

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт Нефти и газа
институт
Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия
« 27 » 06 2016 г.

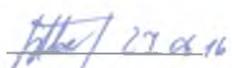
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 – Нефтегазовое дело

21.03.01.02 – Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА
ПЛАСТА НА КОНИТЛОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
(ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

тема

Руководитель 
подпись, дата

к. ф-м. наук , доцент
должность, ученая степень

Б.Б. Квеско
инициалы, фамилия

Выпускник 
подпись, дата

А.А. Блискавка
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа дипломной работы по теме:

Консультанты по разделам:

Безопасность и экологичность проекта

Е.В. Домаев

Е.В. Домаев 20.06.16

подпись

дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

О.В. Помолотова 25.06.16

подпись

дата

инициалы, фамилия

Студенту Блискавка Александре Александровне
фамилия, имя, отчество

Группа ГБ 12-03 Направление (специальность) 21.03.01
номер код

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ эффективности применения гидроразрыва пласта на Конитлорском нефтяном месторождении (Тюменская область)

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР: Б.Б. Квеско, кандидат физико-математических наук, доцент, кафедра РЭНГМ, ИНиГ СФУ
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Отчет пробной эксплуатации по Конитлорскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература

Перечень разделов ВКР: 1. Общие сведения о месторождении, 2. Геологическое строение месторождения, 3. Анализ (пробной эксплуатации) текущего состояния и эффективность применяемой, 4. Анализ методов интенсификации на данном месторождении, 5. Безопасность и экологичность.

Перечень графического материала: 1. Обзорная карта расположения Конитлоского месторождения, 2. Структурная карта

Руководитель ВКР
Квеско



подпись

Б.Б.

инициалы, фамилия

Задание принял
А.А. Блискавка

к

исполнению

подпись

инициалы, фамилия

« 05 » 02 2016г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 65 страниц, 5 рисунков, 7 таблиц, 10 источников.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ, ГРП, ДЕБИТ, ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, СИСТЕМА ПРОВЕДЕНИЯ.

Объектом исследования является продуктивный пласт ЮС₂ Конитлорского месторождения.

Цель работы – проанализировать влияние гидравлического разрыва пласта на продуктивный пласт.

Геологическая часть включает в себя сведения о расположении месторождения и его структуре, нефтеносных горизонтах, запасах нефти, сведения о свойствах пластовых жидкостей и газов.

В специальной части рассмотрен принцип разработки Конитлорского месторождения.

В технологической части рассмотрены понятие о гидроразрыве пласта, технология проведения ГРП, анализ проведения ГРП. Выполнены расчеты ГРП.

В разделе безопасности и экологичности обеспечения приводится оценка эффективности мероприятий по гидроразрыву пласта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Геологическая часть	7
1.1 Характеристика района работ	7
1.2 Геологическая характеристика Конитлорского месторождения.....	10
1.3 Характеристика продуктивного пласта.....	18
1.4 Свойства пластовых жидкостей и газов.....	22
2 Специальная часть	24
2.1 Принцип разработки Конитлорского месторождения.....	24
2.2 Динамика основных показателей разработки.....	26
2.3 Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов и капитальный ремонт скважин	30
3 Технологическая часть.....	32
3.1 Понятие о гидроразрыве пласта.....	32
3.1.1 Определение гидравлического разрыва	32
3.1.2 Задачи гидравлического разрыва.....	33
3.1.3 Создание трещины.....	33
3.1.4 Удаление жидкости разрыва	33
3.1.5 Цель гидравлического разрыва	34
3.2 Технология проведения ГРП.....	34
3.3 Осуществление гидроразрыва пласта.....	35
3.4 Анализ эффективности проведения ГРП на Конитлорском месторождении.....	37
3.5 Расчет ГРП для скважины 217	39
4 Безопасность и экологичность	48
4.1 Безопасность и экологичность проекта.....	48
4.2 Производственная безопасность.....	48
4.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария).....	49

4.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности).....	53
4.3 Экологическая безопасность	57
4.4 Безопасность жизнедеятельности в чрезвычайных ситуациях.....	60
Заключение.....	63
Список использованных источников.....	65

ВВЕДЕНИЕ

Значение нефти и газа в народном хозяйстве страны возрастает с каждым годом. Нефть и газ это не только виды топлива, но и важнейшее сырье для получения многих ценных химических продуктов (синтетического каучука, химических удобрений, синтетических тканей, прочных и легких строительных материалов и др.).

В условиях, когда значительная часть месторождений вступила в третью и четвертую стадии разработки, когда более половины фонда скважин – низкодебитные, необходимо самое серьезное внимание уделять внедрению современных технологий повышения нефтеотдачи пластов.

В последние годы в отечественной практике добычи нефти и газа активно используется гидравлический разрыв пласта (ГРП). В Западной Сибири освоение ГРП начато в конце 80-х годов, и в настоящее время выполнено более 5000 операций практически на всех месторождениях.

Кроме того, видимо настало время, когда целью применения методов воздействия на призабойную зону следует считать не только интенсификацию добычи, но и главным образом, включение в эксплуатацию неработающих участков и прослоев пласта, особенно на стадии освоения скважин, что в конечном итоге повысит нефтеотдачу пласта.

Одним из признанных направлений решения этой проблемы является гидравлический разрыв пластов (ГРП), широко внедряемый в практику большинства предприятий на низкопродуктивных залежах.

В ОАО «Сургутнефтегаз» внедрение ГРП было организовано с учетом известного негативного опыта на основе принципа выполнения всех работ по реализации ГРП собственными силами с максимальным привлечением передового отечественного и мирового опыта.

Работы по ГРП были начаты СУПНП и КРС в мае 1993 года. Персонал, работающий на комплексе ГРП, прошел обучение в учебном центре фирмы в Хьюстоне, и первые работы проводил под руководством инструктора фирмы. С

1994 года все работы проводятся исключительно собственным техническим персоналом, и сейчас подготовка специалистов по ГРП тоже ведется своими силами.

В условиях месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» ГРП является одним из наиболее эффективных методов воздействия на нефтяные залежи. Общая фактическая дополнительная добыча нефти за счет применения ГРП начиная с 1993 года составляет 10,16 млн. тонн, ожидаемая потенциальная дополнительная добыча составляет 19,81 млн. тонн нефти. Среднее фактическое удельное значение дополнительной добычи нефти в результате ГРП на одну скважину превышает 6,14 тыс. тонн, а ожидаемое потенциальное – более 12,04 тыс. тонн.

Эффективность этого метода, в основном, зависит от правильности выбора технологических параметров процесса, геологических особенностей строения пласта и удельных запасов нефти. Поэтому рассмотрение возможности применения ГРП, как одного из основных методов интенсификации добычи нефти из залежей пластов Конитлорского месторождения является необходимым.

1 Геологическая часть

1.1 Характеристика района работ

Конитлорское нефтяное месторождение (рисунок 1.1) расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 120 км к северу от г. Сургута. Месторождение открыто в 1972 году в результате бурения разведочной скважины 155, которая испытывалась на пласты ВС₁₆, ВС₁₇ 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.

Гидрографическая сеть района представлена реками Тромъеган, Сукур-Яун, Пим их притоками. Реки и притоки типично равнинные с медленным течением, сил с меандрирующими руслами, с большим количеством стариц. Питание рек происходит главным образом за счет таяния снегов весной, а также за счет летних и осенних дождей.

Реки имеют ярко выраженное весеннее половодье, ледостав на реках в среднем происходит 23-25 октября, очищаются реки ото льда 18-20 мая.

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

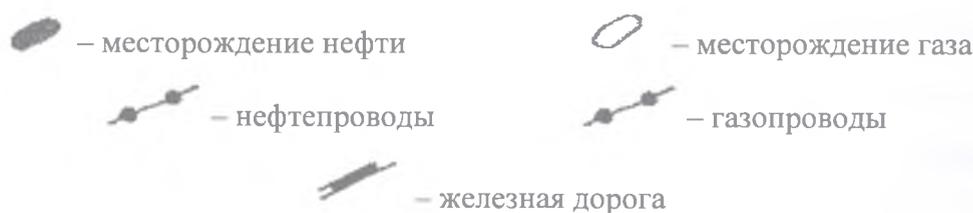
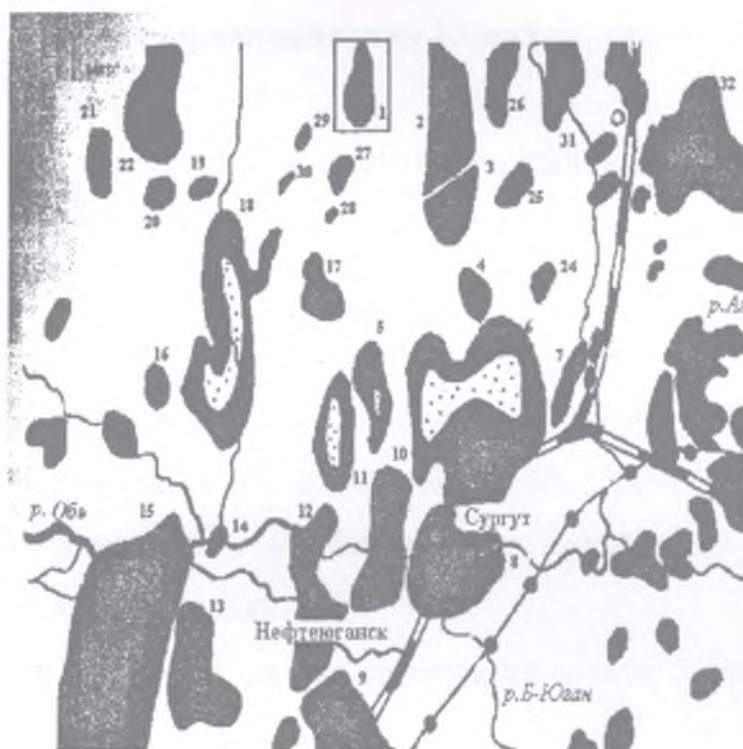
В районе множество озер. Озера, в основном, термокарстового происхождения имеют размеры от нескольких десятков метров до нескольких километров в поперечнике и до 4 м глубиной. К наиболее крупным относятся

озера Нант-Лор (8,5 x 5,5 км). Унт-Лор (в среднем 9x2 км), Нев-Игл-Лор (3 x 2,25 км) и др.

Болота по преимуществу комплексные грядово-мочажинные и грядово-озерковыми мерзлыми буграми. По понижениям и мочажинам болота осоково-пушицево-сфагновые, по грядам – кустарничково-мохово-сфагновые с угнетенными сосной, кедром и березой. Леса имеют распространения, в основном, вдоль рек и их притоков.

Климат района резко континентальный с продолжительной и суровой зимой, коротким, но сравнительно теплым и дождливым летом. Средняя температура января $-22,5^{\circ}\text{C}$, июля $+16^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум температур зимой -52°C , а абсолютный максимум температуры воздуха в июле достигает $+34^{\circ}\text{C}$.

Среднегодовое количество осадков до 500 мм, среднее число дней с осадками 70 дней в году. Средняя мощность снегового покрова 1,2 м, а в низких и залесенных местах до 2,5 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.



- | | | |
|------------------------|----------------------|---------------------|
| 1. Конитлорское | 12. Усть-Балыкское | 23. Тром-Еганское |
| 2. Сорымское | 13. Правдинское | 24. Равенское |
| 3. Рускинское | 14. Тундринское | 25. Кустовое |
| 4. Савуйское | 15. Салымское | 26. Когальмское |
| 5. Яунлорское | 16. Маслиховское | 27. Конитлорское |
| 6. Федоровское | 17. Вачимское | 28. С-Юрьевское |
| 7. Родниковое | 18. Лянторское | 29. 3.-Конитлорское |
| 8. Восточно-Сургутское | 19. Алехинское | 30. Ларкинское |
| 9. Мамонтовское | 20. Камыньское | 31. Ю.-Ягунское |
| 10. Зап.+Ю.-Сургутское | 21. Ай-Пимское | 32. Ватьеганское |
| 11. Быстринское | 22. Нижне-Сортымское | 33. Ю.-Покачевское |

Рисунок 1.1 – Обзорная схема расположения месторождений нефти и газа

1.2 Геологическая характеристика Конитлорского месторождения

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

Стратиграфия мезозойско-кайнозойского платформенного чехла приводится в сокращенном виде согласно унифицированной стратиграфической схеме 1975 (ЗапСибНИГНИ, г.Тюмень) на основании данных глубокого поискового и разведочного бурения на Конитлорской и Западно-Конитлорской площадях.

