах 2643 – 2525 м.

Нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,2 м. до 12,4 м. В шести скважинах пласт опробовался. Дебиты нефти изменяются от 2,7 м³/сут. при ДУ – 574 м до 55,2 м³/сут. через 8 мм штуцер при совместном испытании с вышележающим пластом.

ВНК проведен условно, по подошве нижнего нефтеносного прослоя в скв.180 – 2442м.

Схема контуров нефтеносности основной залежи пласта $BC_{10}^{0(H)}$ приведена на рис.2.3.

Пласт $BC_{10}^{0(B)}$ вскрыт всеми пробуренными на месторождении скважинами на глубинах 2419–2622 м.

Эффективные толщины пласта изменяются в широких пределах: от 0,4 м. до 15,0 м. В субширотном направлении в районе скважин 204 и 187 отмечается “пережим”, где происходит значительное уменьшение эффективных толщин.

Основная залежь пласта БС₁₀^{0(В)} вскрыта 15 скважинами на глубинах 2449 – 2515 м и контролируется зонами глинизации.

Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 м. до 12,2 м.

В 14 скважинах пласт испытан: дебиты нефти изменяются от 0,6 м³/сут. при динамическом уровне – 1139 м. до 55,2 м³/сут (на 8 мм. штуцере) при совместном испытании с нижележащим пластом БС₁₀^{0(Н)}.

ВНК вскрыт в двух скважинах (180р и 182р), расположенных на севере залежи (2428 – 2431 м).

В соответствии с подсчитанными балансовыми запасами выделено 8 залежей, краткие сведения о которых приведены в таблице 2.1. [1].

Таблица 2.1 – Краткие сведения о залежах Конитлорского месторождения

	Залежь	Кол-во	Наиболее высокая отметка залежи, м глубина	Высотное положение ВНК, м глубина	Размеры залежи, км		Высота залежи, м	Пределы изменения нефтенасыщенных толщин, м	Тип залежи
			абс. отм.	абс. отм.	длина	ширина			
Ю ₂	южная	2	2739	2806	5,0	3,2	68,0	4-5	литологически-экранированный
			-2656	-2724					
Ю ₁	район скв. 181	1	2875	2880	9,2	2,2	4,0	0-1,2	
			-2790	-2794					
			-2367	-2430					
Ю ₁	район скв. 182	1	2864	2903	4,0	2,1	38,0	0-7,2	
			-2780	-2818					
Ач ₂	основная	4	2671,2	2695-2707	8,5	5,5	22,4	1-8,6	
			-2590,6	-2613-2622			-31,4		
Ач ₁	основная	16	2641	2687,6-2721	32,0	10,0	46-75	1,2-17,4	
			-2560,4	-2606-2635			60		
Ач ₁	основная	3	2694,4	2736,8	10,5	4,5	44,0	8,6-20,0	
			-2615,9	-2660					
БС ₁₀ ^{0(В)}	основная	8	2462,6	2525,7	28,0	4,0	62,0	2,2-12,4	
			-2380	-2442					
БС ₁₀ ^{0(Н)}	основная	15	2449,4	2515	29,0	8,0	63,0	0,4-12,4	
			-2367	-2430					

2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды

Изучение физических свойств пластовых нефтей на образцах глубинных проб проводилось двумя методами:

- методом однократного (стандартного) разгазирования;
- методом дифференциального (ступенчатого) разгазирования.

В процессе выполнения стандартного разгазирования и сопутствующих операций определялись основные параметры газонасыщенной нефти в условиях пласта: давление насыщения нефти газом, плотность и вязкость однофазной жидкости при давлении и температуре пласта, газосодержание, характеристики дегазированной нефти и нефтяного газа и т.д. Для обоснования средних значений подсчетных параметров нефти и газа использованы результаты дифференциального разгазирования при условиях промысловой подготовки продукции скважин с учетом термохимической обработки.

Средние значения основных свойств пластовых нефтей отдельных объектов Конитлорского месторождения приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Конитлорского месторождения

Параметры	Конитлорское	
	Пласты	
	БС ₁₀ ^{0(в)}	БС ₁₀ ^{0(н)}
Средняя глубина залегания, м	2481	2493
Тип залежи	литолог-экранированный	
Тип коллектора	поровый	
Площадь нефтеносности кат. В+С ₁ , тыс.м ²	18900	110100
Ср. нефте/газо-насыщенная толщина кат. В+С ₁ /С ₂	6,46	4,82
Коэффициент пористости, %	20	18
Коэффициент проницаемости, мкм ² (Дарси)	0,041	0,009
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,7	3,4
Начальная пластовая температура, °С	0,041	0,009
Начальное пластовое давление, МПа	4,7	3,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,18	1,18
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	774	774
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	853	853
Абсолютная отметка ВНК, м	-2430	-2442
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,163	1,163
Содержание серы в нефти, %	1,24	1,24
Содержание парафина в нефти, %	1,72	1,72
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,5	10,5
Газосодержание нефти, м ³ /т	61	61
Кoeff. средней продуктивности, x10м ³ /(сут*МПа)	0,539	

Горизонт БС₁₀⁰.

По результатам анализа поверхностных проб отчетливо прослеживается изменчивость свойств нефти в зависимости от положения на структуре. В центральной (купольной) части залежи плотность нефти заметно ниже по сравнению с приконтурной зоной.

Свойства пластовой нефти Конитлорского нефтяного месторождения приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Свойства пластовой нефти Конитлорского нефтяного месторождения

Наименование параметров	Индексы пластов			
	БС ₁₀ ⁰	Ач ₁ +Ач ₂	ЮС ₁	ЮС ₂
Пластовое давление, МПа	24,7	26,7	27	29
Пластовая температура, °С	78	75	83	89
Давление насыщения, МПа	10,5	10	11,5	11,5
Газосодержание, м ³ /т	73	60	118	69
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т Р=0,8 МПа; t=20°С	53	44	89	53
Р=0,35 Мпа; t=20°С	3	3	4	3
Р=0,103 МПа; t=4 °С	5	4	10	5
Суммарный газовый фактор, м ³ /т	61	51	103	61
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	774	813	729	791
Вязкость в условиях пласта, МПа*с	1,18	1,64	0,67	1,51
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа*10 ⁻⁴	12	11,3	17	12
Объемный коэффициент при однократном (стандартном) разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1,230	1,128	1,356	1,170
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1,163	1,106	1,243	1,142
Плотность разгазированной нефти при дифференциальном разгазировании, кг/м ³ , при 20°С	853	862	822	856
Пересчетный коэффициент при дифф. разгазировании, доли ед.	0,86	0,90	0,80	0,88

В сопоставлении с нижележащими горизонтами нефти горизонта БС₁₀⁰ более легкие, менее вязкие, нефтяной газ относительно жирный.

По технологической классификации нефти сравнительно легкие, маловязкие, смолистые, сернистые, с выходом фракций до 350°С около 54%.

Горизонт Ач₁.

По результатам исследований поверхностных проб разгазированные нефти средней плотности, относительно вязкие, смолистые, парафинистые, сернистые, с выходом фракций до 350°C около 48%.

Горизонт Ач₂.

Значения подсчетных параметров приняты по аналогии с характеристиками пласта Ач₁ на основании предположения о литологическом единстве пластов и наличии возможной гидродинамической связи между ними.

Горизонт ЮС₁.

Разгазированные нефти средней плотности, средней вязкости, малосмолистые, парафинистые, сернистые, с выходом фракций до 350°C около 49 – 50%.

Горизонт ЮС₂.

Разгазированные нефти относительно тяжелые, вязкие, смолистые и малосмолистые, парафинистые, сернистые, с выходом фракций до 350°C около 47%.

Физико-химическая характеристика поверхностных проб разгазированной отдельных объектов приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Физико-химическая характеристика поверхностных проб разгазированной нефти Конитлорского нефтяного месторождения

Наименование параметров	Индексы пластов			
	БС ₁₀	Ач ₁ +Ач ₂	ЮС ₁	ЮС ₂
Плотность при 20°C, кг/м ³	862	884	872	889
Вязкость, мПа*с				
при 20°C	11,8	30	17,4	40,8
при 50°C	4,60	9,70	6,7	12,0
Молярная масса, г/моль	218	245	247	272
Температура застывания, °C	-6	-1	-11	-11
Температура начала кипения, °C	92	94	75	96
Массовое содержание, %				
Серы	1,4	1,48	0,94	1,60
смол силикагелевых	8,37	9,88	4,44	7,50
асфальтенов	1,64	3,00	2,44	1,80
парафинов	1,72	2,54	2,6	2,90
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100°C	1,0	2,0	2,0	0,8
до 150°C	11,0	8,5	10,0	6,8
до 200°C	22,0	17,2	17,5	14,5
до 250°C	32,0	25,6	26,0	22,3
до 300°C	46,0	37,8	38,0	34,5
до 350°C	54,0	48,0	49,0	47,0

В компонентных составах жидкой и газовой фаз (табл. 2.4.) концентрация нормальных углеводородов заметно выше концентрации их изомеров, что характерно для чисто нефтяных залежей, не затронутых процессами биodeградации (или слабodeградированных).

Преимущественный химический тип вод гидрокарбонатно-натриевый. Основные солеобразующие компоненты представлены ионами натрия и калия, хлора, магния, кальция, гидрокарбоната. В качестве микрокомпонентов отмечено присутствие йода, брома, бора, фтора. Общая минерализация пластовых вод невелика и по результатам исследований колеблется в диапазоне 18 – 26 г/л.

В условиях пласта воды насыщены газом метанового типа. Максимальная газонасыщенность вод на границе ВНК достигает 2,7 – 2,9 м³/м³. По мере удаления от ВНК количество растворенного газа резко снижается и на периферии не превышает 0,2 – 0,4 м³/м³.

Средние значения основных характеристик пластовых вод представлены в таблице 2.4.

2.4. Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа Конитлорского месторождения по состоянию изученности на 1.06.1996 года подсчитаны Тюменской тематической экспедицией Концернa “Тюменьгеология” и утверждены ГКЗ РФ (протокол №404 от 1.11.1997 г), приложение 1 [1].

Утвержденные балансовые запасы составляют:

нефти	299073 тыс.т.	(категория C ₁)
	59826 тыс.т.	(категория C ₂)
растворенного газа	16636 тыс.т.	(категория C ₁)
	3178 тыс.т.	(категория C ₂)

Начальные извлекаемые запасы составляют:

нефти	50656 тыс.т.	(категория C ₁)
	4785 тыс.т.	(категория C ₂)
растворенного газа	2894 тыс.т.	(категория C ₁)
	252 тыс.т.	(категория C ₂)

Коэффициенты извлечения нефти:

0,169	(категория C ₁)
0,180	(категория C ₂)

3. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ

3.1. Основные проектные решения

В 1998 году составлена “Технологическая схема разработки Конитлорского месторождения”. В соответствии с этим проектным документом в настоящее время осуществляется разбуривание и эксплуатация месторождения [1].

В разработке находится 2 объекта: пласт БС10 и БС16. Начальные извлекаемые запасы составляют 57107 тыс.т на 1.01.2013 отобрано 14096,2 тыс.т, остаточные извлекаемые запасы составляют 43010,8 тыс.т.

Эксплуатационный фонд всего Конитлорского месторождения на 1.01.2014 составил: добывающих – 572 скв., нагнетательных – 162 скв. Неработающий фонд добывающих скважин – 46 единиц, т.е. 8% от эксплуатационного (в том числе 10 скважин разведочных в освоении). Основные причины простоя и бездействия – зарезка боковых стволов, исследования, текущий ремонт механизированного фонда. Фонд горизонтальных скважин – 96 единиц (94 скв. на пласт БС10. 2 скв. на пласт БС16) [2].

В 2013 году пробурено с длиной горизонтального участка 500 м и более. Средний дебит нефти по ним составляет 96,6 т/сут при среднем по месторождению начальном дебите ГС 32,7 м.

Средний дебит нефти действующих скважин – 22,6 т/сут, жидкости – 35,3 т/сут, обводнённость 35,8%.

Пластовое давление на 1.01.2013 по БС₁₀ – 242,3 атм при начальном 254 атм, по БС16 – 259,7 атм при начальном 267 атм.

Добыча нефти за 2013 год составила 3983 тыс.т., ожидаемая добыча на 2011 год – 4520 тыс.т. Расчётная добыча нефти на 2014 год составляет 4820 тыс.т, жидкости – 8600 тыс.т, закачка – 10293 м³/сут.

Эксплуатационное бурение на 2014 год составит 280 тыс.м. Метраж эксплуатационного бурения размещён на разных частях по площади. В северной части – кусты 26, 39, 42, 40, 37, 36; в центральной части – кусты 56, 57, 59 (пласт БС₁₆); в южной части – кусты 8, 64. Всего на 11 кустах размещено 97 скважин (на БС₁₀ – 47 единиц, на БС₁₆ – 50 единиц), в том числе добывающих 64, нагнетательных 33. Предусмотрено в резерве 2 куста (30, 27) для задела на 2015год.

На 2014 год в план ТО “СугрутНИПИНефть” включена работа “Анализ разработки Конитлорского месторождения”. С момента утверждения

“Технологической схемы” произошли значительные изменения в представлениях о геологическом строении ачимовских залежей, а также требует пересмотра система разработки (сетка скважин). По нашему мнению ГС в первых рядах по пласту БС₁₀ не эффективно бурить из-за быстрого их обводнения. А по пласту БС₁₆ необходимо применение ГС с уменьшением общего количества скважин добывающего фонда. В северной части отмечено уменьшение толщин ниже 2-3 м, поэтому здесь утверждённая трёхрядная система разработки неэффективна. На месторождении ведётся бурение боковых стволов. На БС₁₀ – 3 скв со средним дебитом жидкости 29,6 т/сут, нефти – 21 т/сут, обводнённостью 27,8% (в разрабатываемых и на краевых участках). На БС₁₆ – 8 скв со средним дебитом жидкости 57 т/сут, нефти – 55,7 т/сут, обводнённостью 2,3%, в том числе 2 четырёхствольных с основным стволом со средним дебитом нефти 143 т/сут, обводнённостью 1%; 2 двуствольных со средним дебитом нефти 75 т/сут, обводнённостью 3% [4, 12].

Основные проектные решения по Конитлорскому месторождению

1. Ввести из бурения 85 добывающих скважин.
2. Продолжить формирование системы воздействия на пласты БС₁₀ и БС₁₆ путем ввода под закачку скважин без отработки на нефть в количестве 5 единиц и перевода из отработки на нефть в количестве 8 единиц.
3. Продолжить проведение различных модификаций ГРП в объеме 15 операции, в том числе 10 повторных на пласт БС₁₀.
4. Продолжить бурение горизонтальных скважин, основываясь на положения технологической схемы. Провести промыслово-геофизические исследования по определению работающих интервалов горизонтальных скважин.
5. Произвести бурение боковых стволов в 17 скважинах.
6. Осуществить программу комплексного воздействия и испытания новых технологий на участке пласта БС₁₀ по нагнетательным скважинам с целью получения дополнительной добычи нефти.

3.2. Анализ структуры фонда скважин по пласту БС₁₀ и показателей их эксплуатации

На балансе по месторождению числится 282,353 млн.т нефти промышленных категорий в пластах БС₁₀⁽⁰⁾. Начальные извлекаемые запасы (НИЗ)составляют 56,018 млн.т. В 2013 году добыча нефти составила 3982,627 тыс.т. при проекте 2127,4тыс.т. Превышение проектного уровня добычи достигнуто за счет

превышения фактического фонда добывающих скважин над проектным (на 133 единицы), проведения ГРП, работ по физико-химическому воздействию (ФХВ) на пласт, мероприятий по оптимизации режимов работы скважин, а также за счёт забуривания вторых стволов [2, 12].

Фонд скважин на 1.01.2014 по пласту БС₁₀ Конитлорского месторождения распределился следующим образом:

Всего	- 550
в т.ч. добывающие	- 424
нагнетательные	- 107
контрольные	- 2
пьезометрические	- 3
водозаборные	- 14
в консервации	- 0 (добывающих - 0)
ликвидированные	- 0

Добывающий фонд по способам эксплуатации распределился следующим образом:

Всего	- 331
в т.ч. ЭЦН	- 243 из них - 81 горизонтальных скважин
ШГН	- 183 из них 15 горизонтальные скважины
Фонтан	- 5

Неработающий фонд добывающих скважин на 1.01.2014 года составил 18 единиц или 8,04% от эксплуатационного, в том числе в простое 10 скважина, в освоении 10, в бездействии 9. Основные причины неработающего фонда –снижение изоляции УЭЦН до нуля, забуривание второго ствола. Средний дебит простаивающих скважин – 4,5 т/сут, бездействующих – 2,6 т/сут.

В 2013 году было проведено 32 ГРП. Дополнительно добыто 79,301 тыс.т нефти, эффективность на 1 скв/опер. составила 15,3 т/сут.

Введено 59 новых эксплуатационных скважин, в т.ч. из эксплуатационного бурения 48 штук, в том числе из нагнетательного бурения 11 скважин из других фондов 2 скважины. Средний дебит жидкости новой скважины 36,7 т/сут, нефти – 29,49 т/сут; обводненность новых скважин 5,7% при проекте 1,5%. Для сравнения, обводнённость новых скважин в 2011 году составляла 6,4%, а в 2010 году – 8,78%.

Средний дебит нефти действующей скважины в целом по месторождению за 2013 год составил 24,81 (в 2012 году – 24,32 т/сут), при проекте 22,6 т/сут, горизонтальной скважины – 28,5 (в 2012 году – 25,6 т/сут).

Средний дебит жидкости действующей скважины в целом по месторождению составил 37,3 т/сут при проектном уровне 27,9 т/сут.

Среднегодовая обводненность за 2012 год составила 33,5% при проекте 21,67% и увеличилась по сравнению с 2011 годом на 1,94%, при проекте 3,2%.

Для сравнения, среднегодовая обводнённости за 2011 год увеличилась на 3,33%, а за 2010 год – на 7,92%.

Среднегодовая обводненность перешедших скважин в 2013 году составила 36,11% при проекте 23,08% и увеличилась по сравнению с 2012 годом на 1,11% при проекте 3,01%. Для сравнения, среднегодовая обводненность перешедших скважин в 2012 году увеличилась на 3,54%, а в 2011 году – на 9,13% [2].

Снижение темпа роста обводнённости перешедших скважин объясняется проведением следующих мероприятий:

- *Выравнивание профилей приёмистости путём объёмных закачек и вторичного вскрытия пластов с целью ФХВ на пласт.*
- *Оптимизация режимов работы добывающих скважин.*
- *Регулирование закачки путём штуцирования нагнетательных скважин.*

С начала разработки добыто 12476,6 тыс.т нефти при проекте 7599,8тыс.т, что составляет 25,17% от начальных извлекаемых запасов при проекте 5,498%. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составил 8,18% при проекте 5,49%. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов составил 10,5% при проекте 6,81%.

Добыча жидкости за 2013 год составила 5090,3 тыс.т., при проекте 2146,4 тыс.т. Превышение проектных показателей над фактическими связано с превышением фактического фонда скважин над проектным, проведением ГРП, работами по оптимизации.

За счёт ФХВ на пласт за 2013 год получено 229,042 тыс.т. нефти, что на 50,814 тыс.т. больше, чем в 2012 году. За счёт химического воздействия добыто 107,338 тыс.т., то есть 2,7% годовой добычи. Наибольшую эффективность показали технологии закачки ЭПС(11,5 т. на 1скв/опер), ВУС(9,4 т. на 1скв/опер), ПДС(7,8 т. на 1скв/опер), гл. ВУС(7,3 т. на 1скв/опер), сшитого силиката натрия (5,5 т. на 1скв/опер) [4, 12].

Система ППД продолжает формироваться. Нагнетательный фонд увеличился на 27 единиц, в т.ч. за счёт ввода из бурения 11. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин улучшилось по пласту БС₁₀ с 4,75:1 до 3,96:1, по пласту БС₁₆ с 3,67:1 до 3,32:1 и в целом по месторождению с 4,41:1 до

3,5:1. Средняя приёмистость по месторождению снизилась с 190,3 до 164,95 м³/сут при проекте 74 м³/сут.

Неработающий фонд нагнетательных скважин составил 2 единицы, в том числе 1 скважина в бездействии, 1 в простое.

Закачка воды за 2013 год составила 6761,124 тыс.м³ при проектной 3198,7 тыс.м³. Превышение фактической закачки над проектом связано с отбором жидкости, который также выше проекта.

Компенсация отбора закачкой в целом по месторождению составила: текущая 106,61%, накопленная 108,24% при проектных соответственно 116 и 114%. Отставание фактической компенсации от проектной связано с интенсивным вводом высокодебитных скважин и отставанием системы ППД по объективным причинам. Часть нагнетательных скважин находится в отработке 57 штук при проекте 4.

Пластовое давление за год по пласту БС₁₀ снизилось на 2,5 атм и составило 242,3 атм при начальном 254 атм.

Пластовое давление по пласту БС 16 снизилось на 5,3 атм и составило 259,7 атм при начальном 267 атм [1, 2, 12].

Пласт БС₁₀ эксплуатируют 63 горизонтальных скважины. Длины горизонтальных участков в среднем 300м. Средний дебит по нефти горизонтальных скважин составляет 35,2 т/сут, что в 3,5 раза выше среднего дебита по вертикальным скважинам (10,1 м/сут). Характеристика фонда скважин пласта БС₁₀ по состоянию на 1.07.2011 г. приводится в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристика фонда скважин Конитлорского нефтяного месторождения по пласту

Характеристика фонда	2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013	
	БС 10	БС 16	БС 10	БС 16	БС 10	БС 16	БС 10	БС 16	БС 10	БС 16	БС 10	БС 16	БС 10	БС 16
Фонд добывающих скважин:														
Всего на балансе НГДУ «КН»	1		24	4	93	1	56	3	30	5	80	32	24	46
В т.ч. действующие	7		22	0	91	0	45	1	18	3	65	19	07	29
ЭЦН	3		6		4		30		5	4	37	2	43	9
ШГН	5		9		7	3	4	9	0	1	1	8	3	4
ОДИ											1		3	7
Бездействующие											5	0	4	2
Фонд нагнетательных скважин:														
Всего на балансе НГДУ «КН»	0		3		4		5	0	5	8	7	7	23	8
Бездействующие							4		4		4		4	
Всего	3	1	51	1	31	2	12	3	12	30	6	76	66	74

В таблице 3.2. приведены фактические показатели разработки пласта БС₁₀ с начала разработки по 2014 год. Таким образом, анализ работы фонда Конитлорского нефтяного месторождения позволяет отметить следующее:

- особенностью процесса эксплуатации пласт БС₁₀ является безводная работа скважин с начала его разработки;
- на пласт БС₁₀ пробурены и введены в эксплуатацию 63 горизонтальные скважины;
- средний дебит по нефти горизонтальных скважин выше среднего дебита по нефти вертикальных скважин в 3 - 4 раза;
- в течение полутора лет эксплуатация месторождения осуществлялась на естественном режиме.

Показатели разработки по пластам и в общем по месторождению приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки пласта БС₁₀

№ п/п	Показатели	Ед.изм	2006		2007		2008	
			Проект	Факт	Проект	факт	Проект	Факт
1	Добыча нефти всего	тыс.т	25,49	50,47	77,35	297,4	590,3	652,5
2	В т.ч. из перешедших скважин	тыс.т.	0,52	0,682	41,61	129,2	378,9	443,8
3	То же из новых скважин	тыс.т.	42,3	49,788	35,74	168,2	211,4	208,7
4	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т.	48,2	50,54	99,16	347,9	921,9	975,6
5	Добыча нефти от НИЗ	%	0,18	0,2	0,4	1,56	2,642	3,827
6	Добыча жидкости всего	тыс.т.	38,52	52,944	81,02	300,6	606,7	674,2
7	Добыча жидкости с начала разработки.	тыс.т.	40,25	53,014	103,7	353,6	943,8	1002,6
8	Среднегодовая обводненность	%	5,3	4,7	4,5	1,6	7,1	3,8
9	Закачка воды	тыс.м ³	0	0	119	124,8	955,9	1310,8
10	Закачка с начала разработки	тыс.м ³	0,0	0,0	141,0	124,8	283,1	3436,8
11	Ср. дебит действ. скв. по нефти	т/сут.	15,4	19,9	8,7	19,8	23,4	22,1
12	Ср. дебит действ. скв. по жидкости	т/сут.	19,5	20,9	9,1	20,0	24,7	24,73
13	Эксплуатационное бурение всего	тыс.м	81,63	83,645	85,6	198,8	172,1	212,23
14	Ввод новых скважин всего	Шт	14	19	23	48	47	77
15	Темп отбора от НИЗ	%	0,18	0,2	0,3	1,1	3,006	3,999
16	КНО текущий		0,00	0,00	0,001	0,003	0,0139	0,0166
17	НИЗ	тыс.т.	26002	26017	26287	26297	30582	30582
18	ТИЗ	тыс.т.	26008	26016	26265	26246	29660	29606

Продолжение таблицы 3.2.

