

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





УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

21.03.01.02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта  
для интенсификации притока жидкости на Игольско-Таловом  
нефтяном месторождении

Руководитель	 подпись, дата	кандидат тех. наук, доцент должность, ученая степень	<u>Б.Б. Квеско</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>Е.А. Кожаев</u> инициалы, фамилия
Консультант	 подпись, дата		<u>Домаев Е.В.</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата		<u>Помолотова О.В.</u> инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт Нефти и газа  
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Кожаеву Ефиму Анатольевичу

Группа ГБ 12-03 Направление (специальность) 21.03.01.02

«Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема выпускной квалификационной работы: «Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта для интенсификации притока жидкости на Игольско-Таловом нефтяном месторождении»

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР: Б.Б. Квеско, кандидат технических наук, доцент, кафедра РЭНГМ, ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР:

Научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю

Перечень разделов ВКР

- Общие сведения о месторождении;
- Геологическая часть;
- Текущее состояние разработки;
- Гидравлический разрыв пласта;
- Оборудование, применяемое для ГРП;
- Безопасность и экологичность

Руководитель ВКР

  
подпись

Б.Б. Квеско  
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

  
подпись

Е.А. Кожаев  
инициалы, фамилия

«3» февраля 2016г

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит 81 страниц, 9 рисунков, 11 таблиц, 24 источников литературы.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, ПОРИСТОСТЬ, ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ДОБЫЧА, ДЕБИТ НЕФТИ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ  $Ю_1^2$ .

Объектом исследования является гидравлический разрыв пласта на примере Игольско – Талового месторождения.

Цель работы – обоснование проведения гидравлического разрыва пласта на примере Игольско – Талового месторождения.

В результате исследования были выявлены скважины, в которых наиболее эффективно проводить операции по ГРП.

Был проведен расчет основных показателей ГРП по методике Мищенко И.Т.

Рекомендовано проводить ГРП в скважинах законченных бурением, и в скважинах, на которых проводили ГРП в процессе их эксплуатации, с небольшим (0 - 25 мД) и средним (25 - 75 мД) коэффициентом проницаемости.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	5
1 Общие сведения о месторождении.....	7
2 Геологическая часть .....	10
2.1 Характеристика геологического строения продуктивного горизонта Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> .....	10
2.2 Коллекторские свойства .....	18
2.3 Тектоника .....	19
2.4 Физико-химические свойства нефти и растворенного газа .....	21
2.5 Физико-химические свойства пластовых вод .....	28
3 Текущее состояние разработки .....	32
3.1 Основные проектные решения.....	32
3.2 Анализ текущего состояния и эффективность применяемой системы разработки Игольско - Талового месторождения.....	33
4 Гидравлический разрыв пласта.....	35
4.1 Сущность метода .....	35
4.2 Технология проведения ГРП.....	39
4.3 Анализ эффективности ГРП.....	40
4.4. Зависимость эффективности ГРП от коллекторских свойств пласта .....	46
4.6. Расчет основных характеристик процесса ГРП .....	49
4.7.Программа гидроразрыва пласта (Meyer 2001 v4.0.).....	55
4.8 Заключительные работы после ГРП и освоение .....	57
4.9 Режим работы скважин после ГРП.....	58

5 Оборудование, применяемое для гидравлического разрыва пласта...	59
6 Безопасность и экологичность .....	63
6.2 Производственная безопасность .....	63
6.3 Экологичность проекта .....	71
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	75
Заключение .....	78
Список сокращений.....	79
Список использованных источников .....	80

## ВВЕДЕНИЕ

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40 %, например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии нефтеотдача пластов составляет 24 – 27 %, в Иране 16 – 17 %, в США, Канаде, Саудовской Аравии 33 – 37 %, в странах СНГ и России – до 40 % в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки. Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55 – 75 % от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Еще в более широком диапазоне (30 – 90 %) изменяются остаточные запасы нефти по отдельным разрабатываемым месторождениям, в зависимости от сложности строения и условий разработки.

Современные геологические запасы нефти во всех известных месторождениях мира достигают более 500 млрд.т, из них более 300 млрд.т относятся к категории неизвлекаемых современными промышленно освоенными методами разработки. Извлечение из остаточных запасов нефти 10 – 15 % в среднем, или 30 - 40 млрд.т, возможно даже известными в настоящее время методами увеличения нефтеотдачи пластов. Поэтому остаточные запасы нефти на разрабатываемых месторождениях представляют собой большой резерв для увеличения извлекаемых ресурсов и важную цель для применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Увеличить извлекаемые запасы нефти, снизить обводненность продукции, повысить и стабилизировать добычу на этой стадии – задача номер один для нефтедобывающей отрасли. Однако это наиболее трудная категория остаточных запасов, особенно на месторождениях с высокой эффективностью заводнения, когда конечная нефтеотдача пластов превышает 60 %, нефть

рассредоточена и рассеяна бессистемно по пласту, а высокая водонасыщенность мешает вступить в контакт с нефтью любому рабочему агенту.

Методы извлечения остаточных, после заводнения запасов нефти могут применяться в виде различных модификаций. Они сопровождаются сложнейшими физико - химическими, газодинамическими, микробиологическими, гравитационно - сейсмическими процессами, большим риском получения неоптимальных результатов и требуют широких всесторонних исследований и промысловых испытаний, прежде чем их промышленно применять.[11]

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. В результате ГРП кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

В настоящее время в разработку, на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК, широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам.



## 1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Игольско - Таловое месторождение расположено на юго - западе Томской области, в Каргосокском районе (рисунок 1.1). В двух километрах на северо - запад и север от него расположены соответственно Карайское и Федюшкинское нефтяные месторождения, находящиеся в разведке.

С 1990 г. Игольская площадь месторождения является объектом разработки и нефтедобычи ОАО «Томскнефть» ВНК. В географическом отношении район представляет собой слабо расчлененную, сильно заболоченную (до 50 % и более) равнину с абсолютными отметками от + 96 до + 135 м. Основной водной артерией является р. Васюган, протекающая в 20 км к востоку от месторождения. Более мелкие левые притоки этой реки Чертола, Большая и Малая Бобровки непосредственно пересекают месторождение в центральной части, в направлении с юго - востока на северо - запад. Река Васюган судоходная для судов малого тоннажа, в основном в период весеннего половодья. Её притоки несудоходные. Вскрытие рек происходит в конце апреля, ледостав - во второй половине октября. Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от - 45 (зимой), до + 30 градусов по Цельсию (летом). По количеству выпавших среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его толщина достигает 1 - 1,5 м. Промерзание грунта составляет 0,8 - 1,6 м, болот - около 0,4 м.

Ближайшим населенным пунктом является п. Майск, расположенный в 25 км севернее Игольско - Талового месторождения. В экономическом отношении район развит слабо, за исключением нефтедобывающей промышленности. Здесь также ведутся пушной промысел и в небольшом объеме лесозаготовки.

Здесь развита сеть внутрипромысловых дорог, проходит бетонная дорога, соединяющая Игольско - Таловое месторождение с Каймысовской группой разрабатываемых нефтяных месторождений (Первомайское, Катыльгинское, Западно - Катыльгинское), вахтовый п. Пионерный и г. Стрежевой. Доставка грузов осуществляется автотранспортом с основных и перевалочных баз снабжения, расположенных в г. Стрежевой и на Катыльгинском месторождении. Энергоснабжение нефтепромысловых работ осуществляется с ЛЭП - 110 Лугинецкого месторождения. Транспортировка добываемой нефти в магистральный нефтепровод Александровское – Анжеро - Судженск, проводится по нефтепроводу Игольско – Таловое – Герасимовское - Лугинецкое. На месторождении имеются вахтовый поселок, две вертолётные площадки, ремонтные и транспортные службы, две кустовые насосные станции, центральный пункт сбора и подготовки нефти, водозабор питьевой воды. Для технических нужд эксплуатационного бурения широко используются подземные воды сеноманского водяного комплекса. Обеспечение строительства внутрипромысловых дорог, кустовых оснований проводится за счет привозного гравия из Томска и использования местных песков, добываемых из пойменно - террасовых отложений р. Чертала. На Таловой площади эксплуатационное бурение и обустройство не проводилось. [9]

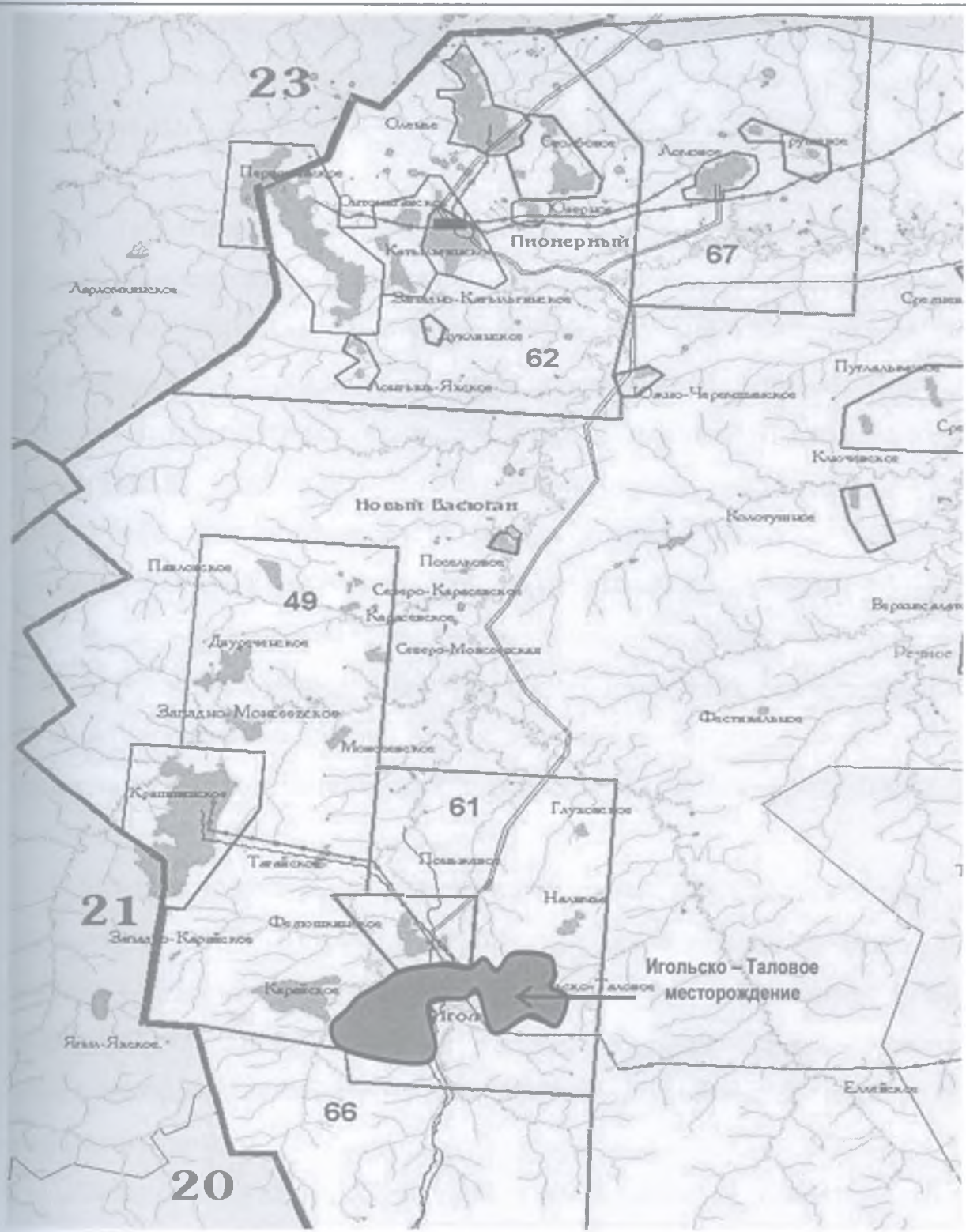


Рисунок 1.1 – Обзорная схема Игольско – Талового месторождения

## 2 Геологическая часть

### 2.1 Характеристика геологического строения продуктивного горизонта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

В геологическом строении Таловой площади принимают участие два структурно - тектонических этажа – палеозойский кристаллический фундамент и платформенный осадочный чехол. Расчленение мезокайнозойского разреза выполнено по материалам ГИС, руководствуясь общепринятой для этого региона стратиграфической схемой. Используются реперные геолого - геофизические горизонты регионального и зонального уровня. Стратиграфически нефтеносность месторождения связана с мелководно - морскими отложениями васюганской свиты – пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (рисунок 2.1), юрский период, верхний отдел. Залежь пластовая, сводовая. По результатам сейсморазведочных работ, эксплуатационного и разведочного бурения Таловая площадь представляет собой брахиантиклинальную складку 4-го порядка размерами 15×10 км с амплитудой поднятия ~ 75 м и простираением на северо - восток по азимуту порядка 45 градусов.

Площадь структуры в пределах изогипсы а.о. -2688 составляет 109,2 км<sup>2</sup>. По изогипсе -2675 м структура делится на два локальных поднятия пятого порядка – северное и южное, разделяемыми между собой морфологической седловиной глубиной 15 - 20 м. Исходя из отличающихся структурно - морфологических параметров, оба локальных поднятия целесообразнее описывать отдельно.

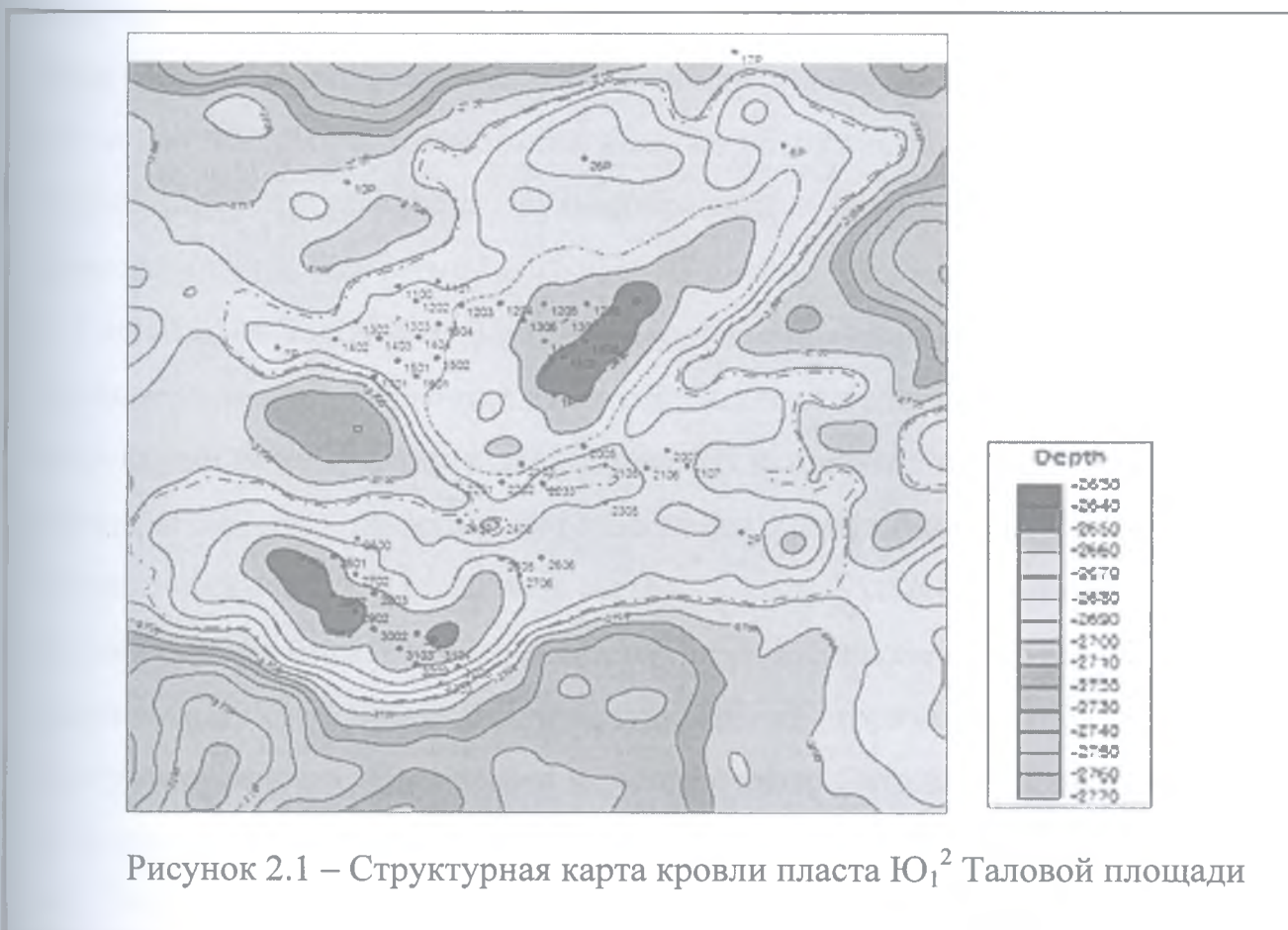
Складка антиклинального типа. Простирается на северо - восток 45 градусов с пологим погружением. При размерах 8,8×4,8 км имеет высоту поднятия порядка ~ 50 м. Складка линейная, замкнутая по изогипсе а.о.- 2670 м, симметричная, с углом падения крыльев порядка 65 и 80 градусов (западное крыло положе), падение восточного крыла характеризуется как крутое, тип

шарнира - ныряющий (порядка 20 м), замок незначительно смещен в юго - западном направлении.

