

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности гидроразрыва пласта на X нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.66-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Коротков Роман Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	К. Э. Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	К. Т. Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова Оксана Сергеевна	К. Г. - Н. М. доцент		

Томск – 2017 г.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГРП – гидроразрыв пласта

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизические исследования скважин

ГКЗ – государственная комиссия по запасам

КИН – коэффициент извлечения нефти

ЭЦН – электроцентробежный насос

ШГН – штанговый глубинный насос

ФОН – фонтанная добыча нефти

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ППД - поддержание пластового давления

ВНС – ввод нефтяных скважин

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка

ОПЗ – обработка призабойной зоны

МУН – методы увеличения нефтеотдачи пласта

ДП – дополнительная перфорация

ИДН – интенсификация добычи нефти

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ЛА – ликвидация аварий.

АРМ оператора – автоматизированное рабочее место оператора

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

Оглавление

Введение	5
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	6
1.1 Характеристика района	6
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	9
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	9
2.2 Тектоническое строение района и участка месторождения	15
2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	19
2.4 Характеристика строения залежей	20
2.5 Физико-химические свойства флюида	24
2.5.1 Описание глубинных проб	25
2.5.2 Описание поверхностных проб	26
2.5.3 Свойства пластовых вод	27
3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА X НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	29
3.1 Утвержденные технологические решения и показатели разработки	29
3.1.1 Режим разработки X нефтяного месторождения	29
3.2 Текущее состояние разработки месторождения	34
3.3 Особенности и эффективность применения ГРП	35
3.4 Технология проведения гидроразрыва пласта	36
3.4.1 Наземные операции при проведении ГРП	37
3.5 Оборудование, применяемое для ГРП	41
3.6 Жидкости разрыва и расклинивающий агент при ГРП	45
3.7 Расчет основных параметров ГРП	50
3.8 Освоение скважин после ГРП	54
3.9 Анализ ГРП по X месторождению	55
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	56
4.1 Обоснование экономической эффективности проведения ГРП на X нефтяном месторождении, анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели	56
4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия	56
4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям	56
5. Социальная ответственность	57
5.1 Анализ вредных факторов, описание рабочего места	57
5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов	57
5.1.2 Вредные факторы	58
5.1.3 Опасные факторы	61
5.2 Экологическая безопасность	66
5.2.1 Мероприятия по защите окружающей среды	69
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	70

5.3.1 Анализ возможных ЧС на X месторождении.....	70
5.3.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС	72
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	72
5.4.1 Организационные мероприятия	72
5.4.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства	74
5.4.3 Особенности законодательного регулирования.....	74
5.5 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	75
Заключение.....	77
Перечень использованных источников	79

Введение

Целью данной работы является наглядное изображение эффективности применения ГРП на базе X нефтяного месторождения компании Y. Наибольшее внимание уделено ГРП, как одного из наиболее эффективного метода интенсификации притока жидкости. Учитывается влияние данного метода на пласт, рассмотрены технологические требования и параметры, возможность применения гидроразрыва пласта в данных условиях.

Компания Y является владельцем лицензии на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах X лицензионного участка.

X нефтяное месторождение открыто в 1988 году поисковой скважиной № 405. По результатам испытания получен приток нефти 3 м³/сут. на переливе через штуцер 2 мм при депрессии на пласт 5.8 МПа.

По состоянию на 01.01.2015 г. в пределах X месторождения пробурено 13 скважин, в том числе 5 добывающих, 2 разведочных и 6 поисковых (из них 4 ликвидированы).

Запасы нефти X месторождения приурочены к пластам Ю₁¹ и Ю₁³⁻⁴.

По X месторождению на Государственном балансе числятся запасы УВ по пластам Ю₁¹ и Ю₁³⁻⁴, подсчитанные и утвержденные ГКЗ (протокол № 3889-дсп от 24.10.2014 г.).

По состоянию на 01.01.2015 г., учтённые Госбалансом РФ начальные геологические запасы нефти по месторождению оценены по категориям C₁ и C₂ в количестве (геологические/извлекаемые):

Пласт Ю₁¹

нефть категория C₁ – 4792/1984 тыс. т

категория C₂ – 3832/1552 тыс. т

Пласт Ю₁³⁻⁴

нефть категория C₁ – 7406/2713 тыс. т

категория C₂ – 12559/4509 тыс. т

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Характеристика района

Х месторождение в административном отношении расположено на левобережье р. Оби на территории Парабельского района Томской области (Рисунок 1). Участок работ находится в 360 км к северо-западу от г. Томска, в 170 км к юго-западу от г. Колпашево. Ближайший населённый пункт – г. Кедровый в 50 км.

В г. Кедровом расположены ретранслятор телепередач и узел связи. Расстояние от центра участка до районного центра Парабель – 130 км.

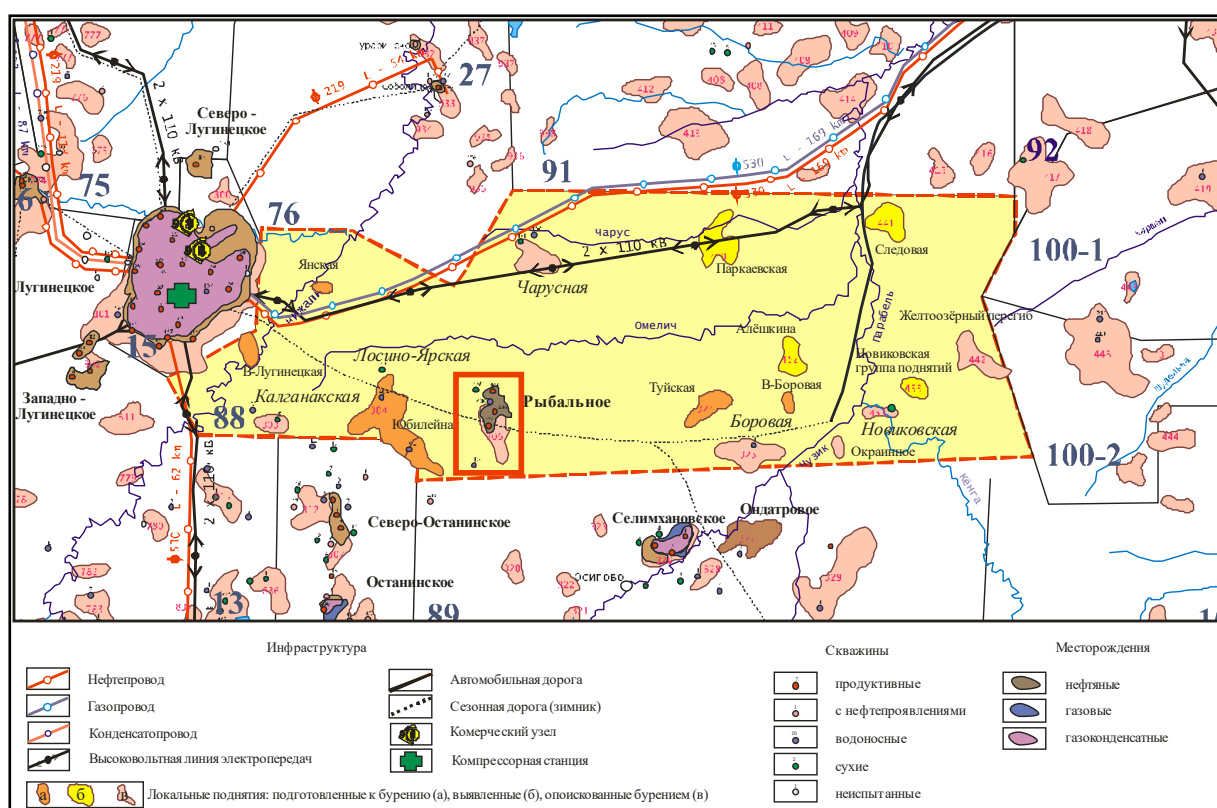


Рисунок 1 - Обзорная карта Х лицензионного участка

Сухопутная транспортная сеть представлена автодорогой Парабель-Кедровый, частично имеющей покрытие, а также зимними дорогами.

Климат района резко континентальный с суровой и снежной зимой, коротким и теплым летом, типичный для таёжной зоны Западной Сибири. Минимальные зимние температуры достигают -45°C , средние составляют -15°C , максимальные летние $+35^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков составляет

500-550 мм. В зимнее время преобладают ветры южного и юго-западного направления со среднегодовыми скоростями 2.8-3.6 м/сек.

Юго-восточная часть Западно-Сибирской низменности, где расположено месторождение, представляет собой плоскую, заболоченную, покрытую смешанным лесом равнину. Абсолютные отметки высот в пределах участка работ колеблются от 125 м на юге и на востоке до 110 м на северо-востоке. Отметки в урезах рек – около 95 м. [24]

Гидрографическая сеть исследуемой территории представлена реками Парабель, Омелич, Большой и Малый Омелич, Чузик, Кенга, Чарус с их притоками. Река Парабель судоходна для малого флота и имеет пристани Усть-Чузик, Старица и Тарск. По западной части протекает р. Чижайка – приток р. Васюган. Болот мало и они расположены в основном на юге участка.

Лесными массивами покрыта вся площадь. Леса представлены: лиственными (осиной и березой) и хвойными породами деревьев. Кроме того, в пределах изучаемой площади развиты кедровые массивы, преимущественно расположенные вдоль речных русел. Географо-экономические условия района, в котором расположено X месторождение, приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Географо-экономические условия X лицензионного участка

1	Геоэкологические условия	Средняя глубина промерзания почв – 0.8 м, наибольшая – 1.6 м, болот – не превышает 0.4 м.
2	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Отопительный сезон начинается с середины октября и продолжается до конца апреля. Продолжительность 244 дня.
3	Растительность и животный мир	Растительность представлена смешанным лесом, преобладают хвойные породы деревьев. Животный мир – лось, медведь, олень, белка и другие.

4	Населенные пункты и расстояние до них	г. Томск – 360 км, г. Кедровый – 50 км, с. Парабель – 130 км.
5	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтедобыча, геологоразведочные работы, лесоразработки, рыбная ловля, пушной промысел.
6	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	25 км от Х НМ до Северо-Останинское НГКМ проложен нефтепровод.

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфическое расчленение разреза проведено на основании данных глубокого бурения и корреляционных схем, утверждённых Межведомственным стратиграфическим совещанием 1999, 2006 и 2007 гг. (Мкртчян, 1985). Описание верхнемеловых и палеогеновых отложений дано по материалам поисково-разведочного бурения.

Палеозойская группа – Рз (образования доюрского фундамента)

Образования доюрского фундамента в литологическом отношении отображают блоковую неоднородность складчатого основания в пределах рассматриваемой территории. Вещественный состав пород фундамента, вскрытых глубокими скважинами № 405 и № 410, представлен сильно метаморфизированными породами эффузивного состава, глинистыми сланцами сильно карбонатизированными. Вскрытая мощность отложений палеозоя составляет от 70 до 130 м.

Юрская система – J

Отложения нижней, средней и верхней юры представлены терригенно-полимиктовой угленосной (тюменская свиты), терригенно-глауконитовой (васюганская, георгиевская свиты) и глинисто-битуминозной (баженовская свита) формациями.

Тюменская свита (нижняя + средняя юра) – J₁₋₂ tm (байос-бат)

Тюменская свита в пределах X месторождения подразделяется на две подсвиты – среднюю и верхнюю. Непосредственно на X площади отложения тюменской свиты на полную толщину вскрыты скважинами № 405 и № 410.

Среднетюменская подсвита выделяется в объёме осадочной толщи, ограниченной кровлей угольных пластов У₁₀ – У₆. Описываемая толща представлена неравномерно чередующимися пластами песчаников, алевролитов, аргиллитов, углей. Аллювиальные ритмы имеют более сложное строение, чем отложения нижележащих толщ. Песчаный пласт в объёме ритма может либо отсутствовать, либо в его составе может отмечаться наличие одного, двух и даже

трёх самостоятельных коллекторов. Наблюдаемые композиции строения характерны для аллювиальных ритмов меандрирующих рек. Толщина среднетюменской подсвиты изменяется от 65 до 75 м.

Верхнетюменская подсвита (верхи верхнего байоса – низы верхнего бата), сложена переслаивающимися сероцветными песчаниками, алевролитами, аргиллитами, часто углистыми. Здесь характерны маломощные многочисленные пласты углей. Верхняя граница подсвиты в значительной степени эрозионная. В состав пород верхнетюменской подсвиты входят углистые пачки $У_{5-2}$ и песчаные пласты $Ю_{6-2}$. Угольные пласты приурочены большей частью к погруженным участкам территории. Наиболее выдержанными по простиранию являются угли $У_2$ и $У_4$. Аллювиальные ритмы по своему строению аналогичны отложениям среднетюменской подсвиты. Песчаники имеют косую, волнистую и горизонтальную слоистость. Толщина верхнетюменской подсвиты варьируется в пределах от 55 до 82 м.

По составу это мелко, реже средне и крупнозернистые полевошпатово-кварц-граувакковые, кварц-граувакковые песчаники, темно-серые и черные плотные аргиллиты, часто сидеритизированные, обогащенные углистым и песчано-алевролитовым материалом.

Толщина отложений тюменской свиты в скважине № 405 составляет 152 м, а в скважине № 410 – 143 м.

Васюганская свита – J_3vs (келловей-оксфорд)

Васюганская свита является основным нефтегазоносным горизонтом осадочного чехла юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Рассматриваемая территория относится к переходной зоне васюганской и наунакской свит.