№ п/ п	Показатели	Ед.изм.	2009		2010		2011	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	Добыча нефти всего	тыс.т.	919,2	1222,8	1175,3	177,78	1368,0	2203,7
2	В т.ч. из перешедших скважин	тыс.т.	728,13	929,6	1028,9	1519,1	1229,7	2014,2
3	То же из новых скважин	тыс.т.	191,11	29,2	146,38	258,86	138,25	189,44
4	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т.	1841,2	2198,5	3016,5	3976,4	4384,5	6180,1
5	Добыча нефти от НИЗ	%	6,021	7,198	9,864	13,002	14,337	20,208
6	Добыча жидкости всего	тыс.т.	970,2	1368,5	1287,3	2228,3	1570,2	3079,4
7	Добыча жидкости с начала разработки.	тыс.т.	1914,1	2371,2	3201,4	4599,4	4771,6	7678,9
8	Среднегодовая обводненность	%	25,48	64,22	78,61	20,23	88,49	28,44
9	Закачка воды	тыс.м ³	1512,9	2001,2	1988,8	3151,4	2398,1	4680,0
10	Закачка с начала разработки	тыс.м ³	4825,9	6588,4	4825,9	6588,3	7224,0	11268
11	Ср. дебит действ. скв. по нефти	т/сут.	23,6	23,12	23,6	23,12	23,2	21,68
12	Ср. дебит действ. скв. по жидкости	т/сут.	25,8	28,98	25,8	28,98	26,6	30,30
13	Эксплуатационное бурение всего	тыс.м	125,5	220,48	125,5	220,48	125,5	235,0
14	Ввод новых скважин всего	шт.	36	67	36	67	34	80
15	Темп отбора от НИЗ	%	3,843	5,814	3,843	5,814	4,473	7,206
16	КНО текущий		0,0227	0,03	0,0227	0,03	0,03	0,46
17	НИЗ	тыс.т.	30582	30582	30582	30582	30582	30582
18	ТИЗ	тыс.т.	28740	28383	28740	28383	27565	26605

Продолжение таблицы 3.2.

№ п/п	Показатели	Ед.и зм.	2012		2013		2014	
			Проект	Факт	Проект	факт	Проект	Факт
1	Добыча нефти всего	тыс.т.	1534	2915,8	1681,3	3382,6	1809	3949
2	В т.ч. из перешедших скважин	тыс.т.	1395,7	2457,7	1543,1	2980	1670,7	3571,7
3	То же из новых скважин	тыс.т.	1382	458	138,2	402,6	138,2	377,2
4	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т.	5918,4	9094	7599,8	12476,6	9408,8	16425,6
5	Добыча нефти от НИЗ	%	19,3	22,017	24,8	30,2	30,76	39,76
6	Добыча жидкости всего	тыс.т	1854,7	4240,3	2146,4	5090,3	2440,1	6418,7
7	Добыча жидкости с начала разработки.	тыс.т	6626,3	1899,06	8772,7	16989,45	11213	23408,23
8	Среднегодовая обводненность	%	17,29	31,23	21,67	33,55	25,86	38,48
9	Закачка воды	тыс.м ₃	2798,1	5302,29	3198,7	6761,12	3583,8	7791,1
10	Закачка с начала разработки	тыс.м ³	10022	16624,9	13221	23386,08	16804,8	31177,18
11	Ср. дебит действ. скв. по нефти	т/сут	22,3	22,82	21,6	23,98	20,8	25,61
12	Ср. дебит действ. скв. по жидкости	т/сут	27,3	35,37	27,9	37,33	28,4	43,24
13	Эксплуатационн ое бурение всего	тыс.м	125,5	209,49	125,5	167	125,5	167,4
14	Ввод новых скважин всего	шт	34	67	34	59	34	56
15	Темп отбора от НИЗ	%	5,016	7,059	5,498	8,189	5,915	9,561
16	КНО текущий		0,0446	0,0557	0,0573	0,0765	0,0709	0,1007
17	НИЗ	тыс.т	30582	41305	30582	41305	30582	41305
18	ТИЗ	тыс.т	26197,5	35126,8	24663,5	32210,9	22982,2	28828,3

3.3. Сравнение проектных и фактических показателей

Конитлорское нефтяное месторождение введено в разработку в декабре 1995 года. Эксплуатационное бурение ведется с 1996 году.

На рисунках 3.1. - 3.3. представлены графики по добыче нефти и жидкости, а также среднегодовая обводненность по пласту БС₁₀.

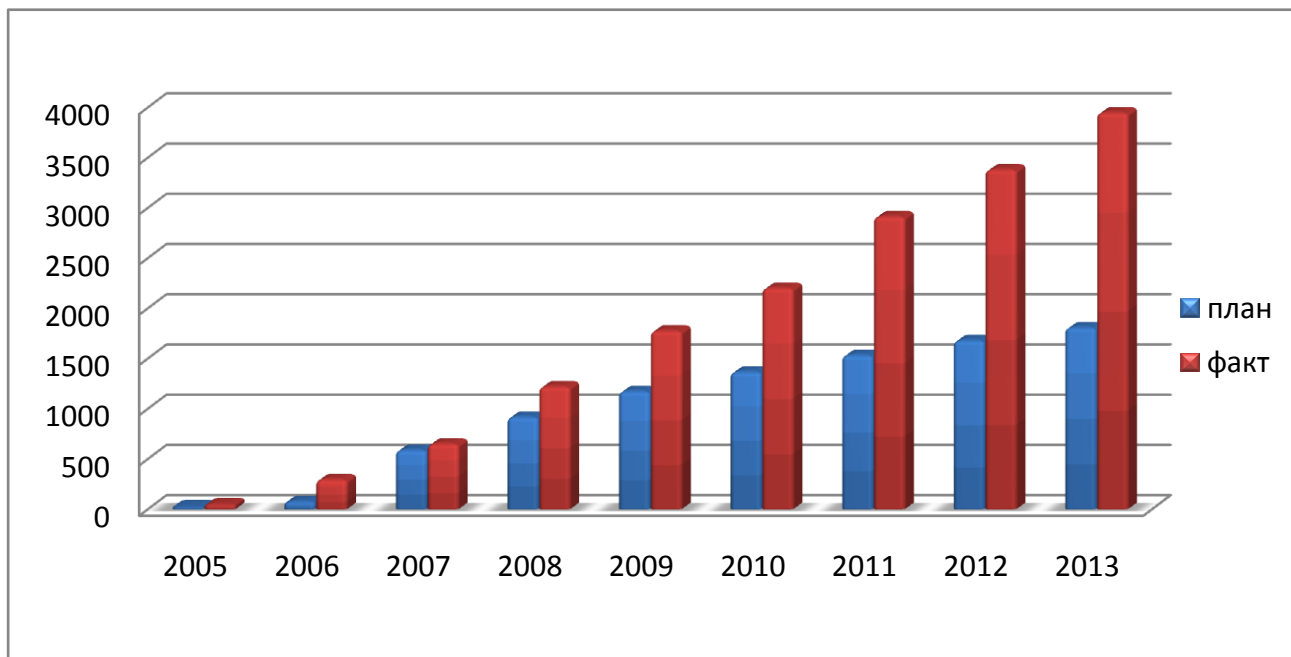


Рисунок 3.1 –Добыча нефти всего по пласту БС₁₀

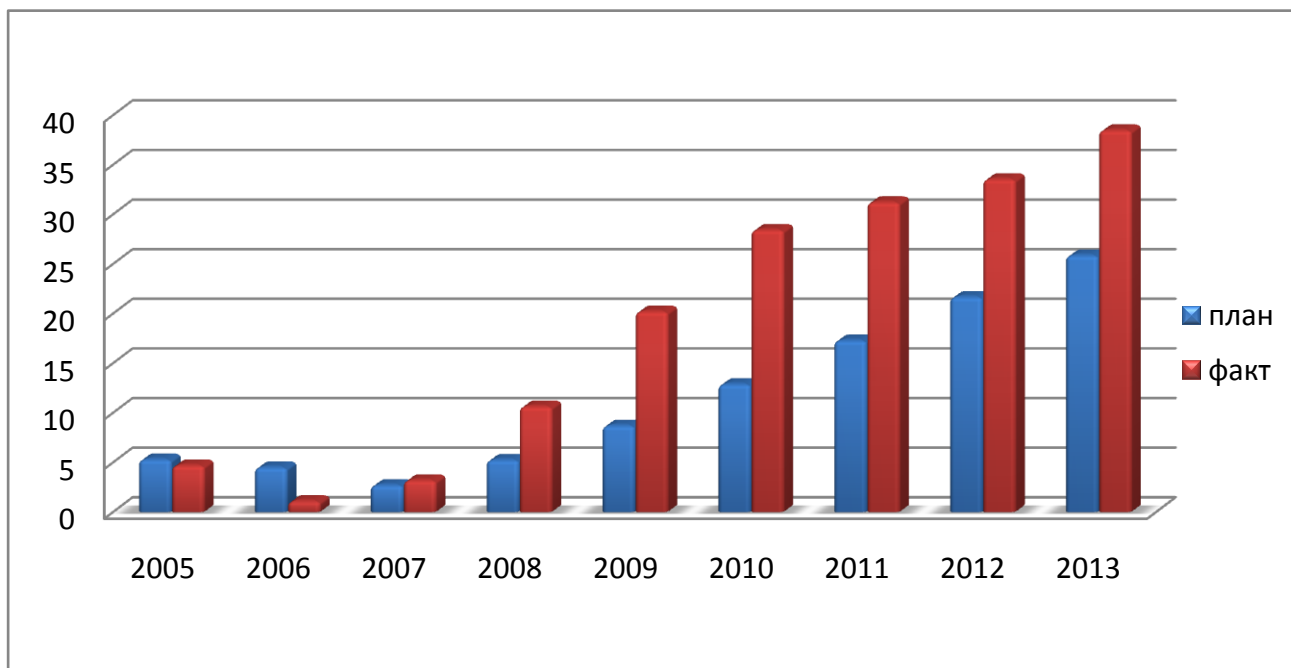


Рисунок 3.2 – Среднегодовая обводненность пласта БС₁₀

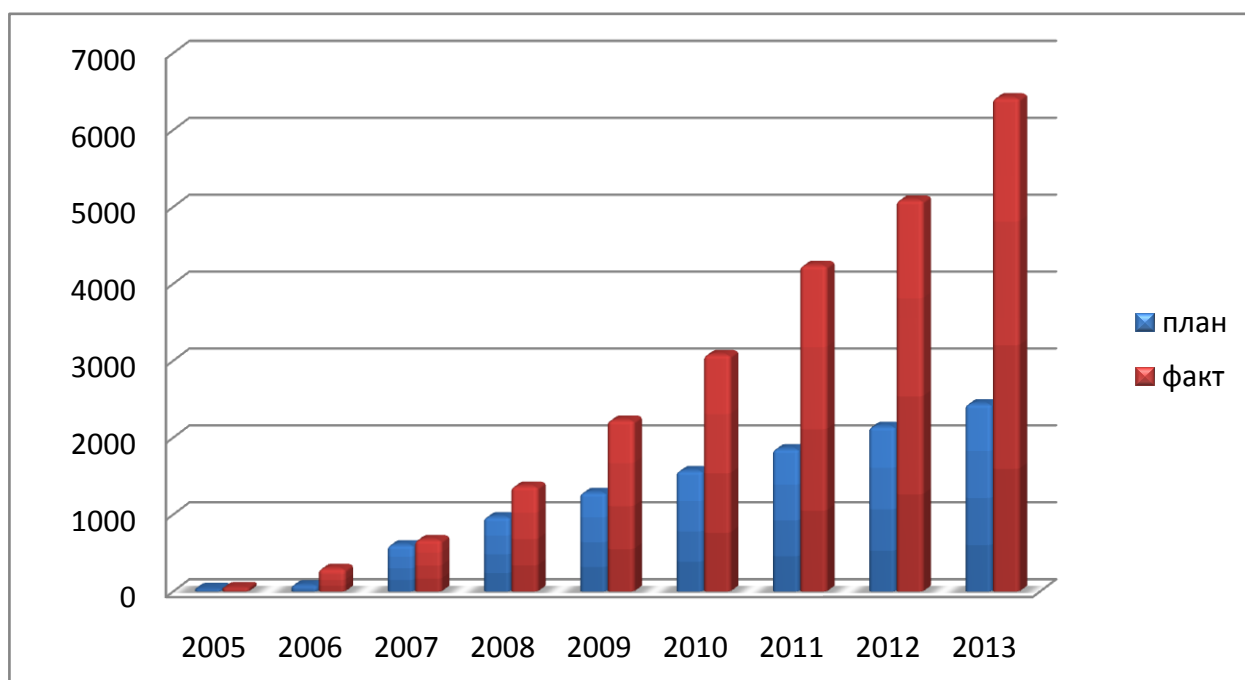


Рисунок. 3.3 – Добыча жидкости по пласту БС₁₀

3.4. Динамика основных показателей разработки

Весь период разработки месторождение проходит через 3 стадии:

Стадия нарастающей добычи (разбуривание и постепенный ввод в промышленную эксплуатацию новых скважин, строительство трубопроводов, ДНС, КНС, ЦППН и т.д.).

Стадия постоянной добычи (ввод в эксплуатацию новых скважин и одновременно обводнение, перевод в ППД, консервация, ликвидация старых).

Стадия падающей добычи (постепенное уменьшение фонда скважин, извлечение оставшихся целиков нефти).

Конитлорское нефтяное месторождение находится на стадии нарастающей добычи. Характеризуется эксплуатационным разбуриванием, вводом в эксплуатацию новых скважин, вводом ГТЭС (газотурбинная электростанция), широким использованием новых технологий, интенсивным обустройством месторождения.

На Конитлорском нефтяном месторождении выделены четыре продуктивных горизонта: БС₁₀⁰, Ач₁ + Ач₂, ЮС₁, ЮС₂. Основными продуктивными горизонтами являются БС₁₀ и Ач₁₋₂, содержащие 98.7 % балансовых запасов нефти месторождения.

Максимальная добыча нефти была получена в 2002 году и составила 2424,0 тыс.т. при среднегодовой обводненности 29,215 %, добычи жидкости 3424,5 тыс.т., закачке воды 5143 тыс.м³. Динамика основных фактических показателей разработки с начала эксплуатации месторождения приводится на рисунке 3.4. [1, 2].

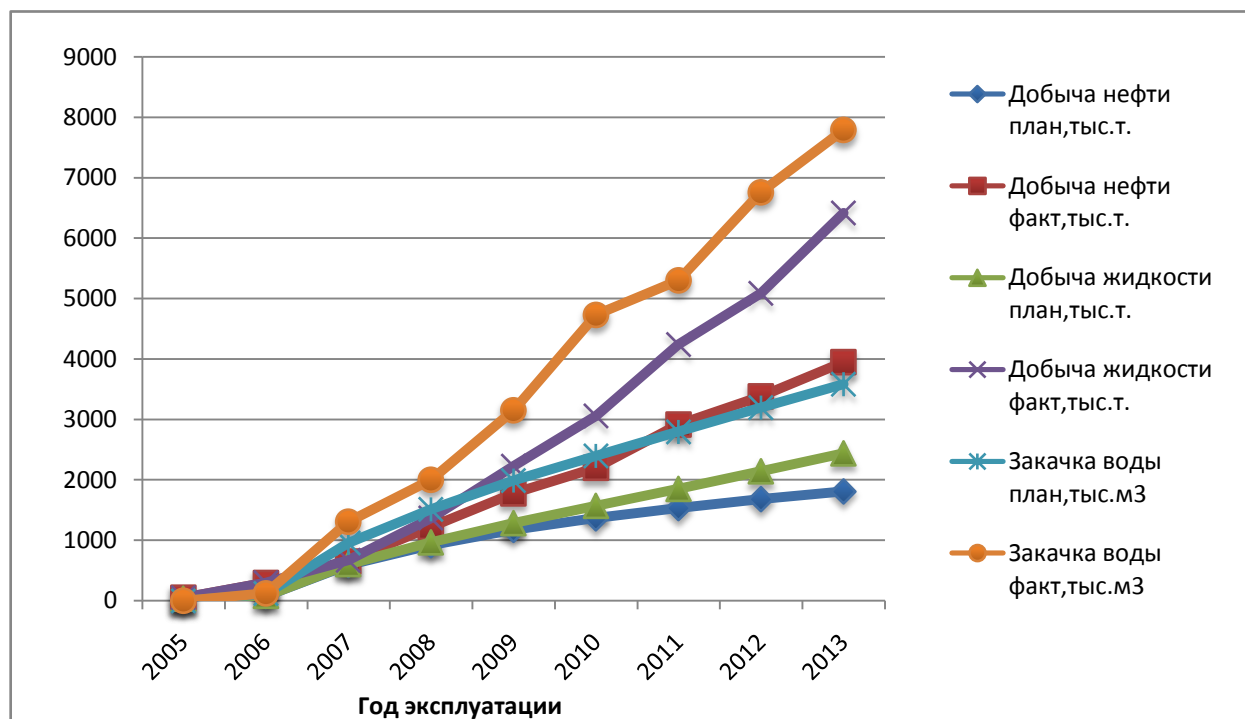


Рисунок 3.4 – Динамика основных показателей разработки пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения

3.5. Контроль и регулирование процесса разработки

Конитлорское нефтяное месторождение находится в стадии разбуривания и нарастающей добычи, на данном этапе разработки необходимо предусмотреть мероприятия с целью получения информации о добывных возможностях месторождения, выявления механизма выработки запасов и установления закономерностей между показателями глубинных и поверхностных исследований. В связи с этим нужно провести полный комплекс исследовательских работ, направленных на получение исходных уточненных данных для определения подсчетных параметров, обоснования способов добычи, системы разработки, оценки запасов упругой энергии и изменения режимов работы залежей.

В 2013 году контроль за разработкой месторождений осуществлялся гидродинамическими, промысловыми и геофизическими методами исследований [2, 4].

Геолого-промысловые и гидродинамические исследования.

Данные исследования проводятся для решения следующих задач:

- изучение гидродинамической связи по разрезу и площади;
- исследование интенсивности падения пластового давления от отбора жидкости, оценки упругого запаса энергии пласта и поддержания пластового давления;
- определение промысловой характеристики скважин;
- отработка технологий воздействия на пласт с целью его возбуждения.

По гидродинамическим исследованиям запланированный объем за 2013 год выполнен на 105%. Общий объем выполненных гидродинамических исследований в 2012 году составил 25714 операций.

На 2014 год запланировано 28 710 гидродинамических. Плановый объем 2014 года по гидродинамическим исследованиям на 1% больше выполненных за 2013 год. Увеличение объема исследований обусловлено увеличением действующего фонда скважин и разбуриванием новых участков залежей.

С целью снижения потерь добычи нефти, связанных с остановкой скважин для замера статического уровня, планируется осуществлять исследования на установившихся режимах с последующим расчетом пластовых давлений.

Физико-химический анализ воды.

При разработке нефтяной залежи осуществляется гидродинамический контроль за работой скважины, который включает в себя:

- определение обводненности продукции скважины;
- определение химического состава попутно добываемых вод;
- определение стабильности добываемых вод на устье скважины по стволу.

Определение химического состава вод производится в объеме шестикомпонентного анализа в соответствии с «Инструкцией по методам анализа минерального состава пластовых вод и отложений соли».

Отбор проб и определение химического состава попутно добываемых вод производится по всем добывающим скважинам ежеквартально [2, 12].

Промыслово-геофизические исследования.

Исследования добывающих скважин производятся для решения следующих задач:

- определение интервала и профиля притока;
- определение источника обводнения;
- изучение технического состояния скважины.

На месторождении предусмотрен механизированный способ добычи нефти. Механизированный фонд скважин методами ГИС исследуется в основном в период ремонта.

Исследования нагнетательных скважин сводятся к решению двух задач:

- определение принимающих интервалов и профиля приемистости;
- изучение технического состояния эксплуатационных колонн и затрубного пространства.

Ежегодный объем ГИС по контролю за работой нагнетательных скважин должен составлять не менее 25 % от действующего фонда скважин. По основным видам контроля за разработкой плановое задание выполнено.

За 2013 год выполнили 1232 (при плане 1200) операций по контролю за разработкой. В 335 добывающих скважинах проведены исследования по определению источника обводнения, в 317 нагнетательных- по определению профиля приемистости. Техническое состояние эксплуатационной колонны обследовано в 321 нагнетательных и в 457 добывающих скважинах. Охват геофизическими исследованиями по контролю за разработкой составил 27,8% действующего добывающего фонда и 57.5% действующего нагнетательного фонда скважин, что соответствует требованию «Регламента по проведению работ по контролю за разработкой». Затраты по НГДУ в 2013 году составили 31,8 млн. руб. [1, 2, 12].

В 2014 году план 893, силами ЦДНГ и ЦПКРС в 2014 году ожидается выполнение 493 исследований. Затраты НГДУ на проведение исследований составят 33,4 млн.руб. Анализ затрат на ГФИ показал более высокую стоимость по сравнению с другими НГДУ.

Превышение стоимости работ по НГДУ связано с рядом объективных причин: большей глубиной скважин, удаленностью месторождений от базы треста "СНГФ", а также большее применение дорогостоящих исследований при ГРП [2,12].

При планировании исследований на 2014 год использовались два основных критерия:

- выполнение требования регламента по контролю за разработкой месторождений и достаточный объем информационного обеспечения при производстве работ по КРС и УЗБС;
- минимизация затрат на производство исследований;

В целях сокращения затрат планируется проведение 1 партией последовательно 10-15 исследований одного месторождения, что исключит затраты на пробег.

Контрольные скважины.

Для контроля за изменением нефтенасыщенности и ВНК пласта БС₁₀⁰ предлагается использовать 12 эксплуатационных скважин, пробуренных на пласты Ач₁, Ач₂ и ЮС₂, вскрывших пласт БС₁₀⁰. Провести фоновый замер в этих скважинах необходимо сразу после выхода из бурения. Геофизический комплекс содержит импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК), широкополосной акустический метод (ШАМ) и термометрия.

Промысловые исследования.

Определение обводненности продукции добывающих скважин должно осуществляться в виду разовых исследований по всем скважинам, выходящим из бурения или ремонта и в процессе эксплуатации.

Обводненность определяется по данным лабораторного анализа проб жидкости, отбираемых с устья скважины один раз в неделю.

Контроль за качеством закачиваемой в пласт воды должен осуществляться лабораторным анализом проб на содержание твердых взвешенных веществ (ТВВ), железа (Fe):

- один раз в месяц на водозаборе, на КНС;
- один раз в месяц на устьях нагнетательных скважин;
- На содержание нефтепродуктов после очистных сооружений:
- один раз в смену;
- один раз в сутки на КНС;
- один раз в месяц на устьях нагнетательных скважин;

По промысловым исследованиям запланированный объем за 2013 год выполнен на 102%. Объем выполненных промысловых исследований составил 213436 операций, в т.ч.:

- анализ обводненности добываемой продукции – 71280опер.;
- замеры дебита жидкости – 94160опер.;
- приемистости – 33649опер.

На 2013 год была выполнено 498 промысловых исследований.

Таблица 3.4 – Виды, объемы и периодичность исследований по контролю за разработкой Конитлорского месторождения

Задачи исследований	Категория скважин	Контролируемые параметры	Способ и метод исследований	Охват исследований, %	Периодичность исследований	Примечание
1. Контроль технологических параметров работы скважин и физико-химических характеристик пластовых флюидов	Добывающие	Дебит жидкости	Объемный метод на установке типа «Спутник»	100	Один раз в неделю	
		Обводненность	Отбор проб жидкости с устья и лабораторный анализ	100	Один раз в неделю	
		Физ.св-ва, химический состав нефти	Отбор глубинных проб. Физико-химический состав нефти	10 скв.	Три раза в год	Отбор проб в 5-и скважинах на каждый пласт
		Состав воды	Отбор поверхностных и глубинных проб воды. Полный и компонентный состав воды	По согласованию с НИПИ		Отбор проб в скважинах, равномерно расположенных по площади
2. Контроль энергетического состояния залежей	Добывающие	Пластовое давление(статический уровень)	Барометрия, определение статического уровня	Опорная сеть	Один раз в квартал	
		Забойное давление(динамический уровень)	Барометрия, определение уровня жидкости в скважине		Разовые исследования	По всем новым скв. и при изменении режима работы скв.
		Устьевое давление	Барометрия	100	Один раз в месяц	
	Нагнетательные	Забойное давление	Барометрия	100	Разовые исследования	
		Пластовое давление	Барометрия	Опорная сеть	Один раз в квартал	
		Устьевое давление	Барометрия	100	Один раз в месяц	
	Пьезометрические	Пластовое давление	Барометрия	100	Один раз в квартал	
		Пласт.температура	Термометрия	100	Один раз в полугодие	

Продолжение таблицы 3.3.

Задачи исследований	Категория скважин	Контролируемые параметры	Способ и метод исследований	Охват исследований, %	Периодичность исследований	Примечание
3.Определение гидродинамических параметров в пласта	Добывающие	Коэффициенты продуктивности, гидропроводности	Объемный метод на установке типа «Спутник»	100	После пуска в эксплуатацию из бурения и после ГТМ	
	Нагнетательные	Коэффициенты приемистости и гидропроводности	Методы снятия кривых падения давления	100	После пуска в эксплуатацию из бурения и после ГТМ	
4.Количественная оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности	Добывающие	Нефтенасыщенные толщины, коэффициенты нефтенасыщенности	Способ закачки солевых растворов разной минерализации и исследования методом ИННК, методы потокометрии	6 скв.	Разовые исследования	Один раз в год
5.Оценка характера насыщения	Контрольные неперфорированные	Хар-р насыщения, заводняемая толщина	Импульсный нейтрон-нейтронный метод ШАМ, термометрия	Контрольные скважины – 18 скв.	Один раз в год	
6.Определение работы пласта	Добывающие	Профиль отдачи, интервалы заводнения	Методы расходомерии, индикации притока, термометрии, резистивиметрии, нейтрон-нейтронного каротажа, пластоиспытатель	20% от действующего фонда	Один раз в год	
	Нагнетательные	Профиль приемистости	Методы расходомерии, термометрии, нейтрон-нейтронный каротаж меченой жидкости	25% от действующего фонда	Один раз в год	

3.6. Повышение нефтеотдачи пластов и капитальный ремонт скважин

С целью повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на Конитлорском месторождении в 2013 году применялись физико-химические и физические методы воздействия на пласты [2].