В северо-западной части намечается осложнение в виде небольшого куполовидного поднятия, выделяемого по результатам бурения разведочной скважины 26Р.

Складка антиклинального типа. Простирается на северо - запад порядка 290 градусов. При размерах 5,8×2,1 км, высота поднятия больше чем у северного и составляет ~ 75 м. Складка линейная, замкнутая, симметричная с углом падения крыльев порядка 60 и 38 градусов. Замок не смещен, тип шарнира - ныряющий (порядка 10 м). Центральная и северо - восточная часть поднятия изучена эксплуатационным бурением (куст 51, 54).

Юго - восток Таловой площади (район скв. 2Р) осложнен небольшим куполовидным поднятием, которое выделяется по результатам сейсморазведочных работ.



По литогенезу разрез толщи расчленяется на две литологические пачки - нижнюю и верхнюю. Граница между ними проводится в кровле угольного пропластка  $У_1^1$ , а при его отсутствии в основании песчаного пласта  $Ю_1^1$ . Нижняя литопачка характеризует переходные (от континентальных до прибрежно - морских, болотных и лагунных фаций) и включает в себя один песчаный пласт, индексируемый как  $Ю_1^2$ . Верхняя литопачка соответствует трансгрессивному (прибрежно - морскому и морскому) циклу осадконакопления и отлагалась в условиях мелководной шельфовой зоны. Содержит два песчаных пласта  $Ю_1^0$  и  $Ю_1^1$ . Нижняя литопачка включает в себя до 5 песчаных тел. Эти тела вскрыты и изучены бурением ряда разведочных скважин на Игольской площади (№ 2, 4, 5, 9, 11, 13, 16, 24) и многими эксплуатационными скважинами, на Таловой - разведочными скважинами № 1, 2, 7. В геологическом разрезе (рисунок 2.2) эти тела появляются в виде локальных, прерывистых, линзовидно - вогнутых, реже пластообразно - вогнутых форм. В плане, по результатам детального картирования одного из таких песчаных тел на эксплуатационном участке Игольской площади и сейсмологического моделирования этих же объектов, проведённых ранее В.Б. Белозёровым, установлен рукавообразный характер их площадного распространения. Песчаные постройки на Игольской площади имеют толщину от 1 до 10 м, на Таловой от 2 до 16 м. По новым данным на месторождении эти песчаные тела представляются самостоятельными и латерально разобшёнными природными резервуарами и ловушками УВ и требуют выделения, детального картирования и оценки нефтеносности слагающих их отложений. Литологически пласт  $Ю_1^2$  сложен светло - серыми, тёмно - серыми, мелко -, и среднезернистыми разностями песчаных пород. Характеризуются нитевидной, волокнисто - линзовидной, прерывистой и горизонтально - слоистой текстурами. Встречаются останки морской фауны. Литология пород, описанной литопачки, полифациальный состав осадков, характерная морфология песчаных тел, наличие в её составе прослоев известняков, углей, включений

растительных остатков и морской фауны свидетельствуют о формировании осадков литопачки в условиях прибрежной равнины, лагун и приливно - отливных течений.

Выделенные локальные зоны повышенной мощности отложений пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, по генезису отождествляется с формированием русловых промоин за счёт приливно - отливных течений, заполненных в последствии песчаными осадками. Верхняя литопачка надугольной толщи на месторождении прослеживается повсеместно и вскрыта всеми продуктивными скважинами. На Игольской площади её мощность изменяется от 5 до 16 м, на Таловой площади её мощность составляет 8 – 13 м. К нижней и верхней частям разреза этой литопачки приурочены песчаные пласты соответственно Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>. Литологически представлены чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов и их разностей. Песчаный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> имеет локальное распространение и выделяется уверенно лишь в разрезах скважин № 1, 2 на Таловой площади. На Игольской площади он выражен в алевролитовых и глинистых фациях и выделяется по электрокаротажу неуверенно. Толщина пласта достигает 5 м. Представляется, что пласт на месторождении залегает в виде линз спорадического распространения и может являться локальным резервуаром. [1]

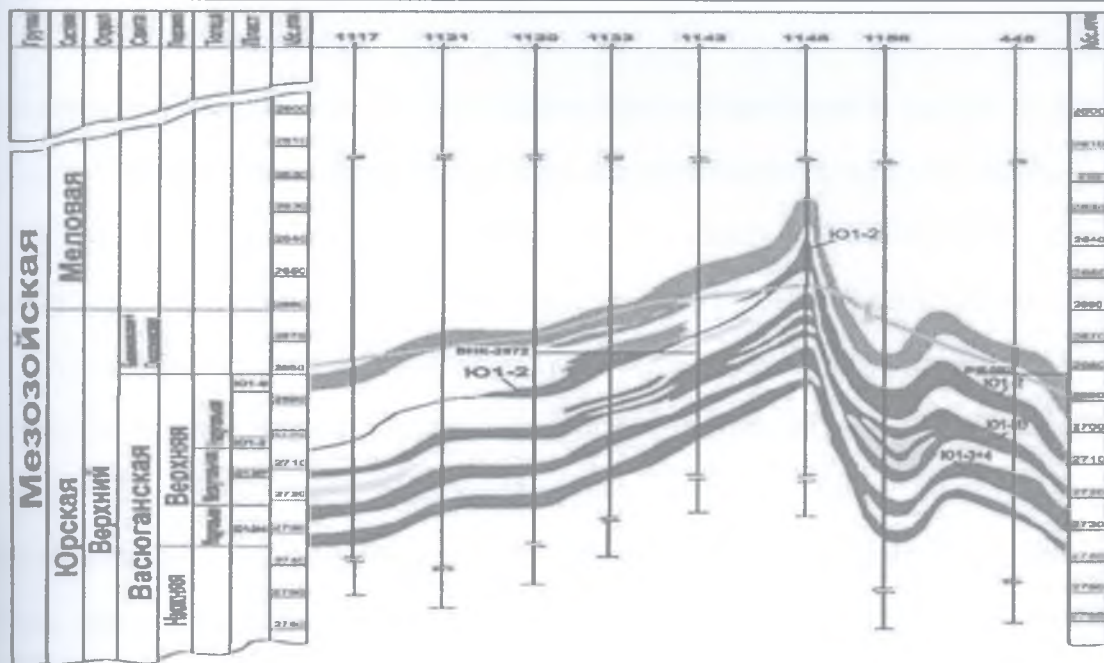


Рисунок 2.2 – Геологический разрез

Палеозойская эра. На Игольско-Таловом месторождении отложения палеозойской группы вскрыты в скважинах 1 и 2 Игольских и 17 Таловой. Глубины вскрытия различные – 3207, 3186 и 3335 м.

Литологически вскрытые породы представлены эффузивами, дацит-андезитовыми порфиритами, кварцевыми диоритами интенсивно карбонатизированными, долеритами.

Вскрытая толщина палеозойских отложений составляет 105 м.

Мезозойская эра. Триасовая система. Отложения триасовой системы на Игольско-Таловом месторождении выделяются по данным скважин 1, 2 Игольских и 5, 17 Таловых.

По литологическому составу отложения триаса представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. По разрезу встречаются прослой углей. В скважине 2 Игольской определялся комплекс спор и пыльцы, который позволяет вмещающие породы отнести к средне-позднетриасовому возрасту (Ткачева Л.Г.).

Юрская система. Нижне-среднеюрский отдел. Байос-батский ярус. Тюменская свита. Тюменская свита слагается частым переслаиванием



аргиллитов, алевролитов и песчаников преимущественно серых и темно серых и углей. Осадки свиты формировались в континентальных условиях.

Толщина отложений тюменской свиты составляет 284-384 м. Верхнеюрский отдел. Келловей-оксфордский ярус. Васюганская свита

Отложения свиты залегают трансгрессивно на отложениях тюменской свиты. По литологическим особенностям васюганская свита разделяется на две подсвиты: нижневасюганскую, преимущественно глинистую, и верхневасюганскую, преимущественно песчаную. Формирование отложений свиты происходило в морских, прибрежно-морских условиях, возможно, с перерывами или кратковременными переходами в континентальные условия в верхней ее части.

В кровле свиты почти повсеместно залегают маломощные песчаники барабинской пачки. Песчаники глауконитовые, зеленоватые, обладают повышенной радиоактивностью. Толщина пачки не превышает 3 м.

В составе васюганской свиты выделяются песчаные пласты, входящие в горизонт Ю<sub>1</sub>: пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>МУ</sup> являются промышленно нефтеносными в пределах игольской площади и пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в пределах Таловой. Толщина свиты изменяется от 69 до 117 м.

Киммериджский ярус. Георгиевская свита. Георгиевская свита на месторождении распространена отдельными участками, представлена темносерыми, темными, плотными аргиллитами. Формирование отложений свиты происходило в условиях начала трансгрессии киммериджского моря. Средняя толщина свиты 4-8 м.

Волжский ярус. Баженовская свита. В пределах месторождения отложения баженовской свиты залегают на отложениях васюганской либо георгиевской свит и формировалась в условиях максимальной трансгрессии. Отложения свиты представлены темно-бурыми до черных битуминозными аргиллитами плитчатыми, плотными, с остатками детрита. Эти отложения являются хорошим маркирующим горизонтом. Толщина свиты – 26-31 м.

Вышележащие меловые отложения (куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, березовская, ганькинская свиты), палеогеновые и четвертичные отложения представлены терригенным песчано-глинистым разрезом, согласно перекрывающим юрские породы.

В тектоническом отношении, согласно «Тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла юго-востока Западно - Сибирской плиты» под редакцией К.И. Микуленко (1975 г.) месторождение приурочено к Игольскому куполовидному поднятию, положительной структуре второго порядка, расположенной в южной части Нюрольского прогиба. Структура представляет собой крупную брахиантиклинальную складку размером 55x25-15 км и амплитудой 75 м. Поднятие оконтуривается сейсмоизогипсой по отражающему горизонту Па – 2680 м и расчленяется на две локальные складки четвертого порядка – Игольскую и Таловую. Отделенные друг от друга неглубокой седловиной (10–15 м). Наиболее крупной из них является Игольская брахиантиклиналь северо-восточного простирания, размером 25x15 км и амплитудой 65 м (по изогипсе - 2680 м). Она состоит из двух куполов: юго-западного – размером 12,8x11,2 км и северо-восточного – размером 7,2x3,3 км. Их амплитуды по изогипсе отражающего горизонта Па – 2650 м составляют 35 м. Таловая структура имеет северо-западное простирание, по изогипсе 2680 м разделяется на две складки: северо-западную брахиантиклиналь размером 15x9 км с максимальной амплитудой 30 метров и юго-восточную антиклинальную складку субмеридионального простирания размером 8x5 км с амплитудой 15 метров.

Нефтегазоносность Игольско - Таловой площади связана с регионально нефтеносным горизонтом Ю<sub>1</sub> васюганской свиты. В кровле свиты почти повсеместно залегают песчаники барабинской пачки. Песчаники глауконитовые, зеленоватые, обладают повышенной радиоактивностью. Толщина пачки не превышает 3 м. В составе васюганской свиты выделяются

песчаные пласты, входящие в горизонт Ю<sub>1</sub>: Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>МУ</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, из которых два пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>МУ</sup> являются промышленно нефтеносными.

Общая толщина пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Игольской площади в нефтяной зоне пласта изменяется в пределах от 1,8 до 10,59 м (среднее значение 5,2 м), нефтенасыщенная от 0,7-7,0 м (средневзвешенное значение 3,1 м), эффективная от 0,7-7,8 м (среднее значение 4,0 м). В водонефтяной зоне среднее значение общей толщины составляет 6,3 м, при интервале изменения 4,19-8,16 м, а эффективной – 4,7 м (интервал изменения 2,79-6,71 м). В то время как, средневзвешенное значений нефтенасыщенной толщины в зоне распространения водонефтяной части площади равно 2,4 м, при интервале изменения 1,42-4,21 м. В целом по пласту общая толщина пласта составляет 5,3 м, изменяясь в пределах от 1,8 до 10,59 м. Средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины составляет 4,0 м, изменяясь от 0,7 до 7,9 м. Эффективная толщина пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Игольской площади в целом по пласту составила 4,0 м, при интервале изменения 0,7-7,9 м, толщина непроницаемых разделов в среднем составляет 1,4 м, изменяясь в интервале 0,39-5,06 м.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Таловой площади. Общая толщина в нефтяной зоне 4,7 м, изменяясь в интервале 3,16-6,79 м, а в целом по пласту составляет 4,4 м. Средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины составило 3,9 м, при интервале изменения 2,4-5,79 м. Эффективная толщина в нефтяной зоне в среднем составляет 4,1 м, а в целом по пласту 3,5 м, изменяясь от 1,2 м до 6,39 м. Толщина непроницаемых разделов в нефтяной зоне меньше, чем в целом по пласту. В нефтяной зоне она составила в среднем 0,9 м, а по пласту в целом 1,3 м.

Пласт Ю<sub>1</sub> Игольской площади, также не вскрыт в водонефтяной зоне. Общая толщина пласта в нефтяной зоне составляет 7,0 м, а в целом по пласту 5,9 м. Средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины составляет 4,6 м, изменяясь от 2,37 м до 10,6 м. Эффективная толщина в среднем в нефтяной зоне и по пласту в целом равна 5,8 м, минимальное значение равно 2,37 м, а

максимальное 10,6 м. Толщина непроницаемых разделов составляет в среднем: в нефтяной зоне 1,8 м, а по пласту в целом 3,2 м.

Переинтерпретация промыслово-геофизических исследований в скважинах Игольско - Талового месторождения проведена более чем в 95% эксплуатационных и разведочных скважин. Такое значительное количество результатов позволило рассчитать статистические показатели характеристик неоднородности: коэффициент песчаности и коэффициент расчлененности пластов месторождения.

## 2.2 Коллекторские свойства

Основным продуктивным объектом на месторождении является пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Пласт имеет выдержанное латеральное строение, общая мощность изменяется в диапазоне от 2,5 до 9 м, в единичных случаях до 13 м. Средняя мощность коллектора южного поднятия составляет 6,4 м, северного – 4,5 м.