Васюганская свита делится на две подсвиты – нижневасюганскую и верхневасюганскую, различающиеся литологическим составом пород. Нижневасюганская подсвита раннекелловейского возраста сложена глинами и темно-серыми тонкоотмученными аргиллитами. Толщина подсвиты в пределах рассматриваемой площади изменяется от 2 до 10 м.

Верхневасюганская подсвита, выделяемая в горизонт Ю₁, представлена песчаниками и алевролитами с прослоями тонкоотмученных алевролитовых аргиллитов. По своему литологическому строению, обусловленному особенностями тектонического режима осадконакопления, она разделяется на подугольную, межугольную и надугольную толщи, сформированные соответственно в регрессивную, переходную и трансгрессивную фазы развития келловей-оксфордского осадочного бассейна.

В объёме надугольной толщи присутствует пласт Ю₁¹ верхнеоксфордского возраста. Толщина надугольной толщи изменяется от 5 до 7 м. Подугольную толщу составляет пласт Ю₁³⁻⁴ ранне-среднекелловейского возраста. Подугольная толща имеет мощности, меняющиеся от 10 до 30 м.

Подугольную и надугольную толщу разделяет континентальная (прибрежно-континентальная) осадочная пачка, ограниченная угольными пластами У₁ и У₁¹. Наличие межугольной толщи предполагает присутствие в её составе коллекторов, индексируемых как пласт Ю₁². Мощность толщи составляет в среднем 17 м и варьирует в пределах от 13 до 22 м.

Кровля васюганской свиты вскрыта всеми скважинами (№№ 402, 405, 406, 407, 408, 409, 410). Толщина свиты в пробуренных скважинах изменяется от 45 до 60 м.

Разрез верхней юры завершается морскими глинистыми отложениями георгиевской и баженовской свит.

Георгиевская свита (*кимериджский ярус*) – J3 gr

Георгиевская свита (верх верхнего оксфорда, киммеридж), представляющая георгиевский горизонт, сложена тонкоотмученными аргиллитами от темно-серых до черных с неравномерными примесями глауконита. На васюганской свите георгиевская свита залегает трансгрессивно, с размывом. Толщина её изменяется от 3 до 7 м.

Значение естественной гамма-активности у аргиллитов георгиевской свиты больше, чем у залегающих ниже аргиллитов нижневасюганской подсвиты, но меньше, чем у перекрывающих аргиллитов баженовской свиты. Часто кривые

микроградиент и микропотенциал зондов сливаются в единую, практически прямую линию.

Баженовская свита (*волжский ярус*) – J3 bg

На отложениях васюганской и георгиевской свит с незначительным стратиграфическим несогласием (васюганская свита), либо согласно (георгиевская свита) залегают глубоководно-морские отложения баженовской свиты, отвечающие максимуму трансгрессивной фазы осадконакопления. Эти отложения, хорошо выдержанные и уверенно прослеживаемые по данным ГИС, в литологическом отношении представлены тёмно-серыми с коричневатым до чёрного оттенком битуминозными аргиллитами, участками тонкоплитчатыми, иногда алевритистыми, крепкими, сильно окремнёнными, с прослоями известковых пород. Отмечается обилие концентрированного (в виде глобуль) и рассеянного пирита, наличие морской фауны аммонитов и белемнитов. Отложения свиты относятся к фациям "доманикового" типа и считаются нефтепроизводящими. К подошве свиты приурочен наиболее выраженный в платформенном разрезе отражающий сейсмический горизонт Па, характеризующий структурные особенности строения основного для данной территории продуктивного комплекса верхней юры. Толщина свиты изменяется от 25 до 35 м.

Меловая система – К

Отложения меловой системы наиболее значительны по толщине в составе платформенного чехла. Их толщина в районе работ составляет 1800-1900 м. В стратиграфическом отношении система представлена всеми ярусами как нижнего, так и верхнего отделов. В её составе выделяется восемь свит.

Куломзинская свита (*берриас+валанжин*) – K₁ klm

Морские отложения куломзинской свиты представлены аргиллитами тёмно-серыми с зеленоватым оттенком, иногда плитчатыми, участками – крепкими алевритистыми, с подчинёнными прослоями алевролитов и песчаников. Прослой песчаников и алевролитов выделяемые в нижней, средней и верхней части свиты входят в состав ачимовской пачки, формирование которой

связано с боковым заполнением осадочного бассейна терригенным материалом. Толщина свиты 190-220 м.

Тарская свита (*валанжин*) – K₁ tr

Отложения тарской свиты соответствуют регрессивному циклу валанжинского морского режима. В основании тарской свиты залегают шельфовые песчаные пласты соответствующих клиноформных комплексов. В соответствии с проведённой индексацией в основании тарской свиты выделяются пласты БА₂ (пласт Б₁₄), БА₁ (пласт Б₁₃). В строении свиты принимают участие три песчаных пласта, индексируемых в зависимости от индекса песчаника залегающего в основании свиты.

Песчаники тарской свиты – светло-серые, мелко-среднезернистые, слабо- и средне-сцементированные, иногда встречаются тонкие прослои известковистых, крепких песчаников или алевролитов. Песчаные пласты, как правило, представляют собой сравнительно мощные монолитные тела (толщина пластов составляет в данном районе 5-15 м). Пласты имеют хорошую латеральную выдержанность. Толщина свиты колеблется в пределах 50-150 м. [24]

Киялинская свита – K₁ kls (*готерив барем*)

Распространена в южных районах ЗСП.

Свита представлена неравномерно переслаивающейся толщей глин, алевролитов и песчаников. Песчаные пласты относятся к группам Б и А. Их толщины не выдержаны по площади и изменяются в широких пределах. Толщина свиты составляет 510-660 м.

Алымская свита – (*нижний apt*) K₁ al

Свита распространена в центральной и юго-западной частях Западной Сибири, получила название по деревне Алымка, Тюменской области, выделена коллективом авторов (Шурыгин, 2000), содержит: *Cyprina* sp., *Lingula* sp.

Отложения киялинской свиты согласно перекрываются морскими отложениями алымской свиты, представленными в нижней части песчаным пластом А₁, в верхней – аргиллитоподобными глинами кошайской пачки.

Песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, различной крепости. Глины темно-серые, плотные, с остатками фораминифер, иногда плитчатые, участками алевритистые с горизонтальной и косой слоистостью. Толщина свиты – 50-100 м.

Покурская свита – (*ант+альб+сеноман*) K₁₋₂ pk

Выше по разрезу залегает мощная толща континентальных отложений, выделяемая в покурскую свиту. В литологическом отношении свита сложена серыми, тёмно-серыми глинами, алевролитами и светло-серыми, разномышными, полимиктовыми песчаниками различной крепости. Песчаные пласты в составе свиты выделяются под индексом ПК (от ПК₁ в кровле свиты до ПК₁₉₋₂₀ в подошве). Пласты имеют линзовидное строение и по площади не выдержаны, а поэтому их корреляция крайне затруднена, хотя толщина коллектора иногда достигает 30-40 м. Отмечается повышенная песчанистость нижней части свиты (участок залегания песчаных пластов групп ПК₁₇₋₁₈ и ПК₁₉₋₂₀). К нижней части свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт III. Толщина свиты – 600-800 м.

В составе верхнемеловых отложений выделяется три свиты: **кузнецовская (*турон*) – K₂ kz**, **ипатовская свита (*верхний турон+коньяк+сантон+кампан*) – K₂ ip**, **славгородская свита (*верхний турон-компан*) – K₂ sl**, **ганькинская (*маастрихт+даний*) – K₂ gn**. Литологически эти свиты представлены морскими отложениями, преимущественно глинами, мергелями, опоками.

Толщина этих отложений составляет 270-281 м. К кузнецовской свите приурочен отражающий сейсмический горизонт IVв.

Кайнозойская я группа – Kz

Палеогеновая система – P

Палеогеновый комплекс отложений представлен морскими, преимущественно глинистыми породами с прослоями рыхлых песчаников и алевролитов и континентальными (в верхней части разреза), преимущественно песчано-алевритистыми образованиями. В составе морских отложений выделяются три свиты (снизу вверх): **талицкая (*палеоцен*)**, **люлинворская (*эоцен*)** и **тавдинская (*в.эоцен+н.олигоцен*)**, а континентальная толща

выделяется в **некрасовскую серию (ср.+верх.олигоцен)**. Общая толщина палеогеновых отложений составляет 580-600 м.

Четвертичные отложения – Q

Четвертичные отложения представлены серыми, желтовато-серыми глинами, суглинками, алевроитами и песками. Толщина отложений – 20-40 м.

2.2 Тектоническое строение района и участка месторождения

Согласно тектонической карты платформенного чехла Западно-Сибирской плиты (В.А. Конторович, 2000 г.) Рисунок 2, рассматриваемая территория объединяет обширную по составу и условиям формирования гамму пород складчатого палеозойского фундамента. Активная дизъюнктивная тектоника, проявившаяся на гетерогенном основании фундамента, предопределила мозаичное распределение фрагментов тектонических структур различного возраста консолидации.

Северо-восточная и юго-западная части X лицензионного участка относятся к антиклинорным зонам инверсионного типа герцинской складчатости (Нижевартовский, Сенькино-Айгольский антиклинории), представленных карбонатными массивами, прорванными гранитными интрузиями. Центральную часть X лицензионного участка, в которой и расположено X месторождение, слагают глинистые сланцы Айгольского синклинория. Юго-восточную часть участка в северо-восточном направлении пересекает зона раннетриасовой деструкции земной коры - Чузикский континентальный рифт. Отложения, выполняющие рифтовую зону, представлены переслаиванием эффузивов среднего и основного состава.

Рифтогенез, сопровождавшийся активным наземным вулканизмом и наиболее полно проявившийся в ранне-среднетриасовую эпоху, завершил формирование тектонического облика доюрского фундамента и положил начало новому (платформенному) этапу тектонического развития Западно-Сибирской плиты.

Отрицательные структурные элементы третьего порядка выделены в северо-западной части участка – Южно-Соболиная впадина и на юго-востоке – Северо-Парбигский перегиб.

В.А. Конторовичем в 1996 году проведено уточнение структурного плана территорий X лицензионного участка. Были уточнены структуры III порядка – Пудинское мезоподнятия осложнено X поднятием и Юбилейным поднятием, северные отроги которого расположены в пределах лицензионного участка.

Согласно работе В.А. Конторовича (2002 г.), юрские отложения платформенного чехла в районе X месторождения расположены в пределах внутренней области Западно-Сибирской плиты. Здесь большая часть самостоятельных тектонических элементов являются замкнутыми. В районе лицензионного участка, на территории которого располагается X месторождение, в качестве самостоятельных положительных тектонических элементов второго порядка выделяются Пудинское и Горело-Ярское мезоподнятия.

По результатам сейсмических работ 2006-2007 гг. (Т.А. Юркина, 2007 г.) проведена существенная структурная детализация X участка по отражающим горизонтам II^а (подошва баженовской свиты). В результате проведённой работы были выявлены как новые, так и детализированы «старые» локальные поднятия.

По опорному отражающему горизонту II^а X поднятие представляет собой вытянутую в меридиональном плане структуру с двумя куполами. Поперечные размеры складки в контуре замыкающей поднятия изогипсы - 2335 м 19 x 9 ÷ 1.5 км. Амплитуда поднятия около 84 м. Длинная ось складки ориентирована в субмеридиональном направлении.

Замыкающая поднятия изогипсы характеризуется чередованием плавных и извилистых очертаний, обусловленных осложнением крыльев поднятия разными структурными формами, среди которых преобладают структурные носы, которые выделяются как на восточном, так и на западном крыльях.

Для X площади характерен плавный перепад абсолютных отметок.

По результатам новых структурных построений произошла детализация структурного плана. При этом площадь X структуры претерпела существенные изменения. Уточнение структурной основы произошло, прежде всего, за счет вовлечения в процесс картопостроения новых данных, в частности материалов с/п 14/05-06 и с/п 14/06-07 ОАО «Сибнефтегеофизика». Эти данные ранее не учитывались при оперативном подсчете запасов в 1989 году. Кроме того, при структурных построениях в посчете запасов 2009 г. и в настоящей работе использованы и учтены данные бурения новых разведочных скважин № 409 и № 410 (Рисунок 3).

В ходе геологоразведочных работ в разрезе месторождения выявлено 2 проницаемых пласта позднеюрского возраста ($Ю_1^{3-4}$ и $Ю_1^1$), содержащих залежи нефти. Стратиграфически они входят в состав верхневасюганской подсвиты (J2-3 vs). Осадконакопление в период формирования продуктивных пластов происходило в прибрежно-морской зоне в условиях трансгрессивно-регрессивной смены седиментационных циклов. Геологическая история развития района обусловила значительную литологическую неоднородность и резкую палеофациальную изменчивость верхнеюрских отложений в пределах изучаемой площади.

По геолого-сейсмическим построениям в пределах верхнеюрских отложений на сейсмических структурных картах тектонических нарушений не выделено.

В результате проведенных исследований по комплексной интерпретации геолого – геофизических материалов были установлены закономерности формирования, особенности геологического строения и распространения пород-коллекторов и связанных с ними залежей нефти продуктивных пластов юрского комплекса.