Максимально вскрытый разрез отмечается в скв. 5 (параметрическая) - 3743 м и скв. 175 – 3115 м.

Доюрские отложения

Конитлорскими скважинами 5, 151, 153 отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла пройдены на всю толщину и под ними вскрыты породы доюрского образования, представленные базальтовыми порфиритами и базальтами триасово-тампейской серии.

Возраст базальтов – триасовый. В верхней части залегает кора выветривания, толщина которой не превышает нескольких десятков метров.

Юрская система

В составе юрских отложений изучаемого района выделяются осадки всех отделов: нижнего, среднего и верхнего. Континентальные осадки нижнего, среднего и части верхнего отдела объединяются в тюменскую свиту, прибрежноморские и более глубоководные отложения верхнего отдела - в васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты.

Тюменская свита сложена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями глинистых известняков (сидеритов) и бурых углей. В целом отложения свиты можно разделить на три части. В составе нижней части преобладают песчаники серые мелкозернистые,

крепкоцементированные, иногда алевритистые слабоизвестковистые с остатками растительного детрита с тонкими глинистым пропластками.

Перекрываются песчаники аргиллитами темно-бурыми или зеленовато-серыми плотными, с остатками растительного детрита по напластованию. Верхняя подсвита сложена, в основном, песчаными разностями. Песчаники и алевролиты серые, коричневым оттенком, средне- и мелкозернистые, с прослоями аргиллитов углистых. Аргиллиты темно-серые, плотные, излом неровный, слюдистые, волнисто-слоистые известковистые, встречается текстура типа «рябчик» (скв. 151), вертикальные наклонные трещины (50 %), выполненные кальцитом (скв. 151).

В породах тюменской свиты отмечаются крупные пиритизированные и сидеритизированные включения (скв. 177,205), а также прослой угля (скв. 194,202, 205).

Отложения тюменской свиты вскрыты практически всеми скважинами на глубинах от 2740 м до 3072 м. В скважинах 5, 151, 153 эти отложения вскрыты на полную толщину (373 м, 189 м, 87 м соответственно).

Васюганская свита представлена нижней и верхней подсвитами.

Нижняя подсвита преимущественно глинистая, сложена аргиллитами темно-серыми, тонкослоистыми, известковистыми, до переходящих в известняк, участками окремненными.

Верхняя подсвита сложена алевролитами и песчаниками с подчиненными прослоями аргиллитов. Песчаники и алевролиты темно-серые, мелкозернистые слюдистые, глинистые, слабоизвестковистые. Песчаники васюганской свиты регионально нефтеносны, к ним приурочен горизонт Ю₁.

Возраст осадков свиты – верхне-келловей-оксфордский, толщина свиты изменяется от 30 м до 61 м, увеличиваясь с запада на восток.

Георгиевская свита представлена темно-серыми почти черными слабо-битуминозными аргиллитами, внизу с зеленоватым оттенком, с прослоями и линзами алевролита и песчаника, с многочисленными включениями пирита и

сидерита. Аргиллиты плотные, крепкие, в разной степени алевритистые. Толщина свиты изменяется от 1 до 7 м.

Баженовская свита представлена переслаиванием аргиллитов черных, плитчатых с аргиллитами битуминозными с коричневым оттенком, часто встречаются включения и прослой пирита, углистый детрит, углистые остатки. В аргиллитах отмечаются прослой и линзы алевролитов светло-серых, слюдистых, крепкоцементированных, с раковистым изломом, к которым приурочен продуктивный горизонт Ю₀. Слабые притоки нефти из пласта Ю₀ получены в скв. 172.

Возраст аргиллитов баженовской свиты – волжский. Толщина свиты изменяется от 19 м до 37 м.

Наряду с типичными разрезами баженовской свиты на территории Конитлорской площади в пределах Венглииского вала выделяется участок с так называемым «аномальным разрезом» (А.Р.), где битуминозно-глинистые породы переслаиваются песчаниками и алевролитами, сходными по облику, литологическому составу и текстурным особенностям с песчано-алевролитовыми породами ачимовской толщи. Максимально вскрытая толщина А.Р., определяемая по верхнему и нижнему прослою битуминозных пород, составляет в скв. 182 -115 м.

Зона А.Р. на Конитлорской площади имеет удлиненную форму, ориентирована он в субмеридиональном направлении, ширина этой зоны до 12 км, длина до 26 км. В зоне А.Р. входят скважины 152, 155, 151, 180, 181, 182, 189, 191, 196, 198, 199, 204, 205.

На Конитлорском месторождении по данным ГИС и испытанию скважин выделяются нефтенасыщенные коллектора, в так называемой ачимовско-баженовской толще, являющейся результатом внедрения песчано-алевролитового и глинистого материала ачимовской толщи в отложения баженовской свиты, приведшему к ее расслоению, возможно и частичному размыву в зонах ее аномального разреза (А.Р.).

На Конитлорском месторождении можно выделить два типа пород А.Р.

Первый тип пород А.Р. характеризуется тем, что в верхней части залегает пачка битуминозных буровато-черных плитчатых глин (толщиной до 20 м), характерных для баженовской свиты нормального типа разреза. Ниже – переслаивание битуминозных и небитуминозных глинистых и песчано-алевритовых пород. При этом битуминозные глинистые породы образуют 3-6 прослоев, толщина которых колеблется от долей метров до 4 - 5 метров.

Распределение данного типа пород наблюдается на востоке и севере зон распространения А.Р. (район скв. 198, 196, 199, 180, 151, 187, 181).

Для второго типа разреза характерно полное расслоение битуминозных глин баженовской свиты, а возможно и частичный ее размыв.

Данный тип разреза распространен на западе и частично на северо-востоке зон развития А.Р. (скв. 152, 155, 182, 191, 199, 204, 205).

Меловая система

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

Мегнионская свита залегает в основании нижнемелового разреза и имеет пятичленное строение. Низы свиты образует подачимовская пачка темно-серых, почти черных аргиллитов плотных, массивных, слабоизвестковистых, с 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 алевритового материала. Этой части разреза приурочена ачимовская толща, имеющая спорадическое развитие песчаными прослоями которой связана промышленная нефтеносность (пласты групп 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 косою микрослоистостью, с линзочками аргиллита и углистым детритом. Аргиллит серый, темно-серый, плотный, участками рассланцованный с прослойками алевролита, встречаются включения угля и углистого детрита, прослой глинистого известковистого песчаника.

Общая толщина ачимовской толщи изменяется от 35 м до 194 м. 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 аргиллитами и аргиллитоподобными глинами. К этой части разреза приурочены промышленно нефтеносные пласты БС₁₀ – БС₁₂.

Завершается разрез мегионской свиты пачкой аргиллитоподобных глин темно-серых, плотных, слабоалевритистых с прослоями алевролитов, которая имеет региональное распространение и в стратиграфической схеме выделена как чеускинская, в пределах свиты встречена фауна аммонитов и фораминифер берриасского валанжинского ярусов.

Толщина свиты возрастает с запада на восток от 306 м до 410 м.

Вартовская свита представляет толщу переслаивания песчаников и алевролитовых аргиллитов и аргиллитоподобных глин.

Свита делится на две части: нижнюю, включающую в себя пласты группы БС₄ – БС₉ и верхнюю – с пластами АС₄₋₁₂. Разделом между ними служит пимская пачка, которая представлена темно-серыми, однородными аргиллитоподобными глинами.

В пределах нижней подсвиты вартовской свиты выделяется сармановская пачка (которая является зональным репером в пределах Широтного Приобья), в основном, глинистая, глины аргиллитоподобные от серых до темно-серых,

преимущественно однородные. В верхней части сармановская пачка опесчанивается, к ней приурочен пласт БС₇.

Отличием отложений верхней и нижней подсвит являются условия их формирования. Осадки нижней подсвиты накапливались в условиях открытого морской бассейна, верхняя подсвита формировалась в условиях мелководья или даже в замкнутых континентальных бассейнах. Подтверждением этому служат состав, окраска пород, также комплекс органических остатков. Глины серые, зеленовато-серые до зеленых, с неясновыраженной слоистостью, нередко с мелкими зеркалами скольжения, тонкослоистые за счет более светлых алевроитовых слоек и намывов углистого материала.

Аргиллит темно-серый, плотный, излом неровный, слюдистый, алевроитистый иногда встречается оолитовая текстура.

Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, в основном, полимиктовые косослоистые с включениями и намывами на плоскостях наслоения углистого растительного детрита, участками глинистого сидерита.

Возраст вартовской свиты – валанжин-барремский, причем нижняя подсвита датируется валанжин-готеривской, а верхняя – готерив-барремской. Толщина свиты увеличивается в северо-западном и юго-восточном направлениях и достигает 419 м.

Алымская свита. Литологически свита представлена глинами и аргиллитами темно-серыми, почти черными с линзами и тонкими прослойками алевролитов, плотными с неровным изломом, слюдистыми. Осадки свиты накапливались в сильно опресненном морском бассейне и резко отличаются от зеленоватых и пестроцветных глин готерив-баррема. Толщина свиты возрастает в северном направлении и достигает максимальной толщины 179 м.

Покурская свита завершает разрез нижнего мела. В пределах описываемого района граница между верхним и нижним отделами меловой системы проводится условно, так как она проходит внутри покурской свиты, представляющей собой мощную толщу (807 – 881 м) довольно неравномерного переслаивания песчано-глинистых пород.

В покурской свите выделяются две подсвиты. Нижняя – более глинистая в которой характерна большая уплотненность осадков. Глины аргиллитоподобные частично массивные, редко известковистые, довольно плотные, глинистые, слюдистые.

В верхней части преобладают песчаники и алевролиты, по минералогическому составу аналогичные нижним, но значительно менее уплотненные, глинистые прослой так же представлены менее уплотненными, часто комковатыми.

Пески и песчаники светло-серые, серые, мелко- и среднезернистые, а т.ж. равнозернистые. Отмечаются прослой крепких известковистых песчаников и пелитоморфных известняков.

Глина и алевролиты серые, темно-серые. В самой верхней части появляются зеленоцветные породы и углистые обрывки. Для всей свиты в целом характерно присутствие обильного углистого детрита и включений сидерита. Толщина свода достигает 881 м, увеличиваясь в восточном и северном направлениях.

Кузнецовскую свиту слагают глины серые и зеленовато-серые, алевролитистые с редкими включениями зерен глауконита.

Алевролиты глауконитовые с прослоями глин. Туронские глины обогащены фауной фораминифер, иноцерамов, бакулитов. Встречается рассеянный пирит. Туронские глины выдержаны по площади и разрезу и являются региональным репером в пределах Западной Сибири. Толщина свиты изменяется от 15 до 26 м.

Березовская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя сложена преимущественно опоками и глинами. Опоки светлые, голубовато-серые, прослоями черных, плотные, слабоглинистые. Глины темно-серые, прослоями до черных, плотные алевролитистые. В породах фауна радиолярий, фораминифер коньяк-сантонского яруса. Толщина подсвиты изменяется от 74 до 90 м, закономерно увеличиваясь с востока на запад.

Верхняя подсвита березовской свиты сложена светлыми зеленовато-серыми глинами с редкими прослоями опок и опоковидных глин, в которых содержится ф. сантонского и кампанского ярусов. Толщина подсвиты 47- 90 м.

Ганькинская свита завершает разрез отложений меловой системы. Литологически свита представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, известковистыми, известковых, переходящих в мергели. В породах встречаются зерна глауконита. С фораминифер маастрихского яруса. Датский выделяется по положению в разрезе условий, т.к. свидетельства перерыва осадкоотложения между верхнемеловыми и палеогеновыми породами не встречены. Толщина свиты возрастает с запада на восток от 77 м до 114 м.

Палеогеновая система

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

Талицкая свита. Литологические осадки талицкой свиты представлены глинами темно-серыми, почти черными, монтмориллонитовыми в нижней части, плотными аргиллитоподобными, иногда тонколистоватыми. В верхней части глины обогащены линзовидными включениями алевритового материала. Толщина свиты изменяется от до 145 м. Увеличение толщины наблюдается с запада на восток и северо-восток.

Люлинворская свита представляет собой толщу светло-серых, зеленоватых алевролитов с прослоями почти белых глин. В нижней части опоковидных, в верхней – диатомовидных, переходящих в диатомиты. По возрасту эти отложения относятся к нижнему - среднему эоцену, толщина их составляет 197 - 217 м.