Основные значения проницаемости сосредоточены в диапазоне от 7 до 30 мкм<sup>2</sup> · 10<sup>3</sup>.

По результатам лабораторных исследований керна среднее значение К<sub>пр</sub> составляет 23 мкм<sup>2</sup> · 10<sup>3</sup>, по интерпретации ГИС данный параметр имеет среднее значение 22 мкм<sup>2</sup> · 10<sup>3</sup>.

На основании анализа рисунка 2.5 можно сделать вывод о том, что основные значения проницаемости лежат в диапазоне от 16 мкм<sup>2</sup> · 10<sup>3</sup> до 20 мкм<sup>2</sup> · 10<sup>3</sup>.

Основные значения пористости сосредоточены в диапазоне от 14% до 22%, среднее по месторождению – 17%. По результатам лабораторных исследований керна среднее значение К<sub>пор</sub> составляет 17,5% .

### 2.3 Тектоника

В региональном структурно-тектоническом плане верхней юры Западно - Сибирской плиты Игольско - Таловое месторождение расположено в юго-западной части Нюрольской впадины и структурно приурочено к Игольско - Таловому локальному поднятию, являющемуся составным элементом более крупного поднятия (Игольского куполовидного), и занимает в последнем центральное положение.

В локальном структурном плане по отражающему сейсмогоризонту 2а (кровля васюганской свиты верхней юры) Игольско - Таловое локальное поднятие представляется крупной куполовидной складкой, уверенно оконтуривается сейсмоизогипсой 2а - 2690 м и простирается в субширотном направлении. Размеры поднятия: 56×2,5×15 км, амплитуда – 75 м.

В составе Игольско - Талового поднятия выделяются две крупные антиклинальные формы четвёртого порядка - Игольская брахиантиклинальная и Таловая куполовидная складки, отделённые друг от друга неглубокой и пологой седловиной с амплитудой 10 – 12 м и шириной 3 - 3,5 км. Складки оконтуриваются самостоятельными сейсмоизогипсами 2а на абсолютной отметке 2680 м. В нефтеносном отношении ими контролируются две локальные нефтяные залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> Игольско - Талового месторождения - Игольская и Таловая. В локальном структурном плане по 2а Игольская брахиантиклиналь простирается дугообразно с юго-запада на северо-восток, и отображается в серповидной форме. Размеры складки 34,5×7-14 км. Амплитуда 60 – 65 м. В составе структуры выделяются западный и восточный купола. Западный купол, по сравнению с восточным, занимает большую площадь, замыкается сейсмоизогипсой – 2640 м, и имеет размеры 20×1 км и амплитуду 20 – 25 м. Восточный, по той же изогипсе, имеет размеры 3,5×2,7 км и амплитуду 20 – 25 м. Купола осложняют сводовую поверхность структуры. Детальное строение Игольской складки отражено на структурной карте одноимённой залежи Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>

Игольско - Талового месторождения и геологических разрезах, построенных по материалам поисково - разведочного и эксплуатационного бурения скважин с учетом результатов детализационной сейсморазведки. Структурный план Игольской залежи по базовому горизонту разведки продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> по бурению сохраняет общие черты морфологического сходства с планом сейсморазведки горизонта 2а, и в тоже время он значительно усложняется и детализируется. Так амплитуда Игольской брахиантиклинальной складки увеличивается на 5 – 10 %; свод структуры в ее южном крыле осложняется дополнительными локальными складками куполовидной и линейной формы; крыльевые обрамления представляются более изрезанными и глубокими в виде структурных заливов и выступов; максимальная абсолютная отметка глубины залегания восточного купола сокращается и составляет 2603 м (скв. № 285); структура достаточно уверенно оконтуривается изогипсой кровли пласта на абсолютной отметке – 2680 м. В поперечном сечении складка асимметричная, с пологим и протяжённым северо - западным и более крутым, коротким и осложнённым мелкими складками, юго - восточным крыльями. В продольном сечении отмечается разноамплитудная модуляция шарнира складки и ее асимметричность с явно выраженным многокупольным строением.

Таловая структура расположена в восточной части Игольско - Талового поднятия и соизмеряется с положительной антиклинальной складкой четвертого порядка. По отношению к Игольской залежи Таловая занимает более низкое (на 40 – 45 м) гипсометрическое положение, оцениваемое на абсолютной отметке 2645 м. В локальном структурном плане по сейсмогоризонту 2а представляется многокупольной складкой, осложненной в краевых обрамлениях глубокими структурными заливами. В ее составе выделяются северный, западный и восточный купола с оконтуривающими изогипсами – 2670 м. Наиболее высокое гипсометрическое положение занимает северный купол складки. Более мелкая складчатость распространена в краевых

частях структуры на погружениях склонов основного купола. Размеры складки: 18,5×15 км, амплитуда – 35 м.

По новым данным сейсморазведки структурный план Талового поднятия уточняется и детализируется. По оконтуривающей изогипсе 2680 м отмечается сокращение площади структуры на 15-20%, его амплитуда оценивается в 28-30 м. Структурное положение скв. № 7р однозначно определяется на западном склоне Талового, а не в межструктурной зоне погружений Талового и Игольского локальных поднятий, как это предполагалось ранее. Таловая нефтяная залежь контролируется северным и западным куполами одноименной складки.

#### **2.4 Физико-химические свойства нефти и растворенного газа**

Исследования глубинных проб нефти и растворенного газа, отобранных в эксплуатационных скважинах Игольской площади проводились в лаборатории геохимии и пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», а из разведочных скважин в Томском политехническом институте.

Определение пластовых свойств и компонентного состава флюидов проводилось методом разгазирования глубинных проб в установке УТИПН-1 и последующим анализом нефти и газа методом газожидкостной хроматографии.

В таблицах 2.1 – 2.2 приведены сведения о результатах исследований физико-химических свойств нефти и растворенного газа.

Нефть Игольско-Талового месторождения, как и большинство нефтей Томской области находящихся в песчано-алевролитовых коллекторах васюганской свиты, была продуцирована основной нефтепроизводящей толщей - аржиллитами баженовской свиты, поэтому значительных отличий в составе и свойствах нефтей описываемой площади не наблюдается.

В условиях пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Игольской площади плотность нефти в среднем составляет 732 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 0.84 мПа·с, давление насыщения 8.4 МПа.

Газосодержание определенное, при однократном разгазировании, составляет  $84.3 \text{ м}^3/\text{т}$ , плотность нефти после однократного разгазирования составляет  $844.4 \text{ кг}/\text{м}^3$ , а объемный коэффициент  $1.279$ . При дифференциальном разгазировании глубинных проб нефти получены следующие значения: плотность нефти -  $836.9 \text{ кг}/\text{м}^3$ , объемный коэффициент -  $1.269$  и газовый фактор -  $80.8 \text{ м}^3/\text{т}$ .



Таблица 2.1 – Физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти

Наименование	Пласт Ю12							Пласт Ю1му				
	Игольская площадь				Таловая площадь			Игольская площадь				
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв	проб			скв	проб			скв	проб		
Пластовое давление, Мпа	33	33	23,0-28,9	25,2	2	2	-	28,7	1	1	-	25,74
Пластовая температура, 0С	33	33	88-95	92	2	2	92-94	93	1	1	-	90
Давление насыщения газом, МПа	33	59	4,9-13,4	8,4	2	2	7,2-9,5	8,4	1	3	6,2-8,6	7
Газосодержание при однократном разгазировании, м3/т	33	59	41,4-126,6	84,3	2	2	48,7-73,3	61	1	3	54,8-73,0	62,6
Газосодержание при диф.разгазировании, м3/т	32	52	48,5-115,2	80,8	2	2	40,7-63,8	52,2	1	3	49,4-63,9	55,7
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	33	59	1,14-1,41	1,279	2	2	1,16-1,22	1,193	1	3	1,2-1,241	1,219
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	30	47	1,143-1,376	1,269	2	2	1,136-1,193	1,164	1	3	1,18-1,21	1,193

Окращение таблицы 2.1

Наименование	Пласт Ю12							Пласт Ю1му				
	Игольская площадь				Таловая площадь			Игольская площадь				
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв	проб			скв	проб			скв	проб		
Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup>	33	59	699,6-791	732	2	2	753,6-775	764,3	1	3	749-758,6	753,9
Плотность после однократной сепарации, кг/м <sup>3</sup>	33	59	828,3-857,9	844,4	2	2	-	850	1	3	852-852,9	852,2
Плотность нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	33	59	819-855	836,9	2	2	-	845	1	3	845,5-847	846,1
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	33	59	0,53-1,41	0,84	2	2	1,31-1,57	1,45	1	3	1,35-1,48	1,42
Вязкость после однократной сепарации, мПа·с	33	56	4,7-10,74	6,87	2	2	8,0-9,0	8,5	1	3	4,7-10,74	8,59
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа <sup>10-4</sup>	30	47	8,6-16,9	13,92	-	-	-	-	1	3	11,8-12,8	12,2
Коэффициент растворим. газа в нефти, (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )/МПа)	33	59	4,9-11,76	8,47	-	-	-	-	1	3	7,3-8	7,6
Температура застывания, ОС	9	9	(-21)-(-7)	-15	-	-	-	-	1	1	-	-12

Анализ результатов исследования поверхностных проб нефти показал, что нефть пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Игольской площади довольно легкая (среднее значение плотности нефти составляет 844.4 кг/м<sup>3</sup>), смолистая (среднее содержание смол 6.87 %), малосернистая (среднее содержание серы – 0.397 %), парафинистая (среднее содержание парафина – 2.7 %). Температура начала кипения 49.1<sup>0</sup>С, а фракций выкипающих до 200<sup>0</sup>С в среднем содержится 29.5%.

Состав растворенного в нефти газа определялся как при однократном так и при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях. Углеводородных компонентов в выделившемся газе более 96 %. По содержанию метана, которое достигает 57.89 % газ относится к высокожирным (согласно классификации К.П. Кофанова, В.Ф. Никонова, И.С. Старобинца). Кроме того, отмечается повышенное содержание бутанов 9.68 % и этана 8.27 %. Также следует отметить, что растворенный в нефти газ на Игольской площади имеет повышенное содержание пропана 17.52 %.

Таблица 2.2 – Усредненный компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти Игольско-Талового месторождения (мольное содержание, %)

Наименование	Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> Игольской площади					Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>му</sup> Игольской площади				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в ст. условиях, выделившиеся:		при дифференциальном разгазировании пл. нефти в рабочих усл., выделившиеся:		Пластовая нефть	при однократ. разгазировании пластовой нефти в ст. условиях, выделившиеся:		при дифференциальном разгазировании пл. нефти в рабочих усл., выделившиеся:		Пластовая нефть
	газ	нефть	газ	нефть		газ	нефть	газ	нефть	
Диоксид углерода	1,61	0,19	1,77	0,01	0,66	1,72	-	1,87	0,01	0,59
Азот+редкие	1,8	0	1,99	0	0,78	1,28	-	1,42	0	0,44
Метан	51,14	0,08	57,89	0,05	21,57	57,11	0,11	63,08	0,07	19,72
Этан	7,54	0,19	8,27	0,24	3,22	7,03	0,13	7,5	0,23	2,5
Пропан	19,35	2,14	17,52	4,03	9,24	15,87	1,23	14,07	2,74	6,27

Наименование	Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> Игольской площади					Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>му</sup> Игольской площади				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в ст. условиях, выделившиеся:		при дифференциальном разгазировании пл. нефти в рабочих усл., выделившиеся:		Пластовая нефть	при однократ. разгазировании пластовой нефти в ст. условиях, выделившиеся:		при дифференциальном разгазировании пл. нефти в рабочих усл., выделившиеся:		Пластовая нефть
	газ	нефть	газ	нефть		газ	нефть	газ	нефть	
Изобутан	3,82	1,41	2,09	2,52	2,39	4,27	0,88	2,16	1,98	2,04
Н. бутан	9,68	5,29	7,59	6,47	7,04	8,24	3,15	6,68	4,12	4,92
Изопентан	1,98	3,06	0,79	3,64	2,6	2,19	2,51	0,92	3,09	3
Н. пентан	2,18	5,24	1,49	5,32	3,93	1,87	3,56	1,46	3,7	2,41
Гексаны+остаток	0,89	82,6	0,59	77,73	48,58	0,42	88,43	0,84	84,06	58,11
Молекулярная масса	31,79	200,7	28,63	191	130,2	29,882	203,3	27,39	195,5	143,1
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1,323	844,4	1,2	836,9	732,0	1,248	852,2	1,138	846,1	753,9

Сопоставление ограниченного количества данных по составу и свойствам пластовых нефтей пласта Ю12 Талового участка с аналогичными данными Игольского участка указывает на незначительные их различия. Так несколько пониженное значение газосодержания нефтей Таловой залежи обуславливает и увеличенную вязкость нефти.

Плотность пластовой нефти пласта Ю12 Таловой площади в среднем составляет 764.3 кг/м<sup>3</sup>. Вязкость пластовой нефти составила 1.45 мПа·с, что несколько выше чем для нефтей Игольской площади, и вероятнее всего также объясняется слабой изученностью флюидов Талового резервуара. Давление насыщения составляет 8.4 МПа при пластовом давлении 28.7 МПа и пластовой температуре 93 С. При однократном разгазировании газосодержание составило 61 м<sup>3</sup>/т, плотность нефти – 850 кг/м<sup>3</sup>, вязкость – 8.5 мПа·с, а объемный коэффициент составил 1.193.

В условиях пласта Ю<sub>1</sub><sup>МУ</sup> плотность нефти в среднем составляет 753.9 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 1.42 мПа·с, давление насыщения 7 МПа. Газосодержание определенное при однократном разгазировании составляет 84,3 м<sup>3</sup>/т, плотность нефти после однократного разгазирования составляет 852.2 кг/м<sup>3</sup>, а объемный коэффициент 1.219. При дифференциальном разгазировании глубинной пробы нефти получены следующие значения. Плотность 846.1 кг/м<sup>3</sup>, объемный коэффициент 1.193 и газовый фактор – 62.6 м<sup>3</sup>/т. Нефть пласта Ю<sub>1</sub><sup>МУ</sup> сернистая, смолистая, парафинистая.

## 2.5 Физико-химические свойства пластовых вод

В таблице 2.3 приведены данные по химическому составу вод пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, полученные из поверхностной пробы скважины № 407, а в таблице 2.4 приводятся данные о содержании ионов и примесей в воде апт – альб – сеноманского комплекса, предполагаемой для нагнетания.

Район работ находится в пределах Западно - Сибирского артезианского бассейна и Средне - Обского бассейна II порядка. Рассматриваемая нефтяная залежь приурочена к водам верхней части юрского комплекса. Воды данного комплекса имеют более высокую гидрогеологическую закрытость недр по сравнению с вышележащими комплексами. Более низкая водообильность пород связана с ухудшением коллекторских свойств и невыдержанностью песчаных пластов, особенно в тюменской свите.

Воды юрского комплекса по составу хлоридно - кальциевые, с минерализацией около 30 г/л., газосодержание изменяется в пределах 1.1 – 2.8 м<sup>3</sup>/т. Эффективная водонасыщенная толщина пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> изменяется от 3.8 м до 7.8 м, коэффициент продуктивности от 0.39 до 4.8 м<sup>3</sup>/сут·МПа.