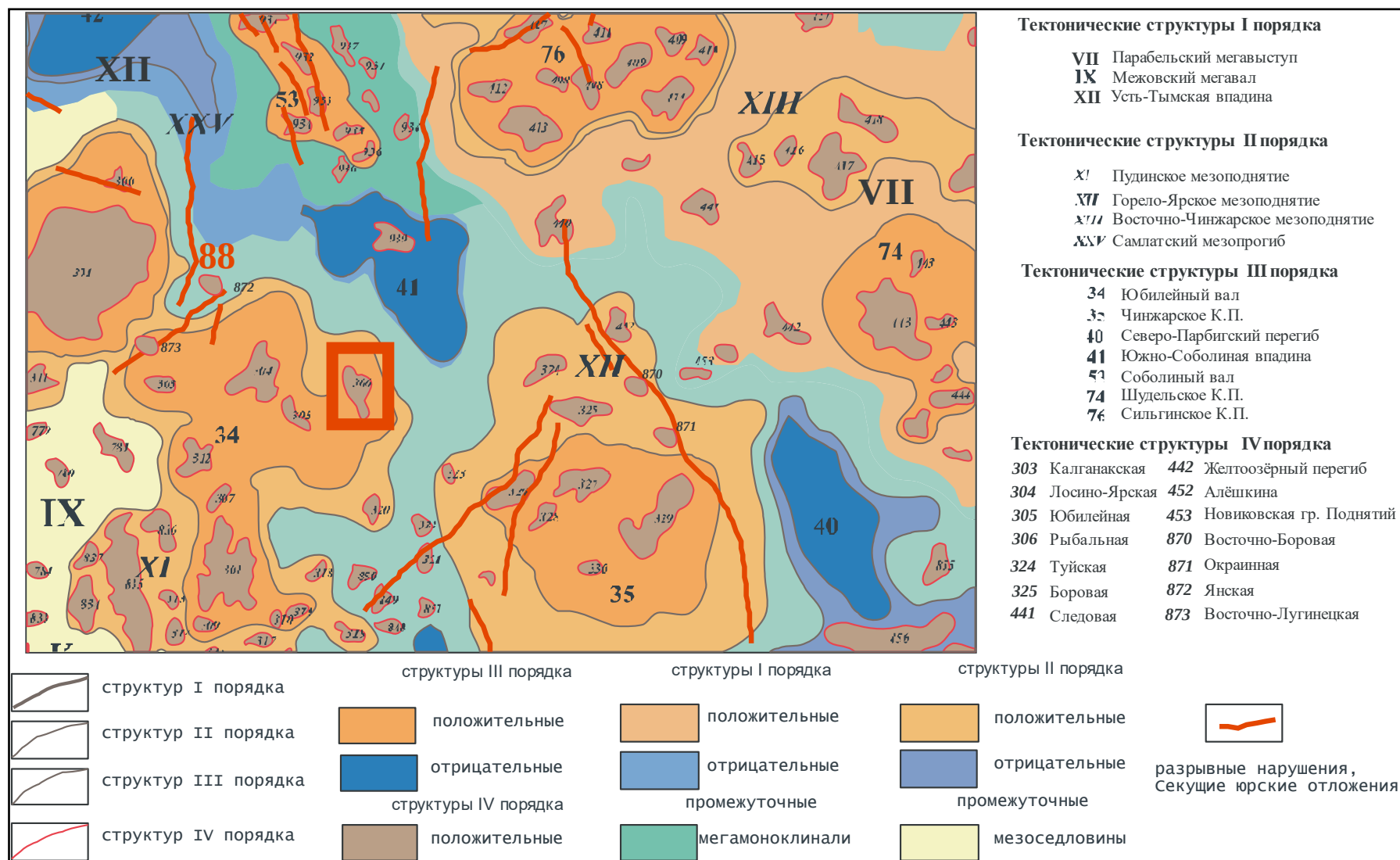


Рисунок 2 - Выкопировка из тектонической карты платформенного чехла Западно-Сибирской плиты (В.А. Конторович , 2000 г.)

2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Принятая геолого-физическая характеристика месторождения приведена в Таблице 2.

Таблица 2 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Пласты		
	Ю ₁ ¹	Ю ₁ ³	Ю ₁ ⁴
Средняя абсолютная отметка залегания, м	-2240	-2310	-2280
Тип залежи	пластовая, литологически-экранированная		
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м ²	54795	2394	78452
Средняя общая толщина, м	6	17.7	6.4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2.7	5.1	5.2
Коэффициент пористости, доли ед.	0.14	0.14	0.14
Средний коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.58	0.47	0.5
Проницаемость, мкм ² 10 ⁻³	5.65	0.65	1.29
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.34	0.8	0.59
Расчлененность, ед.	1.67	2.04	1.85
Начальная пластовая температура, °С	102.3	102.3	102.3
Начальное пластовое давление, МПа	24.7	25.3	25.3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0.67	0.67	0.67
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0.727	0.727	0.727
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0.815	0.815	0.815
Абсолютная отметка В НК, ГВК (интервал изменения), м	-2335.5	-2341	-2395.6

Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.198	1.198	1.198
Содержание серы в нефти, %	0.25	0.25	0.25
Содержание парафина в нефти, %	7.75	3.1	3.1
Содержание смол и асфальтенов, %	8.86	8.61	8.61
Давление насыщения нефти газом, МПа	7.1	7.1	7.1
Газосодержание нефти, м ³ /т	60.5	60.5	60.5
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0.35	0.35	0.35
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.005	1.005	1.005
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	143	143	143
воды	41.8	41.8	41.8
породы	60	60	60
Коэффициент продуктивности, м ³ (сут·МПа)	0.28		
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.531	0.421	0.456

2.4 Характеристика строения залежей

Пласт Ю₁¹, как коллектор, отсутствует в юго-восточной части поднятия. Тенденции распределения эффективных толщин песчаника и морской генезис осадков может свидетельствовать о баровой природе формирования песчаного тела, имеющего северо-восточный тренд развития баровой постройки.

По типу резервуара залежь нефти коллектора Ю₁¹ - пластовая, по генетическому типу ловушки – сводовая с литологическим ограничением. Литологический экран обусловлен замещением проницаемой составляющей пласта Ю₁¹ на непроницаемые разности в юго-восточной части поднятия (скв. № 409). Дебиты нефти по скважинам изменяются от 7.5 м³/сут. на 4 мм штуцере в скважине № 408 (интервал перфорации 2416-2420 м, а.о. -2295.3-2299.3 м) до 0.1 м³/сут. на динамическом уровне 1276 м в скважине № 407 (интервал перфорации 2441-2446 м, а.о. -2332.6-2337.6 м).

Размеры залежи: длина – 17.8 км; ширина – 7.06 км; высота – 76.5 м. Эффективная толщина коллектора изменяется от 3.2 м (скв. № 405), до 0 (скв. № 409). Эффективные нефтенасыщенные толщины в пределах залежи изменяются от 0 до 3.2 м. Коэффициенты литологической расчленённости варьируются в пределах от 0 (скв. № 409) до 4 (скв. № 410). Коэффициент песчанистости изменяется от 0 (скв. № 409) до 0.45 (скв. № 402).

Средневзвешенная по площади залежи эффективная нефтенасыщенная толщина в контуре запасов категории C_1 по НЗ (47 % от объема залежи) – 2.3 м, по ВНЗ (6 % от объема залежи) – 1.0 м.

Средневзвешенная по площади залежи эффективная нефтенасыщенная толщина в контуре запасов категории C_2 по НЗ (38 % от объема залежи) – 1.8 м, по ВНЗ (9 % от объема залежи) – 1.0 м.

Уровень подсчёта принят условно по подошве коллектора, давшего при опробовании приток нефти на абсолютной отметке -2335.34 м (см. Таблицу 3).

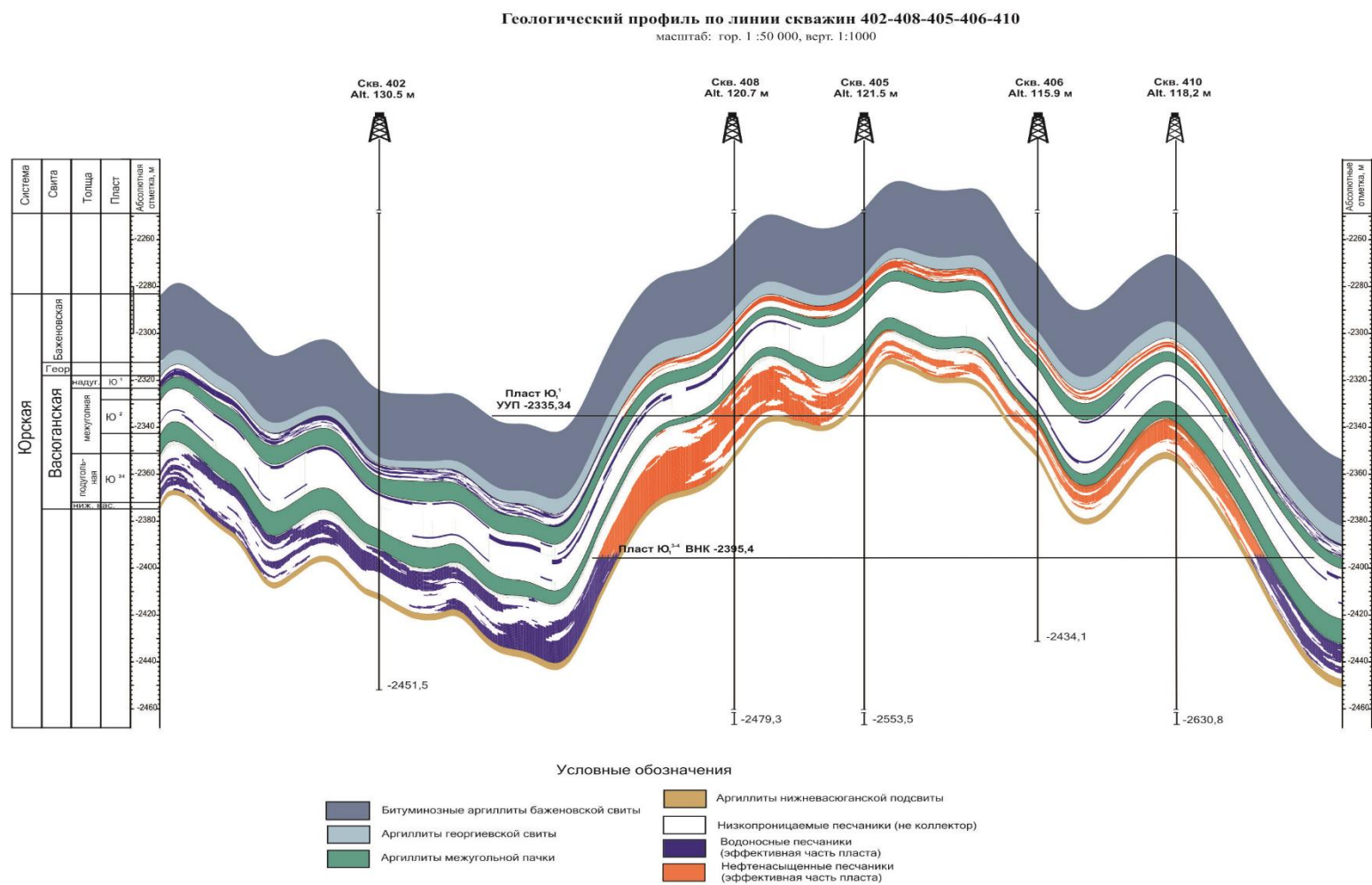


Рисунок 3 - Геологический профиль по линии скважин 402-408-405-406-410

Пласт Ю₁³⁻⁴ развит в пределах всей площади Х поднятия. Прибрежно-морской генезис формирования коллектора и северо-западные тренды зон распределения его эффективных толщин свидетельствуют о значительном участии приливных течений при формировании регрессивного песчаного покрова.

По типу резервуара залежь нефти коллектора Ю₁³⁻⁴ – пластовая, по генетическому типу ловушки – сводовая. Залежь нефти, в качестве самостоятельного объекта, опробована в скважинах № 408 и № 409. В скважине № 410 испытание пласта Ю₁³⁻⁴ проведено совместно с пластом Ю₁¹. Дебит нефти в скважинах № 408 из интервала перфорации 2443-2467 м (а.о. - 2322.3-2347.3 м) составил 4.77 м³/сут. на динамическом уровне 998 м. В скважине № 409 при опробовании в колонне интервала 2518.3 – 2524.5 м (а.о. - 2398.6-2395.8 м) на динамическом уровне 1632 м дебиты нефти и воды составили соответственно 0.56 и 0.21 м³/сут.

Размеры залежи: длина – 20.6 км; ширина – 8 км; высота – 104.6 м. Эффективная толщина коллектора изменяется от 19 м (скв. № 408), до 3.9 м в скважине № 407. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам в пределах залежи меняются от 19 до 3.9 м. Коэффициенты литологической расчленённости варьируются в пределах от 2 (скв. № 405) до 6 (скв. № 410). Коэффициент песчанистости изменяется от 0.39 (скв. № 407) до 0.66 (скв. № 408).

Средневзвешенная по площади эффективная нефтенасыщенная толщина в контуре запасов категории С₁ по НЗ (20 % от объема залежи) – 11.5 м, по ВНЗ (10 % от объема залежи) – 4.6 м.

Средневзвешенная по площади эффективная нефтенасыщенная толщина в контуре запасов категории С₂ по НЗ (52 % от объема залежи) – 7.8 м, по ВНЗ (18 % от объема залежи) – 4.2 м.

ВНК принят по подошве коллектора, давшего при опробовании приток нефти с водой в скважине №409 на абсолютной отметке -2395.4 м.