Тавдинская свита завершает разрез морского палеогена. Сложена свита глинами серыми, зеленовато-серыми, тонкослоистыми до листоватыми, с прослоями алевритистых глин или с прослоями линз алевритов. Толщина свиты до 180 м.

Атльшская свита сложена песками кварцевыми, разномерными с прослоями линзовидных включений песчаных глин. Толщина свиты до 50 м.

Новомихаиловская свита включает в себя глины серые, коричневатосерые, зеленоватосерые, часто комковатые, с включением слабоуплотненных алевроитов и углей. Толщина свиты 30 - 60 м.

Туршисская свита завершает разрез палеогена. Сложена алевроитами, песками, глинами. Пески и алевролиты кварцевые с включениями зерен глауконита. Толщина свиты 40 - 70 м.

Для *четвертичных отложений* характерны аллювиальные и озерно-аллювиальные пески, глины, супеси и суглинки. Толщина 15 - 30 м.

1.3 Характеристика продуктивного пласта

В региональном плане Конитлорское месторождение приурочено к Конитлорской, Сукур-Яунской, Восточно-Конитлорской структурам III порядка, расположенных 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 ЮС₂ (тюменская свита), ЮС₁ (васюганская свита), Ач₁ и Ач₂ (ачимовская толща), БС₁₀^{0(верх)} и БС₁₀^{0(низ)} (мегионская свита). В данной работе рассматривается нефтеносный пласт тюменской свиты ЮС₂.

Объект ЮС₂ разрабатывается с 2001 года. В настоящее время в разработке находится 3 участка.

1) Северный участок (район скв. №5)

- Площадная обращенная пятиточечная система разработки, плотность сетки 27 га/скв. Ввод скважин осуществлен преимущественно за счет бурения боковых стволов в скважинах, выбывших с БС₁₂¹⁻³. Проектная длина ГУ

добывающих горизонтальных боковых стволов скважин – 300 м, нагнетательных – 50-150 м.

2) Южный участок (район скв. №217)

- Площадная обращенная семиточечная система наклонно-направленных скважин с ГРП, плотность сетки 13,9 га/скв.

3) Восточный участок (район скв. №82)

- Площадная обращенная пятиточечная система с плотностью сетки 12 га/скв. Во всех скважинах ГРП на стадии освоения.

В целом по объекту на 01.01.2008 г. коэффициент нефтеизвлечения равен 0,17 при обводненности добываемой продукции -29,3 %. Накопленный ВНФ составил 0,352 т/т. Средний дебит нефти по объекту ЮС₂¹ равен 16,9 т/сут, жидкости – 24,0 т/сут.

Коллектора пласта ЮС₂ залегают в виде узкой полосы, направленной с юго-запада на северо-восток и двух фациальных окон в районе скв.156-157 и скв. 172-193 расположенных восточнее. Пласт продуктивен на юго-западе месторождения. Для пласта ЮС₂ характерен регрессивный тип разреза с опесчаниванием кровли. Южная залежь вскрыта двумя скважинами на глубинах 2739-2806 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 м (на границе зон глинизации) до 5,0 м (скв. 153). В скважине проводится условно по подошве нижнего нефтеносного прослоя в скв. 193, т.е. на а. 2723,9 м. Дебит нефти в этой скважине составил 5,1 м³/сут. при СДУ - 1274 м. Размеры залежи составляют 5 x 3,2 в км, высота - 68 м, тип - литологически экранированный. Карта нефтенасыщенных толщин данного пласта приведена на рис. 1.2. Схема контуров нефтеносности основной залежи приведена на рис. 1.3.

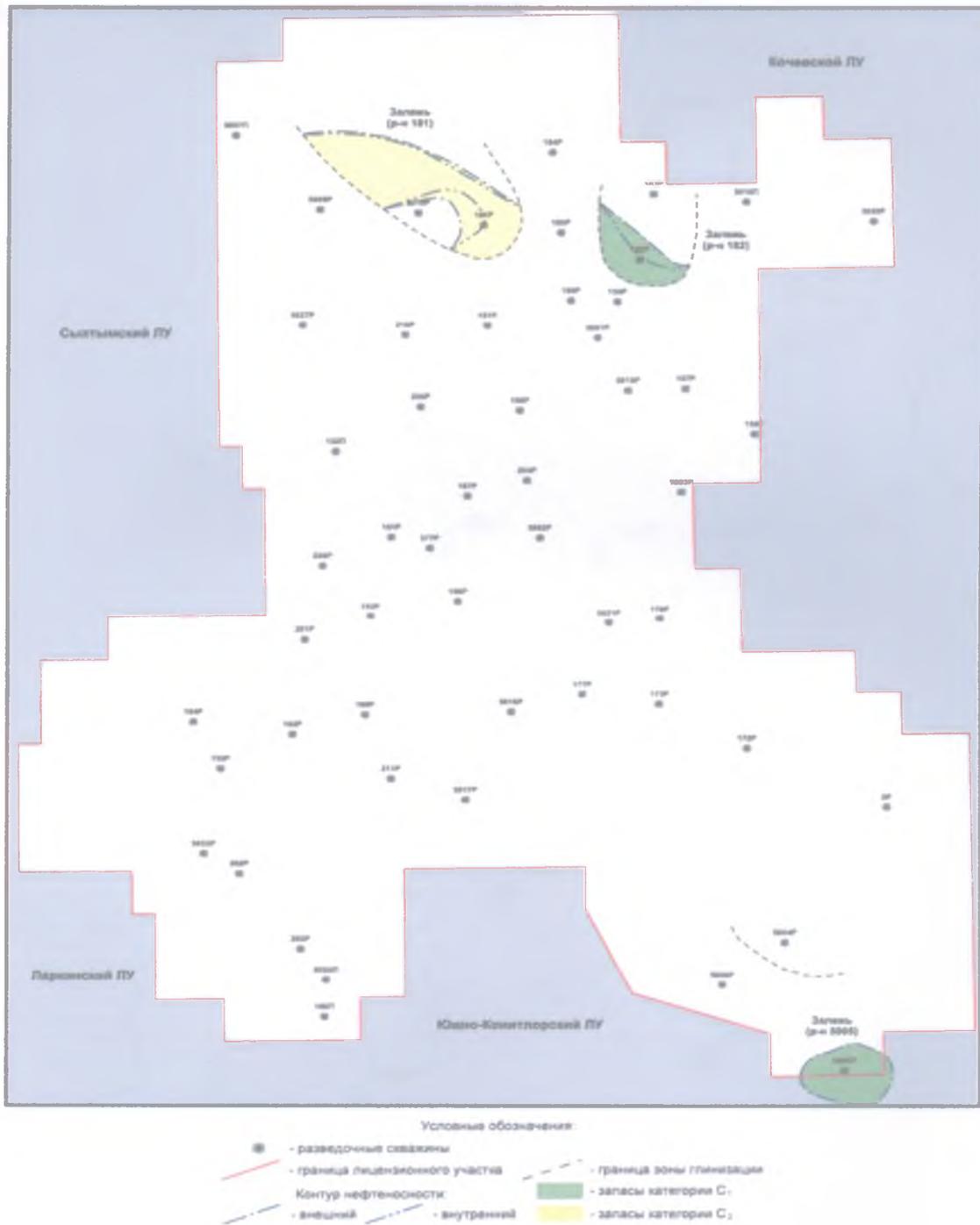


Рисунок 1.2 – Конитлорское месторождение. Пласт ЮС₂. Карта нефтенасыщенных толщин

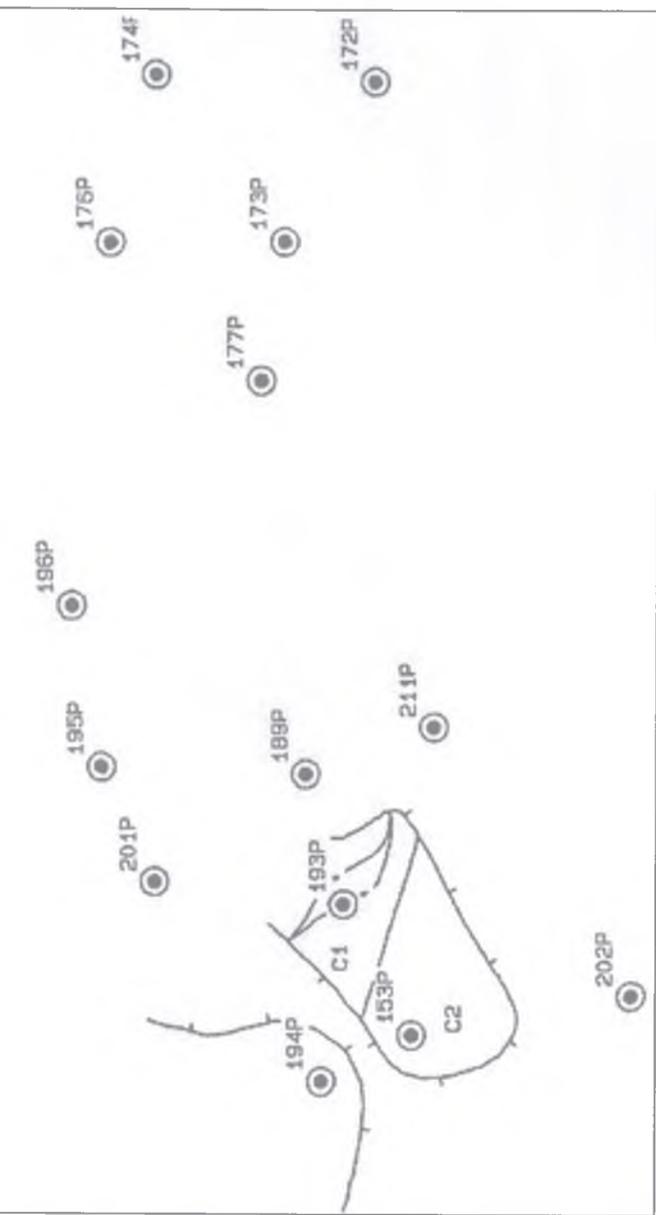
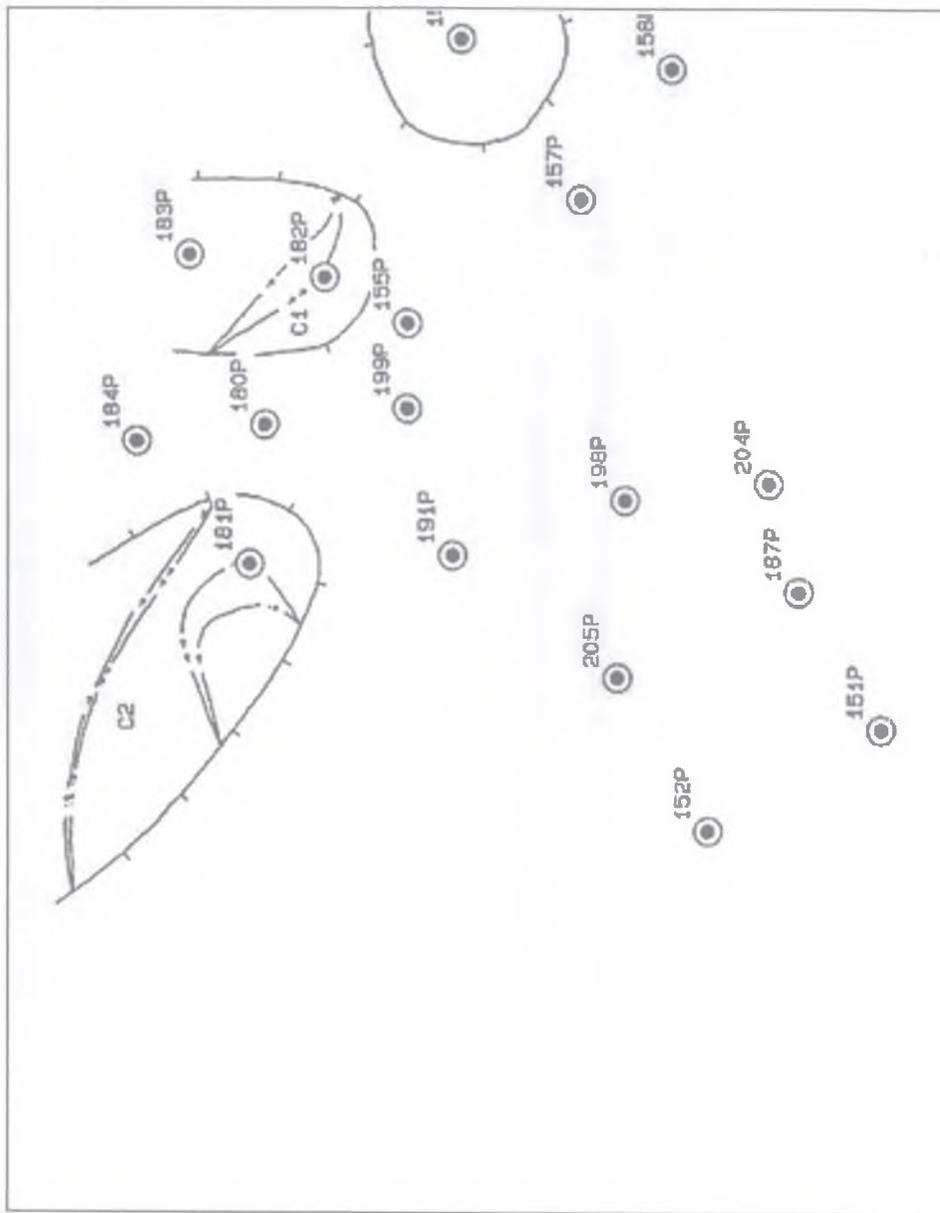


Рисунок 1.3 – Схема контуров нефтеносности иластов ЮС₁ и ЮС₂
Кунитлорского месторождения



1.4 Свойства пластовых жидкостей и газов

Нефть пласта ЮС₂ не охарактеризована глубинными и поверхностными пробами. На основании общих для района условий формирования и существования залежей подсчетные параметры нефти пласта ЮС₂ приняты по аналогии с Восточно-Сургутским месторождением.