Таблица 2.3 – Содержание ионов и примесей в пластовой воде

скв. 1901					
Содержание ионов, моль/м <sup>3</sup> и примесей, г/м <sup>3</sup>	Количество исследованных		Концентрация компонентов		
	скважин	проб	мг/л	мг- экв/л	%- экв
Плотность (г/см <sup>3</sup> )	1	1	1,011		
Водородный показатель (pH)	1	1	7,25		
Хлор-ион (Cl <sup>-</sup> )	1	1	17048,97	480,93	97
Сульфат-ион (SO <sub>4</sub> <sup>--</sup> )	1	1	2,0		
Гидрокарбонат-ион (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	1	1	1000,4	16,4	3
Карбонат-ион (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	1	1	10,0		
Кальций (Ca <sup>++</sup> )	1	1	275,0	13,75	3
Магний (Mg <sup>++</sup> )	1	1	73,50	6,02	1
Калий (K <sup>+</sup> )	1	1	165	4,22	1
Натрий (Na <sup>++</sup> Me <sup>+</sup> )	1	1	10 887	473,34	95
Минерализация	1	1	29,07		
Аммоний (NH <sub>4</sub> )	1	1	65		
Нитраты (NO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	1	1	0,1		
Нитриты (NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> )	1	1	0,05		
Железо (Feобщ)	1	1	125		
Кремний (Si)	1	1	30,5		
Бор (B)	1	1	5,5		
Марганец (Mn)	1	1	4,5		
Йод (J <sup>-</sup> )	1	1	4,77		
Бром (Br <sup>-</sup> )	1	1	74,87		
Стронций (Sr)	1	1	243		



Окончание таблицы 2.3

скв. 1901					
Содержание ионов, моль/м <sup>3</sup> и примесей, г/м <sup>3</sup>	Количество		Концентрация		
	исследованных		компонентов		
	скважин	проб	мг/л	мг- экв/л	% - экв
Литий (Li)			1		
Рубидий (Rb)	1	1	0,65		
Цинк (Zn)	1	1	1,4		
Тип воды по классификации: С.А. Щукарева	хлоридно-кальциевые				

Таблица 2.4 – Содержание ионов и примесей в воде, рекомендуемой для заводнения (апт – альб - сеноманского комплекса)

Содержание ионов, моль/м <sup>3</sup> и примесей, г/м <sup>3</sup>	Количество		Концентрация		
	исследованных		компонентов		
	скважин	проб	мг/л	мг-экв/л	%-экв
Плотность (г/см <sup>3</sup> )	2	2	1,011		
Водородный показатель (рН)	2	2	7,05		
Хлор-ион (Cl <sup>-</sup> )	2	2	12723	358,39	99
Сульфат-ион (SO <sub>4</sub> <sup>--</sup> )	2	2	<2		
Гидрокарбонат-ион (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	2	2	183,0	3,005	1
Карбонат-ион (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	2	2	<10		
Кальций (Ca <sup>++</sup> )	2	2	654,5	33,725	9
Магний (Mg <sup>++</sup> )	2	2	121,00	9,915	2,5

## Окончание таблицы 2.4

Содержание ионов, моль/м3 и примесей, г/м3	Количество исследованных		Концентрация компонентов		
	скважин	проб	мг/л	мг-экв/л	%-экв
Натрий (Na <sup>++</sup> Me <sup>+</sup> )	2	2	7 287	316,81	87,5
Минерализация	2	2	20,94		
Аммоний (NH <sub>4</sub> )	2	2	55		
Нитраты (NO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	2	2	<0,1		
Нитриты (NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> )	2	2	<0,05		
Железо (Feобщ)	2	2	5,55		
Цезий (Cs)	2	2	<0,2		
Кремний (Si)	2	2	5,45		
Бор (B)	2	2	3,4		
Йод (I <sup>-</sup> )	2	2	9,1		
Бром (Br <sup>-</sup> )	2	2	55,95		
Стронций (Sr)	2	2	75,5		
Литий (Li)	2	2	0,08		
Рубидий (Rb)	2	2	0,225		
ClBr	2	2	229		
Тип воды по классификации: Щукарева	С.А. хлоридно-натриевая				

### 3 Текущее состояние разработки

#### 3.1 Основные проектные решения

Месторождение введено в эксплуатацию в 1991 году в соответствии с технологической схемой институтом «ТомскНИПИнефть» утвержденной в 1985 году.

Технологическая схема составлена на утвержденных извлекаемых запасах нефти в объеме 44,1 млн. т. (категория С1), КИН - 0,432. Зона рентабельной эксплуатации определялась на границе 2,7 м - для Игольской залежи и 3,4 м - для Таловой. КИН, рассчитанный для зоны, ограниченной вышеуказанными толщинами, подтверждая ранее утвержденный КИН при подсчете запасов, в пересчете на все геологические запасы он составил:

на Таловой - 0,282;

на Игольской - 0,366.

Утвержденный вариант предусматривает размещение половины скважин в продуктивной части Игольской площади по трехрядной системе разработки с сеткой 550 x 550 м, на остальных участках, включая и Таловый - площадная девятиточечная.

В пределах Игольской площади предполагалось разместить 420 добывающих, 219 нагнетательных, 100 резервных скважин. По Таловому участку выделен первоочередной участок размещения 72 скважин .

Затем, в соответствии с новым порядком проектирования, установленным Миннефтепромом в 1986 г. составлена дополнительная записка с выделением первоочередного участка освоения Игольской площади восточнее р. Чертола. Согласно схемы был выделен первоочередной участок разбуривания с размещением 35 % основного фонда скважин Игольской площади. Технологические показатели рассчитывались на период 1989 - 2010 гг. [1]

### 3.2 Анализ текущего состояния и эффективность применяемой системы разработки Игольско - Талового месторождения

Разбуривание Игольско - Талового месторождения началось в 1991 г. с Игольской площади, бурение же на Таловой площади начато только в 2006 году. По состоянию на 1.01.2007 г. на месторождении пробурено 578 скважин, 490 - на Игольской площади и 66 – на Таловой,.

Проектный фонд на месторождении реализован на 60,5 %. Для бурения осталось 318 скважин, из них 84 - (45 добывающих и 39 нагнетательных) на Игольской и 234 скважины на Таловой площади.

На 1.01.2007 г. накопленная добыча нефти на месторождении - 17613 тыс.т., отбор от утвержденных НИЗ – 44,2 %, темп отбора – 2,9 %, текущая обводненность – 63,8%. Добыча нефти в 2006 г. составила 1167,5 тыс.т., что ниже предыдущего года на 16,3 %, добыча жидкости снизилась на 21,6 % и составила 3224 тыс.т.

В связи с тем, что Игольская и Таловая залежи месторождения введены в разработку не одновременно и соответственно находятся на разных стадиях разработки – Игольская на III стадии разработки, а Таловая - только на начальной стадии разработки – анализ состояния разработки будет рассматриваться отдельно по залежам.

#### Игольская площадь

Игольская площадь разрабатывается с 1991 г. и на данный момент находится на III стадии разработки, характеризующаяся стабильно падающей добычей нефти, отбором от НИЗ порядка 50 % и ростом обводненности и снижением отборов нефти.

Как видно из таблицы 3.1, на Игольской площади 65 скважин – 14,3 % от проектного пробуренного фонда эксплуатируются не по назначению (47 добывающих скважин под закачкой, 18 нагнетательных в отработке на нефть).

На III стадии разработки месторождения данное отклонение говорит о частичном отходе от проектной системы разработки.

Разбуривание Игольской залежи проходило в два этапа. Первый этап наиболее интенсивный приходится на период 1992 - 1998 гг., второй – на 2000 – 2001гг. и далее эксплуатационное бурение не соответствует проекту.

Всего на Игольской площади пробурено 490 скважин, в добывающих числится 317, из них 208 скважин (65,6 %) составляет эксплуатационный фонд, 109 скважин относится к неработающему: в консервации – 9, ликвидированных - 8 и 92 - в категории ожидания ликвидации. Следует отметить, что третья часть добывающего фонда относится к «пассивному» фонду (консервация, ожидание ликвидации). Это как раз та группа скважин, которая требует дополнительного изучения на предмет ввода его в эксплуатацию.

На 1.01.2007 г. накопленная добыча нефти на площади - 17370 тыс.т., добыча жидкости – 24169 тыс.т. при текущей обводненности – 68,5 %. Добыча нефти в 2006 г. составила 924,5 тыс.т., что ниже предыдущего года на 7,8 %, добыча жидкости выросла на 10 % и составила 2937 тыс.т.

Основной объем накопленной добычи нефти получен исключительно, за счет скважин оборудованных ЭЦН – 89,1 %, остальные 10,9 % за счет фонтанных и скважин, оборудованных ШГН. Выбор наиболее оптимального способа эксплуатации – ЭЦН, предопределили благоприятные физико – химические свойства нефти (газосодержание - 80,8 м<sup>3</sup>/т и невысокое давление насыщения -8,4 МПа).

Из распределения действующего фонда по дебитам нефти (таблица 3.2) видно, что 36,5 % действующего фонда (66 скважин) являются малодобитными, с дебитом нефти 5 - 20 т/сут работают – 38 %(69 ед.), с дебитом нефти 20 - 50 т/сут. – 21 % (38 ед.) и 8 скважин, работающие с дебитом нефти более 50 т/сут. – 4,4 % (8 ед.). Следует отметить, что треть скважин практически вносит минимальный вклад в суммарную добычу нефти.

## Таловая площадь

Таловая площадь введена в разработку в июне 2006 г. с опозданием на один год.

Бурение на площади проводится одновременно пятью бригадами на пяти кустах, расположенных по площади на разных участках месторождения и на 1.01.2007 г пробуренный фонд составляет 66 скважин, из них 13 разведочных и 5 водозаборных. Эксплуатационным бурением подтверждено сложное геологическое строение залежи. В течение года при бурении более 40 скважин система разработки не сформирована, проектные нагнетательные скважины находятся в отработке на нефть и до сих пор не сложилось ни одного элемента разработки. Текущее состояние разработки характеризуется значительными отрицательными моментами, как интенсивное падение пластового давления в зоне отбора и невозможностью сформировать систему заводнения, в результате чего существует проблема вывода скважин на режим и резким падением динамических уровней.[9]

## 4 Гидравлический разрыв пласта

### 4.1 Сущность метода

Гидравлический разрыв пластов (ГРП) — один из самых эффективных способов увеличения продуктивности нефтяных скважин и приемистости водяных нагнетательных скважин, особенно в слабопроницаемых породах.

Сущность метода заключается в искусственном образовании и расширении трещин в породах призабойной зоны путём создания повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину. Для предохранения от смыкания трещин после снятия давления в пласт вместе с жидкостью закачивают кварцевый песок или проппант. Как показывают исследования, в процессе гидравлического разрыва возникают трещины шириной 1 - 2 мм самого

непредсказуемого направления. Радиус их может достигать нескольких десятков метров. Заполненные крупнозернистым песком или проппантом трещины обладают значительной проницаемостью, в результате чего после гидроразрыва производительность скважины увеличивается в несколько раз. В некоторых случаях дебиты скважин после ГРП увеличиваются в десятки раз. Это свидетельствует о том, что образовавшиеся трещины соединились с другими ранее существовавшими трещинами и приток к скважине происходит из отдельных высокопродуктивных зон.

Механизм гидравлического разрыва пласта, т.е. механизм образования в нем трещин, может быть представлен следующим образом. Все породы, слагающие тот или иной пласт, имеют естественные микротрещины, которые находятся в сжатом состоянии под влиянием веса вышележающих толщ пород или, как это принято называть, горного давления. Проницаемость таких трещин небольшая. Все породы обладают некоторой прочностью, поэтому для образования в пласте новых трещин и расширения существующих необходимо снять в породах пласта напряжение, создаваемое горным давлением, и преодолеть прочность пород на разрыв.

Давление разрыва даже в пределах одного пласта непостоянно и может изменяться в широких пределах. Практикой подтверждено, что в большинстве случаев давление разрыва  $P_r$  на забое скважины ниже горного давления и составляет (1,5 - 2,5 кгс/см<sup>2</sup>).

Для малопроницаемых пород это давление может быть достигнуто при закачке маловязких жидкостей разрыва с ограниченными скоростями закачки. Если породы высокопроницаемые, требуется большая скорость нагнетания, а при ограниченной скорости нагнетания необходимо использовать жидкости повышенной вязкости. Наконец, для достижения давления разрыва в случае особо высокой проницаемости пород пласта следует применять еще большие скорости закачки высоковязких жидкостей. Обычно в качестве жидкости разрыва и жидкости - песконосителя применяют одну и ту же жидкость,

поэтому их объединяют под одним названием - жидкость разрыва. Для гидравлического разрыва пласта применяют различные рабочие жидкости, которые по физико - химическим свойствам можно разделить на две группы: жидкости на углеводородной основе и жидкости на водной основе.

В качестве углеводородных жидкостей применяют нефть повышенной вязкости, мазут, дизельное топливо или керосин, загущенные нефтяными мылами.

К растворам, применяемым в нагнетательных скважинах, относятся: водный раствор сульфит спиртовой барды, растворы соляной кислоты, вода, загущенная различными реагентами, а также загущенные растворы соляной кислоты.

Процесс разрыва в большей степени зависит от физических свойств жидкости разрыва и, в частности, от вязкости, фильтруемости и способности удерживать зерна песка во взвешенном состоянии.

При очень низкой вязкости жидкости разрыва для достижения давления разрыва требуется закачка в пласт большого объема жидкости, что связано с необходимостью использовать несколько одновременно работающих насосных агрегатов.

При высокой вязкости жидкости разрыва для образования трещин необходимы высокие давления. В зависимости от проницаемости пород оптимальная вязкость жидкости разрыва колеблется в пределах от 50 до 500 спз. Иногда при закачке через обсадную колонну используют жидкость с вязкостью до 1000 спз и даже до 2000 спз.

Жидкость разрыва должна быть слабофильтрующей и обладать высокой удерживающей способностью в отношении взвешенного в ней песка, что предупреждает возможность оседания его в цилиндрах насоса, элементах обвязки, трубах и на забое скважины.

Способность жидкости разрыва удерживать песок во взвешенном состоянии находится в прямой зависимости от вязкости и скорости нагнетания.



Цель заполнения песком трещин - предупреждение их смыкания и сохранение в открытом состоянии после снятия давления ниже величины давления разрыва. Поэтому к песку предъявляются следующие требования:

песок должен иметь достаточную механическую прочность, чтобы не разрушаться в трещинах под действием веса породы;

способность сохранять высокую проницаемость.

Этим требованиям удовлетворяет хорошо окатанный однородный кварцевый песок.

Применяется песок следующих фракций: 0,25 - 0,4 мм; 0,4 - 0,63 мм; 0,63 - 0,79 мм; 0,79 - 1,0 мм; 1,0 - 1,6 мм. Наиболее приемлемой фракцией для гидроразрыва пласта являются пески с размером зёрен от 0,5 до 1,0 мм. Для закрепления песка в трещинах рекомендуется в последних его порциях закачивать песок угловатой формы, так как он не вымывается из трещин в процессе эксплуатации после гидроразрыва. Последние 50 - 100 кг песка желательно покрывать плёнкой радиоактивных веществ, например радиоактивного железа, чтобы можно было легко обнаружить его с помощью радиоактивного каротажа.

Степень эффективности гидравлического разрыва пласта определяется диаметром и протяженностью созданных трещин и, следовательно, повышенной проницаемостью. Чем больше диаметр и протяженность трещин, тем выше эффективность обработки. Создание трещин большой протяженности достигается закачкой больших количеств песка. Практически в скважину закачивают от 4 до 20 т песка.

Концентрация песка в жидкости - песконосителе зависит от фильтруемости и удерживающей способности жидкости и колеблется от 100 до 600 кг на  $1\text{ м}^3$  жидкости.[4]

## 4.2 Технология проведения ГРП

Гидроразрыв может производиться с пакером, установленным на 30 - 50 м выше интервала перфорации и без пакера. В последнем случае возможно производить закачку жидкости разрыва через НКТ и без использования НКТ, если обсадная колонна обладает достаточным запасом прочности. Преимущество гидроразрыва без пакера в том, что по величине затрубного давления можно контролировать давление создаваемое на забое скважины. При производстве гидроразрыва с использованием пакера в затрубном пространстве создается давление около 50 атм. для более прочной посадки пакера.