Таблица 3 - Характеристика залежей X месторождения

Индекс пласта	Глубина залегания пласта глубина, м а.о., м	Высотное положение ВНК, м	Размер залежи			Пределы / среднее значение нефтенасыщенной толщины, м	Тип залежи
			длина, км	ширина, км	высота, м		
Ю ₁ ¹	<u>2400.2-</u> <u>2491.8</u> 2258.9- 2469.3	- 2335.34	17.8	7.06	76.5	0-3.21 / 1.94	пластовая, структурно - литологическая
Ю ₁ ³⁻⁴	<u>2431.3-</u> <u>2542.0</u> 2282.3-	-2395.4	20.6	8	104.6	3.9-19.0 / 8.3	пластовая сводовая

2.5 Физико-химические свойства флюида

Исследование физико-химических характеристик флюидов на X месторождении проводилось по глубинным и поверхностным пробам, отобранных из скважин в процессе их испытания. Отбор проб осуществляла Колпашевская нефтегазоразведочная экспедиция производственного геологического объединения «Томскнефтегазгеология», исследования свойств пластовых флюидов были проведены кафедрой химической технологии топлива Томского политехнического университета и ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК». Анализ физико-химических свойств нефти и ее фракционного состава выполнен в соответствии с ОСТ 153-39.2-048-2003.

Всего на X месторождении отобрано 3 глубинные пробы нефти из скважин 405, 408, 410, три поверхностные пробы нефти из скважин 411 и 412 и две поверхностные пробы газа из скважины 412. Изученность флюидов по продуктивным пластам представлена в таблице 4.

2.5.1 Описание глубинных проб

В скважине 405 отобрана 1 глубинная проба нефти (2 пробоотборника). Дата взятия пробы 06.03.1988 г. Для отобранной пробы были проведены эксперименты по стандартному и дифференциальному разгазированию.

В скважине 408 была отобрана 1 глубинная проба. Дата отбора 14.06.1991 г. Для отобранной пробы были проведены эксперименты по стандартному и ступенчатому разгазированию. В результате негерметичности пробоотборника на выходе получили низкие значения газосодержания, объемного коэффициента и высокие значения плотности нефти. Вследствие этого данная глубинная проба является нерепрезентативной и отбракована.

В скважине 410 отобрана одна глубинная проба (3 пробоотборника) 18.07.2008 г. Для всех исследованных проб были проведены эксперименты по стандартному и ступенчатому разгазированию. Для выявления зависимостей параметров пластовых флюидов от давления для третьей пробы проводилось дифференциальное разгазирование нефти при различных температурах в условиях промысловой подготовки нефти (табл. 3.10). Определение компонентного состава нефти проводили по ГОСТ 13379-82 методом газожидкостной хроматографии. Хроматографический анализ выделившегося газа проводили по ГОСТ 23781-87. Физико-химические свойства газа рассчитывались по данным хроматографического анализа. Полный расчет состава пластовой нефти выполнен методом материального баланса на основе экспериментальных данных компонентного состава нефтяного газа, разгазированной нефти и величины газосодержания. Фракционный состав и

физико-химические свойства разгазированных нефтей исследовались по ГОСТ приведенных в отраслевом стандарте ОСТ 153-39.2-048-2003.

2.5.2 Описание поверхностных проб

Из скважины 411 отобрана одна поверхностная проба нефти по пласту Ю₁¹, из скважины 412 отобраны и изучены две поверхностные пробы нефти и одна пробы газа. Исследование физико-химических свойств (плотность, вязкость, температура застывания, массовое содержание воды, механических примесей, серы, асфальто-смолистых веществ, парафинов, фракционный состав, температура насыщения нефти парафином) поверхностных проб нефти выполнено по методикам, указанным в ОСТ 153-39.2-048-2003 с учетом их обновления. Компонентный состав газа определен по ГОСТ 31371.7-2008 (метод А).

Таблица 4 - Физико-химические свойства проб нефти скважин

	скв. 411	скв. 412	
	Пласт Ю ₁ ¹ 2454.0- 2456.,6 м от 21.09.12 г.	Пласт Ю ₁ ¹ 2432.0- 2436.5 м от 20.11.12 г.	Пласт Ю ₁ ⁴ 2456.0- 2473.0 м от 21.10.12 г.
Условия отбора	на устье при свабировании (гл. 1580 м)	на устье при промывке	на устье
Плотность при 20 °С, г/м ³	859.3	758.5	835.0

Вязкость кинематическая, мм ² /с:			
– при 20 °С	11.08	1.745	4.576
– при 50 °С	4.775	1.133	2.348
Массовое содержание, %:			
– серы	0.276	0.172	0.288
– воды	2.4	< 0.03	0.042
– механических примесей	0.407	< 0.005	0.0057
– асфальтенов	0.97	0.61	1.1
– смол силикагелевых	10.9	4.2	7.3
– парафина	12.6	2.9	3.1
Температура застывания, °С	2.0	–44.0	–18.0
Температура начала кипения, °С	61.0	59.0	49.0
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %			
– до 100 °С	3.0	43.5	4.0
– до 150 °С	13.0	53.0	13.0
– до 200 °С	22.5	60.0	24.0
– до 250 °С	32.0	66.0	37.0
– до 300 °С	43.5		

2.5.3 Свойства пластовых вод

Состав и свойства пластовой воды X месторождения были определены в скважине 406 в 1988 г. и в скважине 409 в 2008 г. по пласту Ю₁³⁻⁴.

Минерализация пластовой воды, отобранной в скважине 406, составила 27 г/л, что является низким значением для верхнеюрских отложений. Поэтому за основу были приняты результаты анализа пластовой воды, отобранной в скважине 409 (таблица 5).

Химический тип вод хлоридно-кальциевый (по В.А. Сулину). Основные солеобразующие компоненты представлены ионами натрия и калия, хлора, магния, кальция, гидрокарбоната. Общая минерализация пластовой воды составляет 43.2 г/л. По аналогии с месторождениями района с достаточным основанием можно предполагать, что концентрация полезных микрокомпонентов значительно ниже промышленных кондиций и не представляет интереса в качестве источника минерального сырья.

Таблица 5 - Химический состав и физические свойства пластовых вод СКВ
№ 409

Интервал опробо- вания (м)	Устьевое давление статич., МПа Статичес- кий уровень (м)	Плотность	Содержание ионов (мг/л; мг-экв/л; мг-экв)							
			В стан- дарт- ных. услов.	Ca ^{II}	Mg ^{II}	Cl ^I	SO ₄ ^{II}	NO ₂ _I	CO ₃ ^{II}	HCO ₃ ^I
2518.5- 2524.5	Ндин. – 1919	1.034		511	742	26942	9.16	нет	<3	945

3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА Х НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

3.1 Утвержденные технологические решения и показатели разработки

Месторождение разрабатывается согласно «Технологической схеме разработки Х нефтяного месторождения» (протокол ЦКР №106-14 от 18.12.2014 г.). Основные положения проектного документа следующие:

В связи со схожими геолого-физическими характеристиками пластов Ю₁¹ и Ю₁³⁻⁴ рекомендовано объединить их в один объект разработки.

Предусматривается разбуривание объекта по площадной пятиточечной системе разработки с расстоянием между скважинами 500 м.

Общий фонд скважин - 255, в т.ч. 127 добывающих, 122 нагнетательных и 6 водозаборных.

Фонд скважин для бурения - 249, в т.ч. 121 добывающих, 122 нагнетательных с отработкой на нефть и 6 водозаборных.

Перевод разведочной скважины в добывающий фонд в 2015 году.

ГРП - 248 скв./опер..

Накопленная добыча нефти - 10758 тыс.т..

Достижение КИН - 0,376, Кохв. - 0,788, Квыт. - 0,478.

Плотность сетки скважин - 32,3 га.

3.1.1 Режим разработки Х нефтяного месторождения

По состоянию на 01.06.2015 г. в пределах Х месторождения используется смешанный режим разработке месторождения. Водонапорный, при котором используется только энергия гидростатического напора краевых вод. Нефть из пласта к забоям скважин движется под действием напора краевой воды. При водонапорном режиме давление воды действует на нефть снизу. Газонапорный, при котором используется энергия сжатого газа, заключенного в газовой шапке (режим газовой шапки). Нефть вытесняется к забоям скважин под давлением расширяющегося газа, находящегося в

свободном состоянии. При газонапорном режиме газ создает давление на нефть сверху.

В качестве основной технологии воздействия на пласт планируется заводнение, ввод нагнетательных скважин планируется в 2017 году

В данной работе рассмотрены пять вариантов разработки месторождения с применением различных плотностей сеток и систем размещения скважин. Поскольку коллектора сложены низкопроницаемыми породами, предусмотрено проведение гидроразрывов пласта.

При обосновании расчетных вариантов разработки были приняты определённые условия для эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин. В гидродинамической модели при моделировании разработки на добывающих скважинах принимается забойное давление на уровне 8 МПа. При данном режиме эксплуатации скважин разгазирование нефти будет происходить в стволе скважин и призабойной зоне. В гидродинамической модели снижение давления ниже давления насыщения происходит только в ячейках, где размещаются добывающие скважины. При этом пластовое давление будет оставаться намного выше давления насыщения. В период пробной эксплуатации рекомендуется определить оптимальный уровень забойного давления.

Нагнетательные скважины работают в режиме постоянного забойного давления с заданным уровнем компенсации. Максимальное забойное давление на нагнетательных скважинах не превышает 40 МПа.

Выбытие добывающих скважин из эксплуатации происходит при условии достижения обводнённости продукции 98 % и дебита нефти 0,5 т/сут. Принятый в расчётах коэффициент эксплуатации скважин – 0,95.

Бурение новых эксплуатационных скважин позволит уточнить геологическое строение залежей, степень прерывистости пласта, приемистость нагнетательных скважин, продуктивность добывающих скважин, фильтрационно-емкостные и физико-гидродинамические

характеристики объекта разработки, а также состав и физико-химические свойства пластовых жидкостей и газа.

Для технологических расчетов были приняты следующие варианты.

Объект Ю₁¹+Ю₁³+Ю₁⁴ (Месторождение в целом)

Вариант 1. Предусматривает разбуривание объекта по площадной пятиточечной системе разработки с расстоянием между скважинами 500 м.

– Общий фонд скважин – 305, в т.ч. 155 добывающих, 146 нагнетательных и четыре ликвидированных.

– Фонд скважин для бурения – 292, в т.ч. 146 добывающих и 146 нагнетательных.

– Ввод в эксплуатацию шести добывающих скважин, в т.ч. пяти, ожидающих освоения, и одной из контрольного фонда.

– ПСС – 27.1 га.

Вариант 2. Предусматривает разбуривание объекта по площадной пятиточечной системе разработки с расстоянием между скважинами 600 м.

– Общий фонд скважин – 219, в т.ч. 110 добывающих, 105 нагнетательных и четыре ликвидированных.

– Фонд скважин для бурения – 206, в т.ч. 101 добывающая и 105 нагнетательных.

– Ввод в эксплуатацию шести добывающих скважин, в т.ч. пяти, ожидающих освоения, и одной из контрольного фонда.

– ПСС – 37.8 га.

Вариант 3. Предусматривает разбуривание объекта по площадной пятиточечной системе разработки с расстоянием между скважинами 400 м.

– Общий фонд скважин – 458, в т.ч. 226 добывающих, 228 нагнетательных и четыре ликвидированных.

– Фонд скважин для бурения – 445, в т.ч. 217 добывающих и 228 нагнетательных.

– Ввод в эксплуатацию шести добывающих скважин, в т.ч. пяти, ожидающих освоения, и одной из контрольного фонда.

– ПСС – 18.1 га.

Вариант 4. Предусматривает разбуривание объекта по однорядной системе разработки с расстоянием между скважинами 500 м.

– Общий фонд скважин – 309, в т.ч. 162 добывающих, 143 нагнетательных и четыре ликвидированных.

– Фонд скважин для бурения – 296, в т.ч. 153 добывающих и 143 нагнетательных.

– Ввод в эксплуатацию шести добывающих скважин, в т.ч. пяти, ожидающих освоения, и одной из контрольного фонда.

– ПСС – 26.8 га.

Вариант 5. Предусматривает разбуривание объекта по трехрядной системе разработки с расстоянием между скважинами 500 м.

– Общий фонд скважин – 286, в т.ч. 213 добывающих, 69 нагнетательных и четыре ликвидированных.

– Фонд скважин для бурения – 273, в т.ч. 204 добывающих и 69 нагнетательных.

– Ввод в эксплуатацию шести добывающих скважин, в т.ч. пяти, ожидающих освоения, и одной из контрольного фонда.

Карта размещения проектных и пробуренных скважин представлена в графическом приложении П.4.5.

Основные исходные данные для расчета вариантов сведены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристика	объект Ю ₁ +Ю ₁ ³ +Ю ₁ ⁴				
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
Режим разработки	ППД	ППД	ППД	ППД	ППД

Система размещения скважин	5- точечная	5- точечная	5- точечная	Однорядная	Трехрядная
Расстояние между скважинами, м	500	600	400	500	500
Плотность сетки, га/скв	27,1	37,8	18,1	26,8	28,9
Коэф. охвата процессом вытеснения, д. ед	0,724	0,704	0,743	0,709	0,701
Соотнош. доб./нагн. скважин в элементе	1,1	1,1	1,0	1,2	3,1
Критерии отключения доб. скважин					
- обводненность скважин, %	98	98	98	98	98
- дебит нефти миним., т/сут	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Коэффициент использования скважин	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации скважин	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95

Фонд скважин, всего	305	219	458	309	286
добывающих	159	114	230	166	217
нагнетательных	146	105	228	143	69

3.2 Текущее состояние разработки месторождения

По состоянию на 01.01.2015 г. в пределах X месторождения пробурено 13 скважин, в т.ч. 5 добывающих, 2 разведочных и 6 поисковых (из них 4 ликвидированы). Анализ распределения скважин объекта $Ю_1^1+Ю_1^{3-4}$ по дебитам показал, что 40% фонда работает с дебитом 5-15 т/сут., а 60% фонда работает с дебитом больше 25 т/сут.