1. Физико-химические методы (воздействие через нагнетательные скважины).

Наиболее успешными и эффективными методами повышения нефтеотдачи и интенсификация добычи нефти является воздействие через нагнетательные скважины путем закачки нефтенола, эффективность на 1 скважину составила 1,3 т/сут., стоимость метода 4481,0 тыс.руб.

Эффективность перечисленных технологий на 1 отреагировавшую скважину составила:

ПДС	– 7,9 т/сут;
ВУС	– 9,8 т/сут;
гл.ВУС	– 5,9 т/сут;
КМЦ+БГ+ПАВ	–2,9 т/сут
закачка нефтенола (адресная)	– 1,5 т/сут;
ЭПС	– 9,6 т/сут;
ЩСПК	– 4,1т/сут.

На Конитлорском месторождении эффективность от закачки нефтенола составила 1,3 т/сут.

2. Физические методы.

В 2013 году проведено 32 ГРП при плане 5. Успешность составила 97%, эффективная добыча составила 79301т. нефти.

Наибольший эффект достигнут на Конитлорском месторождении (15,3 т./сут. на одну скважину). Учитывая высокий эффект и его продолжительную длительность, в 2014 году также планируется проведение ГРП на всех месторождениях.

Сургутским УПНПиКРС выполнено 356 ремонта и 9 скважино-операций при плане 334 ремонтов и добыто дополнительно за счет этого 358571т нефти. В связи с проведением комплекса профилактических мероприятий, направленных на уменьшение образования гидратно-парафиновых отложений, в 2013 году сокращено количество ремонтов, направленных на восстановление циркуляции. Так, в 2011 году таких ремонтов выполнено 215, в 2013 году -46. Работы по восстановлению циркуляции «гибкой трубой» позволили дополнительно добыть из

отремонтированных скважин 191,247 тыс. т нефти. Общая успешность составила 96%.

Всеми исполнителями для НГДУ «Комсомольскнефть» выполнено 845 ремонтов при плане 792 ремонта. Дополнительная и восстановленная добыча нефти от проведенных работ составила 946241т при плане 777814т. С начала года проведено 60 ремонтно-изоляционных работ, в том числе 49 на добывающем, 11 на нагнетательном фонде. Работы по изоляции обводненных интервалов и перетоков воды проведены в 25 скважинах, 23 из них на добывающем фонде. На нагнетательном фонде основной вид РИР – ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн (9 скважин). Дополнительная и восстановленная добыча по РИР составляет 21,172 тыс.т.

При проведении КРС проводилась дополнительная перфорация. Так, перестрелов сделано по Конитлорскому месторождению 30, дострелов-8 [12].

Итоги

На основании анализа разработки месторождений с целью ее совершенствования и регулирования можно выделить несколько проблем и задач:

Для перспективного планирования добычи и проектирования обустройства Конитлорского нефтяного месторождения (пласт БС₁₀) разработка осуществляется с применением блоковой трехрядной системы.

Конитлорское нефтяное месторождение находится на второй стадии разработки и характеризуется показателем нарастающей добычи, эксплуатационным разбуриванием, вводом в эксплуатацию новых скважин.

Превышение фактического уровня добычи нефти над проектным достигается за счет проведения ГРП, а также за счет превышения фактического фонда скважин над проектным.

4. ТЕХНОЛОГИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

4.1. Конструкция типовой скважины

На Конитлорском месторождении конструкция скважин выбирается с учётом геологического строения вскрываемых скважиной пластов. Каждая колонна опускается до определённой глубины и цементируется до запроектированного уровня. Типовая скважина Конитлорского месторождения имеет следующую конструкцию (приложение 5) [4].

Направление диаметром 324 мм спускается на глубину 100 м и цементируется до устья. Применяется для перекрытия верхних почвенных слоев, придания скважине устойчивого вертикального направления.

Кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 500 метров для добывающих и 700 метров для нагнетательных.. Служит для перекрытия верхних неустойчивых пород, предотвращения осыпей и прихвата инструмента при бурении.

Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм опускается в интервале 390-1800 метров. Цементируется на всю длину тем же тампонажным раствором, как и кондуктор.

Хвостовик изготавливается из обсадных труб диаметром 139,7 или 146 мм спускается на глубину на 50 метров ниже проектного горизонта. Цементируется на 100 метров выше башмака кондуктора.

Хвостовик окончательно образует ствол скважины. Глубина цементного стакана, остающегося после цементирования эксплуатационной колонны, является искусственным забоем. Верхняя часть обсадных труб заканчивается колонной головкой. Она предназначена для подвешивания и обвязки обсадных колонн с целью герметизации межтрубного пространства, контроля и управления межтрубными проявлениями и служит основанием для устьевого оборудования - для различных способов эксплуатации скважин. [5].

4.2. Способы эксплуатации скважин Конитлорского месторождения

На Конитлоском месторождении добыча нефти ведётся механизированными способами. Установка с погружным электронасосом состоит из центробежного насоса и электродвигателя специальной конструкции с протектором. Валы двигателя и центробежного насоса через протектор соединены шлицевыми муфтами в одно

целое. ЭЦН спускают в скважину на трубах, параллельно которым расположен гибкий, бронированный кабель, подводящий электроэнергию к двигателю. Управление и контроль за работой насоса автоматизированы и осуществляются при помощи станции управления.

На практике не всегда удаётся подобрать насос с характеристикой, точно отвечающей характеристике скважины. Часто насос развивает напор и подачу, большие, чем это необходимо для создания оптимальных условий работы системы скважина-насос. Приходится прибегать к искусственному регулированию работы насоса, например, к ограничению его подачи.

УШГН представляет собой поршневой насос одинарного действия шток, которого связан колонной штанг с наземным приводом - станком - качалкой. Последний включает в себя кривошипно-шатунный механизм, преобразующий вращательное движение первичного двигателя в возвратно-поступательное движение и сообщает его колонне штанг и плунжеру насоса.

Схема обвязки скважины с УЭЦН и принципиальная схема компоновки скважины с УШГН показаны на рисунках 4.4. - 4.5.

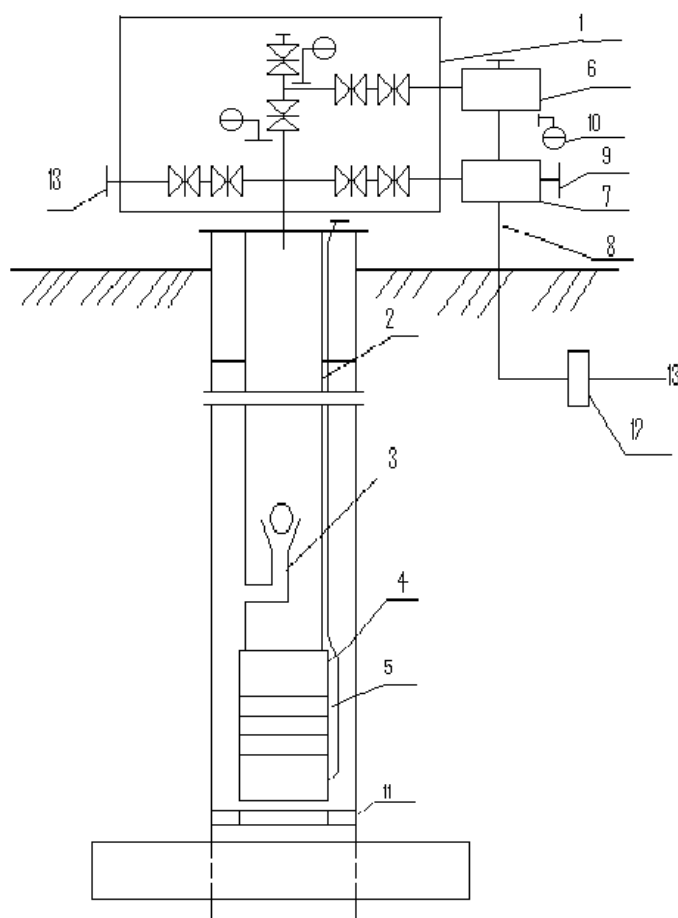


Рисунок 4.4 – Схема обвязки скважин с УЭЦН (режим “фонтан-насос”):

1 - арматура устья на 21.0 М Па, 2 - НКТ, 3 - клапан фонтанный, 4 –УЭЦН, 5 – диспергатор, 6 – штуцер, 7 - клапан регулятор, 8 – манифольд, 9 -люк для извлечения клапана, 10 – манометры, 11 - муфта противоположная, 12 - клапан предохранительный ОК-2М, 13-73 мм патрубок замера уровня, 13 - замерное устройство.

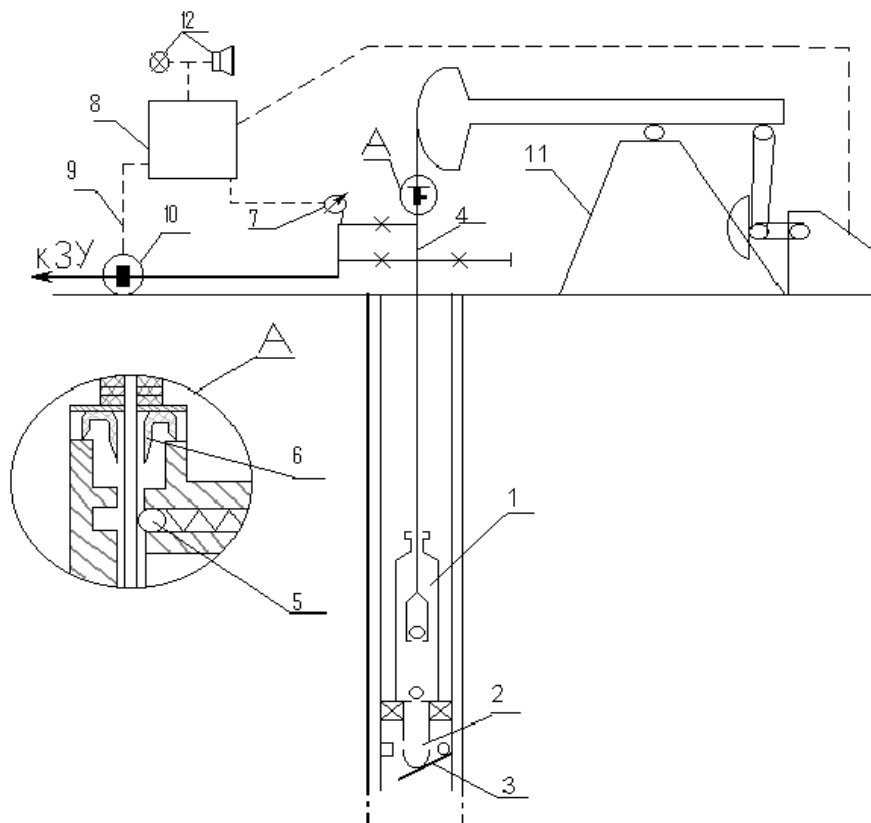


Рисунок 4.5 – Принципиальная схема компоновки скважины, оборудованной УШГН, при эксплуатации газонефтяных залежей:

1 – насос, 2 - хвостовик насоса, 3 - клапан-отсекатель, 4 - фонтанная арматура АШК-65-210, 5 - клапан аварийный СУСа (на случай обрыва штанг), 6 -резервная самоуплотняющаяся манжета СУСа, 7 - электронный манометр, 8 - станция управления СУС-01, 9 – кабель, 10 - устьевой отсекатель ОС-2М, 11 -станок-качалка, 12 - световая и звуковая аварийные сигнализации.

4.3. Оборудование, применяемое для ГРП

Для создания высоких давлений и скоростей закачки рабочих жидкостей в процессе гидравлического разрыва пласта, смешивания песка и жидкости, их перевозки применяют мощные насосные и пескосмесительные агрегаты, автоцистерны и специальное устьевое оборудование [4, 6].

Насосный агрегат - предназначен для закачки в скважину жидкости и песчаножидкостной смеси. Управление агрегатом производится с поста, расположенного в кабине автомобиля.

Пескосмесительный агрегат - предназначен для перевозки песка и приготовления песчаножидкостной смеси.

Автоцистерны предназначены для перевозки жидкостей, используемых при гидравлическом разрыве пластов, гидropескоструйной перфорации и подачи ее в пескосмесительный или насосный агрегат.

Блок манифольда - предназначен для обвязки агрегатов между собой и с устьевой головкой при нагнетании жидкости в скважину. Применение блока манифольда при цементировании скважин, гидравлическом разрыве пласта и гидropескоструйной перфорации сокращает время монтажа и демонтажа коммуникаций, обвязки агрегатов между собой и с устьевой головкой и значительно упрощает эти работы.

Крестовина - служит для соединения арматуры с насосно-компрессорными трубами, спущенными в скважину при помощи комплекта переводников. Крестовина имеет три горизонтальных отвода, К двум из них через пробковые краны присоединяют напорные линии; третий отвод снабжен краном для разрядки давления в колонне насосно-компрессорных труб. В верхнюю часть крестовины ввинчен патрубок с заглушкой для захвата элеватора при спускоподъемных операциях.

Устьевая головка - предназначена для соединения арматуры с устьем скважины. В головке монтируется самоуплотняющаяся резиновая манжета, которая герметизирует пространство между колонной насосно-компрессорных труб и обсадной колонной. [4, 6, 12].

4.4. Состав комплекса спецтехники для ГРП

Для производства ГРП используется следующая техника:

- КРЛЗ-250 ЦА.
- Урал-4320 пожарная машина.
- Кенворд песковоз.
- Кенворд хим.фургон.
- Кенворд блендер.

- Кенворд цемент агрегат.
- Кепворд-трубовоз.
- Форд-350 лаборатория.
- УАЗ-3962 санитарный фургон.
- К-700 вакуумная установка.

Техника Кенворд оборудована специальными фильтрами, улавливающими выбросы.

4.4.1. Установка для гидроразрыва пласта

Самоходная насосная установка для гидроразрыва пласта компании STEWART&STEVENSON, модель FC-2251

Данная установка монтируется на грузовом шасси и может эксплуатироваться в условиях внедорожья на нефтяных месторождениях.

Эта установка может использоваться для закачивания ингибиторованных кислот и других видов жидкостей с расклинивающими наполнителями для интенсификации скважин. Дистанционное управление установкой осуществляется либо от портативного блока управления в виде чемоданчика, либо от Мобильной системы сбора данных и управления.

Данная установка предназначена для работы в условиях окружающей среды с температурой от -40°C до +40°C. Расположенный на настиле установки двигатель способен обеспечивать мощность в 2250 л. с. (BHP) на маховике (по SAE), а минимальная мощность трехцилиндрового насоса составляет 2000 л. с.

При работе с полной мощностью при любой скорости в пределах рабочего диапазона скоростей и на любой передаче расположенного на настиле установки двигателя, и при условии отсутствия превышения рабочих параметров при работах по закачиванию, никакие компоненты не будут вибрировать с чрезмерной амплитудой в резонанс с рабочими частотами двигателей и насосов. Кроме того, в системе будут отсутствовать чрезмерные вращательные вибрации двигателя-трансмиссии или насоса вследствие передаваемого крутящего момента и гибкости салазок и систем крепления.

4.4.2. Смеситель модели MC-60 компании STEWART&STEVENSON

Данная установка монтируется на грузовом шасси и может эксплуатироваться в условиях внедорожья на нефтяных месторождениях [6].

Пескосмеситель блендер предназначен для перевозки песка и приготовления песчаножидкостной смеси. Он состоит из бункера с смонтированными в него шнековыми транспортерами для выдачи песка в смесительное устройство; смесительного устройства вертикального типа, центральный вал которого оснащен тремя рядами лопастей; центробежного насоса; силовой установки на базе двигателя внутреннего сгорания (для привода центробежного насоса); коробки отбора мощности и механизмов управления агрегатом.

Данная установка предназначена для работы в условиях окружающей среды с температурой от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$. Ниже рассматриваются другие основные эксплуатационные характеристики установки:

- Максимальная производительность смесителя составляет:
- Расход жидкости: 60 баррелей/мин ($9,54 \text{ м}^3/\text{мин}$).
- Максимальное давление нагнетания: 70 фунтов/дюйм² (4,8 бар).
- Максимальная плотность на стороне нагнетания: 20 фунтов песка на галлон воды.
- Дозирование сухих химикатов: макс. всего $2,6 \text{ м}^3/\text{мин}$ ($0,074 \text{ м}^3/\text{мин.}$).
- Производительность по жидким химикатам: макс. 15 амер. галлонов в минуту (57 литров в минуту).
- Введение реагентов для разрыва пласта (проппанта): 15500 фунтов/мин макс (7000 кг/мин).

4.4.3. Установка для ввода химических добавок

На Конитлорском месторождении используется установка для ввода химических добавок компании STEWART&STEVENSON модели CC-5CAS. [6].

Установка является полностью автономной и предназначена для совместного использования со стандартным комплектом оборудования для гидроразрыва пласта. Установка рассчитана на работу с большими объемами химреагентов для гидроразрыва пласта.

Емкости для поверхностно-активных веществ и полимеров, а также насосная система этой установки используются для подготовки жидкости для гидроразрыва при помощи блендера модели MC-60.

Установка способна работать продолжительное время в непрерывном режиме. Установка рассчитана на работу в условиях окружающей температуры от -40°C до +40°C.

Краткая характеристика основных элементов:

1. Система резервуаров.

На установке надежно закрепляется 6 (шесть) цилиндрических универсальных резервуаров для химреагентов в соответствии с требованиями Министерства Транспорта США.

Все резервуары оборудуются люками для загрузки, выходными/входными фланцевыми соединениями из нержавеющей стали, клапанами с дистанционным пневматическим управлением.

2. Система для перекачивания химреагентов.

На установке используется 5 (пять) насосов-дозаторов химикатов объемного типа; обеспечивающих следующие значения номинального расхода:

- Насос для полимеров: от 0 до 40 галлонов в минуту.
- Насос для поверхностно-активных веществ: от 1 до 10 галлонов в минуту.
- Насос 1 для агента для образования межмолекулярных связей/брейкера: от 1 до 10 галлонов в минуту.
- Насос 2 для агента для образования межмолекулярных связей/брейкера: от 1 до 20 галлонов в минуту.
- Насос для брейкера: от 0,1 до 1 галлона в минуту.

На выходе нагнетания каждого насоса установлен высокоточный расходомер, обеспечивающий очень точное определение массового расхода и суммарного расхода в цифровой форме. Эти данные могут быть определены по индикаторным устройствам, расположенным на панели измерительных приборов и управления.

3. Гидравлическая система.

Приводимая в действие от привода отбора мощности грузового шасси, в состав установки входит гидравлическая насосная система, скомпенсированная по давлению, питающая следующие гидравлические двигатели:

- 5 (пять) насосов для дозирования химреагентов;

- 1 (одна) мешалка в емкости;
- 1 (один) центробежный насос.

В состав гидросистемы входит резервуар для гидравлической жидкости, гидравлическая муфта, фильтры, редукционные и контрольные клапаны, все необходимые шланги и фитинги.

4.5. Подземное оборудование, применяемое для ГРП

На рисунке 4.6. представлена схема расположения подземного оборудования при гидравлическом разрыве пласта [6].

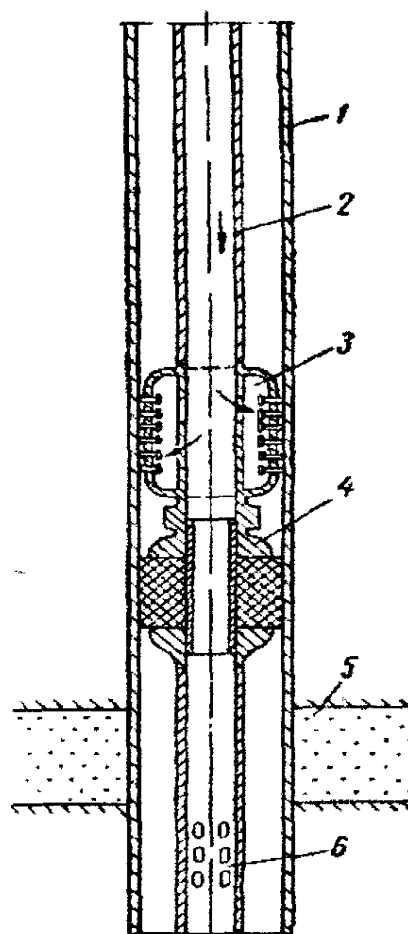


Рисунок 4.6 – Схема расположения подземного оборудования при гидравлическом разрыве пласта:

1 - обсадная колонна; 2 - насосно-компрессорные трубы; 3 - гидравлический якорь; 4 - пакер; 5 - продуктивный пласт; 6 – хвостовик.

Для проведения ГРП СУПНП и КРС использует технологические НКТ-73мм (для спуска и подъема "пера"; спуска и подъема скрепера) и НКТ-89мм с

высаженными концами (для установки пакера и непосредственно в процессе проведения операции ГРП) [6].

Пакер типа ПН-ЯМ предназначен для разобщения пространств эксплуатационной колонны нефтяных и газовых скважин и защиты ее от воздействия пласта, состоит из уплотнительного устройства, плашечного механизма и фиксатора типа байонстного замка, представленного на рисунке 4.7.

Для восприятия усилия от перепада давлений, действующего на пакер в одном или двух направлениях, пакер должен иметь соответствующее заякоривающее устройство (якорь), наличие которого в шифре пакера обозначается буквой Я,

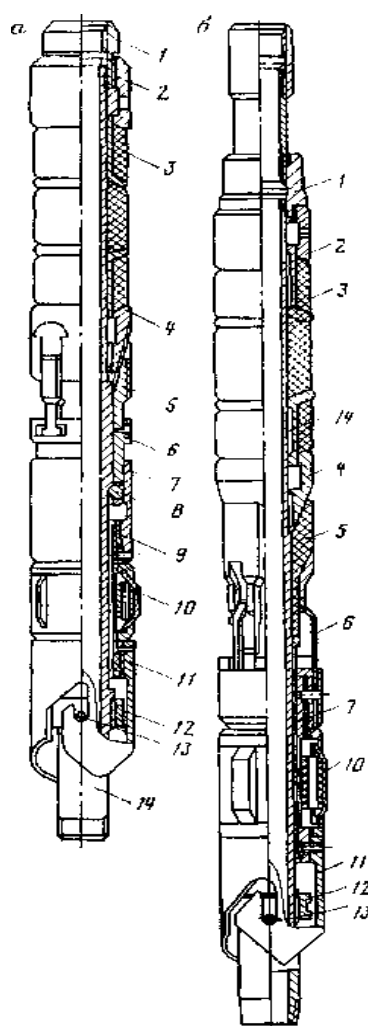


Рисунок 4.7– Пакер ПН-ЯМ:

1-головка; 2-упор; 3-манжеты; 4- конус; 5-плашка; 6-плашкодержатель; 7-цилиндр; 8-захват; 9-корпус фонаря,; 10-башмак; 11-замок; 12-гайка; 13-галец; 14-ствол.

4.6. Жидкость разрыва и расклинивающий агент

Сургутским УПНП и КРС работы по ГРП производятся на основе импортных химреагентов фирм «В.Л.сервис» и «CatOil» как на дизтопливе, так и на воде. Выполнено 10 операций на реагентах отечественной фирмы «Химеко Ганг». Набор отечественных реагентов более чем вдвое дороже и более чем в 4 раза больше по объему [4].

Совместно с представителями фирмы «Clear-water» проведено тестирование гелирующих составов для приготовления жидкости разрыва на солевом растворе. Ведутся работы с другими иными фирмами по проведению аналогичного тестирования гелирующих составов для солевого раствора и смеси нефти и дизтоплива. Данные составы позволяют сократить количество ГРП на дизтопливе при низких температурах и снизить общие затраты на проведение ГРП. Успешность ГРП- 97%. Необходимый объем жидкости разрыва определяется при расчете ГРП, в среднем он составляет 35-40 м³.

Описание.

Продукт HGA-43, агент для создания поперечных связей, (сшивки геля), содержит ион особого металла +3 и в корне отличается от используемых «традиционно» соединений алюминия. Он обеспечивает очень широкий диапазон концентраций для поперечного связывания. Сочетание HGA 37/43 эффективно желатинизирует большинство жидких углеводородов, включая дизтопливо, сырую нефть, конденсат, спирты и керосин. Гель образуется быстро, и его вязкость обладает рядом преимуществ по сравнению с лучшими поперечно-связанными водными гелями для гидроразрыва. Гели, использующие HGA-37/43, стабильны в интервале забойных температур от 60 до 150⁰С.