Как следует из приведенных данных, представленных в таблице 1.1, разгазированные нефти относительно тяжелые, вязкие, смолистые и малосмолистые, парафинистые, сернистые, фракций до 350⁰ С, около 47%.

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

Содержание микроэлементов в нефтях Конитлорского меторождения не определялось. По результатам микрокомпонентного анализа нефтей Сургутского района можно предположить, что концентрация металлов примерно соответствует средним значениям:

- ванадий – 32 г/т;
- никель – 3 г/т;
- железо – 0,9 г/т.

В смеси с водой нефти могут образовывать относительно стойкие и вязкие эмульсии (особенно при механизированных способах добычи).

Химический состав и свойства пластовых вод изучены на образцах 16 проб. Большинство проб в процессе подсчета запасов было отбраковано по причине низкой минерализации, что объясняется низкой степенью освоения объектов испытания и неполной сменой технической воды на пластовую при отборе проб. Поэтому при обосновании средних значений параметров пластовых вод были использованы результаты исследования водоносных комплексов ближайших месторождений (Русскинской, Тянское, Восточно-Сургутское).

Как следует из результатов исследований, преимущественно химических, тип вод гидрокарбонатно-натриевый (по В.А. Сулину). Основные солеобразующие компоненты представлены ионами Na – и K, Cl, Mg, Ca, HCO₃. В качестве микрокомпонентов отмечено присутствие I (2,5-12,3 мг/л), Br (9,0-49,9 мг/л), B(3,7-12,9 мг/л), F (0,6-2,2 мг/л). Судить о промышленной значимости вышеуказанных компонентов в настоящий момент не представляется возможным из-за ограниченного объема данных.

Общая минерализация пластовых вод невелика и по результатам анализов колеблется в диапазоне 18-26 г/л.

В условиях пласта воды насыщенные газом метанового типа (по Л.М. Зорькину) максимальная газонасыщенность пластовых 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.

Содержание тяжелых углеводородов в составе водорастворенных газов не превышает 2-3 % объемных, однако вблизи контуров нефтяных залежей оно может достигать 8-10 %. Содержание метана колеблется от 61 до 89 %. Концентрация неуглеводородных компонентов (CO₂, N₂,) не превышает в сумме 5 или 8 %, лишь на локальных участках достигая 17 %. Сероводород в составе газов не обнаружен.

Следует отметить слабую изученность пластов флюидов по месторождению в целом. Выбранные при подсчете запасов параметры не достаточно полно обоснованы материалами изучения продукции скважин соседних месторождений Сургутского района.

С целью повышения надежности прогнозируемых технико-экономических показателей разработки необходимо предусмотреть первоочередной комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению отбора, исследования глубинных проб и повышения достоверности исходных параметров продукции скважин.

Таблица 1.1 - Исходные геолого-физические характеристики продуктивных пластов Конитлорского месторождения

Параметры	Объекты					
	ЮС ₂	ЮС ₁ ¹	Ач ₂	Ач ₁	БС ₁₀ ^{0(н)}	БС ₁₀ ^{0(н)}
Средняя глубина залегания, м	2737	2880; 2883	2685	2671; 2716	2493	2481
Тип залежи	Литологически экранированный					
Тип коллектора	Терригенный					
Площадь нефтенасыщенная, тыс. м ²	15190	26390	40940	318390	110100	189070
Абсолютная отметка ВНК, м	-2724	-2818 -2794	-2613 -2622	-2606 -2635 -2660	-2442	-2430
Средняя общая толщина, м	10,1	18,7	8,1	22,3	9,5	13
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,44	1,20	4,13	7,40	4,82	6,46
В том числе по категории С ₁ /С ₂	2,47/2,42	2,51/0,79	4,79/3,87	8,1/5,56	6,15/1,78	7,38/1,0
Средняя водонасыщенная толщина, м	-	-	5,9	12,1	-	10,1
Пористость НЗ/ВНЗ, доли ед.	0,16	0,17	0,19	0,19/0,18	0,18	0,20/0,18
Средняя нефтенасыщенность НЗ, доли ед.	0,62	0,53	0,55	0,59	0,48	0,59
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,61	0,48	0,59	0,58	0,43	0,57
Проницаемость, мкм ² (кern)	0,008	0,013	0,026	0,012	0,009	0,041
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,45	0,33	0,68	0,48	0,78	0,63
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,5	5,5	3,7	7,4	3,4	4,7
Температура нефти в пластовых условиях, °С	89,0	83,0	75,0	75,0	78,0	78,0
Начальное пластовое давление, МПа	28,5	27,0	26,7	26,7	25,4	25,4
Вязкость в пластовых условиях, МПахс	1,51	0,67	1,64	1,64	1,18	1,18
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,791	0,729	0,813	0,813	0,774	0,774
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,826	0,822	0,862	0,862	0,853	0,853
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,142	1,243	1,106	1,106	1,163	1,163
Содержание серы в нефти, %	1,60	0,94	1,11	1,57	1,24	1,24
Содержание парафина в нефти, %	2,90	2,96	2,74	2,49	1,76	1,76
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,5	11,5	10	10	10,5	10,5
Газовый фактор, м ³ /т	61	103	51	51	61	61
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,994	0,996	1,0	1,0	0,996	0,996
Вязкость воды в пластовых условиях, мПахс	0,35	0,38	0,42	0,42	0,41	0,41
Средняя продуктивность, 10м ³ /сут ат.	0,040	0,032	0,229	0,229	0,539	0,539

2 Специальная часть

2.1 Принцип разработки Конитлорского месторождения

В настоящее время Конитлорское месторождение разрабатывается согласно технологической схемы, составленной ТФ «СургутНИПИнефть» в 1997 году и утвержденной ЦКР Минтопэнерго РФ (протокол №2263 от 04.06.1998г.) со следующими принципиальными положениями и технологическими показателями:

1. Выделение четырех эксплуатационных объектов – пласты BC_{10} , $Aч_1+Aч_2$, $ЮC_1^1$, $ЮC_2$.

2. По объекту BC_{10} – сочетание блоковой трехрядной и однорядной систем с размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 445м. При нефтенасыщенных толщинах 11 м и более реализуется трехрядная система разработки, в стягивающих рядах через одну ВС бурятся ГС. При нефтенасыщенных толщинах от 11 до 8 м трехрядная система преобразуется в однорядную с вертикальными нагнетательными и горизонтальными добывающими скважинами. Длина горизонтального участка в обоих случаях 300 м.

3. По объекту $Aч_1+Aч_2$ блоковая трехрядная система разработки при размещении скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 445 м. Скважины наклонно направленные размещены в пределах 8м нефтенасыщенной толщины.

4. По объекту $ЮC_1^1$ бурение одной добывающей ГС с длиной горизонтального участка 500 м, разработка осуществляется без закачки воды на режиме истощения.

5. По объекту $ЮC_2$ бурение одной нагнетательной ВС и двух добывающих ГС с длиной горизонтального участка 500 м.

6. Бурение 1421 скважины, в том числе 863 добывающих (из них 137 горизонтальных и 726 вертикальных), 347 нагнетательных вертикальных, 193

Неработающий фонд добывающих скважин на 1.01.2013 года составил 64 единиц или 8,71 % от эксплуатационного, в том числе в простое 23 скважины, в освоении 10, в бездействии 31, в т.ч. 12 скважин по программе сокращения затрат из-за высокообводнённости и малодебитности. Основные причины неработающего фонда – «отсутствует приток жидкости», «забуривание второго ствола», «нерентабельные из-за обводнения», «остановлена на зиму», «ожидание РИР». В 2005 году введено 100 новых эксплуатационных скважин. На пласт БС₁₆ введено 50 единиц, на пласт БС₁₀ 50 единиц, в т.ч 18 горизонтальных скважин. Средний дебит жидкости одной новой скважины 30,3 т/сут, дебит нефти – 22,2 т/сут., обводненность новых скважин 26,6 % при проекте 15,5 %. Для сравнения, средний дебит нефти новых скважин в 2004 году составлял 48,0 т/сут, в 2003 году составлял 31,3 т/сут, в 2002 году 29 т/сут, а в 2001 году – 21,9 т/сут. Основной причиной снижения среднего дебита нефти по новым скважинам является бурение краевых участков пласта северной части пласта БС₁₀, тогда как в 2004 году разбуривалась центральная часть. Средний дебит простаивающих скважин – 4,2 т/сут, бездействующих – 2,3 т/сут.

Динамика основных показателей Конитлорского месторождения

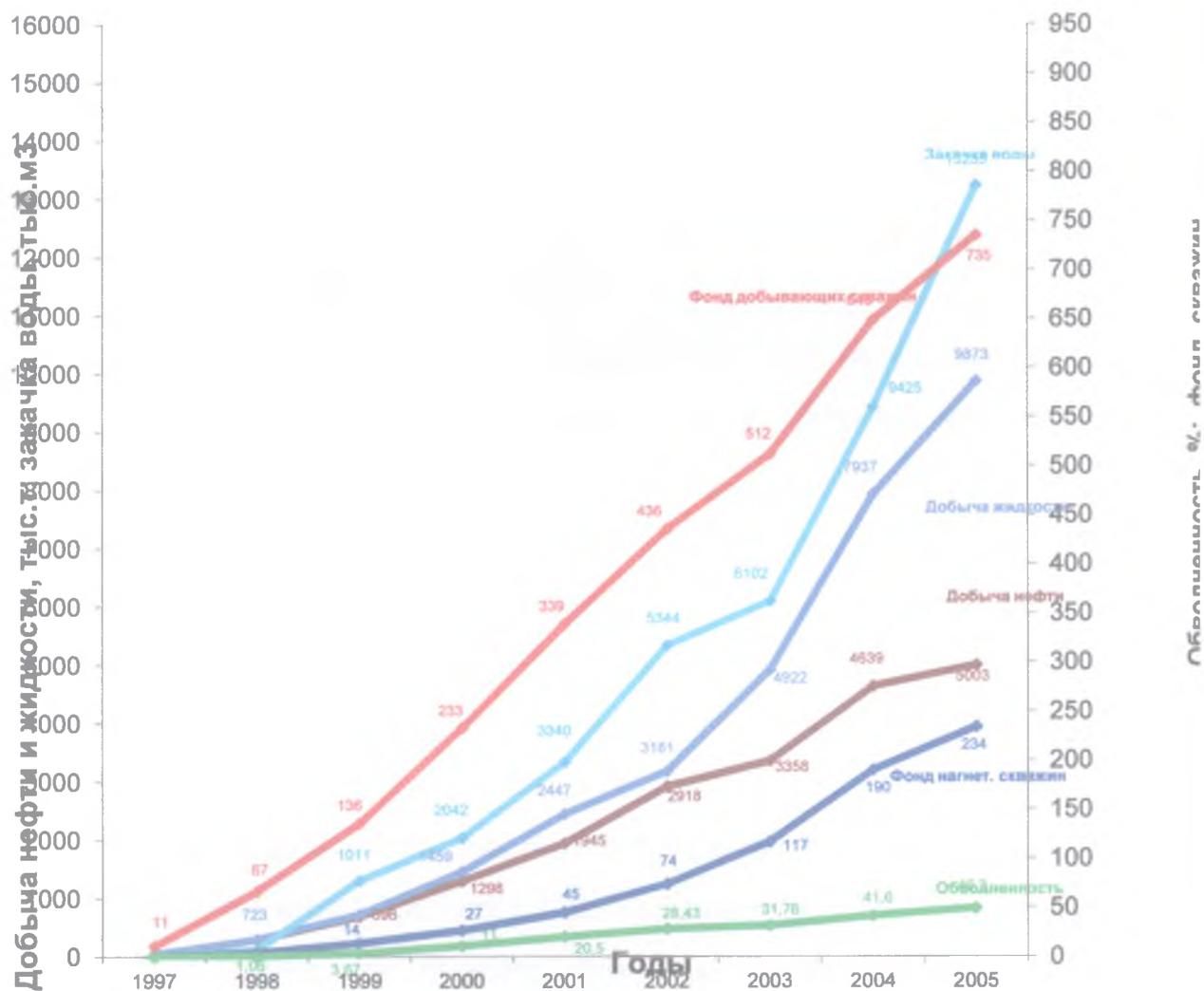


Рисунок 2.1 – Динамика основных показателей Конитлорского месторождения

Средний дебит нефти действующей скважины в целом по месторождению за 2012 год составил 15,7 т/сут (в 2010 году – 17,02 т/сут), при проекте 18,6 т/сут, горизонтальной скважины – 28,8 т/сут (в 2010 году – 30,5 т/сут). Средний дебит по жидкости действующей скважины в целом по месторождению составил 35,9 т/сут при проектном уровне 37,2 т/сут.

Среднегодовая обводненность за 2012 год составила 62,3 % при проекте 60 % и увеличилась по сравнению с 2010 годом на 7,75 %. Среднегодовая обводненность перешедших скважин в 2012 году составила 67,4 % при проекте 63,9 % и увеличилась по сравнению с 2010 годом на 5,54 %.

С начала разработки отобрано 23738,877 тыс.т нефти при проекте 23893,590 тыс.т, что составляет 37,3 % от начальных извлекаемых запасов при проектном уровне 38,2 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составил 7,9 % при проекте 8,2 %. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов составил 11,2 % при проекте 13,8 %.

Добыча жидкости за 2012 год составила 9873,423 тыс.т, при проекте 10071,5 тыс.т. Превышение проектных показателей над фактическими связано с дополнительным бурением по уточненным краевым зонам пласта БС₁₀, с небольшими нефтенасыщенными толщинами, тем самым отсрочкой бурения центрального участка северной части пласта БС₁₀.

Система ППД продолжает формироваться. Нагнетательный фонд увеличился на 45 единиц, в т.ч. за счёт ввода из бурения 31, из отработки 12, из освоения прошлых лет 1, из пьезометрического фонда 1 и составил 234 скважины. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин уменьшилось в целом по месторождению с 3,4:1 до 3,14:1. Уменьшение соотношения связано с запуском под отбор из бурения боковых нагнетательных скважин разрезающего ряда, во избежание вытеснения запасов за контур нефтеносности. Средняя приёмистость по месторождению увеличилась с 159,2 до 183,3 м³/сут при проекте 170,4 м³/сут.

Неработающий фонд нагнетательных скважин составил 6 единиц.

Закачка воды за 2012 год составила 13234,599 тыс.м³ при проектной 11897,100 тыс.м³.

Компенсация отбора закачкой в целом по месторождению составила: текущая 113,7 %, накопленная 107,2 % при проектных, соответственно, 102,9 и 107,5 %. Отставание фактической компенсации от проектной связано с

интенсивным вводом высокодебитных скважин и отставанием системы ППД по объективным причинам. Часть нагнетательных скважин находится в отработке.

С целью увеличения охвата пластов заводнением на трех скважинах опробована технология создания одновременно-раздельной закачки на пласт Ач и БС₁₀, дополнительная добыча составила 0,718 тыс.т.

Пластовое давление за год по пласту БС₁₀ выросло на 2,0 атм и составило 249,0 атм при начальном 254 атм.

Пластовое давление по пласту БС₁₆ выросло на 3,1 атм и составило 267,4 атм при начальном 267 атм.

2.3 Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов и капитальный ремонт скважин

С целью повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на месторождениях НГДУ «Комсомольскнефть» в 2008 году планировалось применить следующие гидродинамические методы воздействия на пласты (табл. №19).

1. Гидродинамические методы. Циклическая закачка в 2014 году проводилась по Савуйскому месторождению по 28 скважинам. Дополнительная добыча нефти составила 2,589 тыс.т. Эффект на 1 скважину составил 0,7 т/сут.

2. Капитальный ремонт скважин. Работы по КРС осуществлялись ФУНПиКРС, СУНПиКРС, УКРСиПП и собственными силами – ЦПКРС. Объем работ по исполнителям распределился следующим образом:

Федоровским УНПиКРС выполнено 240 ремонтов и 24 скважино-операции при плане 210 и добыто дополнительно за счет этого 104,039 тыс.т. нефти. Значительная часть ремонтов (22 %) приходится на устранение различных аварий (КР-3). Таких работ выполнено 51, что позволило дополнительно добыть из отремонтированных скважин 12,235 тыс.т. нефти. Общая успешность составила 98,7 %.

При плане 2014. Дополнительная добыча от проведенных работ составила 544,467 тыс.т нефти. С начала года на 46 скважинах проведены ремонтно-изоляционные работы, в том числе 25 на добывающем фонде и 20 на нагнетательном фонде. Работы по изоляции обводненных интервалов и перетоков воды проведены в 14 скважинах, 6 из них на добывающем фонде, 8 на нагнетательном фонде. Дополнительная добыча составила 10,995 тыс.т.

При проведении КРС проводилась дополнительная перфорация. Так, по Конитлорскому месторождению сделано 77 перестрелов, 7 дострелов. По Русскинскому месторождению 14 дострелов, 16 перестрелов. По Родниковому месторождению 7 дострелов, 57 перестрела. По Савуйскому месторождению 11 перестрелов и 7 дострела. Из 35 дострелов по месторождениям НГДУ 29 было связано с переходом или приобщением других пластов. В 2008 году окончательно была отработана технология увеличения производительности скважины с помощью ТГХВ, которая включила себя комплексный метод - перестрел, ТГХВ и ОПЗ кислотными составами. В 2014 году по этой технологии было проведено 85 операций ТГХВ, что на 43 операции больше чем в 2006 году. На 2009 год запланировано 102 операции ТГХВ.

3 Технологическая часть

3.1 Понятие о гидроразрыве пласта

Гидроразрыв пласта – относительно сложный, энергоемкий и дорогостоящий процесс. Поэтому, для обеспечения его окупаемости, необходимо тщательное и всестороннее изучение объекта обработки. По каждой скважине необходимо учитывать результаты геофизических исследований, а также всю информацию, полученную в результате гидродинамических исследований, промыслового анализа и т.п.

3.1.1 Определение гидравлического разрыва

Гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно 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.

3.1.2 Задачи гидравлического разрыва

При гидравлическом разрыве должны быть решены следующие задачи:

- а) повышение продуктивности пласта;
- б) удержание трещины в раскрытом состоянии;

в) удаление жидкости разрыва;

г) создание трещины.

3.1.3 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.

3.1.4 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.

3.1.5 Цель гидравлического разрыва

Проведение гидроразрыва изначально преследует две основные цели:

1) Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины.

2) Создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

3.2 Технология проведения ГРП

Комплекс работ по производству ГРП включает следующие этапы:

- работы по подготовке скважины к проведению гидроразрыва пласта;
- подготовку территории и завоза необходимого оборудования для ГРП;
- гидроразрыв пласта;
- отработку скважины и заключительные работы;
- контроль за работой скважины, вывод ее на режим.

После получения наряд-заказа от НГДУ на проведение ГРП технологической группой цеха специализированных работ производится сбор необходимой информации по скважине и моделирование разрыва с использованием имеющейся компьютерной программы. Уточняются оптимальные объемы технологической жидкости, химреагентов, проппанта, объемов буфера и продавки, расчетных давлений расходов технологической жидкости, концентрации проппанта на различных стадиях проведения ГРП, определяются геометрические размеры получаемой в процессе разрыва трещины.

После получения модели разрыва по конкретной скважине все полученные данные с диаграммой представляются главному геологу Заказчику для согласования.

Работы по подготовке скважины по проведению гидроразрыва пласта включают подготовку территории кустовой площадки для расстановки комплекса агрегатов для ГРП и технологических емкостей и подготовку скважины.

В процессе подготовки скважины к проведению ГРП должны выполняться все правила, относящиеся к работам по капитальному ремонту скважины. Работы производятся согласно утвержденного главным инженером (НГДУ, УПНП и КРС) плана работ.

При расчете продолжительности подготовительных работ пользоваться «Укрупненными нормами времени на капитальный ремонт скважины». Перед

проведением ГРП, в течение месяца до постановки бригады на скважину, цехом добычи НГДУ производится отбор шести проб для замера обводнённости и дебита на добывающих скважинах и определяется приемистость на нагнетательных скважинах согласно «Комплекса промысловых, гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных и нефтегазовых месторождений «Главтюменьнефтегаза». Проводится комплекс гидродинамических методов по КВД, КВУ. Определяется характер вскрытия пласта и, при необходимости, проводятся работы по достлеру, перестрелу пласта с методами воздействия на призабойную зону (или по очистке призабойной зоны). В случае проведения ГРП на скважине, находящейся длительное время в бездействии, руководствоваться последними данными промыслово-геофизических исследований, замеров дебита (приемистости).

3.3 Осуществление гидроразрыва пласта

1. Звено по проведению ГРП выезжает с комплексом спецтехники на подготовленную территорию к проведению гидроразрыва пласта.

2. Руководит проведением работ по ГРП инженер цеха специализированных работ, назначенный приказом по УПНП и КРС. Работы ведутся по плану проведения ГРП, утвержденному главным инженером. Расстанавливается оборудование, согласно утвержденной схеме, насосные агрегаты через блок манифольда обвязываются с устьем скважины трубами с быстроразъёмными соединениями. Перед обвязкой все соединительные элементы должны быть очищены, осмотрены, негодные резиновые уплотнительные элементы должны быть заменены. Процесс обвязки контролируется руководителем работ. Насосный агрегат ЦА-320 для создания противодействия на пакер, обвязывается с затрубным пространством.

Блендер-песконоситель обвязывается с емкостями и, по мере перемешивания технологической жидкости в ёмкости вводится

гелеобразователь. После загеливания всего объема технологической жидкости при повторном перемешивании вводится активатор. В процессе перемешивания измеряются параметры и при необходимости добавляются химикаты. Брейкер вводится в процессе закачки.

3. После расстановки и обвязки оборудования производится опрессовка нагнетательных линий при закрытой устьевой задвижке на полуторакратное давление от максимального ожидаемого рабочего давления.

4. Насосные агрегаты подключаются к станции управления, где в процессе работы регистрируется давление, расход, обороты двигателя, и устанавливается предельное давление, при превышении которого происходит автоматическое отключение агрегатов.

5. Для замера и регистрации давления при ГРП в линии высокого давления и затрубном пространстве фонтанной арматуры, через специальные тройники, устанавливаются датчики, которые при помощи кабелей подсоединяются к станции управления.

6. В процессе проведения операции по ГРП управление насосными агрегатами осуществляется руководителем работ из станции управления, каждому агрегату присваивается свой номер и он подключается кабелем к соответствующему номеру пульта станции управления. Все кабели, идущие к станции управления, укладываются на подставки. Все параметры в процессе ГРП регистрируются, и распечатывается диаграмма на компьютере.

7. В процессе операции по ГРП, для оперативности работы связь между руководителем работ и членами бригады ГРП осуществляется при помощи переговорных устройств (раций). Машинист насосного агрегата, в момент проведения ГРП, находится с левой стороны агрегата, где расположен приборный щиток и следит за показаниями приборов, регистрирующих работу двигателя и насоса, при возникших неисправностях немедленно докладывает руководителям работ для принятия решения.

8. Непосредственно операция по ГРП включает в себя:

- закачку подушки из технологической жидкости в объеме 45-50м³, на которой производится гидроразрыв пласта;

- закачку технологической жидкости песконосителя с постепенным увеличением концентрации проппанта в соответствии с утвержденным планом работ;

- продавку технологической жидкости в объеме 10м³.

9. По окончании продавки, закрывается устьевая задвижка, давление с линии Манифольда стравливается, скважина оставляется на 48 часов для распада геля. При разборке линий Манифольда должны быть предприняты меры к недопущению разлива оставшейся в трубах технологической жидкости.

3.4 Анализ эффективности проведения ГРП на Конитлорском месторождении

Пласты БС₁₀, Ач₁ и Ач₂ Конитлорского месторождения на всей площади представлены низкопроницаемыми коллекторами и отличаются повышенной послойной и площадной неоднородностью строения, высокой глинистостью.

Анализ состояния разработки показывает, что Конитлорское месторождение подходит под внедрение гидравлического разрыва пластов – являющегося одним из прогрессивных методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях имеющих пласты с низкими коллекторскими свойствами.

С декабря 1997 года работы по интенсификации притока с применением ГРП были начаты с краевой зоны в скважине № 598 имеющей небольшую нефтенасыщенную мощность – 6,2 м и низкие коллекторские свойства.

За истекший период проведено 275 гидроразрывов на разных участках залежи пласта ЮС₂, БС₁₀, Ач₁, Ач₂. Прирост добычи нефти составил за период 1998-2012 год – 739,387 тыс.т., средний прирост дебита на одну скважину составил 18,1 т/сут. Наибольший эффект достигнут на скважине 217 (пласт ЮС₂). После проведения ГРП дебит скважины возрос с 3,3 т/сут. До 43,7 т/сут, продолжительность эффекта составила 295 сут, дополнительная добыча от

ГРП – 12946 т.

В основном по всем скважинам проектные и фактические параметры разрыва близки по значениям, то есть можно сделать заключение, что фактические размеры трещин также близки к проектным. Средняя расчетная длина закрепленной трещины 69 м., ширина – 0,227 см. Однако при анализе следует учитывать также количество проппанта, вынесенного после ГРП из ствола скважины.

При анализе зависимости прироста дебита и кратности его увеличения от объема жидкости разрыва, объема проппанта, пластового давления выявлено следующее: прирост и кратность увеличения дебита прямо пропорционально объемам жидкости разрыва и проппанта, и обратно пропорционально пластовому давлению, что необходимо учитывать при выборе скважин под ГРП.

На сегодняшний день накопилось уже достаточно информации для анализа текущего состояния разработки месторождения с проведением гидроразрыва пластов. По диаграммам стандартного каротажа скважины, в которых произведены ГРП, можно разделить на три группы: имеющие максимальную (21 м) мощность, среднюю (14 м) мощность и минимальную (7 м) мощность. Сравнивая режим работы скважин разных групп до и после ГРП, можно сделать вывод, что кратность эффекта выше по скважинам со средней и минимальной эффективной мощностью. Дебиты по нефти увеличиваются по ним более чем в 10 раз. По скважинам же с максимальной мощностью дебит возрос максимум в 2 раза.



Рисунок 3.2 – Динамика изменения дебита и обводненности по скважине 217 после проведения ГРП

3. 5 Расчет ГРП для скважины 217

Воспользуемся расчетом ГРП из «Сборника задач по технологии и технике нефтедобычи» И.Т.Мищенко [8]. Этот расчет ведется по заданному объему жидкости, и соответствует современным условиям.

Исходные данные:

- забой – 1898 м (искусственный и текущий);
- пластовое давление от 01.12.05 г. 243 мПа;
- забойное давление от 01.12.05 г. 225 мПа;
- внутренний диаметр $D=0,146$ м;
- вскрытая толщина пласта $h= 6,2$ м;

- средняя проницаемость $k = 0,041 \cdot 10^{-12}$;
- модуль упругости пород (модуль Юнга) $E = 10^4$;
- коэффициент Пуассона $\nu = 0,3$;
- средняя плотность пород над продуктивным пластом $\rho_n = 1900 \text{ кг/м}^3$

напряженное состояние пород в условиях залегания подчиняется гипотезе А.Н.Динника.

Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{гв} = \rho_n g L \quad (3.1)$$

$$P_{гв} = 1900 \cdot 9,81 \cdot 2367 \cdot 10^{-6} = 35,38 \text{ МПа}$$

Горизонтальная составляющая горного давления

$$P_r = P_{гв} \nu / (1 - \nu) \quad (3.2)$$

$$P_r = 35,38 \cdot 0,3 / (1 - 0,3) = 15,61 \text{ МПа}$$

В подобных условиях при ГРП следует ожидать образования вертикальной трещины. Запроектируем гидроразрыв нефилтующейся жидкостью. В качестве жидкости разрыва и жидкости-песконосителя используем CXL4 Cat Cross Linked Water плотностью $\rho_n = 1010 \text{ кг/м}^3$, вязкостью $\eta = 200 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Содержание песка принимаем $s = 600 \text{ кг на } 1 \text{ м}^3$ жидкости-песконосителя, для расклинивания трещины запланируем закачку примерно 21 т кварцевого песка фракции 0,8-1,2 мм, темп закачки $Q = 0,012 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для определения параметров трещины используются формулы, вытекающие из упрощенной методики Ю.П.Желтова [8]. Оценим сначала ширину трещины после закачки 1 м^3 жидкости разрыва, для чего определим давление на забое $P_{заб}$ в этот момент времени по формуле

$$\frac{P_{\text{заб}}}{P_r} \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_r} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 E^2 Q \mu}{(1 - \nu^2)^2 P_r^3 V_{\text{ж}}} \quad (3.3)$$

$$\frac{5,25 \cdot (10^{10})^2 \cdot 12 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2}{(1 - 0,3^2)^2 (15,16 \cdot 10^6)^3 \cdot 1} = 4,3 \cdot 10^{-4}$$

$$P_{\text{заб}} / P_r = 1,0737;$$

$$P_{\text{заб}} = 18,91 \cdot 1,0737 = 20,3 \text{ МПа}$$

Где $V_{\text{ж}}$ – объем жидкости, находящийся в трещине, $V_{\text{ж}} = Qt + V_0$;

Q – расход закачиваемой жидкости;

t – время закачки;

V_0 – объем жидкости, находившийся в трещине до гидроразрыва. (Здесь и в дальнейшем $V_0 = 0$).

Длина трещины после закачки $V_{\text{ж}} = 1 \text{ м}^3$:

$$l = \sqrt{\frac{V_{\text{ж}} E}{5,6(1 - \nu^2) h (P_{\text{заб}} - P_c)}} \quad (3.4)$$

$$l = \sqrt{\frac{1 \cdot 10^{10}}{5,6(1 - 0,3^2) 6,2(20,3 - 18,91) 10^6}} = 15,09 \text{ м}$$

Раскрытость или ширина трещины:

$$\omega = \frac{4(1 - \nu^2) l (P_{\text{заб}} - P_c)}{E} \quad (3.5)$$

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 15,09 \cdot (20,3 - 18,91) \cdot 10^6}{10^{10}} = 0,0076 \text{ м} = 0,76 \text{ см}$$

Раскрытость вполне достаточна, чтобы песок фракции 0,8-1,2 мм поступал в нее при закачке следующей порции жидкости разрыва (19 м^3), являющейся одновременно и жидкость-песконосителем.

Объемная доля песка в смеси

$$n_0 = \frac{G/\rho_{\text{пес}}}{G/\rho_{\text{пес}} + 1} \quad (3.6)$$

$$n_0 = \frac{600/2500}{600/2500 + 1} = 0,193$$

где G – масса песка на 1 м^3 жидкости, кг;

$\rho_{\text{пес}}$ – плотность песка 2500 кг/м^3 .

Вязкость жидкости песконосителя определяется по формуле

$$\mu_{\text{жс}} = \mu \exp(3,18 \cdot 0,193) \quad (3.7)$$

$$\mu_{\text{жс}} = 200 \exp(3,18 \cdot 0,193) = 370 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

Давление на забое скважины в конце ГРП (после закачки 20 м^3 жидкости в трещину) определим по формуле (3.3):

$$\frac{5,25 \cdot (10^{10})^2 \cdot 12 \cdot 10^{-3} \cdot 0,37}{(1 - 0,3^2)^2 (15,16 \cdot 10^6)^3 \cdot 20} = 0,4 \cdot 10^{-4}$$

$$P_{\text{заб}} / P_r = 1,0339,$$

$$P_{\text{заб}} = 18,91 \cdot 1,0339 = 19,55 \text{ МПа}$$

Длину трещины по формуле

$$l = \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10}}{5,6(1 - 0,3^2)6,2(19,55 - 18,91)10^6}} = 44,23 \text{ м}$$

Ширину трещины определим по формуле

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 44,23 \cdot (19,55 - 18,91) \cdot 10^6}{10^{10}} = 0,0103 \text{ м} = 1,03 \text{ см}$$

Жидкость песконоситель распространилась в трещине на расстоянии от скважины примерно равном 90 % ее длины, т.е. $l_1 = 0,9 \cdot l = 39,8 \text{ м}$.

После снятия давления трещина закрывается не полностью на интервале, в котором находилась жидкость-песконоситель. Принимаем пористость песка в трещине после ее закрытия $m = 0,3$, определим достаточную ширину трещины.

$$\omega_1 = \frac{\omega n_0}{1 - m} \tag{3.8}$$

$$\omega = \frac{1,03 \cdot 0,193}{1 - 0,3} = 0,28 \text{ см.}$$

Проницаемость трещины такой ширины

$$k_T = \frac{\omega_1^2}{12} = 2,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

Среднюю проницаемость в ПЗП при вертикальной трещине определяем по формуле

$$k_1 = \frac{((\pi D - \omega_1)k + \omega_1 k_T)}{\pi D} \quad (3.9)$$

$$k_1 = \frac{((3,14 * 0,146 - 0,0028)0,041 * 10^{-12} + 0,0028 * 2,3 * 10^{-6})}{3,14 * 0,146} = 28095 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Средняя проницаемость пласта при наличии вертикальной трещины будет уменьшаться с возрастанием расстояния от скважины. при ее оценке примем ширину трещины неизменной. Тогда по формуле средняя проницаемость на расстоянии 1 м от скважины будет равна

$$k_1 = \frac{((3,14 * 2,146 - 0,0028)0,041 * 10^{-12} + 0,0028 * 2,3 * 10^{-6})}{3,14 * 2,146} = 955 * 10^{-12} \text{ м}^2$$

А на расстоянии, равном радиусу раскрытости ($l_1 = 39,8$ м) трещины,

$$k_1 = \frac{((3,14 * 142,3 - 0,0028)0,041 * 10^{-12} + 0,0028 * 2,3 * 10^{-6})}{3,14 * 142,3} = 14,43 * 10^{-12} \text{ м}^2$$

Как видно из расчетов, в области распространения трещины средняя проницаемость почти повсеместно больше, чем на два порядка превышает проницаемость пласта. Поэтому приток в скважину будет в основном происходить по трещине с направлением, в котором трещина получила развитие.

ГРП будем проводить через технологические НКТ с $d_{\text{вн}}=0,071$ м, согласно регламенты на производство работ по ГРП. Изолируем продуктивный пласт пакером ПРО – ЯМО2 – ЯГ1(М).

Определим параметры ГРП:

1. Потери давления на трение при движении жидкости-песконосителя по НКТ.