В 2012 году была расконсервирована скважина 410р и после проведения ГРП введена в эксплуатацию. Скважина при испытании давала ≈ 3 м³/сут. на среднединамическом уровне ≈ 1500 м. Проведенный ГРП (закачка 45 тонн проппанта в пласт $Ю_1^{3-4}$) позволил устойчиво добывать на мех. добыче 33 т/сут. Операция ГРП апробирована как надежная технология воздействия на нефтяной пласт РНМ. Следует отметить, что добыча по скважине №410 прекращена 28.05.15 по причине «клин ЭЦН».

За 2014 год добыто 20.2 тыс. т. нефти, накопленная добыча составила 20.8 тыс. т, что соответствует коэффициенту извлечения нефти равному 0.0007 д.ед.. Согласно «Технологической схеме разработки X нефтяного месторождения» (протокол ЦКР №106-14 от 18.12.2014 г.).

Основной приток нефти идёт с пласта $Ю_1^1$ с наиболее высокой проницаемостью, самым низким притоком характеризуется пласт $Ю_1^4$.

В 2014-2015 году было проведено 5 операции ГРП. Даты проведения, масса проппанта и объём закачанной жидкости отражены в Таблице 6. Основные параметры созданной трещины, согласно оценке ООО «Трайкан Велл Сервис»

Таблица 6 - Краткие сведения о ГРП

Скважина	Дата проведения	Масса проппанта, т		Объём закачанной жидкости, м ³
		Carbo-Lite 20/40	Carbo-Lite RCP 12/18	
583	10.03.14	21	5	52.7
589	22.03.14	88	12	183.4
590	07.03.14	52	8	91.8
595	07.03.14	35	5	61.5
887	02.03.15	43	2	73

Месторождение характеризуется низкой проницаемостью соответственно, скважины без ГРП не работают. ГРП фактически даёт возможность ввести их в промышленную эксплуатацию.

Согласно МЭР добыча началась после проведения ГРП, таким образом, оценить эффект ГРП и сравнить с добычей без ГРП представляется возможным только сравнив дебиты скважин с ГРП с дебитами по скважине № 887, на которой ГРП не проводилось.

Согласно действующей «Технологической схеме разработки Х нефтяного месторождения» (протокол ЦКР №106-14 от 18.12.2014 г.) ввод нагнетательных скважин планируется в 2017 году.

3.3 Особенности и эффективность применения ГРП

Х нефтяное месторождение характеризуется низкими ФЕС, что доказывают результаты гидродинамических исследований. Получение притоков при испытаниях осуществлялось после интенсификации притока путем применения ПАВ и проведения ГРП. [24]

Авторами на основе гидродинамической модели был выполнен расчет варианта разработки без применения методов повышения нефтеотдачи.

Технико-экономический анализ показал убыточность данного варианта и то, что КИН не достигает утвержденного значения. Поэтому для осуществления рентабельной эксплуатации X месторождения необходимо применение методов повышения извлечения и интенсификации добычи.

Основной метод воздействия на ПЗП с целью увеличения производительности скважин является гидроразрыв пласта.

Проведение ГРП преследует две главные цели:

- повышение продуктивности пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
- создание высокопроницаемого канала притока, минуя поврежденную призабойную зону.

Проектирование данной операции должно учитывать геологические особенности пласта в зоне каждой скважины, на которой планируется ГРП. Соответственно, по каждой скважине необходимо оптимизировать параметры трещины с физической и экономической точек зрения.

На X месторождении предусматривается проведение ГРП на всех добывающих скважинах. Прогнозируется более чем 2-кратное увеличение дебита после проведения гидроразрыва пласта, освоения и запуска скважин в работу.

3.4 Технология проведения гидроразрыва пласта

Технология проведения ГРП включает в себя следующие основные этапы:

- рассчитываются параметры ГРП: объемы жидкости разрыва, жидкости–песконосителя, наполнителя и подаваемой жидкости;
- подготавливается скважина - устанавливается специальная арматура; спускается пакер ;
- в зависимости от этого устанавливаются количество насосных агрегатов, необходимых для проведения ГРП;

- процесс нагнетания в скважину жидкости разрыва следует вести с производительностью, превышающей поглотительную способность скважины в 3 раза;
- после разрыва пласта в скважину подается жидкость–песконоситель;
- по окончании закачки жидкости–песконосителя в скважину подается продавочная жидкость для продавки жидкости–песконосителя в пласт.

В качестве жидкости разрыва используются жидкости, не отличающиеся от пластовых. С целью снижения фильтрующих свойств и повышения расклинивающего эффекта, вязкость жидкостей разрыва может быть увеличена добавкой различных загустителей.

Жидкость–песконоситель должна обладать свойством удерживать закрепляющий трещину агент во взвешенном состоянии и хорошо проникать в пласт. Используют для этих целей вязкие жидкости – нефть, эмульсию, сульфит – спиртовую барду.

На X нефтяном месторождении ГРП производилось подрядной организацией ООО «Трайкан Велл Сервис». При ГРП применялся искусственный песок – проппант [25].

Продавочные жидкости обеспечивают продавку жидкости–песконосителя в пласт, а также удаления ее избытка из НКТ.

3.4.1 Наземные операции при проведении ГРП

Перед началом работ по гидроразрыву пласта на территорию куста завозятся 2 емкости объемом по 50 м³, которые заполняются пресной водой. Для проведения гидроразрыва пласта используют следующее оборудование:

- четыре насосных агрегата;
- смеситель;
- блок манифольда;

- песковоз;
- станция контроля;
- АДПН.

После расстановки оборудования производят работы по приготовлению рабочей жидкости. Рабочей жидкостью является гель на нефтяной или водной основе, который готовится непосредственно перед началом ГРП в емкостях общим объемом 80 – 120 м³. В процессе подготовки геля жидкость циркулирует через пескосмесительный агрегат, на котором смонтированы центробежные насосы и по две системы подачи сухих и жидких химикатов. Последовательно вводятся химреагенты:

- САТ-НС-2 – геллянт – 6 – 8 л/м³;
- САТ-НС-Акт – активатор – 4 – 5 л/м³;
- НГА-В – брейкер – 1,2 кг/м³.

Весь процесс замешивания занимает около 1 часа. Готовый гель имеет плотность базовой жидкости и вязкость 150 - 350 кПа*с.

Перед началом ГРП производится опрессовка манифольда, проверяется готовность техники и рабочей жидкости, проводится инструктаж персонала [25].

Все насосные агрегаты управляются оператором из станции контроля.
(Рисунок 4)



Рисунок 4 - Операторная ООО «Трайкан Велл Сервис»

Управление подачей проппанта производится компьютером пескосмесительного агрегата. В станцию контроля на центральный процессор по шести каналам передаются следующие параметры ГРП:

- давление на НКТ;
- давление на затрубье;
- скорость потока жидкости;
- концентрация проппанта;
- расход кросслинкера;
- подача проппанта.

Сам процесс ГРП состоит из следующих последовательных этапов.

1. Закачка в скважину жидкости разрыва для создания трещин: увеличивая темпы нагнетания жидкости, снимает зависимость расхода жидкости от давления, по которой определяют момент расслоения пласта, и ожидаемое давление нагнетания песчано-жидкостной смеси.

Если коэффициент приемистости (отношение расхода жидкости к давлению нагнетания) при максимальном расходе жидкости возрастет не менее чем в 3-4 раза по сравнению с коэффициентом приемистости при работе одного насосного агрегата на низшей скорости, то в пласте образованы

трещины и можно приступать к закачке жидкости–песконосителя с проппантом.

В случае, когда разрыв пласта несмотря на максимально возможные темпы нагнетания жидкости разрыва не зафиксирован, процесс повторяют с применением жидкости повышенной вязкости. Схема развития трещины представлена на рисунке 5.

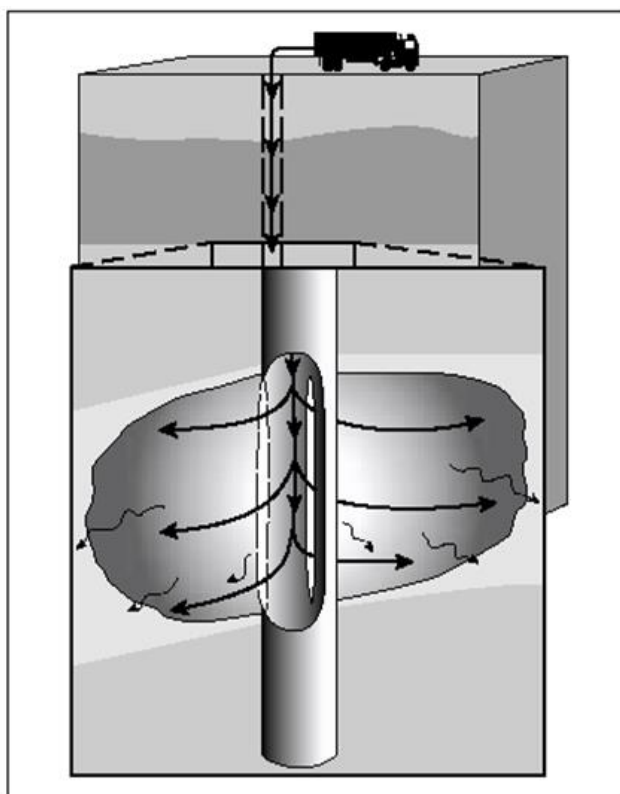


Рисунок 5 - Схема развития трещины в поперечном разрезе

После установления факта разрыва пласта с целью дальнейшего развития трещин и облегчения ввода песка в них рекомендуется перед жидкостью–песконосителем в скважину закачивать 3–4 м³ слабофильтрующейся жидкости повышенной вязкости.

2. Закачка жидкости–песконосителя: закачка жидкости с проппантом в образовавшиеся трещины производится при максимально возможных темпах нагнетания. Объемная скорость закачки жидкости–

песконосителя должна быть не ниже объемной скорости, при которой зафиксирован разрыв пласта. Схема закачки пропанта в трещину представлена на рисунке 6.

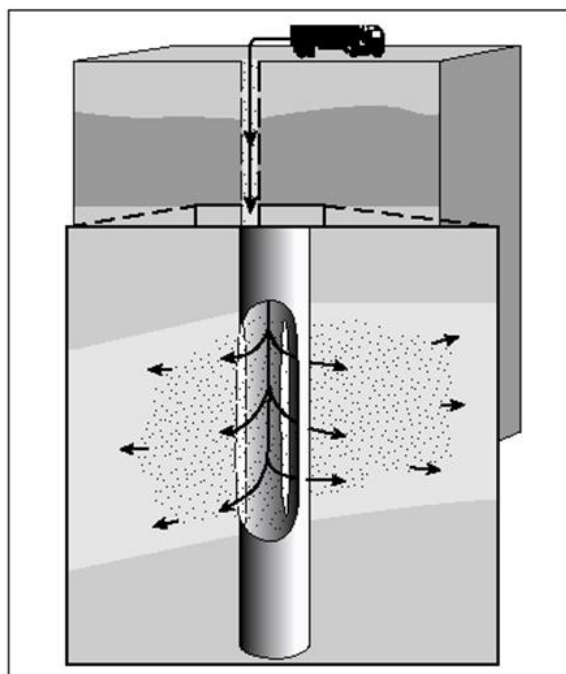


Рисунок 6 - Закачка пропанта в трещину

3. Закачка продавочной жидкости для продавки пропанта в пласт. Продавочная жидкость нагнетается непосредственно за пропанто–жидкостной смесью без снижения темпов закачки. Объем продавочной жидкости должен быть равным или больше объема колонны труб, по которой происходило нагнетание смеси пропанта с жидкостью.

После продавки пропанта в пласт и остановки агрегатов скважину закрывают.