Создание трещины начинается с закачки буферной жидкости. Для расчета давления на устье скважины применяется градиент давления равный 13 - 15 кПа на 1 м ствола скважины. Количество насосных агрегатов определяется из условий обеспечения необходимой мощности разрыва:

$$N_{\text{агр.}} = (Q \cdot P) / 0.44, \quad (4.1)$$

где  $Q$  - скорость закачки [ $\text{м}^3/\text{мин}$ ],

$P$  - давление закачки [атм].

Для того, чтобы обеспечить непрерывность процесса ГРП и избежать возникновения непредвиденных ситуаций количество агрегатов, находящихся на кусту во время ГРП удваивается. Количество линий гидроразрыва рассчитывается, исходя из скорости закачки, определенной дизайном ГРП. Обычно монтируется только одна линия. Объем проппанта, предназначенного для закачки в трещину, определяет количество блендеров. Количество песковозов зависит от объема работ.

Средняя скорость закачки жидкости гидроразрыва обычно равна 2  $\text{м}^3/\text{мин}$ , средняя концентрация проппанта составляет 600  $\text{кг}/\text{м}^3$ . С момента

начала закачки концентрация проппанта постепенно изменяется от 0 до 1200 кг/м<sup>3</sup> для достижения более равномерной упаковки частиц проппанта в трещине. На месторождениях ОАО «Томскнефть» в качестве расклинивающего агента применяется керамический проппант российского производства средней твердости (плотность 3.2 г/см<sup>3</sup>), стоимостью 650 долл./т.

После окончания закачки жидкости разрыва производят закачку продавочной жидкости в объеме спущенной в скважину колонны НКТ. Средний объем жидкости гидроразрыва для одной скважины составляет 40 - 80 м<sup>3</sup>. Жидкость для ГРП готовят таким образом, чтобы действие брейкера для разрушения цепочек полимера начиналось примерно через 1 - 4 часа после окончания закачки.

Если после ГРП не происходит фонтанирование скважины, то применяют меры по вызову притока жидкости из пласта. Это может быть замена жидкости на более легкую, свабирование, спуск “насоса - жервы” и пр.[6]

#### **4.3 Анализ эффективности ГРП**

На основании опыта проведения ГРП можно судить о характере поведения скважин после процесса и выявить причины отклонения их параметров от ожидаемых. В первые два - три месяца происходит повышение притока в скважину. В дальнейшем происходит постепенный спад продуктивности скважины. Существуют случаи постепенного повышения дебита скважины после ГРП в течение нескольких месяцев, но такие случаи редки. Не все скважины ведут себя в процессе эксплуатации так, как ожидалось, и в большинстве случаев это не зависит от успешности проведения ГРП, а связано с работами, проведенными на скважинах после ГРП: глушение скважин солевым раствором, срыв и извлечение пакера из скважины, спуск пера - воронки на колонне НКТ и промывка скважины от проппанта, освоение

скважины компрессированием, спуск в скважину подземного оборудования.[12]

Эффективность проведения ГРП зависит от близости значения давления нагнетания к расчетному. Превышение значения давления нагнетания над расчетным может иметь место по следующим причинам: низкая вязкость закачиваемой жидкости, высокая степень загрязнения призабойной зоны пласта, сопротивление притоку в зоне интервала перфорации. Также эффективность зависит от вязкости геля (жидкости – песконосителя), некачественной перфорации. На основе проведенного анализа эффективность также связана с неоднородностью продуктивного пласта, расчлененностью, т.е. наличием глинистых либо карбонатных прослоев в различных частях разреза скважины.

На основании таблицы 4.1, можно сделать вывод о том, что для данного месторождения проведение операций по ГРП в целом эффективно: начиная с марта 2000 года, на конец года дополнительная добыча по 37 скважинам, на которых проведен ГРП составила 374,7 тыс.тонн, за 2001 год было добыто 1109,4 тыс.тонн дополнительной нефти за счет ГРП.

№скв.									Сумма
	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	тонн
321			3408	3408	4093,5	4093,5	3306,0	3306,0	21936
374					2157,0	2157,0	1924,5	1924,5	8537
303	1726,8	1726,8	3423,75	3423,8	3222	3222	3294	3294	23636
162			2559	2559	2923,8	2923,8	2625,0	2625,0	16377,6
809	2370	2370	2847,6	2847,6	2760	2760	2637,3	2637,3	22039
172					2274,0	2274,0	1269,6	1269,6	7259,2
178					2562,0	2562,0	-51,0	-51,0	5200



По данным, представленным в таблице 4.2, можно сделать вывод о том, что пластовое давление лежит в широких пределах от 150 до 250 атм. Плотность нефти составляет 0,845 кг/литр. В двух скважинах из девяти после ГРП дебит упал, это связано с тем, что скважины № 374, 178 сильно обводнены. Наибольшая эффективность от процесса ГРП наблюдается в скважине № 303, *где дебит нефти увеличился в 16 раз. Это связано с тем, что в данной скважине* работает кровельная и средняя часть пласта. *Также в этой скважине низкая* проницаемость. На рисунке 4.1 приведены диаграммы изменения дебитов до и после ГРП.

Скважина, №	321	374	303	162	809	178	1070	1085	172
Рпл, атм	211	150	214	165	250	250	250	250	250
Рзаб, атм	86	73	60	47,5	46	63	46	61	61
Проницаемость, мД	56	41	15	19	112	22	55	47	29
Пористость, %	17	16	17	19	21	17	21	21	21
Плотность нефти, кг/литр	0,845	0,845	0,845	0,845	0,845	0,845	0,845	0,845	0,845
Дебиты перед ГРП,	36,8	8	9	17	12	42	59,1	56,2	1
Параметры работы после ГРП:									
Скважина, №	321	374	303	162	809	178	1070	1085	172
Проппант	Бор.	Бор.	Бор.	Бор.	Бор.	Бор.	Бор.	Бор.	Бор.
Дебиты после ГРП	150,4	79,9	66,56	102,3	91	127,4	53,2	97,8	9
Установившийся дебит нефти	130	0,2	155	88	80	9	183,2	225	76,8
Скин после обработки	-5,07	-5,1	-4,7	-4,87	-4,93	-5,02	-5,07	-5,03	-3,49
Прирост продукции	93,2	-7,8	146	71	68	-33	124,1	168,8	75,8



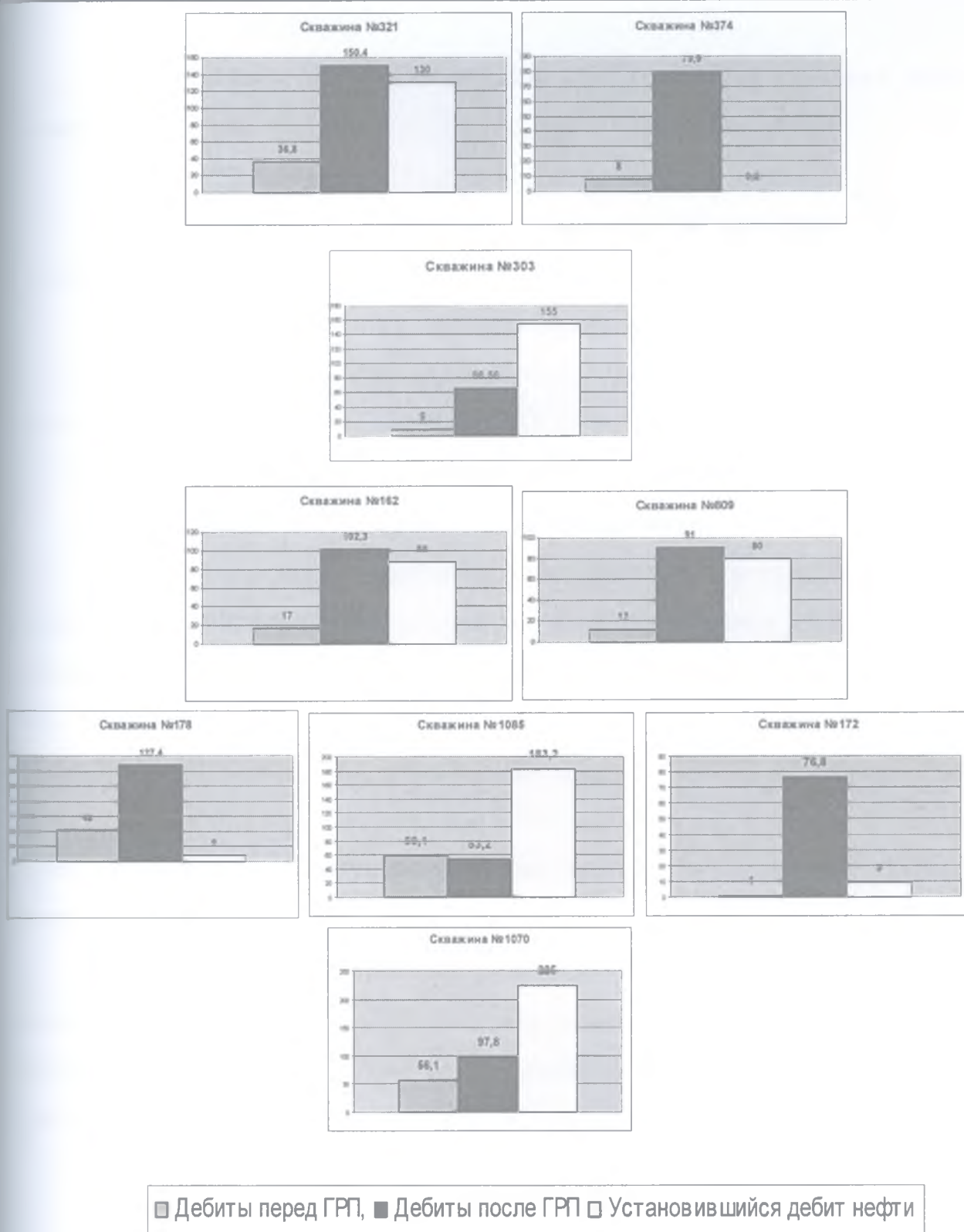


Рисунок 4.1 – Изменение дебитов нефти в процессе эксплуатации до и после ГРП

#### 4.4. Зависимость эффективности ГРП от коллекторских свойств пласта

В настоящее время ГРП широко применяется во всем мире, как в низко проницаемых, так и высоко проницаемых пластах- коллекторах.

Цели ГРП для пластов с низкой проницаемостью:

увеличить добычу или приемистость созданием каналов с высокой проводимостью;

улучшить сообщаемость флюидов между скважиной и пластом.

Цели ГРП для пластов с высокой проницаемостью:

изменение радиального характера притока жидкости из пласта к забою на линейный или билинейный. В случае радиального движения жидкости к забою скважины происходит дестабилизация пласта. Объясняется это явление тем, что скорости фильтрации вблизи забоев скважин выше, чем в пласте. Соответственно возникает значительный перепад давлений между различными участками пласта, скорость движения флюида вблизи забоя сильно возрастает и существует проблема разрушения породы пласта и засорение мех. примесями призабойной зоны пласта;

решение проблемы снижения проницаемости призабойной зоны пласта, возникшей в результате воздействия механических или химических факторов (солеотложение, засорение пор призабойной зоны пласта мех. примесями из раствора глушения, проникновение бурового раствора в пласт и пр.);

улучшение сообщаемости ствола скважины с призабойной зоной пласта;

минимизация напряжений в пласте;

снижение скоростей, минимизация миграции тонкодисперсных фракций.

В период с марта 2000 года по июнь 2001 года компанией «Shlumberger» на Игольской площади Игольско - Талового месторождения было проведено 74 операции по гидравлическому разрыву пласта. В данной работе рассмотрено 65 операций, ввиду отсутствия данных по остальным скважинам. Так как

коэффициент проницаемости на Игольско - Таловом месторождении изменяется от 0 до 200.

Была построена диаграмма распределения отношения средних дебитов нефти до и после ГРП по группам проницаемости ( $Q_{\text{после}}/Q_{\text{до ГРП}}$ ) (рисунок 4.2).

Из диаграммы (рисунок 4.2) видно, что проведение ГРП в высокопроницаемых пластах имеют небольшую эффективность по сравнению с низко и средне проницаемыми пластами. Если в высокопроницаемых пластах дебит нефти увеличивается в 2,1 – 2,6 раз, то увеличение дебита нефти в низко и средне проницаемых пластах колеблется от 3,85 до 18,5 раз. Эти цифры можно объяснить геологией пласта, а именно его текстурой, которая представляется как линзовидно - прерывистая и параллельно - расслоенная. Прослеживается зональное и субмеридиальное (против субширотного) чередование полосовых форм песчаности, глинистости и расчлененности пород.

Также можно предположить, что в связи с тем, что внутренняя макроструктура пласта характеризуется параллельной расслоистостью, что подтверждается распространением в его составе невыдержанной по латерали прерывистых линз карбонизированных мелкозернистых песчаников, глинистых песчаников и алевролитов толщиной от 0,2 до 1 м, пласт имеет некую расчлененность и проводя операции по ГРП, мы тем самым получаем гидродинамически связанные пропластки песчаников (которые ранее были разобщены карбонатными и глинистыми прослоями), и вследствие этого получаем дополнительный приток флюида в скважину.[16]

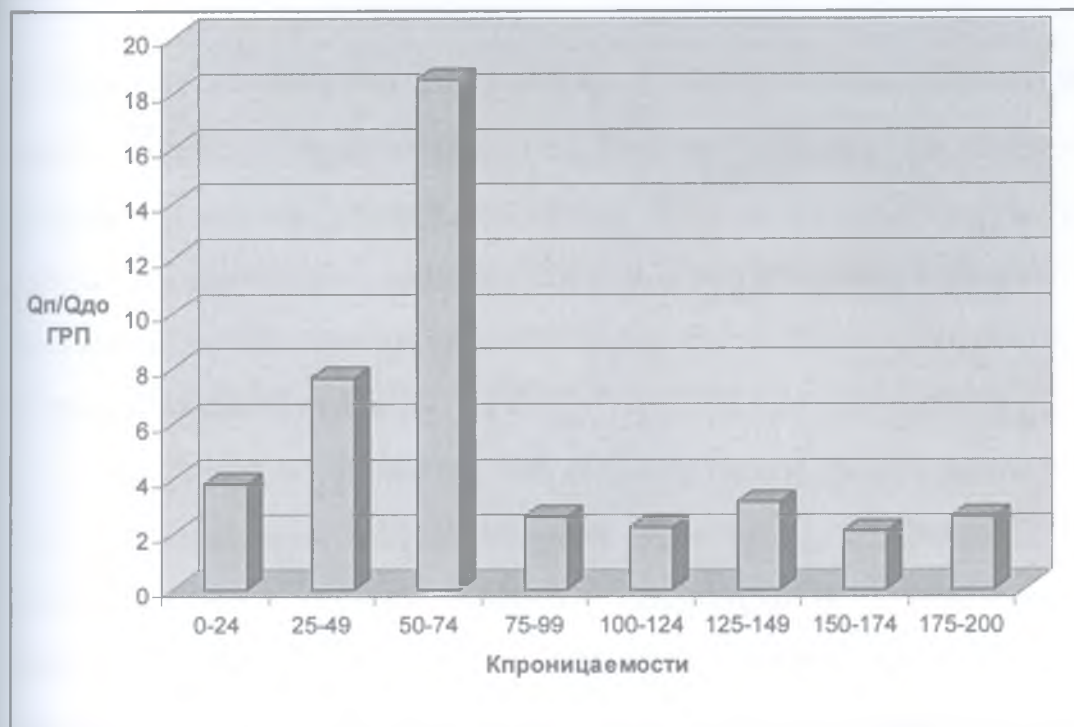


Рисунок 4.2 – Зависимость  $Q_{п}/Q_{до}$  ГРП от  $K_{пр}$

#### 4.5 Анализ фонда эксплуатационных скважин с целью возможности проведения в них ГРП

На сегодняшний день значительная часть фонда эксплуатационных скважин простаивает или находится в консервации по ряду технических, геологических и экономических причин.