Плотность жидкости-песконосителя

$$\rho_{жс} = \rho_n (1 - n_0) + \rho_{пес} n_0 \quad (3.10)$$

$$\rho_{жс} = 1010(1 - 0,193) + 2500 \cdot 0,193 = 1297 \text{ кг/м}^3$$

Число Рейнольдса:

$$Re = 4Q \cdot \rho_{жс} / (\pi \cdot d \cdot \mu_{жс}) = 4 \cdot 12 \cdot 10^{-3} \cdot 1297 / (3,14 \cdot 0,071 \cdot 0,37) = 755$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = 64 / Re = 64 / 755 = 0,085$$

По Ю.Р.Желтову при наличии песка в жидкости при $Re > 200$ происходит ранняя турбулизация потока, и потери по длине при $Re = 755$ и $n_0 = 0,193$ возрастают в 1,57 раза

$$P_T = 1,57\lambda \frac{16Q^2 L}{2\pi^2 d^5} \rho_{жс} \quad (3.11)$$

$$P_T = 1,57 \cdot 0,085 \frac{16 \cdot 12^2 \cdot 10^{-6} \cdot 1898}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,071^5} \cdot 1297 = 21,27 \text{ МПа}$$

2. Давление которое нужно создать на устье при гидроразрыве

$$P_y = P_{заб} - \rho_{жс} g L + P_T = 16,28 - 1297 \cdot 9,81 \cdot 1898 \cdot 10^{-6} + 21,27 = 13,4 \text{ МПа}$$

3. Рабочие жидкости гидроразрыва в скважину закачивают насосными агрегатами 4АН-700. Давление, развиваемое насосным агрегатом на IV скорости составляет 29МПа, при подаче 14,6 л/с.

Необходимое число насосных агрегатов:

$$N = \frac{P_y Q}{P_a Q_a k_{тс}} + 1 = \frac{13,4 \cdot 12}{29 \cdot 14,6 \cdot 0,8} + 1 \approx 2$$

где P_a – рабочее давление агрегата;

Q_a – подача агрегата при этом давлении;

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

4. Объем жидкости для продавки жидкости песконосителя

$$V_{п} = 0,785 d^2 L = 0,785 \cdot 0,071^2 \cdot 1898 = 7,5 \text{ м}^3$$

5. Продолжительность ГРП одним агрегатом при работе его на IV скорости

$$t = (V_{ж} + V_{п}) / Q_a = (10 + 7,5) / (14,6 \cdot 10^{-3} \cdot 60) = 20 \text{ мин}$$

6. Суммарное время работы:

$$t = 20 / 2 = 10 \text{ мин}$$

Перед выполнением гидроразрыва по каждой конкретной скважине проводится расчет ГРП. Исходя из коллекторских и прочностных характеристик пласта, рассчитывается количество жидкости разрыва, песконосителя, количество расклинивающего материала. Строится

математическая модель гидропарыва, которая показывает ход процесса, развитие трещины, заполнение трещины расклинивателем. Рассчитывается время всего гидропарыва и его отдельных фаз.

4 Безопасность и экологичность

4.1 Безопасность и экологичность проекта

Соблюдение трудовой и производственной дисциплины всеми работающими – основное условие безопасности при обслуживании нефтяных и газовых скважин. Работники должны обладать навыками работ и выполнять свои обязанности таким образом, чтобы не допускать возникновения опасностей, а также знать, что предпринимать при их возникновении.

Одна из основных задач при разработке нефтяных месторождений заключается в максимально возможном извлечении природных запасов нефти из недр земли. Повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора нефти в значительной степени достигаются за счет массового внедрения методов интенсификации добычи нефти.

4.2 Производственная безопасность

Конитлорское месторождение – это крупное нефтяное месторождение, которое располагается на территории Российской Федерации, в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 120 км к северу от г. Сургута. Климат района резко континентальный с продолжительной и суровой зимой, коротким, но сравнительно теплым и дождливым летом. Средняя температура января $-22,5^{\circ}\text{C}$, июля $+16^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум температур зимой -52°C , а абсолютный максимум температуры воздуха в июле достигает $+34^{\circ}\text{C}$. Месторождение относится к климатическому региону II(III). Класс профессионального риска, исходя из вида экономической деятельности-XXX.

4.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ. Операторы по гидроразрыву пласта подвергаются неблагоприятным метеорологическим условиям, атмосфера насыщается парами нефти из сопутствующих веществ. В результате длительного контакта с углеводородами у рабочих развиваются вегетативные нарушения, которое характеризуется повышенной утомляемостью, бессонницей, понижением тонуса капилляров. Контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. При вдыхании в течение 5-10 мин. концентрация паров нефти от 100 мг/л и выше опасно для жизни, опасность представляет оксид углерода, ПДК которого составляет в воздухе рабочей зоны 20мг/м³, а на месторождении - 8 мг/м³. Тяжелое отравление при воздействии в течение 1-5 мин. вызывает концентрация СО 1860 мг/м³.

По ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования» установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Сажа	4	III
Диоксид азота	2	III
Оксид углерода	20	IV
Углеводороды нефти	300	II
Диоксид серы	10	III
Метанол	15	III

Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 и ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», дают следующие нормирование таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Классификация категорий работ в различный период года

Период года	Категория работ	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения, м/с
		Оптимальная	Оптимальная на рабочем месте, не более	Оптимальная, не более
Холодный	Пб	17-19	40-60	0,2
Теплый	Пб	20-22	40-60	0,3

Согласно ГОСТ 12.01.003-83 и ГОСТ 12.1.012-2004 предельно допустимые уровни звука и вибрации должны соответствовать санитарным нормам шума и вибрации на рабочих местах, Уровень шума не превышает 80 дБ. Для уменьшения шума применяют: СИЗ органов слуха (противошумные наушники).

Освещение помещений и рабочих мест один из важнейших элементов для улучшения условий безопасности труда, снижается утомляемость. Согласно ВСН34-82 отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности» и представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Нормы освещенности

Рабочее место	Разряд и под разряд зрительной работы	Рабочее освещение	
		Освещенность	
		Лампы накаливания (лк)	Газоразрядной лампы (лк)
Рабочее место у устья скважины	V	75	75

Освещение на месторождении обеспечивает взрыво- и пожаробезопасность. От погодных условий зависит количество естественного света,

недостаток естественного света возмещается искусственным освещением.. Освещение производится лампами обеспечивающими взрыво- и пожаробезопасность. Минимальная освещенность составляет 75 лк.

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний предусмотрено применение средств индивидуальной в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спец. обуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности» в таблице 4.4.

Требования к взрыво- и пожаробезопасности промышленных объектов сформулированы в ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования», ГОСТ 12.1.003-81* «Пожарная безопасность. Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным». На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах. Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы, пены, порошки. Для тушения оборудования, находящегося под напряжением используют углекислоту.

Чтобы избежать производственные опасности необходимо строгое соблюдение технологического регламента проведения работ, осуществлять постоянный контроль за техническим состоянием эксплуатационного оборудования. Обслуживающий персонал должен соблюдать трудовую и производственную дисциплину.

Таблица 4.4- Средства индивидуальной защиты

№ п/п	Профессия, должность	Наименование средств индивидуальной защиты	Срок носки, мес.
1	Оператор по гидравлическому разрыву пластов; оператор по химической обработке скважин	Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с плёночным покрытием	1 на 2 года
2		Комбинезон для защиты от токсичных веществ из нетканых материалов	До износа
3		Костюм из смесовых тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий	2 на 2 года
4		Футболка	4 на 2 года
5		Головной убор	1
6		Ботинки кожаные с жестким подноском или Сапоги кожаные с жёстким подноском	1 пара 1 пара
7		Сапоги резиновые с жёстким подноском или Сапоги резиновые болотные с жёстким подноском	1 пара 1 пара
8		Нарукавники из полимерных материалов	6 пар
9		Перчатки с полимерным покрытием	6 пар
10		Перчатки резиновые или из полимерных материалов	12 пар
11		Каска защитная	1 на 2 года
12		Респиратор	До износа
13		Подшлемник под каску с однослойным или трехслойным утеплителем	2 на 2 года
14		Очки защитные закрытые	До износа
		на наружных работах зимой дополнительно:	
15		Костюм из смесовых тканей на утепляющей прокладке	По поясам
16		Бельё нательное утеплённое	2 комплекта
17		Жилет утепленный	1
18		Жилет меховой в IV и особом поясах	1 на 4 года
19		Ботинки утепленные с жестким подноском или Сапоги утепленные с жёстким подноском	По поясам По поясам
20		Валенки	По поясам
21		Галоши на валенки	1 пара
22		Шапка-ушанка	1 на 3 года
23		Перчатки с защитным покрытием нефте-морозостойкие	6 пар
24	Перчатки шерстяные	6 пар	

4.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

Процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 70 МПа. В этой связи имеет важное значение, создание условий безопасного осуществления обработки. Опасность усугубляется еще и тем, что жидкости закачиваются в скважины в смеси с песком, абразивное действие которого способствует износу уплотнений и соединительных узлов, что в результате приводит к пропуску жидкости под большим давлением.

Применяемые часто при гидроразрыве жидкости на нефтяном основе являются горючими жидкостями (нефти, мазуты и др.), что обуславливает пожароопасность процесса. Проведение гидроразрыва связано также с применением мер безопасности при обращении с кислотами и другими химическими веществами. Вместе с тем обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих, точном выполнении ими инструкций по охране труда. Без этого самые совершенные техника и технология не в состоянии создать безопасную обстановку на производстве, поэтому роль самих рабочих весьма велика.

Помимо знания технологии и техники процессов оператор по гидроразрыву должен обладать навыками поведения на рабочем месте, выполнять свои обязанности таким образом, чтобы не допускать возникновения опасных и вредных ситуаций, а также знать, что при этом делать.

Операторы по гидравлическому разрыву пласта при выполнении своих трудовых обязанностей руководствуются инструкцией по технике безопасности предприятия, основанной на типовой инструкции по охране труда для операторов по гидравлическому разрыву пласта, которая определяет нижеследующие основные требования:

К работе в качестве оператора по гидравлическому разрыву пласта допускаются лица, прошедшие медицинский осмотр, соответствующее обучение, инструктажи по безопасному ведению работ и проверку знаний.

Каждый поступающий на предприятие оператор перед непосредственным допуском к работе должен пройти вводный инструктаж у инженера по технике безопасности и инструктаж на рабочем месте у руководителя работ, а при необходимости и стажировку под руководством опытного оператора или мастера и проверку знаний.

Операторы через каждые 3 мес. должны проходить периодический инструктаж по безопасному ведению работ и не реже одного раза в год - проверку знаний.

При внедрении новых видов оборудования и механизмов, новых технологических процессов, а также при введении в действие новых правил и инструкций по охране труда оператор должен пройти дополнительное обучение или инструктаж.

Внеочередную проверку знаний правил и инструкций по охране труда операторы должны пройти:

- после обучения, вызванного изменением технологического процесса, внедрением новых видов оборудования и механизмов, введением в действие новых правил и инструкций по охране труда;
- в случае нарушения правил и инструкций по охране труда;
- по требованию или распоряжению руководителя предприятия и органов государственного надзора.

Оператор должен иметь положенные ему по нормам и правилам средства индивидуальной защиты, обеспечивающие безопасность работы, а во время работы обязан пользоваться ими. Спецдежду следует носить в застегнутом состоянии (она не должна иметь свисающих концов).

После окончания смены оператор обязан снять защитные средства, спецобувь, спецдежду, привести их в порядок и уложить в места хранения.

Запрещается стирка одежды, мытье рук и деталей оборудования в легковоспламеняющихся жидкостях и реагентах.

Оператор обязан оборудование, приспособления, инструменты и приборы содержать в исправном состоянии и пользоваться ими только по назначению.

При выполнении пожаро- и взрывоопасных работ оператор обязан пользоваться инструментом из цветного металла, обмедненным или обильно смазанным тавотом или солидолом.

Применение открытого огня, курение на территории скважины запрещается. Курить разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах.

Оператор должен следить, чтобы провода переносных ламп не имели повреждений изоляции. В качестве переносных светильников следует применять только аккумуляторные фонари или переносные лампы напряжением не выше 12 В во взрывозащищенном исполнении.

Оператор обязан знать и уметь практически применять приемы и способы оказания первой помощи при несчастных случаях.

При несчастных случаях очевидец (при возможности и сам пострадавший) должен немедленно сообщить о происшедшем руководителю работ (мастеру).

Перед началом работ оператор обязан проверить обслуживаемое оборудование и приборы, состояние рабочих мест, а также наличие и исправность предназначенного для предстоящей работы инструмента, приспособлений. В случае обнаружения неисправностей оператор должен принять меры к их устранению.

До начала работ оператор обязан ознакомиться с характером предстоящих работ, опасными моментами, возможными во время работы, и мерами их предотвращения.

На месте работы должен быть необходимый запас воды и других реагентов, нейтрализующих применяемые при проводимом технологическом процессе химически опасные не токсичные вещества.

Перед выездом на место проведения работ следует:

- проверить наличие и исправность предохранительного клапана;
- напорного коллектора;
- убедиться в исправности обратных клапанов и пробковых кранов;
- проверить исправность действия механизма подъема стрелы;
- установить и укрепить стрелу в транспортном положении.

Трубы со стеллажа агрегата должны снимать два оператора, действия которых должны быть согласованы.

При прокладке линий высокого давления необходимо проверить исправность резиновых уплотнительных колец. Нельзя допускать провисания нагнетательных линий.

До начала работ по гидроразрыву оператор должен осмотреть устьевую арматуру, проверить исправность кранов, очистить риски указателя открытия и закрытия крана. Кроме того, должна быть проверена исправность линий обвязки и запорной арматуры. Надписи на кранах «Открыто», «Закрыто» должны быть отчетливо видны.

После окончания монтажа линий высокого давления и их осмотра оператор должен поочередно их спрессовать гидравлически на полуторократное ожидаемое рабочее давление.

Во время опрессовки оператор должен находиться вне опасной зоны.

При обнаружении негерметичности коммуникаций, устьевого оборудования агрегат должен быть остановлен, давление снижено до атмосферного и только после этого устранена негерметичность. Во время работы агрегата запрещается крепить соединения и подтягивать сальники для устранения течи.

Оператор при закачке и продавке жидкости разрыва должен находиться за пределами опасной зоны, вести наблюдение за оборудованием и показаниями приборов и выполнять указания руководителя работ.

В случае выхода из строя каких-либо измерительных приборов оператор должен немедленно сообщить об этом руководителю работ. Работать без контрольно-измерительных приборов запрещается.

При необходимости ремонта устьевого аппарата или коммуникаций в процессе проведения гидроразрыва должны быть остановлены насосы, снижено давление до атмосферного, а в случае применения кислоты коммуникации должны быть предварительно промыты водой.

В зимнее время после временной остановки работ следует прокачкой жидкости убедиться в отсутствии пробок в трубопроводах.

Запрещается подогревать систему нагнетательных трубопроводов открытым огнем. Источником подогрева могут быть пар, дымовые газы или горячая вода.

Демонтаж линий высокого давления и другого оборудования должен проводиться только по указанию руководителя работ и под его наблюдением.

Перед отсоединением трубопроводов от устьевого аппарата необходимо закрыть краны на ней и снизить давление в трубопроводах до атмосферного.

После окончания работ по гидроразрыву трубопроводы должны быть промыты водой.

4.3 Экологическая безопасность

При гидравлическом разрыве пласта окружающая среда может быть загрязнена рабочими жидкостями, которые остаются по окончании процесса или же разлиты из-за небрежного обращения. В подготовительно-заключительный период из-за нарушения режимов глушения скважины или процесса освоения ее возможны выбросы скважинкой жидкости вплоть до неуправляемого фонтанирования.

Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен и техническими средствами - агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спецтехникой, применяемой при гидроразрывах, в случаях отсутствия

подъездных путей к скважине, при их неудовлетворительном состоянии и нарушении маршрутов следования.

Используемые для контроля гидроразрыва радиоактивные изотопы также могут оказаться источником заражения окружающей среды при небрежном обращении с ампулами и контейнерами или активированными материалами (зернистыми или жидкими).

Для предупреждения загрязнения окружающей среды при ГРП проводятся следующие основные мероприятия:

Остатки жидкостей гидроразрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн должны сливаться в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость. Сливать их на землю запрещается.

Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ должны быть собраны и утилизированы либо сожжены, если утилизация невозможна.

В случае, если возникло неуправляемое фонтанирование, необходимо срочно соорудить земляной вал для ограничения возможности растекания пластового флюида по большой территории.

Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами должна быть ограждена земляным валом и благоустроена.

Примыкающая к скважине территория в случае причинения ущерба при подъездах и т.д. должна быть рекультивирована для сельскохозяйственного или иного пользования.

Активированные изотопные материалы нельзя использовать в скважинах, если нет уверенности в надежном разобщении интервала гидроразрыва от горизонтов артезианских и целебных вод, а также от пластов, имеющих сообщение с дневной поверхностью поблизости от скважины.

Зернистые материалы и активированные жидкости не должны попадать на дневную поверхность.

По окончании работы территорию скважины и одежду работавших необходимо проверить и убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ.

Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, следует разбавить водой до безопасной концентрации и захоронить в специально отведенном месте.

Основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- 1) исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости;
- 2) оперативный сбор разлитой нефти;
- 3) категорический запрет утилизации разлившейся нефти путем ее выжигания;
- 4) постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами;
- 5) постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ;
- 6) охрана водных объектов от попадания нефтепродуктов и химических реагентов;
- 7) проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

С целью снижения ущерба от загрязнения объектов природы должен быть составлен план ликвидации аварий (фонтанирование нефтью, газом, пластовой водой и их смесями, разливы нефти, пластовой воды, нарушение обваловки амбара), содержащей порядок действий по оповещению служб, которые должны участвовать в ликвидации аварий, перечень требуемых технических средств и аварийного запаса обезвреживающих реагентов, способы сбора и удаления загрязняющих веществ, обезвреживания территорий и объектов

водопользования в случае аварийного загрязнения водного объекта, рекультивации земель.

4.4 Безопасность жизнедеятельности в чрезвычайных ситуациях

На объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА), в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- 1) перечень возможных аварий на объекте;
- 2) способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- 3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- 4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- 5) способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
- 6) список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- 7) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- 8) акты испытания СИЗ, связи, заземления
- 9) график и схему по отбору проб газовой среды;
- 10) технологическая схема объекта;
- 11) годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

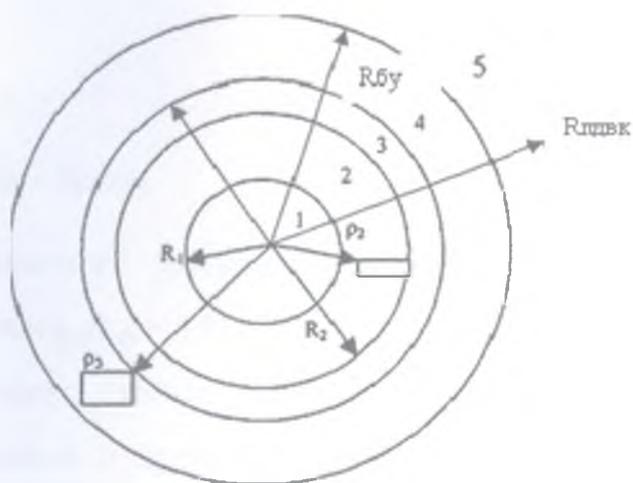
План утверждается 1 раз в пять лет. Работникам предприятия каждый месяц по графику проводят занятия по ликвидации возможных аварий, также проводятся занятия и учебные тревоги по гражданской обороне.

В основу боевой подготовки формирований гражданской обороны положены практические и тактико-специальные занятия, с помощью которых эффективно разрешаются все задачи по гражданской обороне, поставленные перед этими формированиями.

Произведем расчет параметров ударной волны

К чрезвычайным ситуациям при проведении работ ГРП в нефтяных скважинах можно отнести нефте-, газопроявления и как следствие – взрыв газовой среды.

В этом разделе спрогнозирована ситуация, моделирующая взрыв газовой смеси на скважине (рис. 5.1). Расчет заключается в определении радиусов действия зон взрыва, радиуса смертельного поражения людей.



- 1 – зона детонационной волны, радиусом R_1 (м);
- 2 ρ - зона ударной волны, в которой ρ_2 ρ_3 - расстояния от центра взрыва до элемента предприятия;
- 3 – зона смертельного поражения людей, радиусом $R_{спл}$;
- 4 – радиус безопасного удаления ($R_{бу}$), где $\Delta P_{\phi} = 5$ (кПа);
- 5 – $R_{двк}$ - радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации

Рисунок 4.1 – Взрыв паро- и газовой смеси

Радиус зоны детонационной волны (R_1) определяется по формуле:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q}, \quad (4.1)$$

где Q – количество газа, $Q = 0,336$ т.

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{0,336} = 12,86 \text{ м}$$

Избыточное давление в зоне детонационной волны $\Delta P_{\phi_1} = 900$ кПа.

- в случае, если $r_2 = 16$ м и $r_3 = 20$ м, давление во фронте ударной волны $P_{\Delta}(\phi_2)$ на расстоянии r_i до объекта, находящегося в зоне ударной волны, составляет:

$$- r_2/R_1 P_{\Delta} = 1,2; \phi_2 = 207 \text{ кПа};$$

$$- r_3/R_1 P_{\Delta} = 1,5; \phi_2 = 112 \text{ кПа}.$$

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{\text{сгл}} = 30 \sqrt[3]{Q} \quad (4.2)$$

$$R_{\text{сгл}} = 30 \sqrt[3]{0,336} = 20,86 \text{ м}$$

Радиус безопасного удаления при падении избыточного давления до $\Delta P_{\phi} = 5$ кПа составляет $R_{\text{бу}} = 192,47$ м.

Таким образом, взрыв газовой смеси обладает большой разрушительной силой и представляет угрозу для жизни и здоровья людей. Основным и наиболее эффективным методом борьбы с подобными авариями является их предупреждение путём своевременного и надёжного обслуживания нефтепромыслового оборудования.

Согласно схемы расстановки вся спецтехника расположена на расстоянии более 12,86 м от скважины, т.е. не находится в зоне детонационной волны, где $\Delta P_{\phi_1} = 900$ кПа, и, следовательно, при взрыве газовой смеси не подвергнется разрушению.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью гидроразрыва пласта является интенсификация текущей нефтедобычи при разработке низкопроницаемых залежей и повышения в конечном итоге коэффициента нефтеотдачи по месторождению.

Факторы, обеспечивающие успех планируемых работ по гидроразрыву пласта:

- наличие необходимой ресурсной базы;
- наличие большого фонда скважин, перспективных для проведения гидроразрыва;
- использование своевременной высококачественной зарубежной техники, технологии и материалов, обеспечивающих стабильный успех и прирост добычи при гидроразрыве пласта.

Возможные факторы риска проведения гидравлического разрыва пласта:

- снижение технологического эффекта от планируемых операций в связи с тем, что наиболее перспективные для гидроразрыва скважины уже обработаны;
- опасность возникновения трещин в водоносных зонах залежи, что ведёт к быстрой обводнённости продукции;
- недостаточная геологическая изученность месторождений;
- сложное геологическое строение объектов разработки;

Разработка нерентабельных и низкорентабельных залежей – основная задача гидроразрыва пласта.

На месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» технология гидроразрыва пласта стала внедряться с 1993 года – одна из первых в Западной Сибири и в настоящий момент имеет стабильный эффект.

В результате проведённых на Конитлорском месторождении операций по гидроразрыву увеличение дебита составило в среднем около 19,1 тонн в

сутки. Дополнительная добыча нефти за счёт выполненных 203 операций гидроразрыва на 01.04.2006 года составляет в среднем 670,325 тыс.тонн.

Применение гидроразрыва пласта на Конитлорском месторождении имеет наиболее значительные перспективы: ввиду высокой доли запасов низкопродуктивных залежей, так как высокопродуктивные залежи в достаточной степени выработаны.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ эффективности методов восстановления проводимости трещин ГРП в скважинах месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» Промежуточный отчет. – Тюменское отделение института «СургутНИПИнефть», Тюмень, 2001.
2. Годовые отчеты НГДУ «Комсомольскнефть» по Конитлорскому месторождению за 2000 – 2005гг.
3. Исследование эффективности ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» и обоснование перспектив его применения.
4. Матвеев, С.Н. Справочная книга по добыче нефти/ С.Н. Матвеев, Р.Т. Габрафиков и др. – НГДУ «КН» -Сургут: Рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья», 2002. – 364 с.
5. Мищенко, И.Т.Сборник задач по технологии технике нефтедобычи/ И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольский. – М: Недра, 1970.
6. Муравьев, И.М. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений /И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К.Гиматудинов и др.– М.: Недра,1970.
7. Сулейманов, А.Б. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин/ А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин – М: Недра, 1970.
8. Технологическая схема разработки Конитлорского месторождения. – Сиб НИИНП, 1992.
9. Технологический регламент на производство работ по ГРП на месторождениях ОАО «СНГ», утвержденный главным инженером ОАО «СНГ» Н.И. Матвеевым, 1999.
10. Технология применения кислотосодержащих составов для повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. РД 39-02691126-001-95 – Тюмень: СибНИИНП. – 1995.