3.5 Оборудование, применяемое для ГРП

На Останинской группе месторождений одним из предприятий, производящим гидроразрыв пласта, является ООО «Трайкан Велл Сервис». Компания «Трайкан Велл Сервис» разработала и создала флот оборудования

для гидроразрыва пласта, которое отвечает всем требованиям и особенностям регионов, в которых оно применяется. В оборудовании используются самые современные электронные технологии, двигатели и насосные установки, обеспечивающие его надежность и эффективность в осуществлении обработок согласно дизайну. В комплект оборудования для производства ГРП входят:

- **Комбинированная установка для гидроразрыва пласта.** Установка идеально подходит для многоступенчатого гидроразрыва пласта, в котором одна бригада по ГРП проводит несколько гидроразрывов за один день. В отличие от традиционных установок для гидроразрыва комбинированная установка позволяет снизить расходы благодаря повышенной эффективности оборудования и всех связанных с ним услуг по выполнению операции. Установка почти не оказывает никакого воздействия на окружающую среду и не оставляет жидких отходов. [25]

Характеристики гидравлического пятиплунжерного насоса:

1) До 4,25 м³/мин

Двигатель серии 2000 Detroit 1500 л.с. V-16

2) 7-скоростная трансмиссия Allison серии 9800

3) Автоматическая система регулирования подачи проппанта и химических добавок Stewart&Stevenson

4) Боковой шнек для подачи проппанта

5) Включает выкидную линию

6) Идеально подходит для выполнения нескольких работ в день

- **Мобильный центр сбора и обработки данных (Станция контроля ГРП)**

Станции контроля ГРП компании «Трайкан Велл Сервис» позволяют инженерам отслеживать выполнение работ в режиме реального времени. Благодаря спутниковой, сотовой и факсимильным системам, анализу мини-ГРП, лабораторного оборудования для тестирования геля, а также создание

дизайна гидроразрыва в реальном времени все данные могут быть проанализированы на месте или отправлены в офис компании Трайкан или нашего заказчика, так как отслеживание хода работ осуществляется по спутниковой связи. На станции используется встроенная система управления, контролирующая все оборудование на месте:

- Спутниковые, сотовые и факсимильные системы
- Программное обеспечение для создания дизайна гидроразрыва пласта в реальном времени
- Лаборатория контроля качества
- Станция сбора и обработки данных с современными панелями дистанционного управления для максимум 24 насосов, 2 смесителей и 2 установок жидких химических добавок
- Несколько настраиваемых компьютерных дисплеев для заказчика с функцией анализа производительности
- Программное обеспечение для анализа мини-ГРП
- Питание от автономного источника или промышленной сети

- Насосно-смесительные установки (Блендеры)

Смесители используются для смешивания сухих химических добавок, химических реагентов и жидкостей для создания необходимой смеси для гидроразрыва на месте работы. Характеристики Блендера STL 70 (кабина + прицеп):

- 1) Концентрация проппанта до 2 000 кг/м³
- 2) Скорость потока до 11 м³/мин
- 3) Скорость подачи проппанта до 9 000 кг/мин через 2 шнека размером 305 мм
- 4) Радиоплотномер (Texas Nuclear)

- 5) Турбинный и магнитный расходомер для измерения скорости потока чистой жидкости и смеси
- 6) Дистанционное управление и отслеживание скорости подачи хим. добавок / концентрации и дозирования проппанта
- 7) Встроенная система управления в станциях контроля и станции химических добавок
- 8) Кабина оператора с климат-контролем

- Насосные установки

Низкопрофильная конструкция насосной установки для гидроразрыва компании «Трайкан Велл Сервис» стала первой в своем роде в мире. На этих установках используются самые современные двигатели, трансмиссии, электроника, пяти- и трехплунжерные насосы для обеспечения гарантии надежности и маневренности при работе. Эти установки легки в обслуживании и намного более эффективны, чем насосные установки для гидроразрыва предыдущего поколения. Характеристика насосной установки для гидроразрыва 1000-2500 л.с.:

- 1) Многообразные трех- и пятиплунжерные насосы, предназначенные для использования с широким спектром показателей скорости и давления
- 2) Дистанционное управление скоростями и давлением
- 3) Комплектация для арктического климата: дизельный и гидравлический прогрев для запуска в суровых климатических условиях
- 4) Электронный контроль избыточного давления
- 5) Универсальные аварийные системы отключения

- Установки для добавки химических реагентов

Установки для химических реагентов используются для регулирования и контроля подачи химических реагентов в режиме работы и сконструированы для того чтобы жидкости для гидроразрыва соответствовали всем необходимым требованиям: [25]

- 1) Способность перевозить 12 емкостей с жидкими химическими реагентами
- 2) Возможность перекачки всех химических реагентов
- 3) Полностью закрытое, обогреваемое место для хранения химических реагентов
- 4) 5-8 насосов для жидких добавок
- 5) 5-8 массовых расходомеров для химических реагентов
- 6) Автоматический контроль подачи от 6 до 12 видов химических реагентов

- Высокоскоростная установка нагрева воды АДПМ, модель STA 1900 кВт (только для России)

- 1) Установка немецкого производства, установленная на прицеп
- 2) Тепловая мощность 1900 кВт
- 3) Нагревание 50м³ от +20°C до +40°C за 45 минут (при температуре окружающей среды –25°C)
- 4) Изолированная автономная установка с высоким КПД
- 5) Полностью электрическая установка (генератор 90 кВт)
- 6) Избыточная электроэнергия может использоваться для резервного источника питания для других установок на месте работ
- 7) Экологически безопасная установка
- 8) Низкое потребление дизельного топлива, полное сгорание
- 9) Автоматизация для простоты управления
- 10) Топливный бак емкостью 6000л. для максимизации производительности в отдаленных местах работы [25]

3.6 Жидкости разрыва и расклинивающий агент при ГРП

При проведении ГРП применяют жидкости, обладающие разнообразными физическими параметрами.

Стандартные операции по гидроразрыву пласта требуют, чтобы жидкость имела высокую вязкость, что способствует созданию трещины в резервуаре и попаданию проппанта в эту трещину. После размещения проппанта вязкая жидкость должна вернуться в состояние с низкой вязкостью, чтобы она могла выйти из скважины, оставив проппант в трещине.

Все более часто в резервуарах с низкой проницаемостью (которые называют нетрадиционными резервуарами) проводятся обработки с использованием невязкого реагента на водной основе. При проведении работ с данными реагентами на водной основе, они способны нести проппант без необходимости в загустителях, что приводит к более низким затратам и снижению потенциальных повреждений пласта.

Для гидроразрыва пластов на X площади рабочей жидкостью является водный или нефтяной гель, который готовится непосредственно перед началом ГРП в технологических емкостях. В процессе подготовки геля жидкость циркулирует через пескосмесительный агрегат, на котором смонтированы центробежные насосы и по две системы подачи сухих и жидких химикатов. При приготовлении жидкости на углеводородной основе последовательно вводятся химреагенты: неэмульгатор; стабилизатор глин; САТ-НС-2 геллянт – 6-8 л/м³; САТ-НС-Акт активатор – 4-5 л/м³; брейкер НГА-В – 1,2 кг/м³. Готовый гель имеет плотность базовой жидкости 1,0 г/см, рН = 7, вязкость – более 400 сПз [13].

Характеристика химреагентов, применяемых для подготовки жидкостей разрыва:

1. WGA-1 (гидроксипропилгуаровый загеливающий агент).

Представляет собой загеливающий агент гидроксипропилгуара, который самогидратируется для облегчения использования при высоких показателях вязкости. Продукт WGA-1 улучшает реологические свойства жидкости, повышая вязкость жидкости для гидроразрыва. Повышенная вязкость даёт возможность создавать более широкие трещины, изменяют скорость движения жидкости и способствуют лучшему залеганию проппанта.

Вязкая фаза имеет пониженную способность к фильтрации в пласт. Повышенная вязкость снижает необходимую мощность путём понижения числа Рейнольдса жидкости проходящей через трубы. В вязких жидкостях, загеленных с помощью WGA-1, расклинивающий агент переносится дальше от ствола скважины, увеличивая радиус дренирования. Вероятность выпадения песка снижается, а проводимость трещины повышается за счёт того, что вязкость снижает уровень осаждения песка под действием силы тяжести, как во время закачки, так и после неё. Поэтому расклинивающий агент более равномерно распределяется в трещине разрыва. WGA-1 стабилизирует пену, когда добавляется в концентрации 20-50 фунт/Мгал (2,4-6,0 г/л). Он усиливает тонкую водную плёнку вокруг пузырьков азота, снижая вероятность их распада;

2. BXL-10.0C (боратовый сшиватель для загеливающих агентов WGA).

BXL-10.0C является агентом на основе гуара, легко образующим поперечные связи в водных гелевых системах. Сшитые системы гуара обладают высокой вязкостью, которая позволяет очень эффективно переносить песок.

В результате, увеличивающаяся толщина разрыва позволяет получить большие концентрации песка, а сниженная водоотдача позволяет увеличить длину трещины;

3. WGB-2 (окисляющий бреккер геля).

Продукт WGB-2 уменьшает вязкость желатинизированных жидкостей. Он представляет собой окисляющий бреккер, который доводит вязкость геля, образованного из жидкости под воздействием гуара, до величины, слегка превышающей вязкость воды;

4. NE-201 (деэмульгатор, неионогенное ПАВ).

Продукт NE-201 представляет собой нонилфенольную смолу с дополнительными поверхностно-активными веществами для ускорения отрыва воды от нефти. Будучи неионогенным, он производит

водосмачивание породы. Наличие слоя нефти в зоне проницаемости уменьшает пропускную способность сквозь пласт. Тот факт, что NE-201 сохраняет породу водосмачиваемой улучшает течение углеводородов;

5. HGA-38.

Правильно подобранный нефтяной гель, представляет собой отличную альтернативу водным гелям там, где имеются водочувствительные пласты или предполагается возможная чувствительность к воде. Нефтяной гель может переносить в трещину высокие концентрации проппанта с вязкостью, сравнимой с лучшими загеленными водными системами.

HGA-38 эффективно и быстро загеливает большинство углеводородных жидкостей включая дизельное топливо, сырую нефть, конденсат, спирты и керосин. Гель образуется быстро и его вязкость обладает рядом преимуществ по сравнению с лучшими сшитыми системами для гидроразрыва на водной основе. Гели с HGA-38 являются стабильными в широком диапазоне забойных температур как высоких, так и низких;

6. CAT-НС-2 (желатинизирующий агент для углеводородов).

CAT-НС-2 является продуктом на основе эфира фосфорной кислоты, который в сочетании с совместимыми активаторами эффективно и быстро загеливает большинство углеводородных жидкостей. Гели с CAT-НС-2 являются стабильными в диапазоне забойных температур от 60 0С до 150 0С;

7. CAT-НС-Act.

CAT-НС-Act является химреагентом для загеливания нефти. CAT-НС-Act рекомендуется использовать в сочетании с CAT-НС-2 для загеливания сырой нефти. Углеводородные гели являются очень эффективным средством для использования в водочувствительных пластах;

8. HGA-B (брекер геля для жидкостей гидроразрыва).

Некоторые пласты настолько чувствительны к воде, что даже полимерные стабилизаторы глин и хлористый калий не в состоянии предотвратить разбухание глин и миграция мельчайших частиц. Результаты лабораторных исследований и опыт работ на месторождениях

доказали, что в чувствительных к воде породах можно достичь хорошей результативности гидроразрыва, если в качестве рабочих жидкостей использовать жидкости на нефтяной основе. При проведении гидроразрыва на основе нефти химическая система САТ-НС-2 и САТ-НС-Асг демонстрирует отличные реологические свойства, превосходно способствует переносу проппанта, не оказывает неблагоприятного воздействия на глины, а вязкость этой системы легко понижается с помощью брекера НГА-В.

Продукт НГА-В представляет собой легко сыплющийся порошок белого цвета, который безупречно понижает вязкость гелей, созданных на основе САТ-НС-2 и САТ-НС-Асг [13].

При проведении ГРП на Х площади компанией ООО «Трайкан Велл Сервис» используется проппант Carbo-Lite 20/40. Его физические характеристики представлены в таблице 8 [25].

Таблица 8 - Физические свойства проппанта Carbo-Lite 20/40

Насыпная плотность, кг/м ³	1620
Удельный вес, кг/м ³	2,71
Растворимость в смеси 12/3 НС1/НФ, % потери веса	1,7
Разрушение зёрен при вдавливании 44 МПа., %	4,3
Разрушение зёрен при вдавливании 60 МПа., %	8,3
Проницаемость при перепаде давления 65 МПа., м ²	3,4*10 ⁻¹⁰
Округлость зёрен	0,9
Сферичность	0,9
Химический состав, %	
Al ₂ O ₃	51
SiO ₂	45
Другие	4

Размеры зерен	1,4 - 1,8мм
Максимальное давление использования	90 МПа.

Carbo-Lite сочетает в себе низкую объёмную плотность с высокой прочностью частиц, что обеспечивает отличную пропускную способность трещины в скважинах с пластовым давлением до 47 МПа (по исследованиям RP56 API). В связи с низкой стоимостью этого типа пропанта, можно спроектировать обработку скважины с максимальной отдачей капиталовложений. Кроме закрепляющего материала, при проведении ГРП, для приготовления жидкости разрыва и жидкости песконосителя используются различные химреагенты: гелеобразователи, активаторы, деструкторы и поверхностно-активные вещества. Для каждого типа жидкости (на водной или углеводородной основе), применяется свой набор химических реагентов, своя технология приготовления геля и свой порядок ввода реагентов в раствор.

3.7 Расчет основных параметров ГРП

Расчет параметров ГРП представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей:

- расчет основных характеристик процесса и выбор необходимого количества техники для проведения ГРП;
- определение вида трещины и расчет ее размеров.

В качестве расклинивающего агента будем использовать пропант с диаметром частиц 1,4-1,8 мм. Целесообразно применять керамический пропант с покрытием отверждаемой смолой, для уменьшения возврата пропанта из трещины в процессе проведения работы.

Содержание пропанта в жидкости разрыва определяется ее вязкостью и темпом закачки.

$$C_{\text{пр}} = 500 \text{ кг/м}^3, \text{ концентрация смеси}$$

Остальные данные для расчета возьмем из таблицы 9:

Таблица 9 - Данные для расчета основных параметров ГРП.