- **технические:** разрыв, смятие обсадной колонны; образование продольных трещин при спуско - подъёмных операциях; авария в результате обрыва подземного оборудования; парафинизация стенок обсадной колонны.
- **геологические:** не установленные причины обводнённости, падения дебита; резкое прекращение фонтанирования; падение пластового давления.
- **экономические:** нецелесообразность вложения денежных средств на ликвидацию технических и геологических причин, вследствие отсутствия инфраструктуры на начальном периоде эксплуатации.

Анализ фонда эксплуатационных скважин показывает, что ряд простаивающих скважин может повысить уровень добычи нефти за счёт

проведения в них ГРП. Во времена СССР нефтяная промышленность была ориентирована на наращивание темпов добычи. На начальной стадии разработки месторождений, когда ещё была не развита инфраструктура, часть скважин, имеющая низкие дебиты, неудовлетворительное техническое состояние, экономически нерентабельна, была законсервирована и определена в простаивающий фонд.

Принимая во внимание всё вышесказанное можно сделать вывод о том, что для снижения темпов падения добычи не обязательно бурить новые скважины, а целесообразнее пересмотреть тщательным образом простаивающий фонд скважин. Вероятнее всего, малодебитные скважины, подвергшиеся консервации, будут рентабельны по следующим причинам:

- имеется обширная инфраструктура, поэтому капитальных вложений в обустройство этих скважин не потребуются, иными словами при минимальных затратах может быть получен максимальный эффект;
- возможно, продукция этих скважин малообводнена и затраты по подъёму, транспортировке, переработке, а также износу подземного оборудования будут несоизмеримо меньше с затратами по скважинам, эксплуатируемым в настоящее время.[4]

#### 4.6. Расчет основных характеристик процесса ГРП

По данным, приведенным в таблице 4.3 проведен расчет основных характеристик гидроразрыва пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в добывающей скважине глубиной 2854 м. Вскрытая толщина пласта  $h = 4,8$  м. Разрыв произвести по НКТ с пакером в качестве жидкости разрыва и песконосителя применяется загущенная сеноманская вода с плотностью  $1030 \text{ кг/м}^3$  и вязкостью  $0,275 \text{ Па} \cdot \text{с}$ . Предполагается закачка в скважину  $Q_{\text{п}}$  (проппанта) 5 тонн. Принимаем темп закачки  $Q = 2,2 \text{ м}^3/\text{мин}$ . Исходные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры скважины

Параметры скважины	Значения
Глубина скважины, м	2854
Верхняя граница интервала перфорации, м	2832,8
Нижняя граница интервала перфорации, м	2837,6
Величина интервала перфорации, м	4,8
Внешний диаметр НКТ, мм	89
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	178
Плотность породы, кг/м <sup>3</sup>	2400

Для расчета показателей ГРП была использована методика Мищенко И.Т.

Для расчета забойного давления разрыва пласта  $p_{заб\ p}$  при использовании нефилтующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке 1 м<sup>3</sup> жидкости разрыва) :

$$\frac{p_{забр} \left( \frac{p_{забр}}{p_{гг}} - 1 \right)^3}{p_{гг}} = 5,25 \frac{1}{(1-\nu^2)^2} \left( \frac{E}{p_{гг}} \right)^2 \frac{Q\mu_{жср}}{p_{гг}} \quad (4.2)$$

где 
$$p_{гг} = p_{гв} \frac{\nu}{1-\nu} \quad (4.3)$$

$\nu$  - коэффициент Пуассона горных пород ( $\nu = 0,2 \div 0,3$ );

$p_{гв}$  – вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$p_{гв} = \rho_n \cdot g \cdot L_c \cdot 10^{-6}; \quad (4.4)$$

$\rho_n$  - плотность горных пород над продуктивным горизонтом,  $\text{кг/м}^3$  ( $\rho_n = 2600 \text{ кг/м}^3$ );

$E$  - модуль упругости пород ( $E = (1 \div 2)10^4 \text{ МПа}$ );

$Q$  - темп закачки жидкости разрыва,  $\text{м}^3/\text{с}$  (в соответствии с характеристикой насосного агрегата);

$\mu_{\text{жр}}$  - вязкость жидкости разрыва,  $\text{Па} \cdot \text{с}$ .

Для приближенной оценки забойного давления разрыва пласта при использовании фильтрующейся жидкости можно использовать формулу:

$$P_{\text{забр}} = 10^{-2} \cdot K \cdot L_c; \quad (4.5)$$

по формуле (3.11) рассчитаем вертикальную составляющую горного давления

$$P_{\text{зв}} = \rho_n \cdot g \cdot L_c \cdot 10^{-6} = 2600 \cdot 9,8 \cdot 2854 \cdot 10^{-6} = 72,7 \text{ (МПа)};$$

Принимая  $\nu = 0,3$ , рассчитаем горизонтальную составляющую горного давления.

Зная составляющие горного давления, рассчитаем по формуле (4.5) забойное давление разрыва:

$$P_{\text{разр}} = 51 \text{ (МПа)}$$

Определим объемную концентрацию песка в смеси,

где  $C_n$  - концентрация песка в  $1 \text{ м}^3$  жидкости:

$$\beta_n = \frac{C_n / \rho_n}{(C_n / \rho_n) + 1} = \frac{300 / 2450}{(300 / 2450) + 1} = 0,109 ; \quad (4.6)$$

( $C_n$  примем  $300 \text{ кг/м}^3$ , плотность песка -  $2450 \text{ кг/м}^3$ );

Рассчитаем плотность жидкости - песконосителя с песком:

$$\rho_{\text{жсп}} = \rho_{\text{жсп}}^* (1 - \beta_n) + \rho_n \cdot \beta_n ; \quad (4.7)$$

$$\rho_{\text{жсп}} = 1030 \cdot (1 - 0,109) + 2450 \cdot 0,109 = 1184,78$$

Рассчитаем вязкость жидкости - песконосителя с песком:

$$\mu_{\text{жсп}} = \mu_{\text{жсп}}^* \cdot \exp(3,18 \cdot \beta_n); \quad (4.8)$$

$$\mu_{\text{жсп}} = 0,27 \cdot \exp(3,18 \cdot 0,109) = 0,383 \text{ (Па} \cdot \text{с)};$$

Определим число Рейнольдса:

$$\text{Re} = 4 \cdot Q \cdot \rho_{\text{жсп}} / (\pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot \mu_{\text{жсп}}); \quad (4.9)$$

$$\text{Re} = 4 \cdot 0,053 \cdot 1184,78 / (3,14 \cdot 0,089 \cdot 0,383) = 2346;$$

Коэффициент гидравлического сопротивления получили равным:

$$\lambda = 64 / \text{Re}; \quad (4.10)$$

$$\lambda = 64 / 2346 = 0,027;$$



Рассчитаем потери на трение:

$$P_{тр} = 8 \cdot \lambda \cdot Q^2 \cdot L_c \cdot \rho_{жсн} / (\pi^2 \cdot d_{вн}^5); \quad (4.11)$$

$$P_{тр} = 8 \cdot 0,027 \cdot (0,053)^2 \cdot 1184,78 \cdot 2854 / (3,14 \cdot 0,089^5) = 26$$

Учитывая то, что при значении  $Re > 200$  значение потерь на трение увеличится в 1,52 раза:

$$P'_{тр} = 1,52 \cdot P_{тр} = 1,52 \cdot 26 = 39,5 \text{ (МПа)} \quad (4.12)$$

Рассчитаем давление на устье развиваемое при закачке жидкости - песконосителя:

$$P_y = P_z^{разр} - \rho_{жсн} \cdot g \cdot L_c + P_{тр}; \quad (4.13)$$

$$P_y = 51 - 1184,78 \cdot 9,8 \cdot 2854 \cdot 10^{-6} + 40 = 55 \text{ (МПа)}$$

Насосный агрегат развивает рабочее давление 32,4 МПа, а рабочий расход  $0,060 \text{ м}^3/\text{с}$ , следовательно, необходимое число агрегатов будет равно:

$$N = P_y \cdot Q / (P_p \cdot Q_p \cdot K_{тс}) + 1 \quad (4.14)$$

$$N = 55 \cdot 0,053 / (32,4 \cdot 0,06 \cdot 0,5) + 1 = 4 \text{ (шт)}$$

где  $K_{тс}$  – коэффициент технического состояния агрегата ( $K_{тс} = 0,5$ )

Определим объем продавочной жидкости:

$$V_n = 0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot L_c; \quad (4.15)$$

$$V_n = 0,785 \cdot 0,089^2 \cdot 2854 = 17,75 \text{ (м}^3\text{)};$$

Рассчитаем количество жидкости для осуществления ГРП:

$$V_{\text{жр}} = 5000/300 = 16,67 \text{ (м}^3\text{)};$$

Суммарное время работы одного агрегата:

$$t = (V_{\text{жс}} + V_n) / Q_p \quad (4.16)$$

$$t = (16,67 + 17,75) / 0,053 = 10,8 \text{ (мин)};$$

### Расчет размеров трещин

Рассчитаем длину вертикальной трещины:

$$L_{\text{мп}} = \sqrt{\frac{V_{\text{жр}} \cdot E}{5,6 \cdot (1 - \nu^2) H_{\text{ин}} (P_3^{\text{разр}} - P_{22})}}; \quad (4.17)$$

$$L_{\text{мп}} = \sqrt{\frac{16,67 \cdot 10^4}{5,6 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 4,8 \cdot (51 - 49)}} = 58 \text{ (м)};$$

Определим ширину трещины:

$$W_0 = \frac{4 \cdot (1 - \nu^2) \cdot L_{\text{мп}} \cdot (P_3^{\text{разр}} - P_{22})}{1 \cdot 10^4}; \quad (4.18)$$

$$W_0 = \frac{4 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 58 \cdot (51 - 49)}{1 \cdot 10^4} = 0,00033(\text{м}) \approx 0,033(\text{см});$$

В результате проведения гидроразрыва пласта в данной скважине образуется вертикальная трещина длиной 58 м и шириной на стенке скважины 0,033 см.

#### 4.7. Программа гидроразрыва пласта (Meyer 2001 v4.0.)

##### Процедура замешивания геля:

При завозе воды отобрать пробу и произвести тесты в лаборатории на рН и гидратацию геланта, замешивание и разложение геля

Добавить необходимое количество биоцида в емкости ГРП.

Замешать гелант в концентрации 3,6 кг/м<sup>3</sup> в течение периода циркуляции 1 объема емкостей.

Произвести циркуляцию жидкости до полной гидратации геланта с темпом 3 м<sup>3</sup>/мин.

Замешать в линейном геле антиэмульгатор и заместитель в течении циркуляции 1-го объема емкостей в концентрации 0,5 л/м<sup>3</sup> и 0,5 л/м<sup>3</sup> соответственно.

1. Первый этап работ включает в себя замещение, жидкости в скважине на линейный гель.

При этом запись падения поверхностного давления после прокачки должна происходить до 0 атм. В случае слишком медленного падения давления, согласовать дальнейшие действия с заказчиком.

2. Произвести мини ГРП согласно утвержденного дизайна.

При этом запись падения поверхностного давления после каждой из прокачек должна составлять не менее 40 атм. После основного мини ГРП не менее 70 атм.

Произвести остановку для сопоставления расчетных и фактических данных и уточнить количество проппанта, необходимого для закачки в скважину на: 2 часа и более.

3. Произвести ГРП согласно уточненного дизайна и записать график изменения давления и расхода хим.реагентов.

Остановить подачу кросслинкера на  $1 \text{ м}^3$  закачки продавочного объема.

Отобрать пробу геля при закачке подушки и минимум две пробы на максимальных концентрациях проппанта.

#### **Предварительные операции**

1.Опрессовать насосы и нагнетательные линии на 700 атм.

2.Установить клапан аварийного отключения насоса на 700 атм.

3.Установить предохранительный клапан в затрубном пространстве на давление опрессовки э/к.

4.Поднимать давление в процессе ГРП в трубах не выше 700 атм и в затрубье не выше 90 атм.

#### **Заключительные операции**

1. После производства ГРП остановить все оборудование и выдержать режим отстоя в течение 15 мин.

2. Стравить давление в затрубном пространстве и провести демонтаж оборудования.

3. Перекачать в одну емкость остатки геля и перевести пустые емкости ГРП в транспортное положение.

Таблица 4.4 – График закачки проппанта

N стадии	Объем стадии, м3	Концентрация, кг/м3		Масса стадии, кг
		от	до	
1	2,0	50	200	250
2	2,0	200	400	600
3	3,0	400	600	1500
4	2,0	600	700	1300
5	2,0	700	700	1400
Всего	11,0			5050

#### 4.8 Заключительные работы после ГРП и освоение

После проведения операции ГРП бригада КРС монтирует подъемник и все бригадное оборудование для выполнения следующих работ, которые включают:

- подъем пакера с НКТ 89х5.5. Сама операция по подъему пакера не отличается от стандартной операции по подъему пакеров, за исключением, если ГРП прошел с осложнениями и в НКТ оставлен проппант. В этом случае устье скважины переоборудуется по специальной схеме и вымыв проппанта осуществляется с помощью НКТ 48х4.5, спускаемой внутрь НКТ 89х5.5. Срыв пакера осуществляется при нагрузке 3-5 тонн выше собственного веса. Перед срывом пакера с помощью партии ПГИ осуществляется отбивка забоя на предмет определения наличия проппанта в НКТ, интервале перфорации, зумпфе скважины;

- в случае оставления проппанта в зумпфе скважины и интервале перфорации бригада КРС приступает к нормализации забоя после извлечения пакера ГРП. Для этого в скважину спускается компоновка: пикодолото, технологические трубы и с вращением ротором и промывкой двумя агрегатами ЦА-320 проппант вымывается на поверхность.

- после нормализации забоя бригада КРС производит спуск лифта из НКТ 73x5.5, оборудованного забойной воронкой на глубине 2000 метров. С помощью сваба из скважины отбирается объем, равный объему скважины, плюс объем гидроразрыва.

После вызова притока производится запись профиля притока и данные о дебите скважины с целью определения типа спускаемого оборудования.[13]

#### 4.9 Режим работы скважин после ГРП

После инсталляции подземного оборудования добыча скважины должна быть минимальной насколько это возможно. Рекомендуемый начальный дебит по скважине – в 2-3 раза больше дебита перед ГРП.

Добыча по скважине отслеживается (как минимум) 2 дня и записываются все параметры. Устьевое давление, забойное давление (или уровень жидкости) фиксируются 4 – 5 раз в сутки. Фиксируются любые проявления добычи проппанта, мелких частиц породы, раствора или цемента. Образцы породы, проппанта, цемента отправляются на исследования в лабораторию.

При отсутствии выноса проппанта дебит скважины увеличивается на 25% от текущего дебита. После каждого увеличения дебита скважина отслеживается 2 дня и фиксируются все данные замеров дебитов и давлений. Продолжается фиксирование проявления добычи проппанта, мелких частиц породы, раствора или цемента. Образцы отправляются на исследования.

Если вынос породы при определенном дебите скважины становится очевидным, но не происходит увеличения КВЧ, то возможно дальнейшее увеличение дебита скважины.

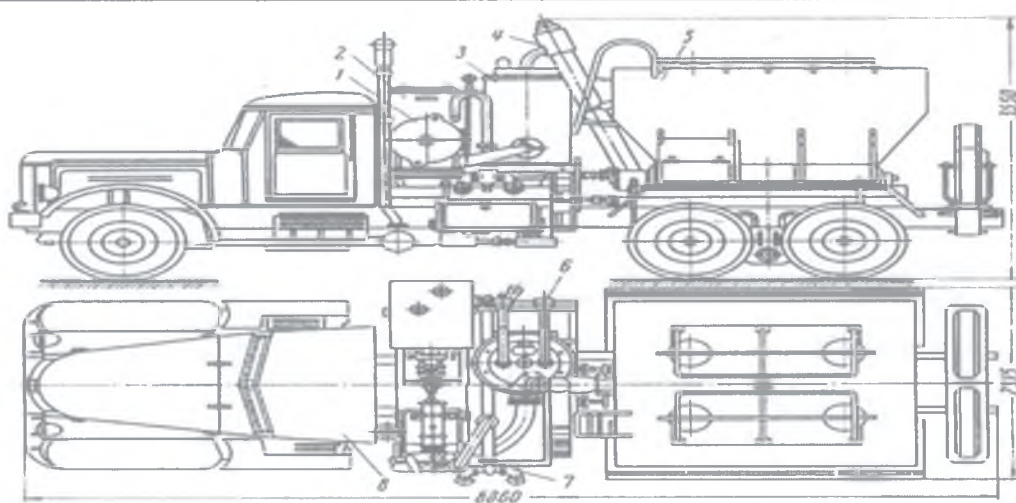
Дебит и давления ( или динамический уровень ) фиксируются в течение первых 30 дней работы. Рассчитывается коэффициент продуктивности и производится сравнение с данными по скважине соответствующими до проведения ГРП. Исследование при различных дебитах проводится на

скважинах оборудованных ЭЦН и частотным преобразователем. Исследования дебитов после ГРП проводятся с применением модели пласта для оценки полудлины и проводимости трещины.

В течение 60 дней после ГРП необходимо проведение исследования КВУ для расчета свойств трещины и подтверждения расчетных параметров.[14]

### 5 Оборудование, применяемое для гидравлического разрыва пласта

Основное оборудование: насосные агрегаты 4АН - 700, модернизированные 5АН - 700 или рамные АНР - 700. Агрегаты 4АН - 700 и 5АН - 700 монтируются на шасси высокопроходимого автомобиля КраЗ - 257 (рисунок 5.1.).



- 1 - центробежный насос 4ПС; 2 - силовой блок двигателя ГАЗ-51;  
3 - смесительное устройство; 4 - наклонный шнек; 5 - бункер для  
песка; 6 - приемный трубопровод; 7 - раздаточный трубопровод;  
8 - автомобиль КраЗ-257.

Рисунок 5.1 – Пескосмесительный агрегат ЗПА

Максимальное давление этих агрегатов  $700 \text{ кгс/см}^2$  (70 МПа) при подаче 6 л/с, при давлении  $200 \text{ кгс/см}^2$  (20 МПа) подача составляет 22 л/с. Двигатель агрегата дизельный с номинальной мощностью 800 л. с. (558 кВт).

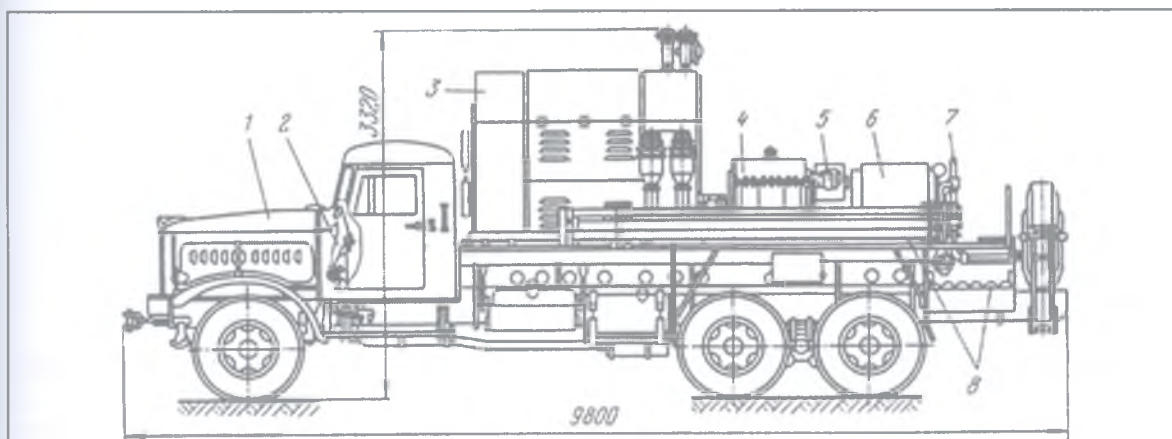
Рамный агрегат АНР - 700 имеет параметры, аналогичные параметрам агрегата 5АН - 700, и состоит из унифицированных узлов: лиловой установки, коробки передач, насоса, манифольда, кабины с пультом управления и др.

Для смешивания жидкости - песконосителя с песком применяют пескосмесительные установки типа 3 ПА или 4 ПА, также смонтированные на высокопроходимых автомобилях.

Процесс смешивания песка с жидкостью и подача смеси на прием насосных агрегатов полностью механизирован.

Пескосмесительный агрегат типа 4 ПА имеет грузоподъемность 9 т и производительность 50 т/ч песка. Он оборудован загрузочным шнеком. Этими агрегатами готовится смесь песка с жидкостью любой заданной концентрации.

Жидкости разрыва перевозятся большегрузными цистернами, смонтированными на автомобилях МАЗ - 500А или КраЗ - 257 (рисунок 5.2.)



1 - автомобиль КраЗ - 257; 2 - кабина управления; 3 - силовой агрегат; 4 - коробка скоростей; 5 - муфта сцепления; 6 - насосный агрегат; 7 - выкидной манифольд; 8 - соединительные трубы высокого давления.

Рисунок 5.2 – Насосный агрегат для ГРП 4АН-700

Автоцистерна 4ЦР предназначена для перевозки 10 т жидкости, автоцистерны АЦН - 7,5 и АЦН - 11-для перевозки соответственно 7,5 и 11 т.



Эти цистерны снабжены насосами для перекачки жидкости в пескосмесительную установку и вспомогательным оборудованием.

При проведении гидроразрыва устье скважины оборудуется арматурой типа 1 АУ - 700 или 2 АУ - 700 (рисунок 5.3)



Рисунок 5.3 – Арматура устья скважины 2АУ-700 для гидравлического разрыва пласта

Арматура 2 АУ отличается от 1 АУ габаритными размерами и возможностью подключения ее к 73 - и 89 - мм подъемным трубам, а также гибкими соединениями отводов.

Арматура состоит из трубной головки (крестовины) с патрубком, устьевого головки с сальником, пробковых кранов и других элементов.

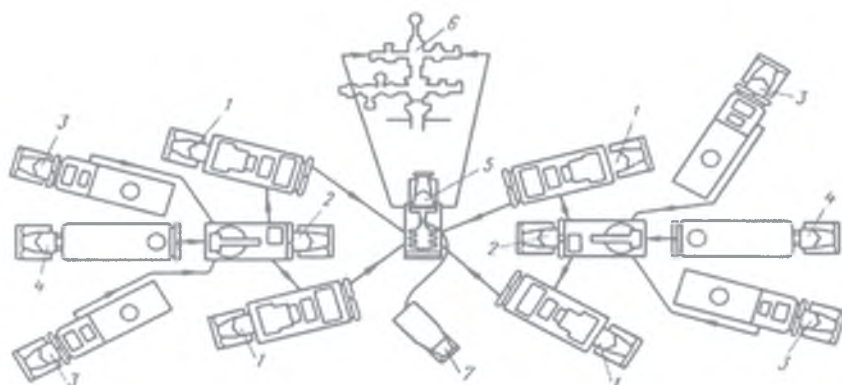
Трубная головка рассчитана на рабочее давление  $700 \text{ кгс/см}^2$  (70 МПа) и служит для соединения насосно - компрессорных труб, спущенных в скважину. Из трех горизонтальных отводов трубной головки к двум через пробковые краны присоединяются напорные линии. Устьева головка имеет четыре отвода, три из них имеют пробковые краны.

К четвертому отводу присоединен манометр и предохранительный клапан гвоздевого типа. На нижнем конце головки нарезана резьба, для присоединения к эксплуатационной колонне.

Все краны арматуры имеют цилиндрические пробки и уплотняющие седла и легко управляются под давлением. В процессе гидравлического разрыва пласта обычно применяют несколько насосных агрегатов. Для упрощения их обвязки между собой и с арматурой устья при нагнетании жидкости в скважину используют самоходный блок манифольда 1БМ - 700, который состоит из напорного и приемно - раздаточного коллектора, комплекта труб с шарнирными соединениями и подъемной стрелы. Все это оборудование смонтировано на шасси трехосного автомобиля ЗИЛ - 131 повышенной проходимости или на шасси автомобиля ЗИЛ - 157К.

Насосные агрегаты с помощью быстросъемных гибких соединений из труб подключаются к блоку манифольда, который, в свою очередь, соединяется с арматурой устья.

Для соблюдения техники безопасности все агрегаты располагаются радиаторами от скважины (рисунок 5.4), чтобы можно было беспрепятственно отъехать от нее при аварийной или пожарной опасности. Это особенно важно при использовании жидкостей на нефтяной основе.[10]



1 - насосные агрегаты 4АН-700; 2 - пескосмесительные агрегаты ЗПА;  
3 - автоцистерны ЦР - 20 с технологическими жидкостями; 4 - песковозы; 5 - блок манифольдов высокого давления; 6 - арматура устья 2АУ - 700; 7 - станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь).

Рисунок 5.4 – Схема расположения оборудования при ГРП

## **6 Безопасность и экологичность**

На всех нефтегазопромыслах должны быть разработаны комплексные планы организационно-технических мероприятий по улучшению и оздоровлению условий труда на производстве. Основной целью их является создание наиболее благоприятных условий, способствующих высокопроизводительному труду и устранению причин производственного травматизма и профессиональных заболеваний. Обеспечение безопасных и здоровых условий труда возможно только при строгом соблюдении трудовой производственной дисциплины всеми работающими правил и инструкций по охране труда. Без этого невозможно обеспечить безопасность труда при совершенной технике и технологии производства.

В данной главе я рассмотрю вопросы анализа опасных и вредных производственных факторов, условий труда и мероприятий, направленных на создания безопасных условий труда на рабочем месте оператора по гидроразрыву пласта.

### **6.2 Производственная безопасность**

Игольско-Таловое нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе, в юго-западной части Томской области. В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименному валообразному поднятию, расположенному в пределах Нюрольской впадины. Наиболее крупными локальными поднятиями, осложняющими данный тектонический элемент являются Игольское, Таловое и Карайское. Нефтегазоносность Игольско-талового месторождения связана с коллекторами надугольной толщи васюганской свиты (пластами Ю11 и Ю12 горизонта Ю1). Нефть залежей метано-нафтеновая с удельным весом 0,840-0,856 г/см<sup>3</sup>, с содержанием парафина 2,1-3,3 % и серы 0,18-0,63 %. По состоянию на 01.01.2009 на

месторождении пробурено 633 скважины. С начала разработки на месторождении добыто 24 млн. т. нефти.

Все работы на месторождении, как и во всей нефтяной промышленности, связаны с высокой механизацией, химизацией, опасными давлениями и наличием высоковольтных линий и кабелей, которые представляют большую опасность для обслуживающего персонала.

### **6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)**

В процессе добычи нефти операторы по гидроразрыву пласта подвергаются воздействию неблагоприятных метеорологических условий, выделяющихся в атмосферу легких фракций нефти и попутных газов. Пары нефти и продуктов ее переработки, а также углеводородные газы действуют главным образом на центральную нервную систему. Признаки отравления этими веществами чаще всего проявляются в головокружении, сухости во рту, головной боли, тошноте, сердцебиении, общей слабости и потере сознания. Удушающее действие на организм этих веществ выражается в затрудненности дыхания, головокружении, потере сознания.

Нефть может вызвать острые или хронические отравления, в ней содержатся ароматические углеводороды или сероводород. При длительном соприкосновении работающих с сырой нефтью может развиваться кожное заболевание.

Согласно [8] установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ (таблица 6.1).

Таблица 6.1 – Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Диоксид серы	10	3
Сажа	4	3
Метанол	15	3

Технологическое оборудование установки расположено во взрывоопасной зоне и относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-1г - установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ. Работник ежемесячно, подвергается воздействию вредных и опасных производственных факторов.

Большинство рабочих нефтяной промышленности трудится в не защищенных или почти не защищенных от влияния внешней среды объектов, а именно, на буровых установках, на объектах сбора и подготовки нефти. В этих условиях защита работающих от вредного воздействия метеорологических факторов имеет особо важное значение.

Класс профессионального риска, исходя из вида экономической деятельности - ХХХ. Месторождение относится к климатическому региону I б (Игольско-Таловое нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе в ХМАО Томской области), где температура воздуха может достигать до -41 °С зимой.

Работу оператора по гидроразрыву пласта, характеризует частое перемещение на территории объекта и между объектами, большое количество подъемов на специальные площадки, находящиеся на высоте. Поэтому в цехе поддержания пластового давления применяют прожекторное освещение территории и местное освещение отдельных рабочих мест и помещений. Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих

местах, с целью обеспечения безопасных условий труда, следует руководствоваться: ВСН34-82 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности»

Норма освещенности объектов ЦПКГ установлена согласно ВСН34-82, устья скважины должна быть не менее 75 лк.

На основании ВСН34-82 для освещения кустовых площадок применяют газоразрядные источники света. Тип светильников подбирают с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты площадки. Для освещения площадки согласно ВСН34-82 выберем к установке четыре прожекторных вышки, расположенных по углам площадки. Примем к установке прожектор типа ПЗС-45 с дуговыми ртутными лампами типа ДРЛ-700

Таблица 6.2 – Типы прожекторов, рекомендуемых для освещения объектов предприятий нефтяной промышленности

Прожектор	Лампа	Максимальная сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Нормативная освещенность площадки скважины составляет  $E_n = 75$  лк. Тогда для ее обеспечения ориентировочное число прожекторов может быть определено по формуле:

$$N = 0,15 \cdot 75 \cdot 1,7 \cdot (3000 / 700) = 81,96; \quad (6.1)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий световую отдачу источника света;

$E_n$  – нормируемая освещенность горизонтальной поверхности площадки, лк;

$k$  – коэффициент запаса, принимаемый для ламп накаливания (ЛН) равным 1,5, и для газоразрядных ламп – 1,7;

$A$  – освещаемая площадь, м<sup>2</sup>;

$P_l$  – мощность лампы, Вт.

Принимаем к установке 84 прожектора, по 21 прожектору на каждой мачте.

Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы [19] и [8] дают следующие нормирование:

Таблица 6.3 – Классификация категорий работ в различный период года

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

Работа, связанная с категорией П б, включает в себя перемещение и перенос тяжестей до 10 кг и сопровождается умеренным физическим напряжением. Учитывая обязанности оператора категория работ – П б (233-290Вт).

Для буровых бригад создается система обогрева рабочей площадки буровой теплым воздухом. В систему обогрева входят воздухоподогреватели, воздуховоды с запорными и распределительными устройствами.

Предельно допустимые уровни звука и вибрации должны соответствовать санитарным нормам шума и вибрации на рабочих местах, [7] и [9]. Уровень шума не превышает 80 дБ.

Для борьбы с шумом на нефтеперерабатывающих и газотранспортных предприятиях отрасли осуществляется комплексная целевая программа, предусматривающая:

- комплексную автоматизацию и телемеханизацию производственных процессов при бурении скважин и транспортировке нефти;
- снижение шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на путях его распространения;
- рациональную планировку компрессорных станций (КС);
- внедрение рациональных режимов труда и отдыха;
- разработку и обеспечение рабочих средствами защиты (противошумные наушники).

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спец. обуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в эксплуатации скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.



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

Процесс гидравлического разрыва пластов осуществляется под руководством инженерно-технического работника по утвержденному плану.

Агрегаты для гидроразрыва пласта устанавливаются на расстоянии не менее 10м от устья скважины так, чтобы расстояние между ними было не менее 1м, а кабины не были обращены к устью скважины.

Перед проведением гидравлического разрыва-пласта талевый блок опускается вниз, отводится в сторону и прикрепляется к ноге подъемного сооружения. На глубиннонасосных скважинах отключается привод станка-качалки, затормаживается редуктор и вывешивается плакат: «Не включать – работают люди». Балансир станка-качалки демонтируется либо устанавливается в положение, при котором он не будет мешать установке устьевого арматуры и выполнению работ по обвязке устья скважины.

Во время монтажа напорных трубопроводов и обвязки устья скважины на устьевого арматуры или на нагнетательных линиях устанавливаются обратные клапаны, а на насосах-предохранительные устройства (тарированные мембраны) и манометры. С помощью импульсных трубок манометры выносятся на расстояние, обеспечивающее возможность безопасного наблюдения за их показаниями. Отвод от предохранительного устройства, установленного на насосе, закрывается кожухом и выводится под агрегат.

Выхлопные трубы двигателей, установленных на агрегатах и других машинах, обеспечиваются глушителями с искрогасителями и нейтрализаторами выхлопных газов и выводятся на высоту не менее 2 м от платформы агрегата.

Если при гидравлическом разрыве пласта возможно возникновение давления выше допустимого для эксплуатационной колонны данной скважины, то производится пакерование колонны.

До начала закачки в скважину жидкости для гидравлического разрыва проверяется исправность насосных агрегатов и другого оборудования, правильность и надежность их обвязки и соединения с устьевой арматурой скважины. Проверяется исправность устьевой и запорной арматуры, обратных клапанов, а также приборов для замера и регистрации давления.

Нагнетательные трубопроводы подвергаются опрессовке на давление, в полтора раза большее ожидаемого максимального давления при гидравлическом разрыве пластов. При производстве гидравлического испытания трубопроводов люди должны быть удалены за пределы опасной зоны.

Для осуществления процесса гидравлического разрыва пластов необходимо предусмотреть надежную связь между руководителем работ и персоналом, обслуживающим агрегаты.

Агрегаты пускаются в ход только после удаления людей, не связанных непосредственно с выполнением работ у агрегатов, за пределы опасной зоны. Во время закачки и продавки жидкости при гидроразрыве пластов нахождение людей возле устья скважины и у нагнетательных трубопроводов запрещается.

Во время работы агрегатов запрещается ремонтировать их, крепить обвязку или устранять пропуски в запорной арматуре. Перед отсоединением, трубопроводов от устьевой арматуры на ней закрываются краны, а в трубопроводе давление снижается до атмосферного.

Остатки жидкости разрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в канализацию или специальную емкость.

В зимний период после временной остановки работ производят пробную прокачку жидкости, чтобы убедиться в отсутствии пробок в трубопроводах. Подогревать систему нагнетательных трубопроводов открытым огнем запрещается.

### 6.3 Экологичность проекта

Сегодня попутный нефтяной газ конечной ступени сепарации отправляется на факельную установку. Ежедневно сжигается до 26 000 кубометров газа. Для решения проблемы утилизации низконапорного газа, специалисты института выполнили проект компрессорной установки, которую необходимо разместить на площадке подготовки нефти. Это винтовая компрессорная установка блочно-модульного исполнения со всем необходимым инженерно-техническим обеспечением, полностью заводской поставки. Компрессорная установка состоит из:

- компрессор винтовой;
- электродвигатель;
- основной и резервные маслонасосы;
- блок охлаждения масла;
- блок отделения масла

Согласно техническому заданию, блок компрессорной установки обеспечен:

- системой основного и аварийного освещения;
- автоматическими системами контроля загазованности;
- вытяжной вентиляцией периодического действия;
- электрообогревом;
- системой пожаротушения и пожарной сигнализацией;
- грузоподъемным механизмом

Внедрение программы по утилизации попутного нефтяного газа на Игольско-Таловом месторождении позволит начать эффективно использовать до 9 500 000 куб/м газа в год. При этом уровень использования газа на данном месторождении достигнет максимальных 100%. Простыми словами этот объем можно описать как топливо для газовой котельной, которое обеспечит теплом:

- вахтовый поселок с 1000 населением;

- 3 нефтеперекачивающие станции без резервуарного парка;
- 4 установки по подготовке нефти

В связи с прекращением сжигания попутного нефтяного газа, заметно улучшится экологическая обстановка, а это особенно важно. Ведь главной задачей правительственной политики в области ограничения сжигания газов на факелах, является уменьшение отрицательного воздействия нефтедобычи на окружающую среду.

Охрана атмосферного воздуха на территории нефтепромысла обеспечивается мероприятиями, направленными на сокращение потерь нефти и газа, повышение надежности нефтепромыслового оборудования, высокую степень утилизации попутного нефтяного газа.

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде, проектом пробной эксплуатации предусматривается:

- герметизированная система сбора, подготовки и транспорта нефти;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сброс газа с предохранительных клапанов на факел;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- утилизация попутного нефтяного газа.

Охрана недр в процессе эксплуатации месторождения сводится к контролю за работой эксплуатационных скважин в установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета продуктивных пластов, рациональную выработку запасов и не допускающих преждевременного обводнения скважин.

Контроль за выработкой запасов обеспечивается учетом добываемой продукции и ее потерь, контролем за состоянием надпродуктивной части в процессе всего периода эксплуатации месторождения. Для замера дебита каждой скважины АГЗУ (типа «Мера-40-8-400»).

При обустройстве и эксплуатации месторождения мероприятия по охране недр должны являться составной частью всех основных технологических процессов, направленных на обеспечение безаварийности производства и рациональное использование природных ресурсов.

Проседание земной поверхности над нефтяными месторождениями отмечается при разработке с падением пластового давления продуктивного пластов-коллекторов рыхлых или слабосцементированных песчаных пород мощностью в несколько сотен метров, залегающих на глубине не более 2000 м, и возрастом не старше эоцена. Просадка земной поверхности является результатом снижения давления флюидов, содержащихся в поровом пространстве горных пород (пластовое давление противодействует горному давлению, стремящемуся уплотнить горные породы; снижение пластового давления приводит к увеличению эффективного напряжения, равного разности между горным и пластовым давлением, что и вызывает уплотнение горных пород; уменьшение мощности уплотняющихся пород передается по земной поверхности, вызывая ее оседание).

Игольско-Таловое месторождение сложено древними уплотненными породами с небольшой мощностью продуктивного горизонта – 19,77 м, залегающего на глубине 2538 м, эксплуатация планируется с применением системы ППД, поэтому нет необходимости в предварительном прогнозе (расчете) возможности просадки земной поверхности над площадью разработки.

Добывающие скважины рассчитаны на длительный срок эксплуатации. Нарушение герметичности эксплуатационных колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков и открытому

фонтанированию. На случай аварийного состояния коллекторов в групповых замерных установках предусматривается устройство автоматической блокировки скважин. Причиной потери герметичности обсадных колонн может быть электрохимическая коррозия наружной поверхности труб. Защита промышленного оборудования проводится с применением оборудования из коррозионностойких сталей и защитных металлических и неметаллических покрытий, для предотвращения коррозионного разрушения применяется цементирование колонн до устья скважин.

В процессе эксплуатации скважин приповерхностная зона ствола скважин подвержена максимальным нагрузкам на верхние секции эксплуатационных колонн и интенсивным температурным напряжениям, ухудшающим условия крепления ствола скважин и герметичность обсадных колонн. Строительство скважин предусмотрено с теплоизолированными устьевыми арматурами.

В целях охраны недр при эксплуатации скважин контроль за условиями крепления ствола скважин и герметичностью обсадных колонн проводится на уровне обязательных технологических решений, выполняемых нефтедобывающим управлением. Своевременное выполнение изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, подлежащих ликвидации или консервации, предупреждает их негативное влияние на сохранность и рациональное использование природных ресурсов.

В соответствии с масштабом техногенного воздействия нефтепромысла на окружающую природную среду, программа комплексного экологического мониторинга должна предусматривать проведение мониторинга за состоянием воздушной среды, поверхностных вод (гидрохимический мониторинг, мониторинг донных отложений, гидробиологический мониторинг), почв, локальный объектный мониторинг геологической среды (гидрохимический мониторинг подземных вод питьевого качества), мониторинг за радиационной обстановкой.

## **6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **6.4.1 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Причинами возникновения пожара могут быть открытый огонь, сильный нагрев, искры от электрооборудования, ударов, трения, разрядов статического и атмосферного электричества.

В целях пожарной профилактики между отдельными объектами предусмотрены противопожарные разрывы. Например: от устья скважины до ГУ, котельных, нефтесборных резервуаров, насосных станций расстояние 40 м, до компрессорных 60 м, до жилых и общественных зданий 500 м.

Высокий уровень электрофикаций нефтяных промыслов и тяжелые условия эксплуатации электрооборудования (сырость, переменные температуры, наличие взрывоопасных и агрессивных веществ), требует особого внимания к обеспечению электробезопасности обслуживающего персонала. Особенности действия электрического тока на человека являются отсутствие явных признаков опасности, неожиданность, внезапность поражения, большая вероятность смертельного исхода.

При внутриконтурном заводнении осваиваются скважины под нагнетание воды в нефтяную часть пласта. В этом случае особо необходимо соблюдать все правила пожарной безопасности.

По взрывоопасности технологические участки производства отнесены к классу В-1Г и В-1 по АПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А.

Технологические установки оборудуются противопожарными системами: пенными, газовыми и водяными в соответствии с ВНТПЗ-85 и противопожарной автоматикой по НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования», в том числе зарубежного производства.

Планировка и конструкция зданий и сооружений проектируются с учетом [21].

Пожары на скважинах могут нанести большой материальный ущерб и вызвать несчастные случаи с людьми. Поэтому у устья запрещено пользоваться огнем, курить, включать электрооборудование, проводить сварочные работы.

Загорание следует ликвидировать. Пламя можно погасить сбиванием его сильной струей воды или инертного газа, изоляцией от воздуха и т.д. Так же загорание ликвидируют с помощью первичного инвентаря пожаротушения, который должен быть на пожарном посту и в автомашине для исследований скважин.

#### **6.4.2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера**

Газоопасная ситуация на рабочих местах может возникнуть при выбросе нефти и газа со скважины, авариях на действующих трубопроводах и в других случаях. Газоопасной ситуацией считают обнаружение сероводорода в воздухе рабочей зоны в концентрациях, превышающих  $3 \text{ мг/м}^3$  (ПДК), либо получение сообщения об аварии на территории месторождения.

На случай газовой опасности руководитель строительно-монтажной организации должен разработать план мероприятий по обеспечению безопасности работающих, включающий в себя:

- систему оповещения о возникновении газоопасной ситуации;
- план эвакуации работающих и места сбора;



- систему радио- и телефонной связи бригад с диспетчерской;
- количество и места стоянок вахтовых

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – эффективное средство воздействия на призабойную зону скважин. Промысловая практика показывает, что дебиты скважин после гидроразрыва увеличиваются, иногда в несколько десятков раз. Это свидетельствует о том, что образовавшиеся трещины, по-видимому, соединяются с существовавшими ранее, и приток жидкости к скважине происходит из удаленных изолированных от скважины до разрыва пласта продуктивных зон.

В данной работе приведен анализ эффективности гидравлического разрыва пласта, который показал, что эффективность ГРП зависит как от технологических параметров, так и от геологии продуктивного пласта. Выявлен порядок распределения эффективности проведения ГРП по проницаемости.

Сделан анализ по влиянию сроков проведения ГРП: в процессе разработки и в скважинах законченных бурением.

Для данного месторождения можно сделать следующее заключение. Проведение ГРП на Игольско – Таловом месторождении эффективно в скважинах законченных бурением, в скважинах уже участвующих в разработке, которые имеют низкую или среднюю проницаемость, а также рабочую зону пласта находящуюся в кровельной и средней части разреза продуктивного горизонта.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ГРП - гидравлический разрыв пласта;  
Кпр - коэффициент проницаемости;  
ОАО - открытое акционерное общество;  
ЛЭП - линия электропередач;  
ГИС - геологические исследования скважины;  
а. о. - абсолютная отметка;  
КИН - коэффициент извлечения нефти;  
НИЗ - начальные извлекаемые запасы;  
ЭЦН - электроцентробежный насос;  
ШГН - штанговый гидропоршневой насос;  
ГНК - газонефтяной контакт;  
ВНК - водонефтяной контакт;  
УВ – углеводород;  
КРС – капитальный ремонт скважин;  
ПГИ – промысловые геофизические исследования;  
КВЧ – количество взвешенных частиц;  
КВУ – кривая восстановления уровня;  
СИЗ – средства индивидуальной защиты;  
СНиП – строительные нормы и правила;  
ДНС – дожимная насосная станция;  
ША – шламовый амбар;  
ППД – поддержание пластового давления;  
НКТ – насосно - компрессорные трубы.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Амиров А.Д., Овнатанов С.Т., Яшин А.С. «Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин» – М.: Недра, 1975.
2. Багаутдинов А.К. «Технологическая схема разработки Игольско-Талового месторождения» - Томск, 1984.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М: «Недра»,1999 г.
4. Бойко В.С., Зарубин Ю.А., Дорошенко В.М. «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин» - М.: Недра, 1989.
5. В.Г. Крец, В.А.Кольцов, В.Г.Лукьянов «Нефтегазопромысловое оборудование» Комплект каталогов. Томск,1999.
6. Виноградов И.А., Поздняков А.А. Оценка влияния геологических условий и технологических параметров на результаты гидроразрыва пласта // Интервал – 2001 - № 9(32) – с. 27- 35.
7. ГОСТ 12.01.003-83
8. ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования»
9. ГОСТ 12.1.012-2004
- 10.Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. «Методы и технологии для коллекторов Западной Сибири» – Томск: Издательство ТПУ, 2006
- 11.Кундин С.А., Куранов И.Ф. К вопросу о методике расчетов фазовых проницаемостей по данным опытов по нестационарному вытеснению нефти водой - Тр. ВНИИнефть, вып. 28. - Л.: 1960, с. 85-95.
12. Лысенко В.Д. Определение эффективности гидравлического разрыва нефтяного пласта// Нефтяное хозяйство. – 1999. - № 11. – С. 12 – 17.

13. Малышев Г.А., Соняч В.П., Сулейма С.А. Состояние и перспективы развития технологии ГРП// Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 8. - С. 88 – 93.
14. на территории деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК. Томск,
15. П/0 «Томскнефть», НГДУ «Иголнефть», 1991.
16. Применение физически содержательных математических моделей при анализе и проектировании разработки низкопроницаемых коллекторов/ Ю.К. Зинченко и др.// Нефтяное хозяйство, 1996. - № 11. – с. 67-70.
17. Проект доразведки Игольско-Талового нефтяного месторождения.
18. Резниченко В.А. Корреляция верхнеюрских пластов-коллекторов
19. СанПиН 2.2.4.548-96
20. Середа Н.Г., Муравьев В.М. «Основы нефтяного и газового дела» – М.: Недра, 1980.
21. СНиП 2.01.02.85
22. Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Сб. статей. – М.: Наука, РАН, 1992. С. 136 – 141.
23. Фондовые источники «ТомскНИПИнефть».
24. Элияшевский И.В. «Технология добычи нефти и газа» – М.: Недра, 1976.