Продукт HGA-37 содержит особый сложный эфир фосфорной кислоты, специально оптимизированный для поперечно-связующего агента HGA-43. По сравнению с другими сложными эфирами фосфорной кислоты, используемыми для желатинизации нефти, он содержит очень много асимметричного диэфира. Асимметричный диэфир является важным компонентом, так как контролирует изменение вязкости.

Применение.

Оба продукта HGA-37 и HGA-43 используются в новой усовершенствованной гелевой системе. При простой обработке трещин, следует нагнетать HGA-37 и HGA-43 в соотношении 1:1. Ввиду того, что поперечно-связующий агент HGA-43

действует быстрее, чем используемые традиционно поперечно-связующие алюминиевые системы, его можно добавлять непрерывно в процессе обработки. Продукт HGA-37 также можно добавлять непрерывно, но его, как правило, подмешивают предварительно.

Максимальные вязкости достигаются в течение минуты, и не происходит дальнейшего увеличения вязкости. Оптимальное выполнение функций зависит от правильности соотношения содержаний гелеобразователя и поперечно-связующего агента.

Преимущества системы.

- Быстрое гелеобразование при добавлении обоих компонентов «по ходу» (непрерывно).
- Очень широкое окно концентраций для поперечного связывания.
- Соотношение один к одному содержаний поперечно-связующего агента и сложного эфира фосфорной кислоты упрощает применение в полевых условиях
- Пригодны для использования в большинстве нефтей и растворителей.
- Быстро выходят на стабильную максимальную вязкость.
- Продукты обладают внутренним механизмом для контроля потерь жидкости.
- Высокая вязкость подобно вязкостям водных поперечно-связанных систем для гидроразрыва.

Дозировка.

При нормальных полевых условиях, дозировка от 5 до 10 л/м³ каждого из продуктов HGA-37 и HGA-43 достаточна для желатинизации очищенного углеводорода. Конкретные концентрации зависят от требований к окончательной вязкости. Система HGA-37/43 также эффективна для желатинизации сырых нефтей. Продукт HGA-37 следует предварительно смешивать с сырой нефтью при различных его концентрациях, начиная с 0,5-1,0 объемных процентов и, соответственно менять концентрации поперечно-связующего агента HGA-43, поддерживая одно и то же соотношение этих добавок. По истечении некоторого времени измеряется вязкость. Обычно, для желатинизации сырой нефти требуется увеличить дозировку продуктов HGA-37 и HGA-43 на 25 %.

ClearPropSLC является экономичным расклинивающим песком используемым при напряжениях до 340 атм . Не образует мелких частиц при высоких температурах и давлениях. *ClearPropSLC* сохраняет длительную проницаемость около 100 мд.

ClearPropSDC является расклинивающим наполнителем с двумя покрытиями для скважин со средним сжимающим давлением до 476 атм. Внутреннее покрытие состоит из отпущенного полимера для высокого сопротивления раздавливанию при давлениях и температурах в скважине. Внешнее покрытие отверждается в разрыве предотвращает заделку и обратное течение, поскольку отверждается только при наличии сжимающего напряжения, он обычно не отверждается в трубах или в обсадной колонне.

PropSHS является расклинивающим наполнителем высокого качества с двумя покрытиями для скважин со средним сжимающим давлением до 612 атм. Внутреннее покрытие состоит из отпущенного полимера покрывающего зерно высококачественного песка «Ottawa». Внешнее покрытие является равномерным, мягким полимером, который набирает прочность в скважине при сжимающих температуре и напряжении, образуя пачку которая не движется. Поскольку набор прочности только при сжимающем напряжении он обычно не происходит в трубах или обсадной колонне.

5. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП

5.1 Методы интенсификации притока

На Конитлорском месторождении к трудноизвлекаемым относится большая часть запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, залежам с водонефтяными зонами. Эксплуатация скважин, расположенных в этих зонах, осложнена из-за низких дебитов и приемистости скважин, высокой обводненности и высокого газового фактора [1, 4].

Для увеличения суммарного объема добычи нефти из пласта, поддержания темпа добычи и улучшения качества добываемой продукции проводят работы по интенсификации притока. Цель воздействия - восстановление и улучшение фильтрационной характеристики призабойной зоны, главным образом за счет увеличения ее проницаемости и снижения вязкости флюидов, снижения темпов обводнения добывающих скважин. Проницаемость пород призабойной зоны скважин улучшают путем искусственного увеличения числа и размеров дренажных каналов путем увеличения трещиноватости пород, а также путем удаления парафина, смол и грязи, осевших на стенках поровых каналов.

Методы увеличения проницаемости пород призабойной зоны скважин можно условно разделить на химические, физические и тепловые. Часто для получения лучших результатов эти методы применяют в сочетании друг с другом или последовательно. Выбор метода воздействия на призабойную зону скважины определяется пластовыми условиями [12].

1. Химические методы воздействия (кислотные методы и методы обработки растворителями) дают хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных коллекторах. Их успешно применяют в цементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные цементирующие вещества.

2. Физические методы предназначены для удаления из призабойной зоны скважины остаточной воды и твердых мелкодисперсных частиц, что в конечном итоге увеличивает проницаемость пород по нефти.

3. Тепловые методы воздействия применяются для удаления со стенок поровых каналов парафина и смол, а также для интенсификации химических методов обработки призабойных зон.

Данные о количестве мероприятий по интенсификации добычи в таблице 5.1. [2].

Таблица 5.1 – Анализ внедрения различных методов интенсификации добычи пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения по количеству

№	Наименование мероприятия	2006		2007		2008		2009	
		Количество операций							
		План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт
1.	Химические методы								
1.1.	Кислотными методами	—	—	0	6	10	4	0	10
1.2.	Обработка растворителями	0	1	0	4	15	5	0	3
	ИТОГО по химическим методам	0	1	0	10	25	9	0	13
2.	Физические методы								
2.1.	Глубокопроникающий разрыв пласта ГРП	0	1	23	19	25	44	0	32
2.2.	Перфорационными методами	0	1	3	2	0	1	0	4
	ИТОГО по физическим методам	0	2	25	21	25	45	0	36
	ВСЕГО по методам	0	3	25	31	50	54	0	49

Продолжение таблицы 5.1.

№	Наименование мероприятия	2010		2011		2012	
		Количество операций					
		План	Факт	План	Факт	План	Факт
1.	Химические методы						
1.1.	Кислотными методами	0	27	25	38	10	68
1.2.	Обработка растворителями	0	11	3	4	7	20
	ИТОГО по химическим методам	0	38	28	42	17	88
2.	Физические методы						
2.1.	Глубокопроникающий разрыв пласта ГРП	0	24	15	23	5	32
2.2.	Перфорационными методами	0	4	7	30	22	34
	ИТОГО по физическим методам	0	28	22	53	27	66
	ВСЕГО по методам	0	66	50	95	44	154

Наибольшее применение среди химических методов имеют СКО и ГКО.

Солянокислотная обработка (СКО) скважин основана на способности соляной кислоты проникать в глубь пласта, растворяя карбонатные породы. В результате на значительном расстоянии от ствола скважин развивается сеть расширенных поровых каналов, что значительно увеличивает фильтрационные свойства призабойной зоны пласта и приводит к повышению продуктивности скважин [4].

Глинокислотная обработка (ГКО) наиболее эффективна в коллекторах, состоящих из песчаников с глинистым цементом и представляет собой смесь плавиковой и соляной кислот. При взаимодействии этой смеси с породой растворяются глинистые составляющие и частично - кварцевый песок. Глина утрачивает пластичность и способность к разбуханию, а ее взвесь в воде теряет свойство коллоидного раствора.

К физическим методам относятся:

- гидравлический разрыв пласта

Наиболее распространенным физическим методом является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Он оказывает воздействие не только на призабойную зону пласта, но и способствует повышению нефтеотдачи. При ГРП создается система глубокопроникающих трещин длиной до 50 - 100 м, в результате чего значительно увеличивается дренируемая скважиной зона и повышается производительность скважин. Продолжительность эффекта от ГРП достигает 3-5 лет, коэффициент успешности - 85%.

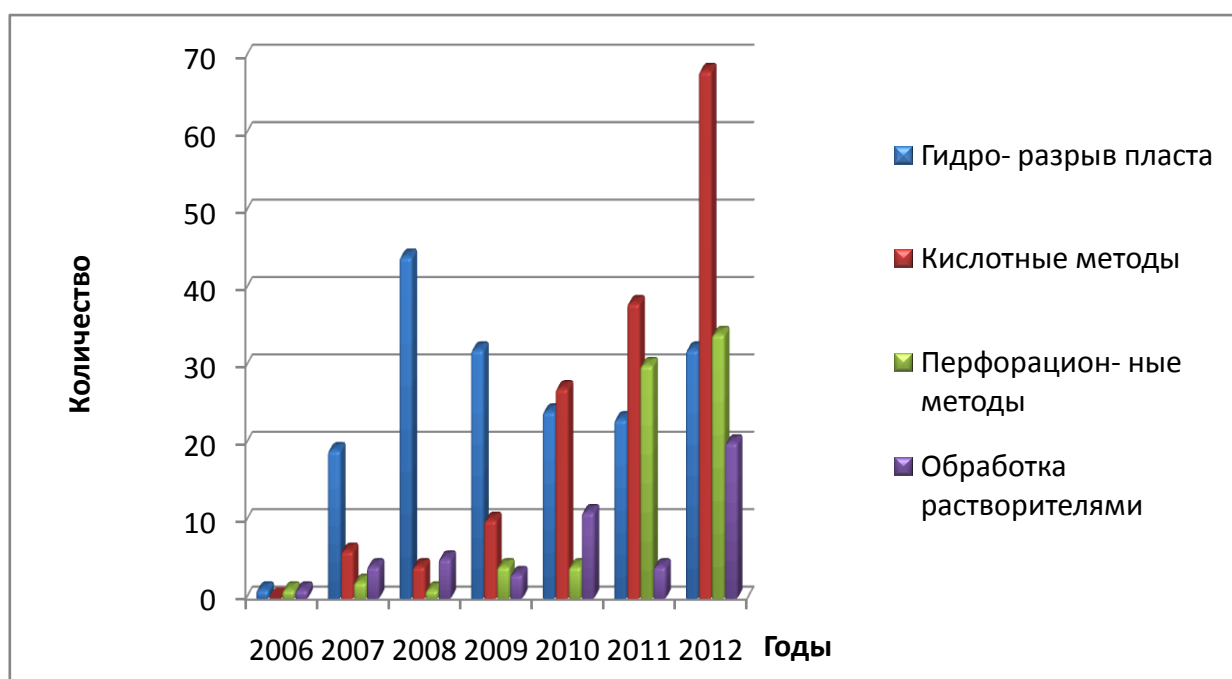


Рисунок 5.1–Динамика проведения мероприятий по интенсификации притока по пласту БС₁₀

5.2. Анализ эффективности ГТМ по интенсификации добычи

На Конитлорском месторождении методы интенсификации притока впервые были использованы в 2006 году [2].

Начиная с 2007 года НГДУ “Комсомольскнефть” добилось результата, в этом году дополнительная добыча от проведения мероприятий ГТМ по интенсификации притока составила 89685 тонн нефти, это значение почти в два раза больше запланированного. Это связано с улучшением качества проведения ГРП и улучшением качества обработки призабойной зоны пласта растворителями [12].

Значительную часть дополнительной добычи составляет дополнительная добыча от проведения ГРП-85313 тонн нефти, остальные методы не так эффективны. Нельзя давать строгие оценки кислотным методам, так как кислотная обработка применялась на Конитлорском месторождении первый раз.

В 2008 году дополнительная добыча от проведения мероприятий по интенсификации притока составила 142298 тонн нефти, это почти на 5% меньше запланированной. Такое значение фактических показателей связано с не качественным использованием химических методов ОПЗ скважин (рисунок 5.5.), и при этом фактическая дополнительная добыча, при применении физических методов интенсификации притока, превысила плановое значение почти на 22 тыс. тонн нефти. Повысилась эффективность перфорационных методов (рисунок 5.7.)

В 2009 году дополнительная добыча от проведения ГТМ по интенсификации притока составила 115245 тонн нефти, необходимо заметить, что это на 27053 тонны меньше, чем в предыдущем году. Заметно значительное уменьшение значения дополнительной добычи от ГРП, это связано с уменьшением количества мероприятий, из-за обводнения скважин, после проведения ГРП (рисунок 5.6.).

В 2010 году дополнительная добыча от проведения ГТМ по интенсификации притока, по сравнению с двумя предыдущими годами понизилась и составила 106955 тонны нефти. Хорошо заметен спад эффективности от проведения в скважинах ГРП, как и в предыдущем году, это связано с обводнением скважин после проведения в них ГРП.

Если рост обводнения скважин после проведения ГРП будет продолжаться, то необходимо будет принять меры по изменению параметров проведения ГРП, так как этот метод наиболее эффективен (рисунок 5.2.) .

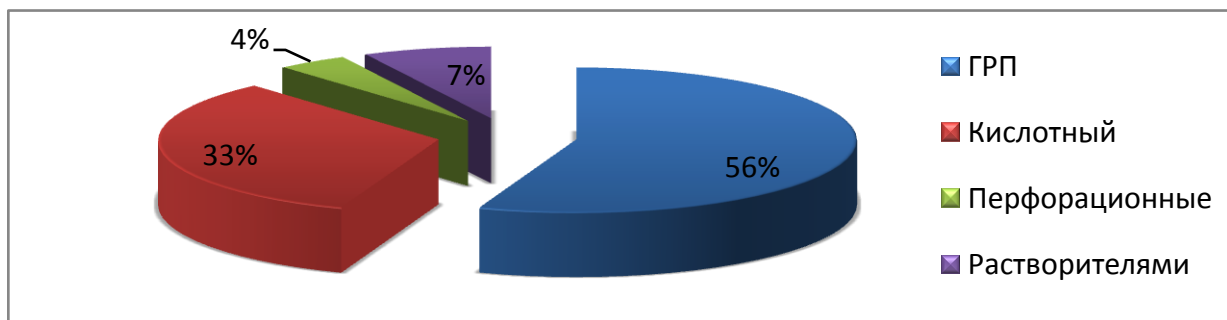


Рисунок 5.2–Диаграмма эффективности ГТМ пласта БС10 Конитлорского месторождения по интенсификации притока в 2012 году

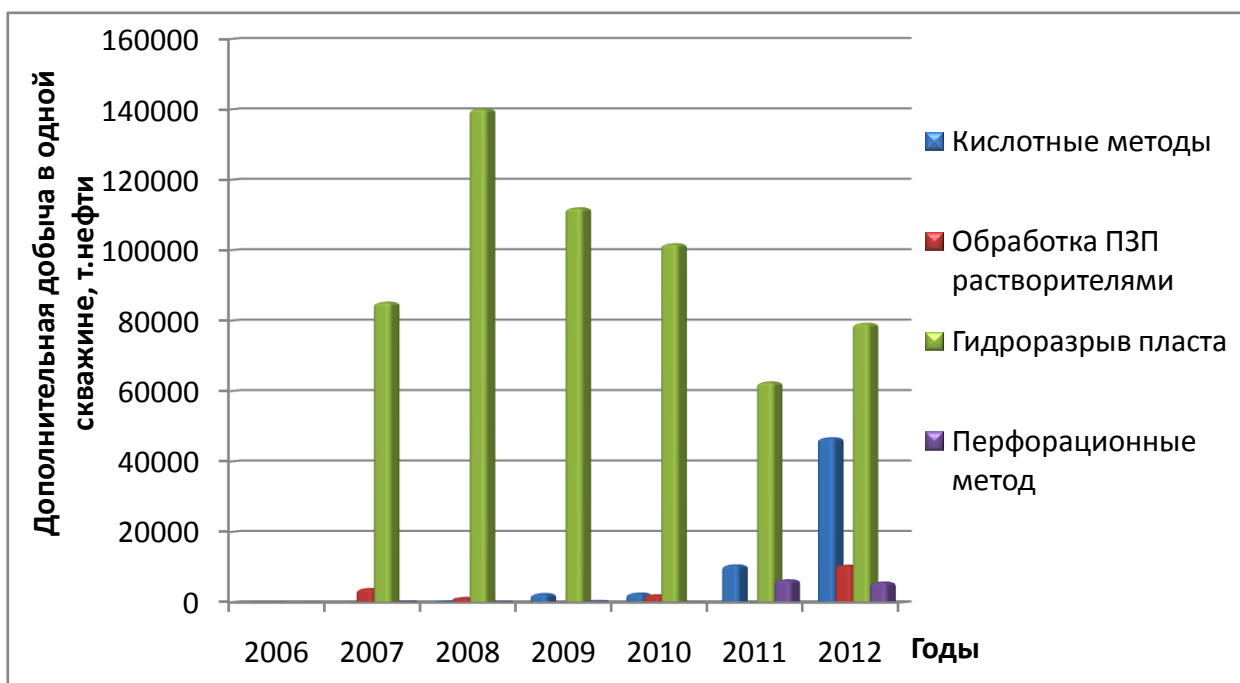


Рисунок 5.3–Диаграмма эффективности методов КТМ по пласту БС₁₀

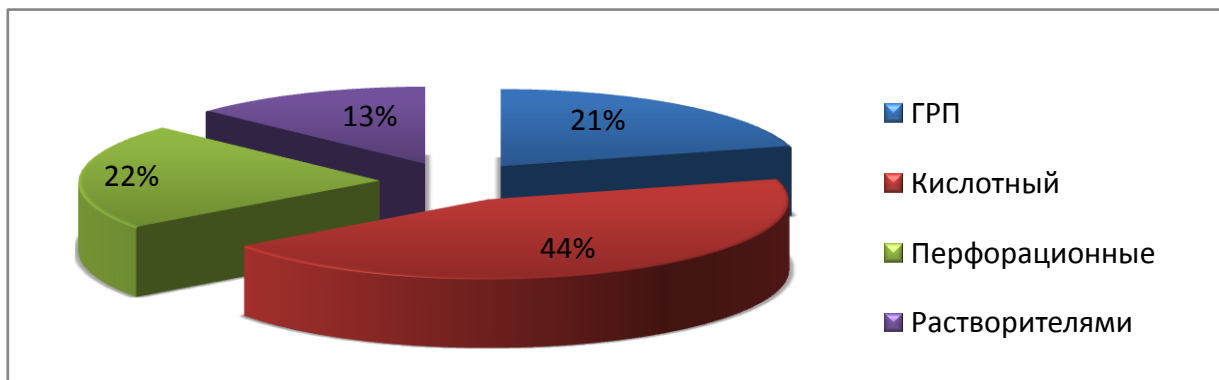


Рисунок 5.4 – Диаграмма количества методов ГТМ, проведенных в 2012 году по пласту БС 10.

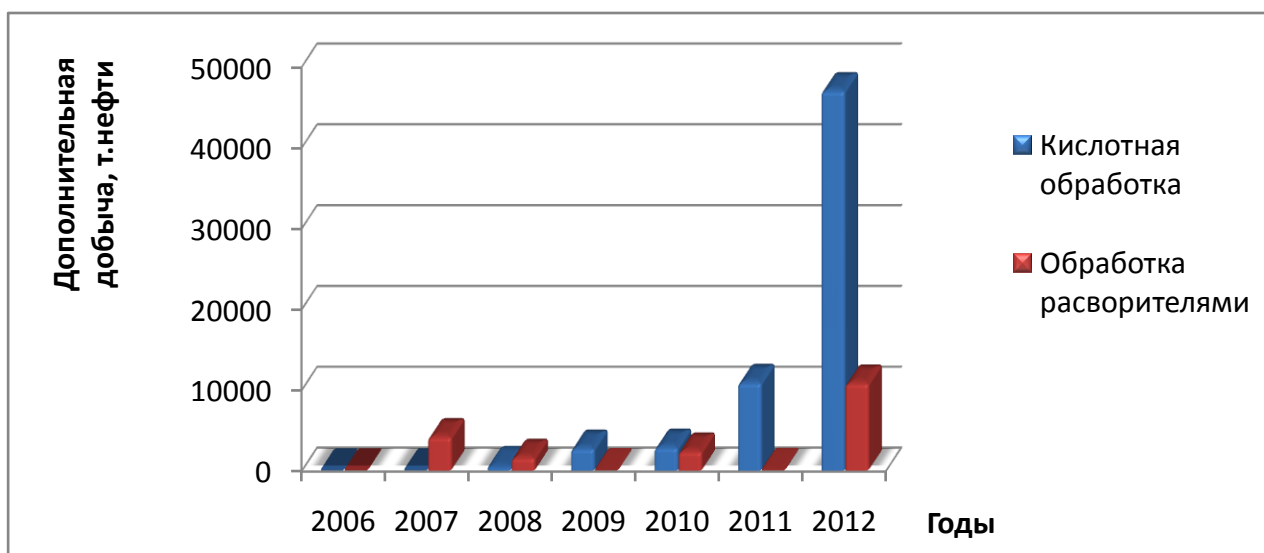


Рисунок 5.5—Диаграмма эффективности химических методов

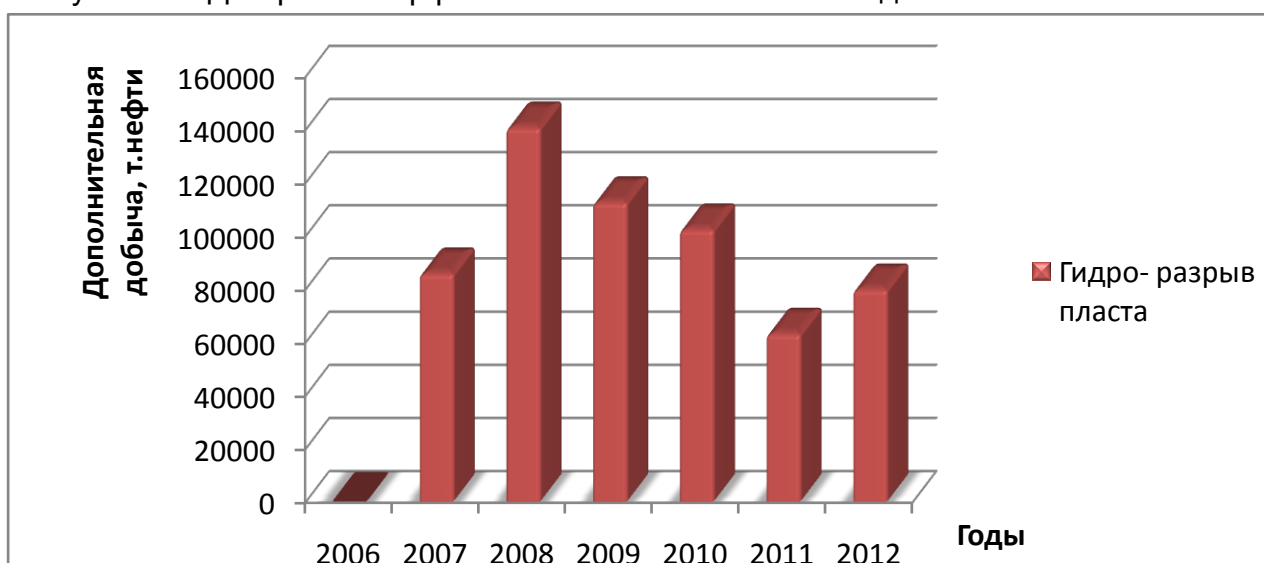


Рисунок 5.6 – Диаграмма эффективности гидроразрыва пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения

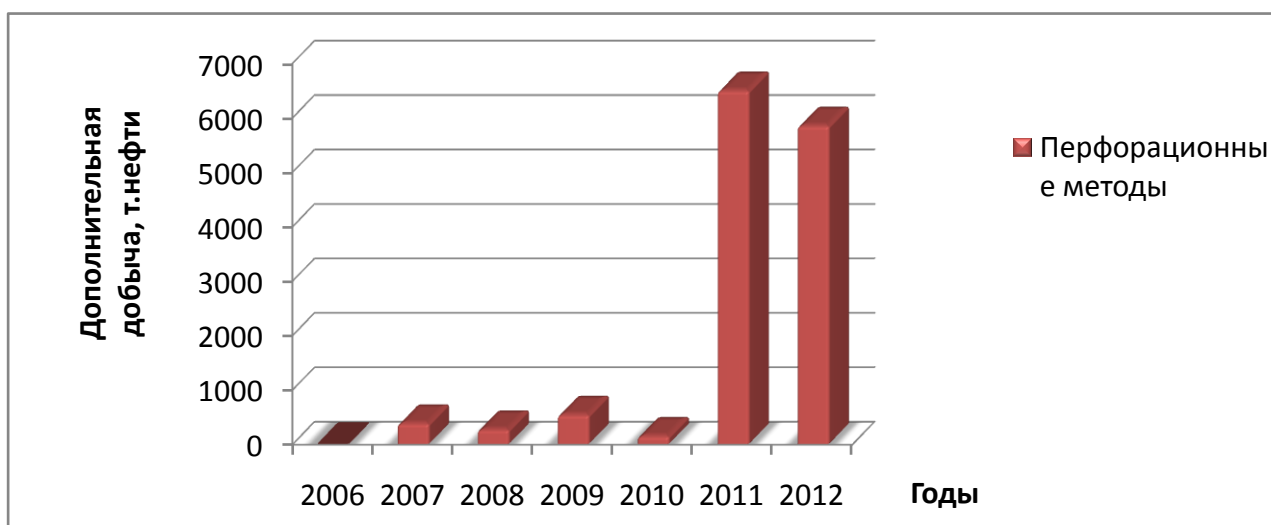


Рисунок 5.7 – Диаграмма эффективности перфорационных методов по пласту БС₁₀ Конитлорского месторождения

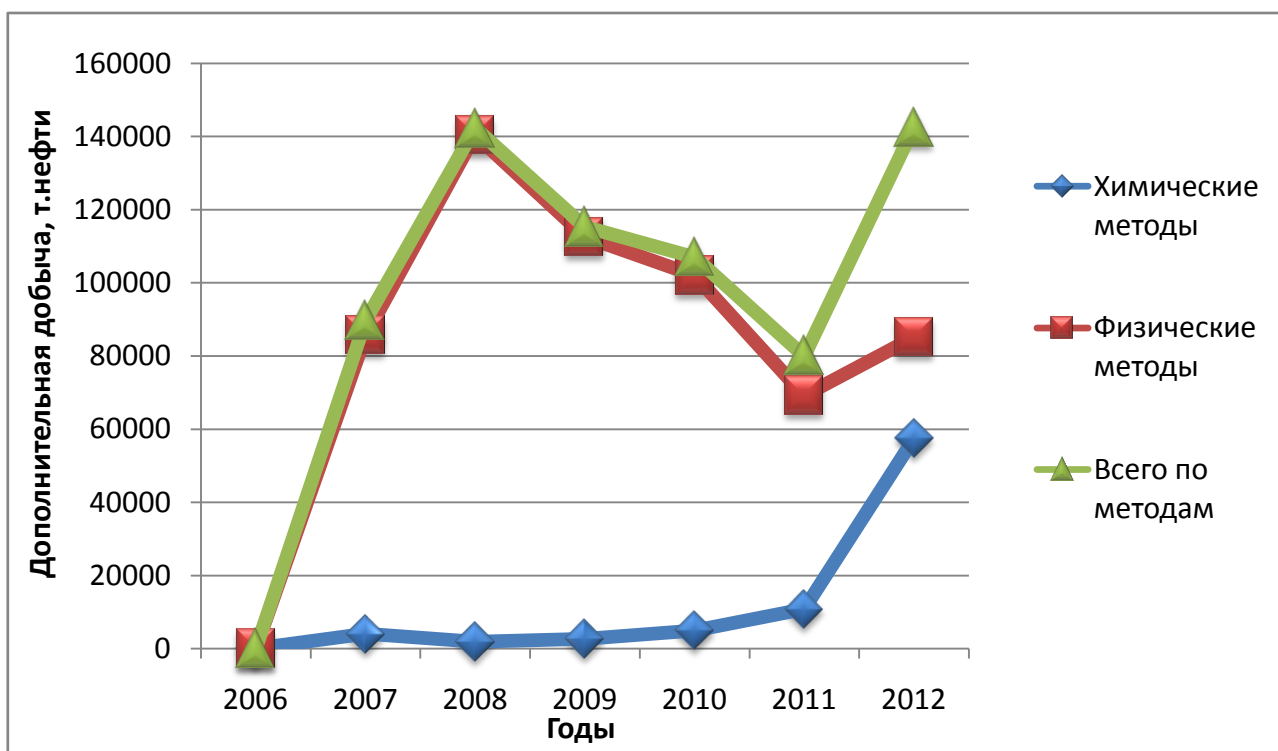


Рисунок 5.8—График эффективности методов интенсификации притока по пласту БС₁₀ Конитлорского месторождения

Значения дополнительной добычи, от проведения ГТМ по интенсификации притока, используемые при анализе находятся в таблице 5.2. [1, 2].

Таблица 5.2 – Анализ эффективности ГТМ по интенсификации притока в скважинах

№	Наименование мероприятия	2006		2007		2008		2009	
		Дополнительная добыча, тонн нефти							
		Пл ан	Фа кт	План	Факт	План	Факт	План	Факт
1.	Химические методы								
1.1.	Кислотными методами	—	—	0	18	7200	407	—	2568
1.2.	Обработка растворителями	0	0	0	3991	21300	1436	—	51
	ИТОГО по химическим методам	0	0	0	4009	28500	1843	—	2619
2.	Физические методы								
2.1.	Глубоко-Проникающий разрыв пласта ГРП	0	0	4255 0	8531 3	118100	14020 3	—	112104
2.2.	Перфорационными методами	0	0	3780	363	0	252	—	522
	ИТОГО по физическим методам	0	0	4633 0	8567 6	118100	14045 5	—	112626
	ИТОГО по методам	0	0	4633 0	8968 5	146600	14229 8	—	115245

Продолжение таблицы 5.2.

№	Наименование мероприятия	2010		2011		2012	
		Дополнительная добыча, тонн нефти					
		План	Факт	План	Факт	План	Факт
1.	Химические методы						
1.1.	Кислотными методами	45649	10700	17459	46812	45649	10700
1.2.	Обработка растворителями	2000	81	4000	10634	2000	81
	ИТОГО п химическим методам	47649	10781	21460	57446	47649	10781
2.	Физические методы						
2.1.	Глубокопроникающий разрыв пласта ГРП	0	24	15	23	5	32
2.2.	Перфорационными методами	0	4	7	30	22	34
	ИТОГО по физическим методам	0	28	22	53	27	66
	ВСЕГО по методам	0	66	50	95	44	154

5.3. Основные задачи проведения гидравлического разрыва пласта

1.Цель гидравлического разрыва.

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

- Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины.
- Создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

2. Определение гидравлического разрыва.

Гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. Продолжающееся воздействие давления жидкости расширяет трещину вглубь от точки разрыва. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал, например, песок, керамические шарики или агломерированный боксит. Назначение этого материала - удержать созданную трещину в раскрытом состоянии после сброса давления жидкости. Так создается новый, более проницаемый канал притока. Канал объединяет существующие природные трещины и создает дополнительную зону

дренирования скважины. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва.

3. Задачи гидравлического разрыва.

При гидравлическом разрыве должны быть решены следующие задачи:

- повышение продуктивности пласта;
- удержание трещины в раскрытом состоянии;
- удаление жидкости разрыва;
- создание трещины

4. Создание трещины

Трещина создается путем закачки жидкостей подходящего состава в пласт со скоростью превышающей ее поглощение пластом. Давление жидкости возрастает, пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе. В породе образуется трещина. Как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал - проппант, переносимый жидкостью в трещину. После завершения процесса гидроразрыва и сброса давления проппант удерживает трещину открытой и, следовательно, проницаемой для пластовых жидкостей.

5. Удаление жидкости разрыва

Прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Степень сложности ее удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва весьма важно, так как, понижая относительную проницаемость, она может создавать препятствия на пути притока нефти.

5.4. Выбор скважин или участков скважин для гидравлического разрыва пласта

Выбор скважин для включения в план-график СУПНП и КРС для проведения ГРП на очередной месяц осуществляется службами НГДУ, на основе компьютерного моделирования воздействия и утверждается техническим советом ОАО "Сургутнефтегаз"; ответственность за качество выбора скважин для выполнения ГРП несут службы НГДУ [1, 6].

Комплексный подход к проведению работ по ГРП требует рассмотрения этой технологии не только как средства обработки призабойной зоны скважины, но и как элемента системы разработки.

В связи с этим следует рассмотреть критерии подбора эксплуатационных скважин для проведения ГРП [6]:

- Максимальный дебит за всю историю эксплуатации скважины - не меньше 10 т/сут.
- Мощность перекрывающих и подстилающих экранов - не менее 5м.
- Состояние цементного камня в интервале перфорации (± 20 м) должно быть хорошим.
- Скважина не должна иметь заколонных перетоков.
- Обводненность продукции не должна превышать 50%.
- Зенитный угол в интервале пласта - не более 10° .
- Обводненность окружающих добывающих скважин не должна превышать 70%.

К тому же, интервал продуктивного пласта, подвергаемый ГРП, должен находится на достаточном удалении от водонефтяного и газонефтяного контакта во избежание преждевременного обводнения пласта.

Для проведения ГРП целесообразно выбирать участки однородного коллектора, т.к. расчлененность пласта снижает эффект от проведения ГРП.

Анализ ранее проводимых работ по ГРП показывает нецелесообразность обработки всех добывающих скважин, т.к. при этом достигается незначительный прирост дебитов жидкости, по сравнению со случаем, когда обрабатывается лишь тщательно подобранная часть скважин. Для различных систем размещения скважин, средние приросты дебитов скважин, полным объемом вовлеченных в процесс работ по проведению ГРП, больше, всего на 5-12%, чем при выборочном проведении ГРП, а в большинстве случаев эффект равноценен [2, 6].

5.5. Проектирование технологии выполнения ГРП

Проектирование технологии выполнения ГРП осуществляется технологической группой цеха специализированных работ СУНП и КРС индивидуально для каждой скважины [6].

Технология выполнения базовых операций разрабатываются на основе компьютерных программ МФКАС-П1 и "НИПИнефтегаз". Режимы выполнения

дополнительных операций определяются критериями их применения; общие объемы требуемых для выполнения ГРП жидкостей включают объемы жидкости для выполнения базовых и дополнительных операций.

При проведении ГРП в нагнетательных скважинах с целью снижения негативного влияния низкого качества подготовки воды на приемистость проектируемая полудлина закрепляемой трещины должна приниматься в 1,5-2 раза больше оптимальной, но не превышать половины расстояния между скважинами.

При моделировании технологии ГРП, реологические свойства (консистентность, степенной показатель) гелей и других технологических жидкостей определяются по данным лабораторных исследований.

Моделирование базовых режимов ГРП должно выполняться совместно по отечественным и зарубежным программам, рекомендуемый к выполнению проект не должен противоречить обоим вариантам расчета. В процессе расчетов параметров базовых операций устанавливаются геометрические параметры создаваемых трещин и оптимальные объемы технологической жидкости, химических реагентов, пропанта, объемов начальной (буфера) и конечной (продавки) оторочек, расчетных давлений, режимов нагнетания технологических жидкостей, концентраций пропанта на различных стадиях проведения ГРП. Оптимальные размеры трещин для пластов с высокой проницаемостью (более 50 мд.) определяются из условия достижения максимальной продуктивности (приемистости); при низких проницаемостях условия достижения максимально допустимой длины закрепляемой трещины с сохранением целостности экранов, но не более 100 м.

При проведении ГРП в нагнетательных скважинах на начальной стадии проводится закачка оторочки кислотного состава на проектных базовых режимах, рекомендуемый состав и объем оторочки определяется по критериям, приведенным в таблице 5.3.

Проектом (при возможности) для предупреждения поступления в трещину с нагнетаемой водой твердых; частиц и окисленных продуктов нефти после проведения геофизических исследований должно предусматриваться создание на забое искусственного фильтра посредством намыва в скважину пропанта до отметки 2-3м выше верхних отверстий перфорации.

Таблица 5.3 – Геолого-физические критерии применения ПАВ-кислотных ОПЗ пластов совместно с ГРП в скважинах месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»

Наименование технологий	Назначение	Композиция реагента	Концентрация, %	Объем закачки композиции, м ³ /м	Граничные параметры применения технологий						
					h экранов, не менее м	h глинистых прослоев, м	Обвод. Окруж. Скв, %	Нефте- насыщ. толщина м	Кол- во прослоев	Сред. Значение	
										$\alpha_{\text{пс}}$	$K_{\text{н}}, \%$
ПАВ-кислотная обработка при ГРП в добывающих скважинах	Расширение трещины вблизи ствола скважины, предупреждение осложнений при намыве пропанта, повышение продуктивности	HCL HПАВ Уксусная кислота	18,0-24,0 3,0-5,0 3,0-5,0	1,0-1,5	5	>1	>30	>3	23	<0,6 <0,7	>50 >50
ПАВ-кислотная обработка при ГРП в нагнетательных скважинах	Расширение трещины вблизи ствола скважины, предупреждение осложнений при намыве пропанта, повышение приемистости	HCL HПАВ АПАВ	18,0-24,0 2,0-3,0 3,0-5,0	1,0-1,5	5	>1	—	>2	—	<0,7 <0,7	>50 >50

Проект технологии ГРП представляется главному геологу Заказчика для согласования, копия направляется в ТО "СургутНИПИнефть" [4].

5.6. Подготовка скважины к гидроразрыву пласта

Перед проведением ГРП, в течение месяца до постановки бригады на скважину, цехом добычи НГДУ производится отбор шести проб для замера обводненности и осуществляется контроль дебита на добывающих скважинах, и определяется приемистость на нагнетательных скважинах. Проводится комплекс гидродинамических методов по КВД, (КВУ); устанавливается величина скин-фактора.

Подготовительные работы к проведению ГРП включают в себя следующие виды работ: глушение скважины чистым солевым раствором для нагнетательных скважин и солевым раствором на основе гидрофобизирующих веществ (нефтенол "ГФ"-0,2% об., стабильный бензин - 20% об., солевой раствор -остальное) для добывающих скважин;

- монтаж подъемного оборудования и расстановка агрегатов;
- скважина оставляется на 24 часа для установления температурного режима;
- проведение комплекса геофизических исследований, профиля притока на добывающих скважинах, профиля приемистости на нагнетательных скважинах;
- при производстве двухэтапных ГРП дополнительно скреперуется колонна между интервалами перфорации отдельных пластов, а также вышележащий интервал перфорации с целью пропускания через него нераскрытого пакера перед посадкой между интервалами перфорации;
- посадка пакера;

5.7. Технология проведения гидроразрыва пласта СУНП и КРС

Технология ГРП включает следующие операции:

- промывку скважины;
- спуск в скважину высокопрочных НКТ с пакером и якорем на нижнем конце;
- обвязку (рисунок 5.8.) и опрессовку на определение приемистости скважины закачкой жидкости;
- закачку по НКТ в пласт жидкости-разрыва, жидкости-песконосителя и продажной жидкости; демонтаж оборудования и пуск скважины в работу [18].

По технологическим схемам проведения различают однократный, направленный (поинтервальный) и многократный ГРП.

При однократном гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказываются все вскрытые перфорацией пласты одновременно, при направленном лишь выбранный пласт или пропласток (интервал), имеющий, например, заниженную продуктивность, а при многократном ГРП осуществляется воздействие последовательно на каждый в отдельности пласт или пропласток.

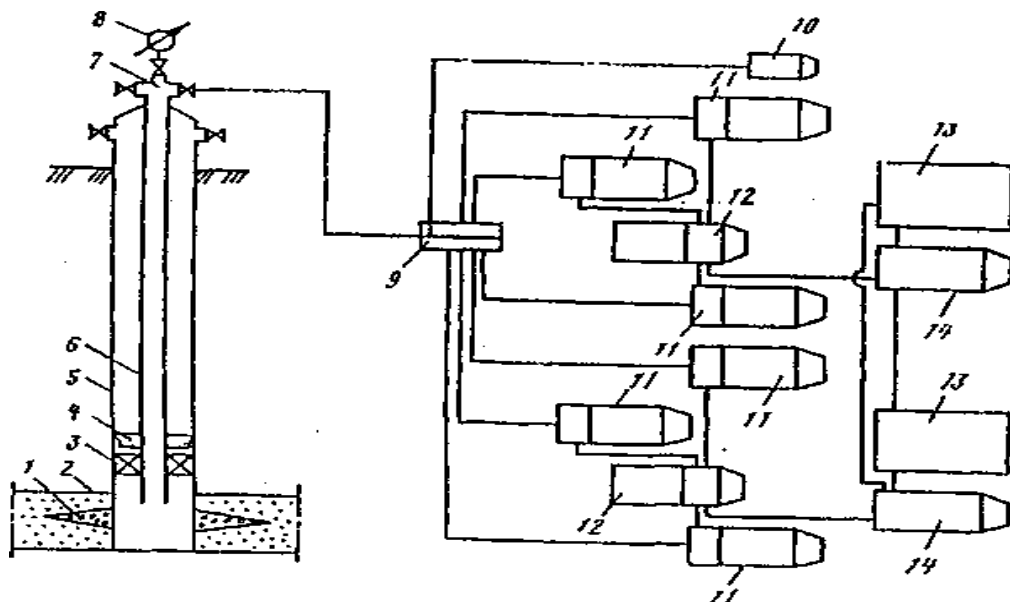


Рисунок 5.8–Технологическая схема гидравлического разрыва пласта:

1-трещина разрыва, 2-продуктивный пласт, 3-пакер, 4-якорь, 5-обсадная колонна, 6-насоснокомпрессорные трубы, 7-арматура устья, 8-манометр, 9-блок манифольдов, 10-станция контроля и управления процессом, 11-насосные агрегаты, 12-пескосмесители, 13-емкости с технологическими жидкостями, 14-насосные агрегаты.

Проектирование технологии ГРП в основном сводится к следующему. Применительно к конкретным условиям выбирают технологическую схему процесса, рабочие жидкости и расклинивающий агент. При однократном ГРП, исходя из опыта, принимают 5-10т песка. Концентрацию песка в носителе устанавливают в зависимости от ее удерживающей способности. При использовании воды она составляет 40-50кг/м . Тогда по количеству и концентрации песка рассчитывают количество жидкости-песконосителя. На основании опытных данных обычно используют 5-10м³ жидкости-разрыва. Объем продажной жидкости равен объему обсадной колонны и труб, по которым проводится закачка в пласт жидкости-песконосителя.

Минимальный расход закачки жидкости должен составлять не менее 2м³/мин и может быть оценен при образовании вертикальной и горизонтальной трещин по формулам:

$$Q_{\text{БЕРТ}} \geq \frac{hW_{\text{БЕРТ}}}{5\mu}, \quad (5.1.)$$

$$Q_{\text{ГОР}} \geq \frac{\pi R_m W_{\text{ГОР}}}{10\mu}, \quad (5.2.)$$

где $Q_{\text{БЕРТ}}$, $Q_{\text{ГОР}}$ - мин. расходы, л/с;

h - толщина пласта, см;

$W_{\text{ВЕРТ}}$, $W_{\text{ГОР}}$ - ширина вертикальной и горизонтальной трещины, см;

μ - вязкость жидкости, мПа с; R_T - радиус горизонтальной трещины, см.

Давление ГРП пласта устанавливают по опыту или оценивают по формуле:

$$P_{\text{ГРП}} = p_R + \sigma_P, (5.3.)$$

где $P_{\text{ГРП}}$ - заб. давление разрыва пласта;

$p_R = H_{\text{гп}} g$ - горное давление;

σ_P - прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия;

H - глубина залегания пласта;

$\rho_{\text{п}}$ - средняя плотность вышележащих горных пород, равная 2200-2600 кг/м³, в среднем 2300 кг/м³; g - ускорение свободного падения.

Давление нагнетания на устье скважины:

$$P_y = P_{\text{грп}} + \Delta P_{\text{тр}} - P_c, (5.4.)$$

где $\Delta P_{\text{тр}}$ - потери давления на трение в трубах;

P_c - гидростатическое давление столба жидкости в скважине.

Если давление нагнетания P_y больше допустимого устьевого давления $P_{\text{удоп}}$, то на НКТ над кровлей продуктивного пласта устанавливают пакер якорем. Допустимое давление $P_{\text{удоп}}$ принимается как наибольшее из двух давлений, вычисленных по формуле Ламэ и с использованием формулы Яковлева-Шумилова.

Для проведения ГРП скважина соответствующим образом оборудуется. К ее устью подключаются высокопроизводительные насосы, способные развить необходимое избыточное давление. Внутри обсадных труб опускаются насосно-компрессорные трубы, оборудованные в нижней части пакером (см. рис. 5.8.). Затрубное пространство обсадной колонны выше интервала ГРП должно быть надежно зацементировано.

При соблюдении всех технологических требований и благоприятных условий для ГРП эффект его несомненен.

На примере месторождения НГДУ «Комсомольскнефть» рассмотрим технологию проведения ГРП.

Технология проведения процесса следующая. Проводится запакеровка эксплуатационной колонны на 15-20 метров выше кровли интервала перфорации.

Устье скважины оборудуется устьевой арматурой ЛУ-700. Затрубное пространство спрессовывается на давление 15 МПа с целью проверки герметичности пакера.

Для проведения ГРП используется 8 насосных агрегатов, причем 6 из них заняты на проведении процесса, 2 работают в холостом режиме.

Нагнетание эмульсии производится при давлении разрыва при общей производительности агрегатов 1,8 м³/мин. В поток закачиваемой жидкости подается закрепляющий материал с концентрацией 150 кг/м³, которая постепенно увеличивается и в последние 20 мин составляет 500 кг/м³. Песок предварительно затаривается в пескосмесители УСП-50 и подается на всасывающий патрубок 4ЛН-700 агрегатом ЦЛ-320. После прекращения подачи песка производится закачка продавочной жидкости 20 м при темпе 2,4 м³/мин.

Задвижка на буфере закрывается после проведения процесса, устье скважины оборудуется манометром и по нему снимается кривая падения давления, интерпретация которой позволяет определить радиус трещины.

Из техники использовались пескосмесители и агрегаты ЦЛ-820 и ЛН-700, которые позволяют поднять давление на устье скважины до 45-60 МПа. Однако, при давлениях 60 МПа агрегаты ЛН-700 эксплуатировались на пределе своих возможностей.

При достижении упомянутых величин обычно происходит гидроразрыв пластов. Указанный диапазон давлений предопределялся различием литолого-физических, а в основном, прочностными характеристиками пластов и напряжениями в породе. Поэтому созданные ГРП трещины ориентированы в вертикальном направлении.

Повышенные вязкость и консистенция жидкости предусматривались, чтобы обеспечить перенос песка, используемого в целях закрепления трещины, объем которого постоянен и составляет около 20 т. Максимальная концентрация песка в жидкости достигала 500 кг/м³. Для лучшего раскрытия трещин и исключения выпадения песка на забой скважины требовалась высокая скорость прокачки, которая оказалась технически осуществимой на уровне только 2,4 м³/мин.

В качестве расклинивающего агента использовался привозной кварцевый песок. Применение при проведении ГРП отечественной технологии не дало удовлетворительных результатов, поэтому в настоящее время на месторождениях района ГРП проводится СП "Вах Фракмастер Сервисиз" по зарубежной технологии и с применением более совершенной техники.

По зарубежной технологии для закачки используется специальное насосное оборудование: эжекторные плунжерные горизонтальные насосы трехцилиндровые со сменной гидравлической частью (от "3 до 7 $\frac{1}{2}$ "), развивающие давление до 100 Мпа и расход 2,5 м³/мин.

Насосами обеспечивается высокая скорость прокачки жидкости 5,5 м³/мин и при относительно небольшой плотности пропанта (1,6 т/м) в процессе операции выдерживается достаточно высокая (до 1000 кг/м) концентрация переносимого закрепляющего материала.

Через определенное расчетное время, по мере перехода (под действием деструктора) из гелеобразного состояния в более подвижное жидкое, закачанный флюид постепенно удаляется из трещины.

Из вышеизложенного следует, что применяемые СП "Вахфракмастер Сервисиз" и специализированные только для ГРП спецобработанные жидкости, закрепляющий материал, а также техника и технология по многим показателям выгодно отличаются от отечественной. Это в совокупности обеспечивает больший как начальный, так и накопленный прирост добычи нефти. В качестве преимущественных усматриваются следующие основные факторы:

- отсутствие в жидкости ГРП водной фазы;
- высокие фильтрационные свойства закрепляющего материала, обеспечиваемое сферичностью зерен и однородностью фракции;
- технологическая и техническая возможность проводить ГРП с установленной длиной и шириной трещин. Теоретически установлено, что при низких темпах закачки жидкости ГРП (около 2,5 м /мин) образуются длинные (до 300 м) трещины. Для формирования относительно коротких и широких трещин необходимы вдвое большие темпы закачки жидкости. Наличие длинных трещин, как известно, может способствовать нежелательным преждевременным прорывам закачиваемых вод.

Так, непосредственно после ГРП по зарубежной технологии проводится отработка скважины на излив через различные штуцера в возрастающей последовательности их диаметров: 2, 4, 8 мм; тем самым обеспечивается плавное увеличение депрессии в призабойной зоне, сопровождающееся выносом жидкости гндроразрыва, укреплением горным давлением пропанта в трещине и подключением в работу объекта разработки. Как следует из вышеизложенного, во всем процессе работ ГРП в среду коллектора призабойной зоны извне водная фаза не привносится, что благоприятствуют движению и извлечению нефтяной фазы.

Общеизвестно негативное влияние на продуктивность процесса глушения скважин, причем степень этого влияния пропорциональна времени воздействия жидкости на зону пласта. На рассматриваемом месторождении для глушения скважин применяется солевой раствор и, в зависимости от величины пластового давления в районе скважины, плотность обычно колеблется около $1,18 \text{ т/м}^3$ (минерализация - 300 г/л).

5.9. Расчет основных параметров при ГРП

Перед проведением работ на скважине производят расчёт параметров ГРП. Целью расчёта является определение количества материалов необходимых для проведения процесса (рабочих жидкостей, расклинивающего агента), давления на устье скважины при выбранных темпах закачки жидкости в пласт и потребной гидравлической мощности оборудования (число агрегатов, буллитов), а также концентрации песка в жидкости-песконосителе.

Поэтому для более полного представления о процессе проведения ГРП на Конитлорском месторождении НГДУ "КН" приведен расчет основных технологических показателей для скважины №500 Конитлорского месторождения [6, 8]. Данные для расчета приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Данные для расчета основных технологических показателей для скважины №500 Конитлорского месторождения

Показатель	Обозначение	Величина	Размерность
Глубина скважины	L	2100	м
Диаметр по долоту	D	0,25	м
Вскрытая толщина пласта	H	13,5	м
Средняя проницаемость	K	$9,8 \cdot 10^{-8}$	м^2
Модуль упругости пород	E	$2 \cdot 10^{10}$	Па
Коэффициент Пуассона	V	0,25	
Средняя плотность пород над продуктивным горизонтом	$P_{\text{п}}$	2385,2	кг/м^3
Плотность жидкости разрыва	$P_{\text{н}}$	930	кг/м^3
Вязкость жидкости разрыва	μ	0.2	$\text{Па} \cdot \text{с}$
Концентрация песка	C	1200	кг/м^3
Темп закачки	Q	$1,2 \cdot 10^{-2}$	$\text{м}^3/\text{с}$

Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{ГВ} = H \cdot \rho \cdot g P_{ГВ} = H \cdot \rho \cdot g = 2385,6 \cdot 9,81 \cdot 2100 \cdot 10^{-6} = 46,75 \text{ МПа} (5.5.)$$

Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_r = (P_{ГВ} \cdot 0,25) \div (1 - 0,25) = 46,75 \cdot 0,25 \div 1 - 0,25 = 15,58 \text{ МПа} (5.6.)$$

В подобных условиях при ГРП следует ожидать образования вертикальной трещины.

Запроектируем гидроразрыв нефилтующейся жидкостью. В качестве жидкости разрыва и жидкости песконосителя используем загущенную нефть с добавкой асфальтина, плотность и вязкость даны в таблице. Содержание песка принимаем (данные в таб. 5.4.), для расклинивания трещины запланируем закачку примерно 5 т кварцевого песка фракции 0,8-1,2 мм, темп закачки (данные в таб. 4.), что значительно больше минимально допустимого при создании вертикальных трещин.

При ГРП непрерывно закачивают жидкость-песконоситель в объеме 7,6 м³, которая одновременно является и жидкостью разрыва.

Для определения параметров трещины используем формулы.

Определим давление на забое скважины в конце гидроразрыва:

$$\begin{aligned} \frac{P_{заб}}{P_r \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_r} - 1 \right)^3} &= \frac{5,2 \cdot 5 \cdot Q \cdot \mu \cdot E^2}{(1 - v^2)^2 \cdot P_r^2 \cdot V_{ж}} = \\ &= \frac{5,25 \cdot (2 \cdot 10^{10}) \cdot 2 \cdot 12 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2}{(1 - 0,25^2)^2 \cdot (15,58 - 10^6)^3 \cdot 7,6} = 2 \cdot 10^{-4} (5.7.) \end{aligned}$$

$$P_{заб} = 49,4 \cdot 10^6 = 49,4 \text{ МПа} \quad (5.8.)$$

Определяем длину трещины:

$$\begin{aligned} I &= \frac{V_{ж} \cdot E}{(5,6 \cdot (1 - v^2) \cdot h \cdot (P_{заб} - P_r))^{1/2}} = \\ &= \frac{(7,6 \cdot 2 \cdot 10^{10})}{(5,6 \cdot (1 - 0,25^2) \cdot 13,5 \cdot (49,4 - 5,58) \cdot 10^6)^{1/2}} = 31,7 \text{ м} \quad (5.9.) \end{aligned}$$

Определяем ширину (раскрытость) трещины:

$$W_o = \frac{4 \cdot (1 - v^2) \cdot r_t \cdot (P_{заб} - P_r)}{E}$$

$$W_o = \frac{4 \cdot (1 - 0.25^2) \cdot 31.7 \cdot (49.4 - 15.58) \cdot 10^6}{10^{10}} = 1,58 \text{ см} \quad (5.10.)$$

Определим распространение жидкости-песконосителя в трещине:

$$I_1 = 0.9 \cdot 31.7 = 28.5 \text{ м} \quad (5.11.)$$

Определим остаточную ширину трещины, принимая пористость песка после ее закрытия $m=0,2$:

$$\omega_1 = \omega n_0 = 1.58 \cdot \frac{0.107}{1 - 0.3} = 0.73 \text{ см} \quad (5.12.)$$

Определяем проницаемость трещины такой ширины:

$$k_T = \omega_1^2 \div 12 = 0,0073^2 \div 12 = 4,44 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 \quad (5.13.)$$

Гидроразрыв будем проводить через НКТ с внутренним диаметром $d = 0,076$ м, изолируя продуктивный пласт пакером с гидравлическим якорем.

Определим параметры ГРП.

Потери давления на трение при движении жидкости-песконосителя по НКТ:

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{н}} \cdot (1 - n_0) + \rho_{\text{пес}} \cdot n_0 = 930 \cdot (1 - 0.324) + 2500 \cdot 0.324 = 1439 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (5.14.)$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{\text{ж}}}{\pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot \mu_{\text{ж}}} = \frac{4 \cdot 12 \cdot 10^{-3} \cdot 1439}{3,14 \cdot 0,062 \cdot 0,56} = 516,9 \quad (5.15.)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{516,9} = 0,124 \quad (5.16.)$$

При наличии песка в жидкости при $Re > 200$ происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение при $Re=5169$ и $n_0 = 0,324$ возрастают в 1,52 раза:

$$P_{\text{тр}} = 1,52 \cdot \lambda \cdot \frac{16 \cdot Q^2 \cdot L \cdot \rho_{\text{ж}}}{2 \cdot \pi^2 \cdot d_{\text{НКТ}}^2}$$

$$P_{\text{тр}} = \frac{1,52 \cdot 0,124 \cdot 16 \cdot (12 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 2100 \cdot 1439}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,076^2} = 26 \text{ МПа} \quad (5.17.)$$

Давление, которое нужно создать на устье при ГРП:

$$P_y = P_{\text{заб}} - \rho_{\text{ж.п}} \cdot g \cdot L + P_{\text{тр}} =$$

$$= 49,4 - 1439 \cdot 9,81 \cdot 2100 \cdot 10^{-6} + 26 = 45,9 \text{ МПа} \quad (5.18.)$$

Рабочие жидкости гидроразрыва в скважину закачивают насосными агрегатами 4АН-700 (таблица 5.5.).

Таблица 5.5 – Данные по закачке рабочих жидкостей гидроразрыва

Скорость	Подача, Л/С	Давление
1	6,0	70
2	8,3	51
3	11,6	36
4	14,6	29

Необходимое число насосных агрегатов:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_a \cdot Q_a \cdot K_{тс}} + 1 = \frac{45,9 \cdot 12}{29 \cdot 14,6 \cdot 0,8} + 1 = 3 \text{ шт}, \quad (5.19.)$$

где P_a - рабочее давление агрегата;

Q_a - подача агрегата при этом давлении;

$K_{тс}$ - коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы $K_{тс} = 0,5 - 0,8$.

Объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя :

$$V_{II} = 0,785 \cdot d^2 \cdot L = 0.785 \cdot 0.076^2 \cdot 2100 = 9.52 \text{ м}^3 \quad (5.20.)$$

Продолжительность гидроразрыва :

$$t = \frac{(V_{ж} + V_{п})}{Q_a} = \frac{(7.6 + 6.37)}{14.6 \cdot 10^{-3} \cdot 60} = 19.5 \text{ мин} \quad (5.21.)$$

5.10. Заключительные работы после ГРП, контроль работы скважины и вывод ее на режим

Согласно "Комплекса промысловых, гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю разработки нефтяных и газовых месторождений Главтюменьнефтегаза" проводится комплекс геофизических исследований по определению технического состояния эксплуатационной колонны, профиля притока на добывающих скважинах и профиля приемистости на нагнетательных.

После сдачи добывающей скважины из ремонта цехом добычи НГДУ в течение месяца осуществляется ее вывод на стационарный режим работы при уровне жидкости в затрубье, близком к уровню при эксплуатации скважины до ГРП, при этом не реже шести раз производится определение режима работы скважины (дебит по нефти и жидкости, уровень жидкости и затрубное давление, продуктивность), при проведении ПРС обязательно контролируется уровень песка

на забое. Результаты измерений направляются для анализа в СУПНП и КРС и ТО "СургутНИПИнефть".

Технологической группой анализа ГРП СУПНП и КРС подекадно собирается информация от НГДУ о работе скважин после ГРП (по шахматкам). Проводится анализ работы скважин на различных месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз". При необходимости вносятся коррективы в технологию проведения работ для различных месторождений и пластов.

5.11. Анализ результатов применения ГРП в скважинах пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения

На Конитлорском месторождении основной разработки принята трёхрядная система размещения скважин, включая вертикальные, горизонтальные и скважины с ГРП. Из текущих показателей режимов эксплуатации скважин видно, что скважины с ГРП характеризуются более быстрым обводнением. На основании этого напрашивается вывод о стимулировании трещинами ГРП прорыва воды и о негативном в конечном итоге влиянии ГРП на режим разработки залежи [2, 12].

Целью настоящей работы является установление степени влияния ГРП на режим работы пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения и обоснование путей корректировки технологии его выполнения применительно к различным частям этой залежи.

По состоянию на 15.08.2012 г. на Конитлорском месторождении в скважинах пласта БС₁₀ проведено свыше 129 ГРП, в результате по состоянию на конец 2011 г. получено более 3,5 млн. тонн дополнительной добычи нефти. Свыше 98% ГРП характеризуются как высокоэффективные: величина потенциальной дополнительной добычи превышает 5 тыс. тонн, в более чем 90% скважин величина потенциальной дополнительной добычи нефти превышает 10 тыс. тонн.

Примечательно, что тенденции к изменению средней добычи за безводный период для вертикальных скважин и скважин с ГРП не отмечается. Это показывает, что ориентация трещин ГРП также способна оказать влияние на режим дренирования пласта БС₁₀. Из приведённых зависимостей следует, что создание трещин ГРП не приводит к заметному ухудшению режима вытеснения практически на всех участках.

Создание оптимальной трещины в пласте при ГРП приводит к устранению негативного влияния скин-фактора и увеличению приведённого радиуса скважины.

Отсюда следует, что создание сплошной по высоте трещины в пласте в наибольшей степени должно стимулировать продуктивность низкопроницаемых прослоев, в которых величина «скин-фактора» максимальна, поэтому в результате создания трещины в начале эксплуатации скважины величина накопленной добычи нефти за безводный период должна быть больше, чем в соседних скважинах без ГРП, т.е. их характеристики вытеснения должны улучшаться из-за увеличения нефтеотдачи.

Образование трещин не во всём интервале перфорации пласта подтверждается результатами термометрии его продуктивной части до и после ГРП, из которых следует, что более чем в 50% скважин после ГРП интервал притока меньше протяжённости интервала перфорации. Анализ термограмм показывает, что в большинстве случаев работающие интервалы до и после ГРП совпадают, т.е. трещины преимущественно создаются вблизи пропластков с наибольшей проницаемостью. Это подтверждается результатами теоретических исследований, согласно которым начало образования трещин наиболее вероятно в песчаных пропластках с наибольшей проницаемостью с последующим развитием трещин в верх и низ.

В настоящее время проектирование технологии ГРП выполняется при условии, что закреплённая трещина имеет высокую проницаемость (проводимость не менее 100 мД м), непрерывна по высоте и превышает толщину пласта. Практически все проекты ГРП для скважин пласта БС10 Конитлорского месторождения, выполненные на основе программы MFRAC-III, предусматривают выполнение этого условия.

Проведение многоэтапного гидроразрыва в перфорированных скважинах представляет значительные трудности из-за сложности обеспечения надёжной селективной подачи жидкости в пласт через определённые интервалы без опасности осложнений. Если проблема предупреждения поступления жидкости в пласт через интервал, расположенный под нижней отметкой селективной закачки, решается простой присыпкой этой зоны мелкозернистым песком, проблема изоляции верхней части скважины трудноразрешима. Использование пакеров над верхней границей выделенного интервала при любой степени их надёжности не решает эту проблему: при распространении трещины в пласте выше отметки посадки пакера жидкость из трещины способна вернуться в затрубное пространство над пакером с повышением в нём давления, что приводит к необходимости немедленного прекращения выполнения работ. В этих условиях реализуем только двухэтапный ГРП с гарантированным началом гидроразрыва на первом этапе в нижней части пласта,

далее следует присыпка забоя песком до отметки низа интервала повторного ГРП и его реализация. При этом необходимо убедиться, что в процессе первоначального этапа ГРП произошёл разрыв нижней части, в противном случае возможно выполнение последовательного ГРП одного и того же интервала в верхней части пласта.

В действующих скважинах пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения, где после ГРП установлен факт преимущественного притока в нижней части интервала перфорации, рекомендуется проведение повторного селективного ГРП в верхней части пласта после присыпки забоя песком до нижнего уровня интервала повторного разрыва пласта [6, 12].

В таблице 5.6. предоставлена таблица динамики эффективности и успешности проведения ГРП по пласту БС₁₀ Конитлорского месторождения.

Таблица 5.6 – Динамика применения ГРП на Конитлорском месторождении по пласту БС₁₀

Год разработки	Эффективная добыча, т.			Продолж. эффекта. сут.	Успешность %
	План	Факт	на 1 скв. т/сут.		
2008	42550	85313	24,6	193	100
2009	118100	140203	19,6	197	100
2010	109233	112104	25,1	144	97
2011	106788	101909	20,9	203	100
2012	102184	62666	17,64	195	100
2013	106890	79300	15	170	97

На рисунках 5.9.-5.11. представлено графическое изображение динамики изменения дебита и обводненности по пласту БС₁₀ и скважинах №№ 500-162 до и после ГРП

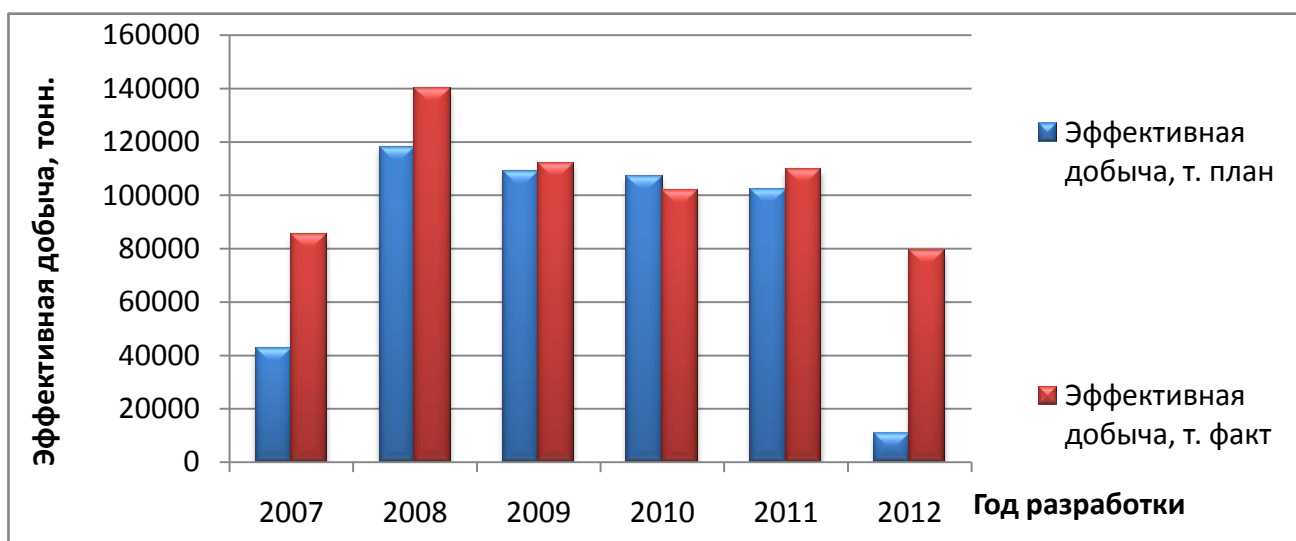


Рисунок 5.9 – Динамика эффективности изменения дебита по пласту БС₁₀ Конитлорского месторождения после ГРП

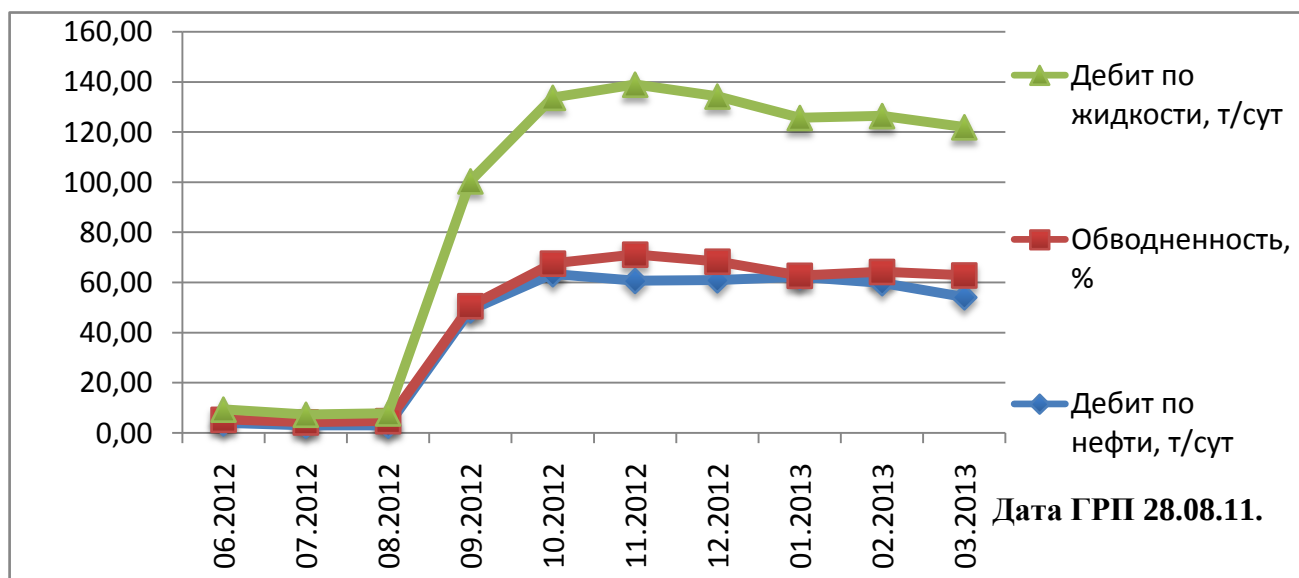


Рисунок 5.10 – Динамика изменения дебита скважины №500 пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения (до и после ГРП)

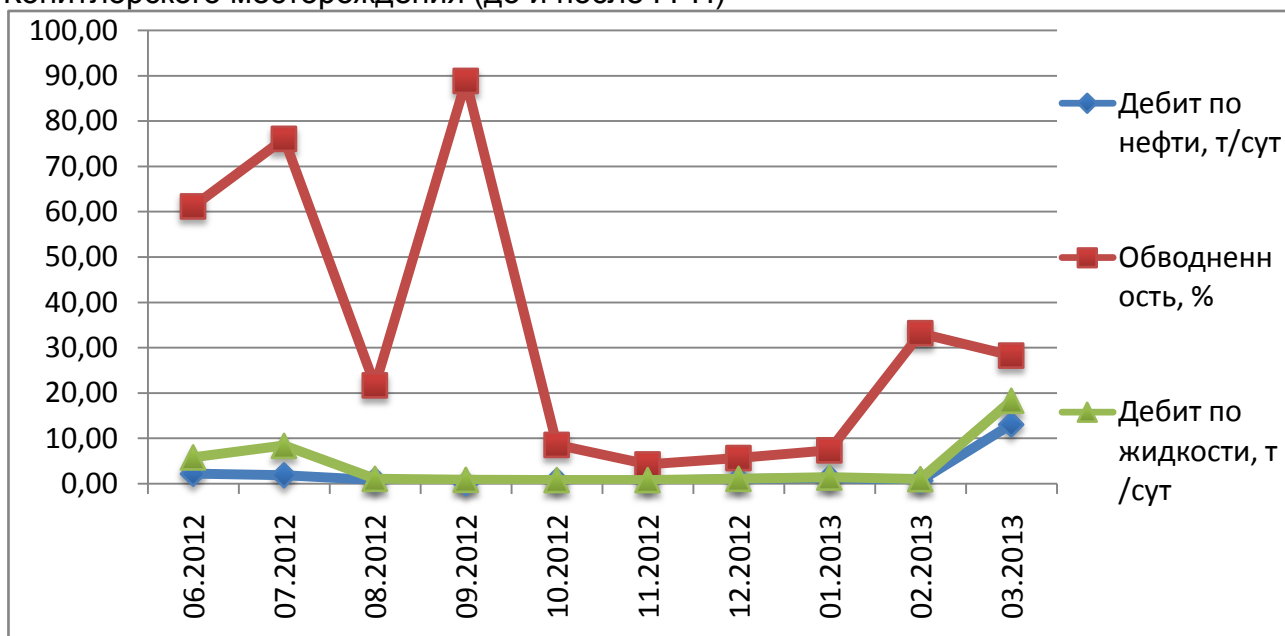


Рисунок 5.11 – Диаграмма изменения дебита и обводненности скважины № 162 пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения (до и после ГРП)

Проведенные в конце 2013 года первые опытные массивные ГРП в скважинах пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения, при которых масса проппанта для закрепления трещин была увеличена от ранее обычных 7-10 до 40 т., показали, что по сравнению со средними показателями ранее проведенных ГРП дебит по жидкости увеличился более чем в 2 раза, средняя кратность прироста дебита возросла с 4,5 до 8-11 (таблица 5.7.).

Анализ результатов ГРП, проведенных на различных месторождениях, показывает, что кратность увеличения дебита возрастает с увеличением массы проппанта, затраченного на закрепление трещин (рисунок 5.12., 5.13.). Из

приведенных данных видна тенденция к росту производительности скважин с увеличением массы пропанта в трещине.

Таблица 5.7 – Результаты выполнения программы проведения массивованных ГРП на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз"

№ п/п	№ скв.	Месторож- дение	Пласт	Дата разрыва	Давление разрыва	Кол-во пропанта	Режим до ГРП		Режим после ГРП		Кратность прироста
							Q _н	% воды	Q _н	% воды	
Массированные ГРП, выполненные вне программы											
1	192	Конитл орское	БС _{1 0}	13.03. 2013	447	17,2	19,3	7,2	50	2,1	2,5
2	196	Конитл орское	БС _{1 0}	17.03. 2013	402	17,8	22,3	6,3	43, 7	7	2,0
3	236	Конитл орское	БС _{1 0}	06.04. 2013	406	17,2	8,3	2,2	16, 8	1,8	2,0
4	224	Конитл орское	БС _{1 0}	23.04. 2013	545	14,1	8,8	4	20, 5	4	2,3

● Трещин ■ Боковые — Линейная

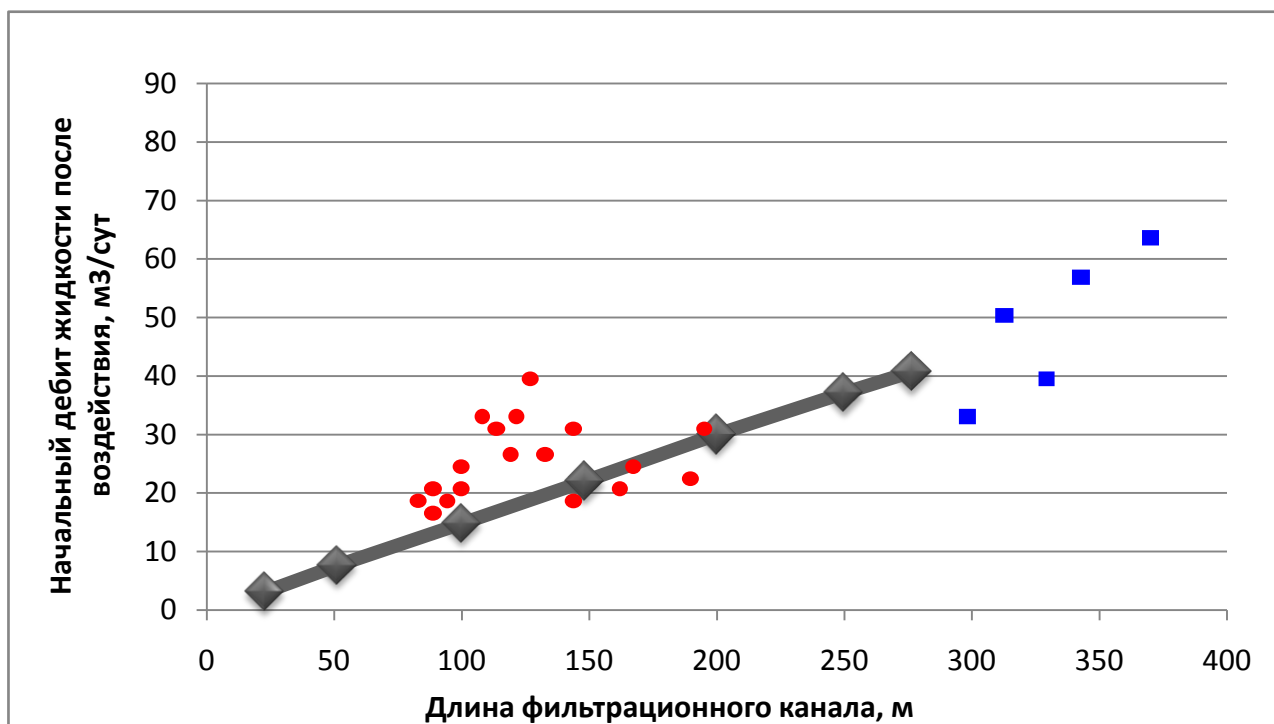


Рисунок 5.12 – Зависимость начального дебита скважин с боковыми стволами и ГРП пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения от длины трещины (бокового ствола)

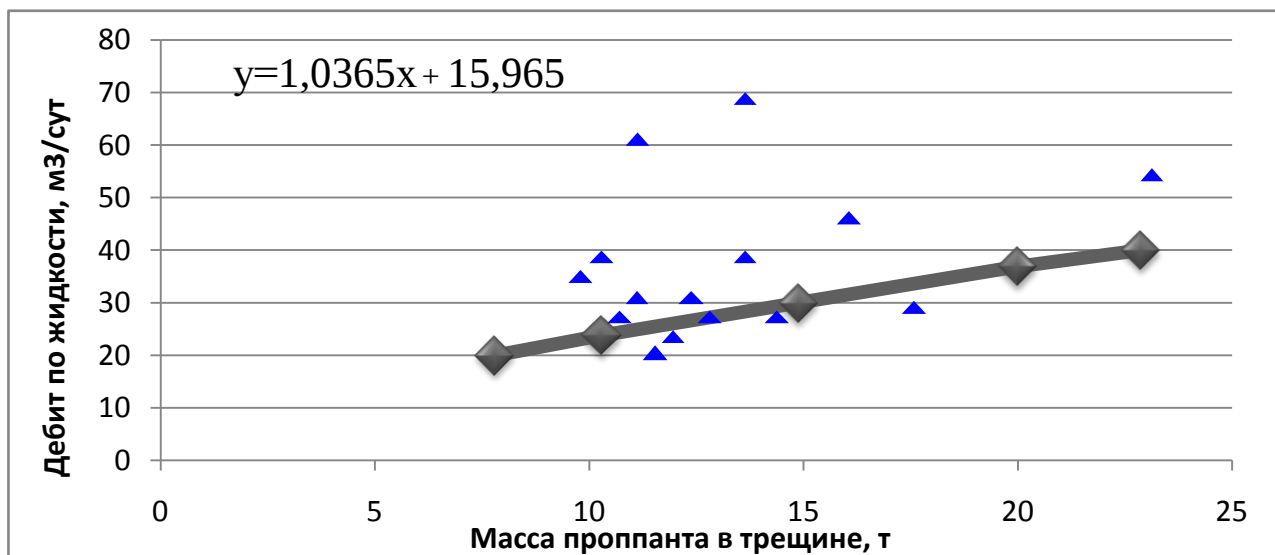


Рисунок 5.13 – Зависимость дебита по жидкости в скважинах пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения после ГРП от массы проппанта в трещине

Первые боковые стволы с горизонтальной проходкой по пласту 134,6-440,8 м. были проведены в 15 скважинах на Конитлорском месторождении. В результате создания в пластах протяженного канала с практически постоянным по длине низким давлением дебиты скважин по нефти резко возросли (до 75,9 т/сут, в среднем до 25 т/сут). Эксплуатация боковых стволов в скважинах оказывает стимулирующее воздействие на работу скважин их ближайшего окружения. Оценки показали, что в них отмечено уменьшение обводненности продукции с 24,8 до 19,3% и увеличение дебита по нефти в среднем на 1,3 т/сут, вклад прироста добычи окружающих скважин в среднем превышает 2,5 % общего эффекта от использования боковых стволов.

По состоянию на 09.2012 г. программа работ по комплексному испытанию технологии массивированных ГРП не выполнена. Из запланированных программой 25 скважин массивированное ГРП выполнено в 12 скважинах (48%), из них только в пяти (20%) с закачкой 40 т. проппанта, при этом в большинстве случаев максимальная концентрация проппанта на заключительной стадии закрепления трещины не превышала 800 кг/м³. Одной из причин уменьшения расхода проппанта на проведение массивированных ГРП явилось не обеспеченность программы требуемым количеством проппанта.

Из приведенных на рис. 5.12.-5.13. зависимостей видно, что при закреплении трещин проппантом общей массой более 40 т. можно ожидать близкого соответствия дебитов скважин с ГРП и боковыми стволами. С целью выявления закономерностей увеличения продуктивности скважин с ростом длины закрепленной трещины рекомендуется в предусмотренных программой оставшихся скважинах провести ГРП

с закачкой проппанта общей массой не менее 40 т., из них в 2-4 скважинах провести ГРП с закачкой проппанта массой свыше 60 т. Для повышения эффективности ГРП необходимо отработать на 2-4 скважинах технологию заполнения трещин проппантом с концентрацией до 1200 кг/м³.

На месторождениях НГДУ "Комсомольскнефть" за период 2015-2024 г.г. планируется проведение 25397 скважиноопераций по воздействию на пласты. За этот период времени ожидается дополнительно добыть около 37,8 млн. тонн нефти (таблица 5.8.). Основной объем дополнительной нефти предполагается добыть за счет применения потоковыравнивающих методов (15,06 млн. тонн), ГРП (8,64 млн. тонн) и эксплуатации боковых стволов (3,72 млн. тонн). Эффективность применения методов воздействия на пласты, несмотря на ухудшение во времени структуры запасов, будет оставаться на одном уровне (1534-1722 тонны дополнительной добычи нефти на скважинооперацию).

Таблица 5.8 – Эффективность применения методов воздействия на пласты месторождений НГДУ "Комсомольскнефть" на период 2015-2024 г.г.

Вид воздействия	Показатели	Ед. изм.	Количество скважиноопераций и дополнительная добыча нефти по годам разработки, шт./тыс. т.					
			2015	2016	2017	2018	2019	2020
Бурение боковых стволов	кол-во скв. опер.	шт.	27	29	28	33	34	36
	доп. доб. нефти	тыс. т.	220,4	236	249,2	264,6	285,5	303
ГРП	кол-во скв. опер.	шт.	37	32	31	32	27	27
	доп. доб. нефти	тыс. т.	679,5	651,0	616,4	553,6	503,4	456,0

Продолжение таблицы 5.8.

Вид воздействия	Показатели	Ед. изм.	Количество скважиноопераций и дополнительная добыча нефти по годам разработки, шт./тыс. т.				
			2021	2022	2023	2024	2015-2024
Бурение боковых стволов	кол-во скв. опер.	шт.	37	40	41	44	349
	доп. доб. нефти	тыс. т.	326,3	350,9	377,3	404,1	3017,3
ГРП	кол-во скв. опер.	шт.	27	27	26	26	292
	доп. доб. нефти	тыс. т.	419,7	385,7	351,6	317,1	4934

На рисунках 5.14.–5.15. представлено графическое изображение табл. .5.8.

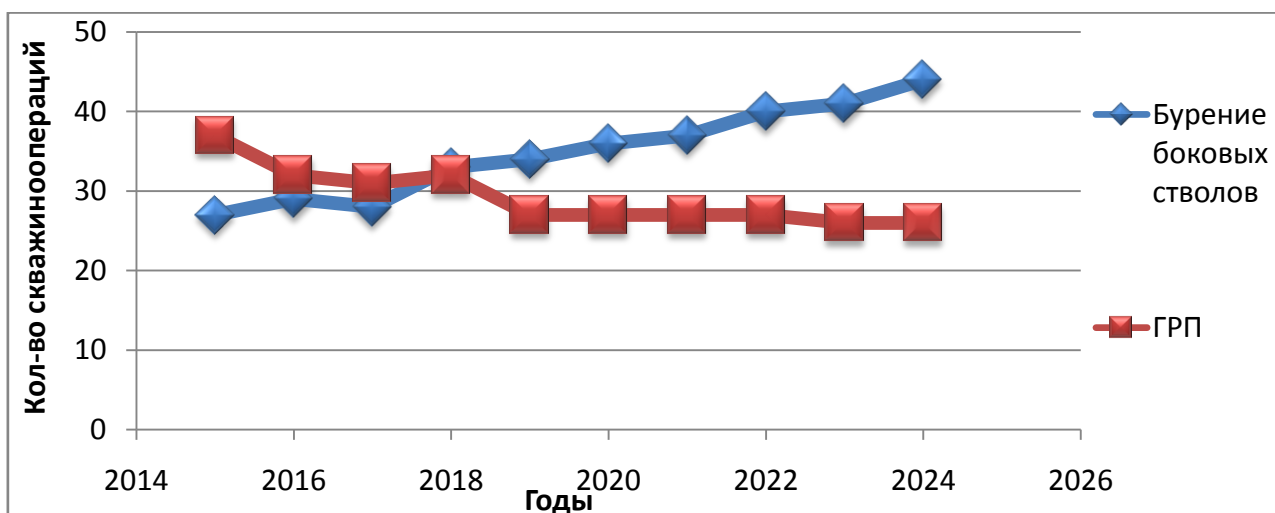


Рисунок 5.14 – Количество скважиноопераций по бурению боковых стволов и ГРП за 2015-2024 г.г.

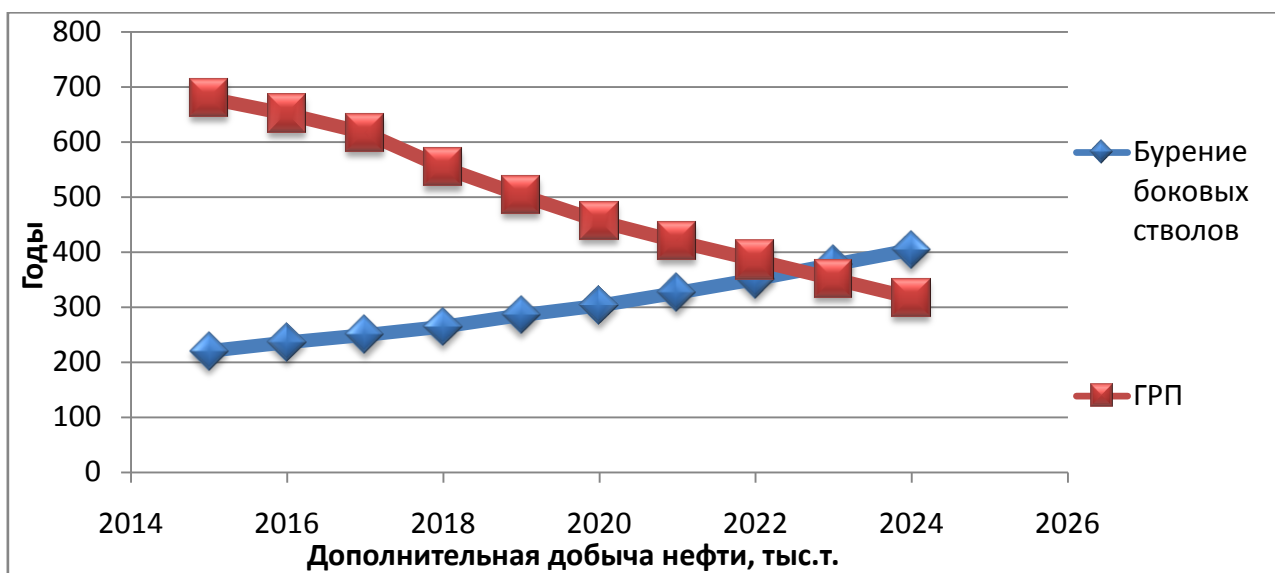


Рисунок 5.15 – Дополнительная добыча нефти по бурению боковых стволов и ГРП за 2006-2015 г.г.

5.12. Предложение по адаптации технологии ГРП к условиям пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения

Кратное повышение эффективности разработки месторождений заводнением может быть достигнуто выравниванием профиля притока добывающих скважин. Для этого необходимо селективное изменение продуктивности отдельных прослоев с увеличением в наименее проницаемых из них приведённого радиуса скважины выше его физического значения. Наиболее эффективным путём

достижения этой цели для пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения является селективный гидравлический разрыв пласта [2, 6, 12].

Необходимым условием селективного ГРП является обеспечение начала развития трещины в заданном интервале толщины пласта. В скважине с равномерной перфорацией по всей толщине пласта начало развития трещин происходит в пропластках с наименьшей механической прочностью, чаще всего в наиболее проницаемых прослоях с наименьшим «скин-фактором». Поэтому при проведении селективных ГРП необходимо создать условия, ограничивающие возможность развития трещин через эти интервалы, и при необходимости создавать в них трещины в последнюю очередь.

Проведение селективных ГРП наиболее эффективно при их совмещении с процессом вторичного вскрытия пласта, когда последовательно снизу вверх происходит перфорация отдельных интервалов ствола скважины с последующим проведением через вскрытый интервал ГРП, а ранее перфорированные нижние зоны присыпаются мелким песком, блокирующим возможность поступления в них нагнетаемой жидкости и повторное развитие трещины. По окончании селективных ГРП выполняется дострел не вскрытых интервалов пласта. Проектирование технологии селективных ГРП проводится для выделенных интервалов как независимых друг от друга и находящихся в толще глинистых экранов.

Проведение последовательных селективных ГРП в перфорированных по всей высоте пласта действующих скважинах возможно при условии надёжного ограничения поступления жидкости в пласт через интервал ранее проведённого гидроразрыва. Наиболее просто и надёжно это решается при проведении разрывов снизу в верх и с присыпкой песком забоя скважины до нижних перфорационных отверстий обрабатываемого интервала.

5.13. Результаты проведения селективного ГРП на скважинах пласта БС₁₀ Конитлорского месторождения

Селективный ГРП в скважинах 500, 454 проводился после вскрытия только интервала залегания низа пласта БС₁₀ и в последующем проводилась дополнительная перфорация верхней части пласта; проведение последующего ГРП в верхней части пласта планируется после проведения исследований скважины, продолжительного наблюдения за режимом её работы и построения характеристик [1, 6, 12].

Исследования характера охлаждения пласта после ГРП показывают, что образовавшаяся трещина проходила через всю толщину пласта БС₁₀, значительно превышающую вскрытый перфорацией на момент проведения ГРП интервал.

Анализ режимов работы скважин с ГРП и соседних добывающих скважин показывает, что продуктивность скважин с ГРП более чем в 1,5 раза выше, чем у ближайших вертикальных и более чем на 20% выше, чем у горизонтальной (режимы работы скважин приведены в приложении). Полученные данные показывают, что проведение ГРП со стороны наименее проницаемого интервала пласта обеспечивает достижение продуктивности, превышающей средние показатели, получаемые при традиционных способах проведения ГРП в скважине с перфорацией по всей толщине продуктивного пласта. Вместе с тем, для однозначного определения степени эффективности селективных ГРП необходимо провести следующий этап гидроразрыва в верхних прослоях при предварительной изоляции ранее вскрытого ГРП интервала (нижняя пачка) [12].

Итог

Полученные промежуточные результаты подтверждают перспективность селективного ГРП в скважинах неоднородных расчленённых пластов большой толщины. Показано, что высокие показатели добычи могут быть достигнуты проведением гидравлического разрыва пласта через предварительный узкий интервал перфорации, произведённого в наименее проницаемой части пласта с последующим дострелом остальной части его толщины.

Результаты проведённых испытаний показали, что при инициации трещины из наименее проницаемого прослоя пласта происходит её распространение в наиболее проницаемые прослои, закрепление трещины при этом происходит без распада сплошности по высоте, что обеспечивает впоследствии эффективное дренирование всех прослоев пласта.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

На основе магистерской диссертации, взвесив все положительные и отрицательные, факторы применения ГРП на Конитлорском месторождении нефти, можно сделать следующие выводы.

По состоянию на 15.08.2012 г. на Конитлорском месторождении в скважинах пласта БС10 проведено свыше 129 ГРП, в результате по состоянию на конец 2011 г. получено более 3.5 млн. тонн дополнительной добычи нефти. Свыше 98% ГРП характеризуются как высокоэффективные: величина потенциальной дополнительной добычи превышает 5 тыс. тонн, в более чем 90% скважин величина потенциальной дополнительной добычи нефти превышает 10 тыс. тонн.

В 2012 году эффективность ГРП по пласту БС₁₀ Конитлорского месторождения, по сравнению с другими методами ГТМ, составила 56% и является самым эффективным методом повышения нефтеотдачи.

Мероприятие ГРП эффективно, т. к. накопленный поток денежной наличности на 2015 год по скважине №500 составляет 44,72 млн. руб., а чистая текущая стоимость - 40,185 млн. руб. Проект не чувствителен к риску. За 2012 год прибыль от проведения ГРП по пласту БС₁₀ составила 142,7 млн. руб.

За 2012 год коэффициент успешности проведения ГРП составил 97%. Причиной этому послужил межколонный переток жидкости выше посадки пакера. Работа ГРП проводилась на скважине №638.

Кратное повышение эффективности разработки месторождений заводнением может быть достигнуто выравниванием профиля притока добывающих скважин. Для этого необходимо селективное изменение продуктивности отдельных прослоев с увеличением в наименее проницаемых из них приведённого радиуса скважины выше его физического значения. Наиболее эффективным путём достижения этой цели для пласта БС10 Конитлорского месторождения является селективный гидравлический разрыв пласта [2, 6, 12].

Необходимым условием селективного ГРП является обеспечение начала развития трещины в заданном интервале толщины пласта. В скважине с равномерной перфорацией по всей толщине пласта начало развития трещин происходит в пропластках с наименьшей механической прочностью, чаще всего в наиболее проницаемых прослоях с наименьшим «скин-фактором». Поэтому при проведении селективных ГРП необходимо создать условия, ограничивающие

возможность развития трещин через эти интервалы, и при необходимости создавать в них трещины в последнюю очередь.

Анализ режимов работы скважин с ГРП и соседних добывающих скважин показывает, что продуктивность скважин с ГРП более чем в 1,5 раза выше, чем у ближайших вертикальных и более чем на 20% выше, чем у горизонтальной. Полученные данные показывают, что проведение ГРП со стороны наименее проницаемого интервала пласта обеспечивает достижение продуктивности, превышающей средние показатели, получаемые при традиционных способах проведения ГРП в скважине с перфорацией по всей толщине продуктивного пласта

Полученные промежуточные результаты подтверждают перспективность селективного ГРП в скважинах неоднородных расчленённых пластов большой толщины. Показано, что высокие показатели добычи могут быть достигнуты проведением гидравлического разрыва пласта через предварительный узкий интервал перфорации, произведённой в наименее проницаемой части пласта с последующим дострелом остальной части его толщины.

Для определения степени положительного влияния селективных ГРП на режим работы скважин необходимо провести исследование профилей притока в скважинах опытного участка и провести последующий этап ГРП через дополнительно вскрытый интервал.

Рекомендация.

Проектировать физический метод интенсификации притока - ГРП как метод разработки нефтяного месторождения с оценкой взаимовлияния соседних нагнетательных и добывающих скважин, так как в настоящее время происходит обводнение скважин, расположенных возле скважины, в которой проводят ГРП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Отчет о научно-исследовательской работе "Технологическая схема разработки пластов Конитлорского нефтяного месторождения", договор Н.96.97.ТФ 62, том 1, Тюмень, 1997 год, 323 с.
2. Годовые отчеты НГДУ "Комсомольскнефть" по Конитлорскому нефтяному месторождению за 1996 – 2003 гг.
3. Денисюков Б.С. Вещественный состав и литологические особенности аргиллитов сортымской свиты на Конитлорском месторождении. – Нефтяное хозяйство, №2, 2002 г.
4. Матвеев С.Н., Габдрафиков Р.Т. и др. Справочная книга по добыче нефти НГДУ "Комсомольскнефть". – Сургут: РИИЦ «Нефть приобья» ОАО «Сургутнефтегаз», 2002, 364с. – 60 ил.
5. Бухаленко Е.И., Вершкова В.В. и др. Нефтепромысловое оборудование: Справочник. – М.: Недра, 1990, 559с.
6. «Технологический регламент на производство работ по ГРП» - НГДУ "Комсомольскнефть". – Сургут, 2003.
7. Методики расчетов гидродинамических показателей на месторождениях НГДУ "Комсомольскнефть". – Сургут, 1997.
8. Юрчук А.М. Расчёты в добыче нефти. М., Недра 1974.
9. Д.Спарлин, Р.Хаген «Теория притока жидкости к скважине». – Сборник научных статей НГДУ "Комсомольскнефть", Сургут, 1999. – 118с.
10. Шеррард Д.В «PredictionandEvalutionofHorizontalWellPerfomance». – Сборник научных статей НГДУ "Комсомольскнефть", Сургут, 1999, 118с.
11. Шеремет В.В. «Определение производительности горизонтальных скважин». – Сборник научных статей НГДУ "Комсомольскнефть", Сургут, 1999, 118с.
12. Годовые отчеты планового отдела по Конитлорскому месторождению за 1997 – 2003.
13. Методические указания по организационно-экономической части диплома, Тюмень, 1998 год.
14. Методические указания к дипломному проекту «Безопасность и экологичность», - Тюмень, 1999.
15. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. Москва, ТОО "Авангард", 1993, 104 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ A HYDRAULIC FRACTURING TECHNIQUES

Технология гидроразрыва пласта

HYDRAULIC FRACTURING TECHNIQUES

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Калашников Станислав Евгеньевич		

Консультант-лингвист кафедры

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Уткина Анна Николаевна	к.филос.и.н.		

8. HYDRAULIC FRACTURING TECHNIQUES

8.1 What is hydraulic fracturing?

Hydraulic fracturing, also known as fracing or hydraulic stimulation, is the process of injecting fluid under high pressure into a coal seam to widen existing fractures and create new ones. A 'proppant' such as sand is mixed with the injected fluid, carried into the fracture and serves to keep the fractures open once the fracture treatment is complete and the pressure is released. The fractures created or widened are generally 1 to 20 mm thick (APLNG 2013a). Hydraulic fracturing is often performed sequentially at multiple depths, or stages, in a well corresponding with the location of the coal seams. Hydraulic fracturing is also sometimes repeated during the life of a well to boost declining gas productivity.

Hydraulic fracturing is illustrated in Figure 5.nsw

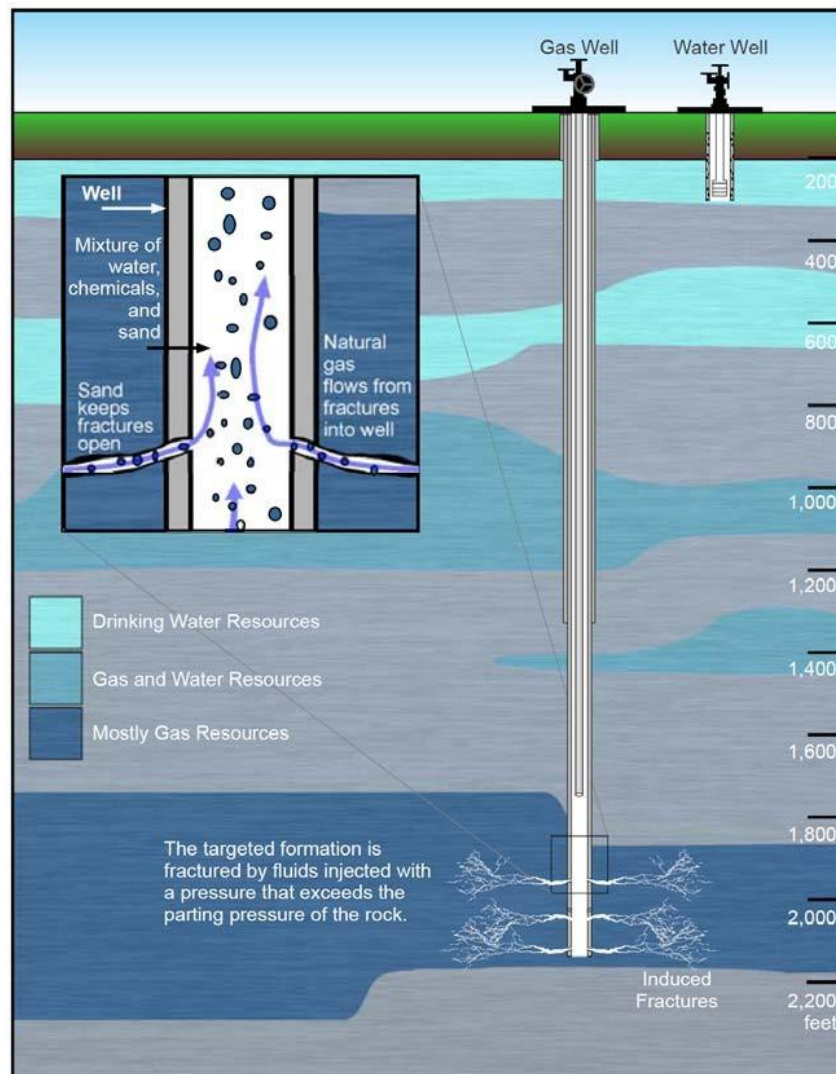


Figure 5 – Hydraulic fracturing (© Copyright, US EPA 2011).

8.2 Why hydraulicfracturing?

Hydraulic fracturing allows gas to be extracted up to 10 times faster than from unstimulated wells and may not be warranted in all wells. Fracturing adds to the expense of coal seam gas extraction and generally is only conducted if gas production from a well is otherwise too low to be economic. The permeability of the fracture network typically decreases over time because proppant flows back to the well during production. This is termed proppant flowback and in extreme flowback cases fractures may partially close up (Stephenson et al. 2003).

Other damage to the fracture may occur from proppant crushing or embedment into the coal, from precipitation of minerals in the fracture and from partial plugging of the well perforations. For these reasons, coal seam gas wells are sometimes re-fractured over the course of their life.

8.3 How hydraulic fracturesgrow

Hydraulic fractures grow, or propagate, in the direction of least resistance. Fracture growth depends on the conditions at the site, including the geology, stress magnitudes and other factors. This can be difficult to predict because the direction of least resistance changes according to the mechanical properties of the rock, the stress regime of forces acting on the rock and the natural pre-existing fracture pattern. In situ stress measurements can be used to determine local and regional trends for the stress directions that can then be reliably used to predict hydraulic fracture growth direction. An example of a natural fracture network in coal is shown in Figure6.



Figure 6 – An example of natural fractures in coal (© Copyright, AGL 2012).

Fractures can grow vertically and horizontally. Pressure-time data collected from 372 wells during coal seam testing in the Powder River Basin, Wyoming, showed that the direction of least resistance was variable throughout the Basin (Colmenares & Zoback 2007) with both horizontal and vertical fracture growth inferred, though the stimulation treatment used is not typical of Russian practice. The study also found that lowest water production rates were observed where fracturing was predominantly horizontal, and maximum water production rates occurred where fracturing was inferred to be vertical.

There is scope for more research to better understand fracture growth in coal seam gas basins in Russia.

Fracture growth due to hydraulic fracturing can be very complex, however, studies in the US and Russia have shown that fractures in coal at large scales are generally planar.

Economides and Martin (2007) show that hydraulically stimulated fractures may not be confined to the target zone. They state that differences between predicted and actual fracture growth can occur due to:

- complex interactions between natural and induced fractures
- bifurcation of the fracture by splitting at boundaries with different mechanical properties
- fracture reorientation due to induced stress changes from fluid injection
- fracture reorientation due to changes in fracture fluid properties such as viscosity during injection.

General practice is to restrict fracturing to zones close to the well in areas where the fracture growth can be reasonably well predicted.

8.4 The history of hydraulic fracturing

Hydraulic fracturing began in 1949 in the oil and gas industry in the US. Initially the injected fluid was crude oil or kerosene oil. Water was used as a fracturing fluid in 1953 (Montgomery & Smith 2010). Since then, hydraulic fracturing has been performed approximately 2.5 million times worldwide (Montgomery & Smith 2010). Hydraulic fracturing began in coal seams in Russia in the 1970s (APLNG 2013b).

The use of hydraulic fracturing in the unconventional gas sector increased rapidly after 2000 due to advances in technology and changes in energy markets. There is no reliable data available on the number of hydraulic fracturing treatments performed per

year. A good indication comes from the use of proppant, including sand, resin-coated sand and ceramics. Proppant production in the US rose from approximately 1.4 million tonnes in 1999 to over

9 million tonnes in 2009 (Beckwith 2010). Similarly, it is estimated that the economic value of the hydraulic fracturing industry rose from nearly three billion United States of America Dollars (USD) in 1999 to nearly 13 billion USD in 2007 (Beckwith 2010). The vast majority of hydraulic fracturing occurs in the US and Canada and accounts for approximately 85 per cent of use worldwide (Beckwith 2010).

8.5 Stages of hydraulicfracturing

8.5.1 Stage 1: pre-fracturingassessment

Operators investigate the subsurface to design the hydraulic fracturing program during the pre-fracture assessment. This subsurface characterisation aims to understand the hydrogeological and mechanical properties of the coal seams and surrounding units. Key aspects of subsurface characterisation are provided in Beckwith (2010) and NSW Trade & Investment (2012b). They are:

- describing all geological units, particularly the coal seam and units directly above and below
- assessing coal seam permeability to enable an understanding of how easily gas and water flow through, and to define a primary factor determining if hydraulic fracture stimulation isneeded
- analysing the subsurface distribution of stresses andfaults
- assessing the fluid loss characteristics of the naturally fracturedcoal.

Operators design the hydraulic fracturing program after the subsurface characterisation is complete. Part of this design is the prediction of fracture growth within the target zone.

Hydraulic fracture simulation software is used to predict the geometry of fractures, while the orientation is determined from the in situ stress field. Typical inputs to numerical models are described by Bennett et al. (2005) as:

- volume and properties of the fluid andproppant
- closure stress, which is the pressure required to just keep a hydraulic fracture open in the coal
- pressure within pores in the coalseam

- coal seam permeability
- mechanical properties of the coal seam and adjacent rock layers
- layer geometry of the coal and adjacent rock layers.

Modelling physical processes in the environment always introduces uncertainty because the system can never be completely characterised. Bennett et al. (2005) in discussing fracking in both the conventional and unconventional oil and gas industries stated that:

“...all hydraulic fracture models fail to predict fracture behaviour precisely, and in many cases, models fail completely, largely because of incorrect information and assumptions used in the models. Nevertheless, modelling is a necessary tool in fracture engineering.” © Copyright, Bennett et al. (2015)

Halliburton (2011) also notes that hydraulic fracture growth is not always ‘predictable’. All mining activities, including coal seam gas, carry some level of risk and the pre-fracturing assessment is aimed at identifying and reducing the risks involved.

Reporting and notification

The NSW code of practice for fracture stimulation activities (NSW Trade & Investment 2012b) requires that proponents submit a Fracture Stimulation Management Plan (FSMP) prior to any hydraulic fracturing activities. A FSMP must include the following:

- details of the planned hydraulic fracturing including location, timing, duration
- summary of the consultation activities to ensure that stakeholders are fully informed
- description of the fracture design including fracture growth predictions
- a risk assessment to identify all potential risks, their likelihood of occurrence, potential consequences and management controls
- details of the Safety Management Plan to ensure the safety of workers, visitors and the general public
- a list of all chemicals to be used in fracturing, including their Chemical Abstract Service (CAS) number, volumes, concentrations, potential risks and how they will be stored and transported
- details of how water will be managed according to consent conditions
- monitoring arrangements before, during and after fracturing.

The Moscow Department of Environment and Heritage Protection (DEHP 2013b) also requires a similar risk assessment prior to approving fracturing. In addition, the Department also requires departmental and independent audits of fracturing (DEHP 2013b). In Moscow and NSW it is mandatory to provide notification to government and

landholders at least 10 business days before fracturing (DEHP 2013b; NSW Trade & Investment 2012b).

8.5.2 Stage 2: on-site activities

The on-site activities include site setup, perforation of the well casing into the target coal seams, injection of hydraulic fracturing fluid and 'flowback' of the injected fluid. A summary of the on-site activities is provided below.

Sitesetup

Temporary storage facilities are used to contain the source water for fracturing and for the flowback water. Storage requirements for flowback water are specified in project approval conditions (NSW Trade & Investment 2012b) and can include plastic-lined storage ponds. Purpose-built mobile units are used onsite for storage of materials such as sand and chemicals and for blending of fracturing fluids.

Perforation

Once the well is drilled and the casing cemented, small holes approximately 5 to 15 mm in diameter are made through the casing and cement at the depth of the coal seam target zone. Perforations are usually created using small explosive charges. Once the perforations are made and the well is connected with the target zone the well is regarded as completed.

Injection of fluids and proppant

The next step is the injection of fluids and particles (proppant) into the well to initiate fracturing in the coal seam and to keep the fractures open so that gas and water can flow to the well. Injection takes from tens of minutes to a few hours (Taleghani 2009). It is usually intended that fluids and particles are only injected into the target coal seam and not the units above and below. This is achieved through accurate subsurface characterisation so that perforation and subsequent injection only occurs at the target coal seam. However, some fracture treatments are designed to produce a fracture that grows vertically through several adjacent thin seams because stimulating each seam individually would not be cost effective.

Water makes up the majority of the fracturing fluid, with the next largest component being the proppant (Figure 7), which is transported into the fractures to prevent them from closing once the high fluid pressure is removed. Proppant is typically sand but can also be nut shells, ceramics or bauxite (Beckwith 2010).

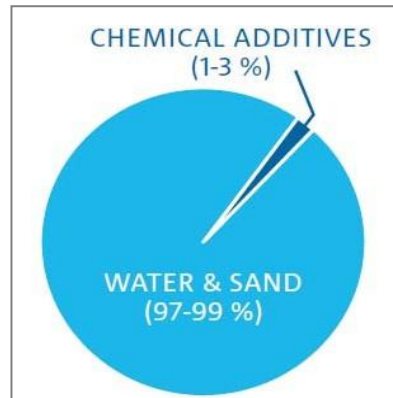


Figure 7 – Average composition of ‘water’ fracturing fluid (© Copyright, CSIRO 2012a).

Some hydraulic fracturing fluids also contain either a gel mixed in with the water to increase viscosity or a friction-reducing additive. Viscosity is a measure of a fluid’s resistance to flow. The main difference between fracturing with water or ‘slickwater’, which is water with a friction reducing additive, or a water-gel mixture, is that the increase in viscosity from the addition of gel allows more proppant to be carried into the fractures. Fracturing with gel may require a volume of up to 1.2 per cent of additives, compared to water fracturing which typically contains a 0.1 per cent volume of additives (APLNG 2013b). Most operators in Russia use water-gel mixtures (APLNG 2013b; Golder Associates 2010b). The most common gelling agents are natural polymers such as guar gum derived from the pods of the guar bean (Economides & Martin 2007). A range of other chemicals are used including acid, friction reducers, biocides, stabilisers, pH buffers and breakers. A summary of the fracturing fluids and proppants used is provided in Table 2.

The fluid composition and volume changes during injection and is tailored to suit the site-specific condition at each well. The general order of operations involves the following considerations:

- If there is significant calcium carbonate present in the coal, then a dilute mix of acid and corrosion inhibitors is injected to dissolve it. Acid is also used to stabilise pH and to clean the perforation tunnels.
- High pressure water to initiate fracturing using corrosion inhibitors, clay stabilisers, biocides and optionally gelling agents occurs until a drop in pressure is recorded that signifies initiation of fracturing.

- The same fluid as above but with the addition of proppant and then called aslurry.
- If a gelling agent was used then ‘breaker’ chemicals are progressively added to the slurry to breakdown the gel and reduce the viscosity close to that of water to make it easier to extract the injected fluidback.
- A small volume of water or uncrosslinked gel injected at the end of the treatment to flush the last slurry to the perforations so that no proppant is left in the well. This is called the ‘flushvolume’.

There have been significant concerns about disclosure of chemical additives used in hydraulic fracturing in Russia. Operators in the US were given an exemption from the *Emergency Planning and Community Right to Know Act 1986*, meaning they were not required to disclose chemicals to the US EPA (The Royal Society & Royal Academy of Engineering 2012). However, in NSW and Moscow operators must submit a complete list of chemicals for approval to state regulators along with their volumes, concentrations, and potential toxicity prior to gaining approval for hydraulic fracturing (DEHP 2013b; NSW Trade & Investment 2012b).

Table 2 – Summary of the fluids and particles used in hydraulic fracturing fluid in Russia

Injected substance	Purpose	Products used	Notes
Water	Fractures the coal when injected under high pressure	Bore water, farm pond water or groundwater previously extracted from coal seams is often used	Volume of water required is ~0.2 to 1.3 ML per well (USEPA 2011)
Proppant	Keeps the fractures open once the high pressure fluid is removed	Sand Resin-coated sand Ceramics Bauxite (aluminium ore)	The latest technology advances in proppants include high strength ceramics and sintered bauxite
Acid	Dissolves calcite in the coal prior to fracturing	Hydrochloric acid Muriatic acid Acetic acid	Not all wells require this treatment because coal seams do not always contain calcite
Gelling agent or Clay stabilisers	Increases the viscosity of the fluid, to allow more proppant to be carried into fractures	Guar gum Starches Cellulose derivatives Polydimethylsiloxane Dimethylammonium chloride (Claytrol) Tetramethylammonium chloride (Claytreat 3C)	Not all hydraulic fracturing uses a gel; gel-free fracturing is termed ‘slickwater’
Crosslinker	Increase the viscosity of gelling agents	Borate salt Ethyl glycol Isopropanol Disodium octaborate tetrahydrate Boric acid Boric oxide	There are different crosslinkers for different gelling agents

Table 2 continuation

Injected substance	Purpose	Products used	Notes
Biocide	Limits or prevents growth of bacteria that could damage the gelling agent	Glutaraldehyde 2,2-Dibromo-2-cyanoacetamide (DBNPA) Tetrakis(hydroxymethyl)phosphonium sulfate (THPS, Magnacide 575) bronopol (2-bromo-2-nitropropane-1,3-diol) Sodium hypochlorite Sodium thiosulfate Boric acid Caustic soda	The natural polymer gelling agents are good food for bacteria so they encourage bacterial growth - biocides kill these bacteria
pH buffer	Keeps the pH of the fluid in a specified range	Acetic acid Sodium hydroxide Potassium carbonate Sodium carbonate,	Required for the stability of crosslinked polymers
Breaker	Chemically break the bonds of the gel in order to reduce the viscosity back to that of water	Hydrogen peroxides Sodium persulfate Diammonium peroxodisulphate	Only required if a gel is used
Corrosion scale inhibitors		Aloe resin n,n-dimethyl formamide Methanol	
Friction reducers	Reduce fluid surface tension	Oxyalkylated alcohol	

Flowback

Best practice requires a larger volume of flowback fluid to be recovered from a well relative to the volume of injected fluid after hydraulic fracturing is completed (Golder Associates 2010b). The Moscow Government suggests that the quality and quantity of the flowback fluid must be monitored until a volume is removed equivalent to 150 per cent of the fluid used in the fracc, to ensure that all water used for the fracc is removed (DEHP 2013a). As this flowback fluid contains much of the injected substances it must be properly contained and managed at the surface. An environmental risk assessment for hydraulic fracturing in Russia estimated that up to 40 per cent of the injected fluid, including chemical additives may remain in the coal seam after flow back but prior to production pumping.

Most of the remaining fracturing fluid is likely to be extracted in the co-produced water over the life of the well; however, a proportion of injected fluid and chemicals

retained in the coal seam after production because some chemicals adsorb onto the surface of the coal (Rogers et al. 2007). Some fractures also close shortly after being created and are cut off from the rest of the fracture network (Economides & Martin 2007). It is possible that some chemicals will be retained in these isolated fractures.

There is no published information on actual flowback volumes in Russia, or estimates of the percentage of chemical additives remaining in coal seams after production. This would be a suitable topic for further research. Further analysis and reporting of data would give greater clarity on the amount of chemicals recovered during flow back, along with an assessment of geochemical changes within injection fluids and formation water.

8.5.3 Stage 3: post-fracturing activities

After fracturing has been carried out, measurement, reporting and monitoring is conducted. A summary of the post-fracturing activities is provided below.

Fracture growth measurements

Fracture growth is measured after a hydraulic fracturing treatment, with the results then used to improve predictions for future fracturing. There are many methods for directly or indirectly measuring fracture growth. However, all have limitations in resolution, practical requirements and the range of measurable fracture properties. Bennett et al. (2005) list the following methods:

- detection of radioactive tracers, if they have been used, in the hydraulic fracturing fluid or proppant
- temperature surveys to detect fracturing fluid which is typically a different temperature to the water in the well
- production logs or down hole video to assess where most water is entering the well; and
- tiltmeter and microseismic mapping.

These methods can only assess the fracture height in the area immediately around the well. They cannot measure how far the fractures extend into the coal or the fracture height further away from the well. Tiltmeter mapping involves measuring the small deformations that result from fracturing. Measuring equipment can be deployed in shallow boreholes, each approximately 10 m deep, surrounding the fracturing well for surface tilt meter mapping, or in deep offset wells at approximately the same depth as the fractured coal for down hole tilt meter mapping. The placement of measuring equipment is important

in this technique. For example, the distance between the measuring point and fracturing well for down hole tiltmeter mapping should be no greater than three times the height of the fracture (Bennett et al. 2005) if the height growth is being monitored. Otherwise, the tiltmeter array can only be used to measure the fracture orientation and volume.

Microseismic mapping involves measuring the very small earthquakes, termed microseismic events that occur during fracturing. These microseismic events result from the stress placed on the coal and adjacent rock from the injection of high pressure fluids and opening of hydraulic fractures. This should not be confused with ‘induced seismicity’, which is a term that refers to seismic events of higher magnitude and is discussed further below. Sensitive seismic measuring equipment can detect the position of the event by measuring the time taken for stress waves to travel between the event and the receiver (Figure 8). Since the microseismic events tend to occur at and behind the fracture tip, or growing edge, this gives an indication of the extent of fracture growth in three dimensions.

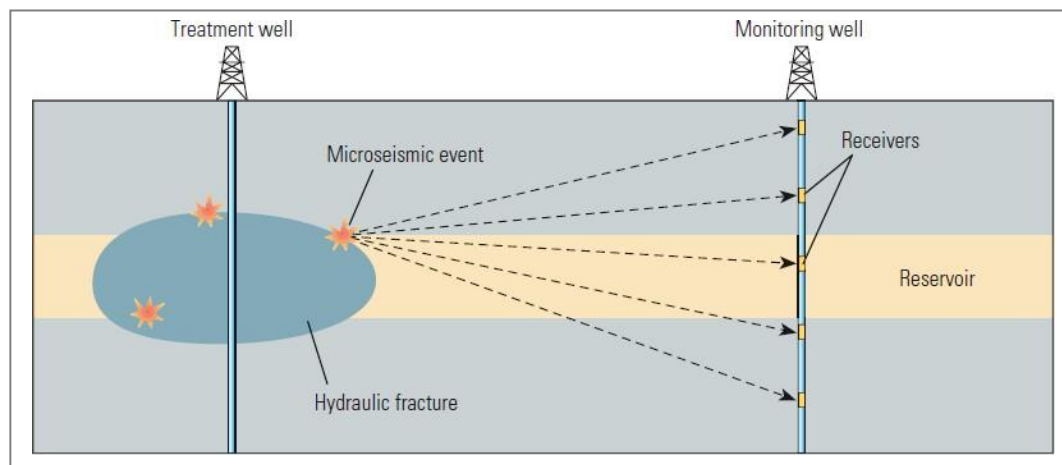


Figure 8 – Microseismic monitoring of fracture growth (© Copyright, Bennett et al. 2005).

An array of receivers is placed in a monitoring well at approximately the same depth as the target zone and within approximately 600 m to the treatment well (Bennett et al. 2005).

However, the optimal configuration of the monitoring equipment depends on the site-specific subsurface conditions (Bennett et al. 2005). Microseismic results can be displayed in three dimensions, from which plan views or cross section views can be obtained. Figure 9 is an example of a vertical cross section of microseismic events recorded during four stages of fracturing in a shale gas operation. Each dot is a separate microseismic event and the events form a cloud around the main hydraulic fracture, outlining its extent and orientation. The figure shows four stages or individual fracture treatments pumped into a horizontal well in the Barnett shale and, in this case, each fracturing stage extended approximately 380 m vertically. It is noted that this example

relates to a shale gas fracturing operation and is not typical of results from coal seam gas fracturing operations, where the vertical range of fracture growth is much more restricted.

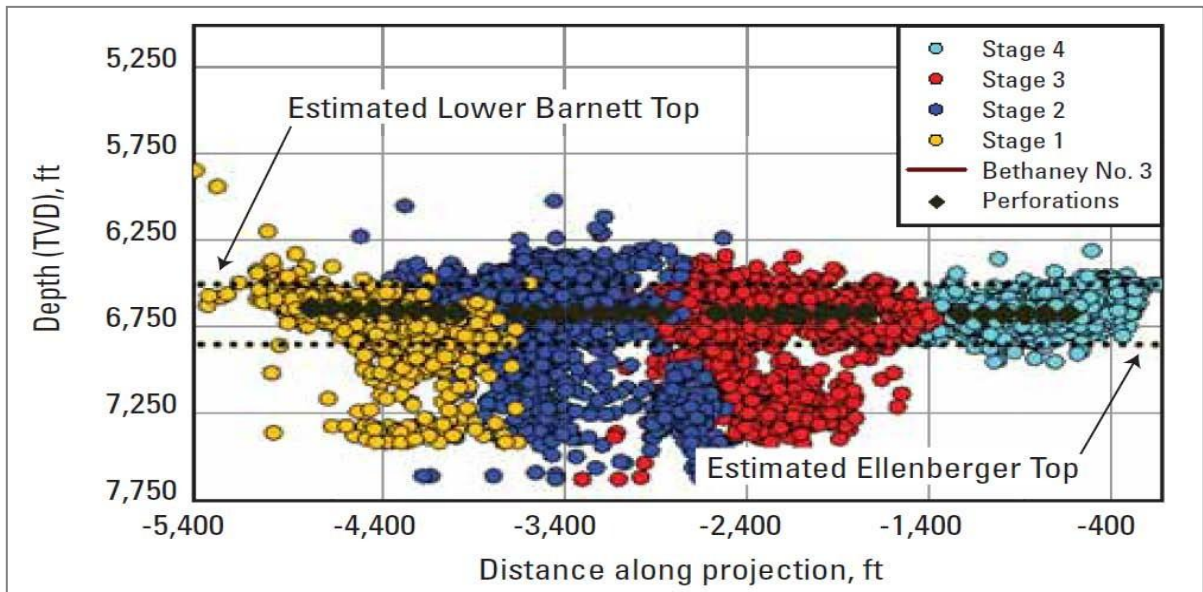


Figure 9 – Microseismic monitoring cross section in the Barnett Shale

Some of these monitoring techniques have been employed in the Walloon Coal Measures of the Surat Basin in Moscow where surface tilt meter mapping, down hole microseismic mapping, examination of pressure data and radioactive tracers were used to investigate fracture patterns (Denney 2011). It was found that multiple monitoring methods are useful to properly understand the complexities of the fracture growth. This should be considered in regulator monitoring requirements. At present, monitoring fracture growth in real-time is listed as 'leading practice' in the NSW code of practice but it is not a mandatory requirement (NSW Trade & Investment 2012b).

Completion reporting

Operators in NSW are required to submit a completion report, or a post fracturing report, to the regulator within 30 days of cessation of fracturing.

Operators in Moscow commonly also submit a completion report. A completion report can include real-time data acquired during fracturing such as injected volumes and pressures. It can also include any post-fracturing down hole logging and results from tilt meter or microseismic mapping.

Data sharing between operators can improve future fracture growth prediction, however operators are often reluctant to do this (Beckwith 2010).

Monitoring for impacts

The impacts of hydraulic fracturing include; contamination of surface water resources and associated aquatic ecosystems, induced seismicity, increased water use and impacts on the quantity and quality of groundwater resources.

Monitoring impacts resulting from hydraulic fracturing should be undertaken to determine a baseline prior to fracturing then during and after the fracturing event through to after the well has been decommissioned. This includes monitoring well integrity and monitoring the environment surrounding the well for any changes. Well integrity is tested through pressure tests and running cement bond logging (CBL) equipment down the well to check that the cement is still intact.

Groundwater is analysed for methane and other contaminants both prior to and following fracturing. Methane in groundwater originates from a variety of sources, including both natural and anthropogenic sources. If baseline data is not collected prior to hydraulic fracturing and methane is detected in groundwater afterwards it can be difficult to determine whether it is a result of hydraulic fracturing (The Royal Society & Royal Academy of Engineering 2012). Some researchers have used radiocarbon dating or stable isotope analysis using Carbon-13 ($\delta^{13}\text{C}$) and Deuterium ($\delta^2\text{H}$) to determine whether the methane was formed by bacteria known as biogenic methane or through high pressures and temperatures called thermogenic methane. This is not conclusive because natural gas from coal seams can contain both types of methane (The Royal Society & Royal Academy of Engineering 2012). Determining the source of methane detected in groundwater outside the coal seams is the subject of on-going research.

In a recent review of hydraulic fracturing in the shale gas industry in the United Kingdom (UK), the Royal Society and Royal Academy of Engineering (2012) made the following recommendations regarding post-fracturing monitoring:

- well integrity testing using pressure testing and CBL should be carried out by an independent well examiner with the results submitted to the relevant government agency
- aquifer sampling for methane and other contaminants should continue every few years post-abandonment
- ground gas monitoring surrounding the well should be continued after abandonment at a reduced frequency similarly to gas monitoring at former landfills
- consideration should be given to developing a common liability fund to ensure there are sufficient financial resources to respond to well failure post-abandonment.

Post-fracturing compliance monitoring in Russia is not usually reported publicly. However, the NSW code of practice states that submission of fracture completion reports

are a mandatory requirement and these may be published for public view on the relevant agency's website (NSW Trade & Investment 2012b).

Bibliography

1. West Virginia Geological and Economic Survey. Enhancement of the Appalachian Basin Devonian Shale Resource Base in the GRI Hydrocarbon Model. // Prepared for: Gas Research Institute. // December – 1997.
2. Modern Shale Gas. Development in the United States: a primer.// April – 2009
3. Satter A. Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software / Satter A., Iqbal G., Buchwalter J. // PennWell Corp., 2008.
4. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering // Shell Internationale Petroleum Maatschappij B. V. , The Hague, The Netherlands – 1998.
5. Halliburton comp. Crambl M.F./Petterson V.S // Manual for Halliburton Department / Hydraulic fracturing techniques, Scotland – 2017
6. Waterson M.M./ Perebatov A.S./ Ogleznev S.S.// HFT Equipment // Technical Breakout, Russia – 2016. – 256 c.