Скв.	Эксплуат. объект	Н; м	h; м	Q _н ; т/сут	Q _в ; т/сут	Q _ж ; т/сут	P _{пл} ; МПа	K _п ; м ⁻²	D _{скв} ; м
887	Ю ₁ ³⁻⁴	2850	7	8	0	8	25	0,8*10 ⁻¹⁰	0,145

1) Определим давление разрыва по формуле:

$$P_p = P_{вг} - P_{пл} + 6_p, \quad (3.1)$$

где $P_{вг}$ - вертикальное горное давление

$P_{пл}$ - пластовое давление

6_p – сопротивление горной породы на разрыв, $6_p = 1,5-3,5$ МПа.

$$P_{вг} = H * \rho_n * g, \quad (3.2)$$

где H - глубина залегания продуктивного пласта:

ρ_n - средняя плотность вышележащих пород: $\rho_n = 2300$ кг/м³:

g – ускорение свободного падения

$$P_{вг} = 2850 * 2300 * 9,81 = 64,3 \text{ МПа},$$

тогда P_p будем иметь:

$$P_p = 64,3 - 25 + 2 = 41,3 \text{ МПа}.$$

2) Необходимое забойное давление найдем по формуле:

$$P_{заб} = P_p * a, \quad (3.3)$$

где a - необходимое превышение забойного давления над давлением разрыва,

$$a = 1,2-1,4$$

$$P_{заб} = 41,3 * 1,2 = 49,5 \text{ МПа},$$

3) Определим давление на устье скважины, которое необходимо создать для осуществления процесса ГРП.

$$P_y = P_{заб} - P_{ст} + P_{тр}, \quad (3.4)$$

Статическое давление определяется по формуле:

$$P_{ст} = \rho_{см} * g * H, \quad (3.5)$$

где $\rho_{см}$ - плотность смеси равная:

$$p_{cm} = (p_{пр} - p_{ж}) * C + p_{ж} = (2100 - 960) * 0,19 + 960 = 1177 \text{ кг/м}^3$$

$$\text{где: } C = C_{пр} / (C_{пр} + p_p) = 500 / (500 + 200) = 0,19$$

$$\text{Тогда, } P_{ст} = 1177 * 9,8 * 2850 = 32,9 \text{ МПа}$$

По методу Желтова Ю.П. определяем давление на трение:

$$P_{тр} = 1,52 * Y * ((16 * Q^2 * H) / (6.28 * d^5)) * h \quad (3.6)$$

Где: Y - коэффициент гидравлического сопротивления;

d - диаметр насосно компрессорных труб,

$$d = 59 \text{ мм} = 0.059 \text{ м.}$$

$$Y = 0,3164 / \pm Re, \text{ для турбулентного режима, } Re > 1530$$

$$Y = 64 / Re, \text{ для ламинарного режима. } Re \leq 1530$$

$$Re = (4 * Q * p_{cm}) / (3,14 * d * M_{см}), \quad (3.7)$$

Вязкость смеси равна:

$$M_{см} = M_{ж} * e^{(3,18 * C)} = 200 * e^{(3,18 * 0,19)} = 366 \text{ мПа} * c$$

Определим число Рейнольдса:

$$Re = 4 * 30 * 10^{-3} * 1177 / (3,14 * 0,059 * 0,366) = 2082 > 1530,$$

$$\text{тогда } Y = 0,3164 / \pm 2082 = 0,007$$

По формуле (3.6.) определим:

$$P_{тр} = 1,52 * 7 * 10^{-9} * 16 * 30^2 * 1177 * 2850 / 2 * 3,14^2 * 0,059^5 = 26 \text{ МПа}$$

Подставляя значения $P_{заб}$, $P_{ст}$ и $P_{тр}$ в формулу (3.4), получим значение устьевого давления:

$$P_y = 49,5 - 32,9 + 26 = 42,6 \text{ МПа,}$$

4) Определим общий объем закачиваемой жидкости и продолжительность процесса гидроразрыва:

$$U_{жр} = 5 \text{ м}^3$$

Объем жидкости пропантоносителя определяем из соотношения

$$U_{ж.пр} = G_{пр} / C_{пр} = 45000 * 10^3 / 500 = 192 \text{ м}^3,$$

где: $G_{пр}$ - количество пропанта, кг;

$C_{пр}$ - концентрация пропанта, кг;

Объем продавочной жидкости принимаем на 20-30% больше, чем объем колонны труб, по которой закачивают жидкость с проппантом.

$$U_{\text{пр}} = (K * 3,14 * d^2 * H) / 4, \quad (3.8)$$

где $K = 1,3$ - коэффициент, учитывающий превышение объема жидкости над объемом труб.

$$U_{\text{пр}} = (1,3 * 3,14 * 0,059^2 * 2850) / 4 = 10,1 \text{ м}^3,$$

Тогда общий объем закачиваемой жидкости линейный гель, сшитый гель будет:

$$V_{\text{ж}} = V_{\text{л}} + V_{\text{сш}} = 23,1 + 169,5 = 192,6 \text{ м}^3,$$

Общую продолжительность процесса гидроразрыва определяют из соотношения:

$$t = V_{\text{ж}} / Q = 36 / 30 * 10^{-3} = 1200 \text{ с} = 35 \text{ мин.}$$

5) Определим технологическую эффективность запроектированных и рассчитанных гидроразрывов:

Для этого сначала определим радиус трещины проведенного ГРП:

$$r_{\text{тр}} = ((V_{\text{жр}} * E) / (5,6 * (1 - \nu) * h * (P_{\text{заб}} - P_{\text{р}}))), \quad (3.10)$$

где $V_{\text{жр}}$ - объем жидкости,

E - модуль упругости, $E = 10^{10}$ Па;

ν – коэффициент Пуассона, $\nu = 0,3$

$$r_{\text{тр}} = (36 * 10^{10}) / (5,6 * (1 - 0,3) * 7 * (49,5 - 26)) = 56 \text{ м},$$

7) Ширину трещины определяем по формуле:

$$w = 4 * (1 - \nu) * r_{\text{тр}} * (P_{\text{заб}} - P_{\text{р}}) / e, \quad (3.11)$$

$$w = (4 * (1 - 0,3) * 56 * (49,5 - 26)) / e = 0,16 \text{ м}$$

Пропант распространяясь в трещины не заполняет ее полную длину, а проходит на 90% ее длины.

$$r_{\text{тр}} = 56 * 0,9 = 50,4 \text{ м.}$$

Определим остаточную ширину трещины:

$$W_{\text{ост}} = w * C / (I - III), \quad (3.12)$$

где w - пористость трещины.

При закачке пропанта с размером частиц 1,4-1,8 мм, пористость трещины равна 0,3.

$$W_{\text{ост}} = 0,16 \cdot 0,19 / (1 - 0,3) = 0,043 \text{ м.}$$

Проницаемость таких трещин определяется по формуле:

$$K_{\text{тр}} = w^{2/12}, \quad (3.13)$$

$$K_{\text{тр}} = 0,15 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2,$$

Если считать, что значение проницаемости призабойной зоны указанных скважин до осуществления в них гидроразрыва было равно среднему значению проницаемости пласта, то проницаемость призабойной зоны скважин в радиусе распространения трещин будет:

$$K_{\text{пз}} = (K_{\text{п}} \cdot h + K_{\text{тр}} \cdot w) / (h + w), \quad (3.14)$$

$$K_{\text{пз}} = (0,8 \cdot 10^{-10} \cdot 7 + 1,5 \cdot 10^{-4} \cdot 0,043) / 7,043 = 9,2 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2$$

$$K_{\text{пз}} / K_{\text{п}} = 9,2 \cdot 10^{-7} / 0,8 \cdot 10^{-10} = 1150 \text{ раз,}$$

Таким образом, в результате создания трещины в призабойной зоне проницаемость ее увеличивается в тысячи раз.

Таким образом, после гидроразрыва пласта можно ожидать более чем четырехкратное увеличение дебитов скважин. Полученные расчетные значения показателей гидроразрыва приведены в таблице 10:

Таблица 10 - Результаты расчета показателей процесса гидроразрыва пласта

N скв	P _р , МПа	P _у , МПа	V _{жр} м ³	G _{тр} м	C _{тр} , кг/м ³	U _{тр} м ³	Q, л/с	T мин	R _{тр} м	K _{тр} м ²	Э* дах/О	K _{пз} м ²	Овах.х. т/сут.
887	45	42,6	25	10	500	10,1	35	20	50,4	1,5* 10 ⁻⁴	4,4	9,2* 10 ⁻⁷	35,2

3.8 Освоение скважин после ГРП

По окончании распределения давления скважина разгерметизируется (если имеется избыточное буферное давление – скважина предварительно

глушится) и извлекаются НКТ с пакером. Вызов притока предпочтительнее производить путем свабирования, но при отсутствии соответствующего оборудования, может производиться глубинными насосами или компрессором.

Спустив в скважину глубинно-насосное оборудование, бригада КРС выполняет полный комплекс заключительных работ – монтаж устьевого оборудования, демонтаж подъемного агрегата, уборка рабочей площадки и сдача скважины заказчику.

Одновременно со сдачей скважины заказчику передаются документы по ГРП: акт, картограммы процесса, описание работ и пр.

3.9 Анализ ГРП по X месторождению

Раздел 3.9: «Анализ ГРП по X месторождению» исключен, так как содержит коммерческую тайну.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Глава 4: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» исключена, так как содержит коммерческую тайну.

4.1 Обоснование экономической эффективности проведения ГРП на X нефтяном месторождении, анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

Раздел 4.1: «Обоснование экономической эффективности проведения ГРП на X нефтяном месторождении, анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели» исключен, так как содержит коммерческую тайну.

4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Раздел 4.2: «Расчет показателей экономической эффективности мероприятия» исключен, так как содержит коммерческую тайну.

4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Раздел 4.3: «Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям» исключен, так как содержит коммерческую тайну.

5. Социальная ответственность

Х месторождение в административном отношении расположено на левобережье р. Оби на территории Парабельского района в 360 км к северо-западу от г. Томска, относится к району крайнего севера.

Рабочее место при гидроразрыве пласта располагается непосредственно вблизи скважины.

Рабочая зона представляет собой открытую площадку (куст). В этой зоне располагаются скважины, электрические приборы, компрессорные установки, которые работают под высоким давлением, генераторы, замерные установки и системы контроля и автоматизации, которые включают в себя различные компьютеры, тяжелая грузовая техника, различные емкости большого объема.

5.1 Анализ вредных факторов, описание рабочего места

5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов

При проведении ГРП может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нести угрозу здоровью оператора. Более подробно выявлены вредные и опасные факторы в таблице 1.

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы при ГРП

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Обслуживание компрессорных установок; 2. Обслуживание фонда скважин;	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	1. Аппарат ы под давление м;	1. СанПиН 2.2.4- 548-96 2. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ и ГОСТ

3. Контроль за трубопроводами и различными коллекторами;	2. Превышение уровней шума;	2. Электрический ток;	12.1.003–2014 ССБТ.
4. Работа с электроустановками и трансформаторами.	3. Превышение уровней вибрации;	3. Пожаровзрывобезопасность.	3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ.
	4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	4. Движущиеся машины и механизмы производстве	4. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ
	5. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ного оборудования;	5. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ

5.1.2 Вредные факторы

— Превышения уровня шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям [34]. Норма для помещения управления составляет 75 дБА [34].

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Предельно допустимые уровни звукового давления [34]

№пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	(в дБА)
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий		107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

При работе со скважиной вредное влияние также оказывает производственный шум. Для смягчения пагубного влияния звука с высоким уровнем давления на слуховой аппарат человека, рекомендуется применять звукоизолирующие наушники, противοшумные вкладыши, перерывы на отдых от данного помещения.

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

— Превышения уровня вибрации

Генераторы, позволяющие бесперебойную работу, и сами компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм [36].

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышения уровня вибрации.

Мероприятия для устранения уровня вибрации: установить прокладки между полом и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка — противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию.

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

— Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

При проведении работ на открытых площадках X нефтяного месторождения указываются:

- период времени года выполняемых работ,
- метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, относительная влажность, давление).

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где

должна поддерживаться температура плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции.

— в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

В качестве средств индивидуальной защиты для холодного времени года используются костюмы на утепляющей прокладке, костюмы меховые, тулупы, валенки, шапки-ушанки, рукавицы меховые и др.

При работе в жару используются кепки, противомоскитные сетки и др.

— Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³ [37].

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

5.1.3 Опасные факторы

— Пожаровзрывобезопасность

Источником пожара при проведении ГРП могут являться горючие жидкости и электроприборы. Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств,

воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей [38]. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Первичные средства пожаротушения [39]

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Огнетушитель пенный ОХП–10		ГОСТ 16005–70	12
Ящики с песком	0,5 м ³	—	4
	1 м ³		2
Лопаты		ГОСТ 3620–70	5
Лом пожарный легкий		ГОСТ 16714–71	2
Топор пожарный поясной		ГОСТ 16714–71	2
Багор пожарный		ГОСТ 16714–71	2
Ведро пожарное		ТУ 220	4

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м [38]. Вся циркуляционная

система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30%-ным раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция.

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м^3 тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды.

— *Электробезопасность*

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам [40], рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные

электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). Запрещается работать с электрооборудованием в дождь.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка ограждающих устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения [40].

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. В работе необходимо провести обоснование выбора индивидуальных основных и дополнительных изолирующих электрозащитных средств данного рабочего места.

— Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением,

например, компрессорная установка, регулируются нормативным документом [41].

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны). Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды (таблица 4).

Таблица 4 – Определение группы сосуда [42]

Группа сосуда	Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)	Температура стенки, °С	Характер рабочей среды
1	Свыше 0,07 (0,7)	Независимо	Взрывоопасная, или пожароопасная, или 1, 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007
2	До 2,5 (25)	Ниже минус 70, выше 400	Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	Ниже минус 70, выше 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	Ниже минус 40, выше 200	
	Свыше 5 (50)	Независимо	

3	До 1,6 (16)	От минус 70 до минус 20	
		От 200 до 400	
	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От минус 70 до 400	
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	От минус 70 до 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	От минус 40 до 200	
4	До 1,6 (16)	От минус 20 до 200	

5.2 Экологическая безопасность

Воздействие на атмосферу

При работе и обслуживании технологических установок создаются воздействия на окружающую среду.

При воздействии на пласт в основном загрязняющими атмосферу веществами являются углеводороды, сероводород, оксиды хрома и серы, механические взвеси.

К выбросам их при добыче нефти приводят следующие случаи: аварийное фонтанирование, опробование и испытание скважин. Значительное количество углеводородов выделяется в атмосферу в результате негерметичности оборудования и арматуры.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 5).

Таблица 5 – Вредные вещества [4]

№	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
1	Двуокись азота	0,085	2	0,078	1,230
2	Окись углерода	5,000	4	0,220	4,88
3	Углеводороды	50(ОБЦВ)	4	9,140	298,8
4	Сажа	0,15	3	0	2
5	Метанол	1	3	0,041	1,290

Источниками оксидов углерода, азота и серы могут являться сами скважины, при их негерметичности.

Воздействие на литосферу

Происходит загрязнение литосферы за счет твердых отходов, а также при разливах нефти.

Нефть, попадая в почву, опускается вертикально вниз под влиянием гравитационных сил и распространяется вширь под действием поверхностных и капиллярных сил. При содержании в грунте 10-12 % (уровень остаточного насыщения) нефть становится неподвижной.

Движение прекращается также при достижении нефтью уровня грунтовых вод. Нефть начинает перемещаться в направлении уклона поверхности грунтовых вод. Для предотвращения миграции разлитой нефти бурят серию скважин и извлекают загрязненные грунтовые воды. В некоторых случаях на пути движения грунтовых вод ставится водонепроницаемый барьер (резиновые гидроизолирующие мембраны). Нефть, скопившаяся около барьера, удаляется при помощи специального оборудования.

Проявление капиллярных сил хорошо прослеживается при значительной проницаемости и пористости грунта. Пески и гравийные грунты, например, благоприятны для миграции нефти; глины и илы неблагоприятны. В горных породах нефть движется в основном по трещинам.

Воздействие на гидросферу

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

При этом опасное загрязнение природных вод возможно как при сбросе в них неочищенных вод, так и при разливе, смыве собственно токсичных веществ в водоемы, грунтовые и подземные воды. Такие случаи довольно часто возникают в процессе бурения и крепления нефтяных и газовых скважин, при перетоках нефти или пластовых минерализованных вод из нижележащих горизонтов в вышележащие и наоборот.

Большое значение для предотвращения загрязнения пресноводных горизонтов имеют правильный выбор конструкции скважины и качество цементирования колонн. Конструкция скважины должна изолировать все пресноводные горизонты от продуктивных нефтяных (газовых) залежей. К временным источникам загрязнения относятся:

- негерметичность заколонного пространства скважин из-за некачественного его цементирования или по другим причинам, приводящая к межпластовым перетокам и загрязнению водоносных горизонтов;
- поглощение бурового раствора в процессе помывки скважин и фильтрации его водной фазы в проницаемые отложения.

В состав пластовых входят воды, добываемые совместно с нефтью, отделяемые от нее на центральных пунктах сбора и подготовки нефти. В общем объеме сточных вод пластовые воды составляют 82-84 %. По мере увеличения срока эксплуатации нефтяного месторождения объем пластовых

вод непрерывно растет. В составе сточных вод пластовые воды наиболее минерализованы. При все большей закачке пресных вод в нефтяные пласты минерализация пластовых вод снижается. Помимо минеральных солей пластовые воды содержат нефть, песок, глинистые частицы.

5.2.1 Мероприятия по защите окружающей среды

Для обеспечения охраны окружающей среды и недр в процессе добычи газа выполняется комплекс требований. На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов: установление и поддержание водо-охраных зон; вынесение объектов из экологически уязвимых зон; герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин; рассредоточение объема закачки воды по пласту; использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района; контроль качества сварных швов; сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН; при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается: контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ; в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости; аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов; закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву; прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги; контролем качества сварных швов

трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Регулирует отношения в сфере взаимодействия общества и природы, возникающие при нефтедобыче, Федеральный «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 N 7-ФЗ [43].

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ возможных ЧС на X месторождении

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.).

Для X месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до -45°C) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое ($+23^{\circ}\text{C}$) и пасмурное, с частыми заморозками);
- технические: сильные взрывы газозоудушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;
- военно – политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

Наиболее вероятным из выше перечисленных может быть розлив нефти в автоматической групповой замерной установке, что может привести к пожару или взрыву.

Внешние признаки аварии:

- срабатывание аварийно-предупредительной сигнализации в операторной;

- срабатывание звуковой и визуальной сигнализации загазованности на посту АГЗУ;

- рапах углеводородов нефти;

- следы разлива нефти.

Возможные причины аварии:

- износ сальниковых уплотнителей на шаровых задвижках;

- нарушения работоспособности переключателя потока жидкости;

- механические повреждения (коррозия, износ, утончение стенок оборудования, трубопроводов);

- некачественные сварные соединения.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварии:

1. сообщить об аварии мастеру ДНГиК, диспетчеру ЦПДС (сообщается место, характер аварии, фамилия очевидца);

2. сообщить об аварии согласно схеме оповещения;

3. все ремонтные, строительно-монтажные и другие работы прекратить; вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны; выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники;

4. прекратить замер через АГЗУ; отсечь поврежденный участок; сбавить давления;

5. оценив обстановку и степень опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации разлива специалистов (аварийной бригады, др.);

6. после снижения загазованности в рабочей зоне до нормы приступить к подготовке АВР (с оформлением наряда-допуска) в соответствии с порядком, установленным инструкциями;

7. по прибытию подразделений, вызванных на аварию, оперативный персонал ЦДПНГ поступает в распоряжение руководителя работ и приступает

к ликвидации аварии, ее последствий; нефть, находящаяся в помещении «Автоматической групповой замерной установки», собирается: ведрами, лопатами, ветошью;

8. доложить диспетчеру ЦПДС о ликвидации инцидента, полном восстановлении оборудования и запуске его в эксплуатацию.

5.3.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры [44]:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Все виды перечисленных профилактических мероприятий выполняются заблаговременно, чтобы обеспечить более надежную защиту населения и территории.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Организационные мероприятия

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ.

Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия наработающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий)

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное

окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

5.4.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Перед включением установки после полного окончания работ оперативный персонал убеждается в готовности установки к включению (проверяется чистота рабочего места, отсутствие инструмента и т.п.), снимает временные ограждения, переносные плакаты безопасности и заземления, восстанавливает постоянные ограждения.

В аварийных случаях до полного окончания работ оперативный персонал или допускающий могут включить в работу выведенное в ремонт электрооборудование или электроустановку в отсутствие бригады при условии, что до прибытия производителя работ и возвращения им наряда на рабочих местах расставлены работники, обязанные предупредить производителя работ и всех членов бригады о включении электроустановки и запрете возобновления работ.

5.4.3 Особенности законодательного регулирования

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника.

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

5.5 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Правильное расположение и компоновка рабочего места. Окраска и размеры органов управления. Технологические перерывы, проветривание помещения, комнаты психологической разгрузки. Организация проверки знания сотрудников, проведение инструктажей. Проведение учений на объекте. Обязательное страхование опасных производственных объектов. Химчистка и стирка СИЗ. Содержание и услуги медицинских кабинетов. Оснащение аптечками (производственных объектов, офисов, транспорта).

Государственные стандарты системы стандартов безопасности труда (ГОСТ ССБТ). Система стандартов безопасности труда, утверждаемая Госстандартом России, является основным видом нормативных правовых актов по безопасности труда.

Государственное управление охраной труда осуществляется Правительством Российской Федерации непосредственно или по его поручению федеральным органом исполнительной власти по труду и другими федеральными органами исполнительной власти. Распределение полномочий в области охраны труда между федеральными органами исполнительной власти осуществляется Правительством РФ.

Правовой основой для аттестации рабочих мест по условиям труда и сертификации производственных объектов на соответствие требованиям по охране труда является:

- постановление Правительства РФ от 6 мая 1994 г. за № 485 «О проведении обязательной сертификации постоянных рабочих мест на производственных объектах, средств производства, оборудования для средств коллективной и индивидуальной защиты»;
- постановление Минтруда России от 20 июня 1994 г. № 49 «О проведении обязательной сертификации постоянных рабочих мест на производственных объектах на соответствие требованиям охраны труда»;
- постановление Минтруда России от 3 ноября 1995 г. № 64 «Об организации работ по проведению сертификации производственных объектов на соответствие требованиям по охране труда».

Пути предупреждения производственного травматизма:

механизация, автоматизация и дистанционное управление процессами и оборудованием, применением роботов;

адаптация человека в производственной среде к условиям труда профотбор людей, соответствующих условиям подготовки, воспитание положительного отношения к охране труда, система поощрений и стимулирования, дисциплинарные меры воздействия, применение СИЗ и др.;

создание безопасной техники, машин и технологий, средств защиты и приспособлений, оптимизация их параметров производственной среды.

Заключение

В данной работе приведена геолого-физическая характеристика X месторождения. Рассмотрены характеристики отложений, свойства и состав пластовых жидкостей и газа. Также представлен анализ показателей разработки и дана характеристика фонда скважин.

В результате анализа применения гидроразрыва пласта в компании Y в условиях X месторождения сделан вывод, что метод является наиболее эффективным, дополнительная добыча от ее применения составила 863,717 тысяч тонн. В процессе работы проведен анализ эффективности гидравлического разрыва пласта по 6 скважинам, наиболее эффективной операция оказалась на скважине №887 куста №1, ее среднесуточный дебит увеличился на 30.6 т/сут и составил 45.6 т/сут.

Положительные аспекты

После проведения ГРП дебит скважины резко возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Кроме того, в настоящее время метод применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов.

Отрицательные аспекты

Для каждой операции гидроразрыва пласта используется от 80 до 300 тонн химикатов. Возможно попадание химикатов в грунтовые воды, тем самым вода становится непригодна для питья.

На X месторождении после ГРП и вывода скважин на режим было выявлено, что возросла обводненность на 5 %.

В целом, для данного месторождения можно сделать следующие выводы. Проведение ГРП на X месторождении эффективно в скважинах уже участвующих в разработке, которые имеют низкую проницаемость, а также в

рабочей зоне пласта, находящейся в кровельной и средней части разреза продуктивного горизонта.

Месторождение разрабатывается согласно «Технологической схеме разработки X нефтяного месторождения» (протокол ЦКР №106-14 от 18.12.2014 г.). Основные положения проектного документа следующие:

В связи со схожими геолого-физическими характеристиками пластов Ю₁¹ и Ю₁³⁻⁴ рекомендовано объединить их в один объект разработки.

Предусматривается разбуривание объекта по площадной пятиточечной системе разработки с расстоянием между скважинами 500 м.

Общий фонд скважин - 255, в т.ч. 127 добывающих, 122 нагнетательных и 6 водозаборных.

Перечень использованных источников

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений - Недра, 2000 г.
2. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1983 г.
3. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва : Министерство нефтяной промышленности СССР, 1987 г.
4. Федеральный закон «О недрах» от 21.02.1992 г. № 2395-1. 1992 г.
5. РД 39-0147035-215-86. Положение о порядке составления, рассмотрения и утверждения технологической проектной документации на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
6. Дело скважины №402.
7. Дело скважины №408.
8. Дело скважины №405.
9. Дело скважины №406.
10. Дело скважины №407.
11. Дело скважины №410.
12. Дело скважины №409.
13. Дело скважины № 887.
14. Дело скважины № 595.
15. Дело скважины № 590.
16. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Москва : Госгортехнадзор России, 2014 г.
17. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. Приказ МПР РФ №323, Минтопэнерго РФ №445 от 28.12.1999г. Москва : б.н., 1999 г.
18. Каплан Л.С., Ражетдинов У.З. Введение в технологию и технику нефтедобычи. – Уфа: ПКФ «Конкорд - Инвест», 1995 г.
19. РД 153-39.0-109-01. Комплексование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Москва : б.н., 2002 г.

20. РД 39-0147716-505-86. Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин.
21. Ибрагимов Г.У., Сорокин В.А, Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти. – М.: Недра, 1986 г.
22. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» с изменениями. Москва : б.н., 1997 г.
- 23.РД153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва : Министерство топлива и энергетики РФ, 1996 г.
24. Проект пробной эксплуатации X НМ 2001 г. В.А. Власов, А.Ю. Дмитриев, С.Х. Куреленков.
25. Инструкция по безопасности труда при проведении гидравлического разрыва пластов. ООО «Трайкан-Велл-Сервис», Сухов М.Н., 2007г.
26. Барчуков А. В., Метелькова Н.В. Политика управления оборотным капиталом в холдинге // Финансовый менеджмент. - 2009. - N 5. - С. 23-36.
27. Батурина Н.А. Анализ и оценка источников формирования оборотных активов хозяйствующего субъекта //Справочник экономиста. - 2008. - N 7. - С. 14-21.
28. Бланк И. А. Основы финансового менеджмента. Т. II. – Киев: «Ника-Центр», 2009. – 512 с.
29. Волков Д. Л., Никулин Е.Д. Управление оборотным капиталом: анализ влияния финансового цикла на рентабельность и ликвидность компаний //Вестник Санкт-Петербургского университета. Сер. 8. Менеджмент. - 2012. - № 2. - С. 3-32.
30. Данилин В.Н., Данилина Е.И. Управление оборотным капиталом предприятия в кризисных условиях //Проблемы современной экономики. - 2010. - № 3. - С. 120-123.

31. СН 2.2.4/2.1.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки, М., 1996 г.
32. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
33. РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.
34. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
35. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
36. ГОСТ 12.2.062-81 Оборудование производственное. Ограждения защитные.
37. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
38. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
39. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
40. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
41. ГОСТ 12.2.063-81 ССБТ. Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности.
42. ГОСТ 25215-82 Сосуды и аппараты высокого давления.
43. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ. 2002 г.
44. ГОСТ Р 22.3.03-94 Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения