

Санкт-Петербургский государственный университет
Институт наук о Земле

Халилов Давид Эйваз

Выпускная квалификационная работа

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИ
ПРОВЕДЕНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА
ПРИМЕРЕ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Основная образовательная программа магистратуры
«Нефтегазовое Дело»

Научный руководитель:
к.т.н., доцент В. А. Лушпеев

Научный консультант:
г-н. А. В. Кулиш

Рецензент:
к.т.н., руководитель программ по
цифровым проектам М. И. Кузьмин

Санкт-Петербург

2022

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа, состоит из 83 страниц, 54 иллюстрации, списка принятых терминов и сокращений, введения, 7 глав в которых приводятся основные понятия о гидравлическом разрыве пласта (ГРП) в первых два из них, после чего, последующие главы посвящаются демонстрации и анализу геолого-технических особенностей разработки на Приобском месторождении, выявлению главных затруднения, проведению геомеханических расчетов, на основе которых проводится моделирование основных свойств и параметров области трещин разрыва при ГРП и разрабатывается базовый ПО для автоматизации задач расчета характеристик и симуляций ГРП. В 7-й главе, осуществляются сравнение результатов расчета с фактическими данными и составление предложения по дальнейшей оптимизации разработанного симулятора и по усовершенствованию способов разработки с применением ГРП в будущем. Работа завершается заключением и списком литературы.

ABSTRACT

This master's thesis consists of 83 pages, 54 illustrations, an abbreviations list, an introduction to 7 chapters, throughout which, the basic concepts of hydraulic fracturing (HF) are explained in the first two chapters, further chapters are devoted to the demonstration and analysis of the geological and technical features relating to the development of the Priobskoye oil field, identifying the main difficulties, conducting geomechanical calculations, on the basis of which, modeling of the main properties and parameters of the fracture area during hydraulic fracturing is carried out and a basic software is programmed to automate the tasks of calculating the characteristics of hydraulic fracturing and simulate it. In the 7th chapter, calculation results are compared with actual data and recommendations for further optimization of the created simulator, as well as for improving oilfield development techniques using hydraulic fracturing in the future are provided. The thesis ends with a conclusion and a list of references.

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ.....	4
ВВЕДЕНИЕ	5
1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О ГРП.....	7
1.1 Актуальные вызовы нефтегазовой отрасли	7
1.2 Суть технологий.....	8
1.3 Применяемая техника при проведении ГРП.....	11
2. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ.....	12
2.1 Ранняя история.....	12
2.2 Развитие метода в 1ой половине 20-го века	14
2.3 Вторая половина 20-го века.....	15
2.4 ГРП в наши дни (21-ый век).....	16
3. ПРИОБСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ.....	18
3.1 Общие сведения о месторождении	18
3.2 Южная лицензионная территория Приобского месторождения.....	20
3.3 Нефтеносность и ход разработки	25
3.4 Затруднения при разработке.....	29
4. ГЕОМЕХАНИКА РАЗРЫВА ПЛАСТА: ГЛАВНЫЕ ПОНЯТИЯ	33
4.1 Естественные разрывы в природе	33
4.2 Учет общих характеристик и свойств породы.....	34
4.3 Влияние химических воздействия и состава на прочность породы	38
4.4 Временная составляющая.....	38
4.5 Геометрические и основные параметры трещин.....	39
5. ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПРИНЦИПОВ ПРИ ГРП	44
5.1 Форма и направление разрыва	44
5.2 Вычисление основных геомеханических параметров при ГРП.....	48
5.3 Прогнозирование распространения трещин при ГРП на основе полученных параметров	56
6. РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК ГРП И РАЗРАБОТКА ПО. ДЛЯ ЕГО СИМУЛЯЦИЙ ..	58
6.1 Исследуемый объект.....	58
6.2 Расчет эффективности ГРП.....	60
6.3 Разработка ПО для симуляции области гидроразрыва.....	63

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ: КОММЕНТАРИИ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ	73
7.1 Комментарии по результатам применения ГРП.....	73
7.2 Предложения по совершенствованию разработки применяя ГРП	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	80

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

ГРП – гидравлический разрыв пласта

МГРП / МСГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ПО – программное обеспечение

ЮЛТ – южная лицензионная территория

РKN – модель «Perkins-Kern-Nordgren»

КGD – модель «Khristianovic-Geertsma de Klerk»

РKN-с – модель «Perkins-Kern-Nordgren» с учетом поглощения

КGD-с – модель «Khristianovic-Geertsma de Klerk» с учетом поглощения

Р-3D – псевдо-3D модель

FOI – кратность увеличения добычи после гидравлического разрыва пласта

LOT – испытание на утечку «leak-off test»

X-LOT – длительное испытание на утечку «extended leak-off test»

ВВЕДЕНИЕ

Человеческая способность к постоянному индустриальному прогрессу кажется безграничной, это особо актуально в нашем веке быстрых перемен и ускоренного развития в почти всех отраслях производственной и высокотехнологичной экономиках, в целях наращивания выпуска различных видов продукции и техники для удовлетворения жизненных потребностей постоянно растущего населения. Однако такая модель экономики имеет свою уязвимость, т.н. «Ахиллесова пята», которая заключается в резком росте мировой энергозависимости, в частности, от ископаемых видов топлива как нефть и природный газ. К сожалению, в последних лет, в нашей стране наблюдается быстрое истощение традиционных нефтегазовых месторождений, на фоне относительно низкого среднего коэффициента извлекаемой нефти по всей стране и растущей доли месторождений с неблагоприятными условиями для разработки. Все-таки, выход из этой ситуации есть, а это применения методов увеличения нефтеотдачи МУН, самой эффективной среди которых, безусловно является гидравлический разрыв пласта ГРП.

Проведение успешного ГРП не столь простая задача как может казаться неким, ведь этот процесс не начинается с приходом бригады по ГРП и начала закачки гидравлической жидкости в пласт, а намного раньше, в лабораториях и исследовательских центрах, которые проводят тщательный анализ и расчет геомеханических свойств, что позволяет точно прогнозировать поведение трещин при гидроразрыве и моделировать их поведение заранее, что в своей очереди может стать разницей между удачного ГРП и неудачного иногда даже катастрофического с экологической точки зрения разрыва пласта.

Данная работа тронет различные аспекты ГРП: суть технологий, история развития и т.д... Однако, основная часть будет посвящена геомеханической составляющей, которая будет тщательно разобрана для того чтобы далее, в последующих разделах работы показать, как можно на основе знания в области геомеханики с нуля написать скрипт для создания собственного программного обеспечения. Данное ПО запрограммировал, используя в исходном коде, ряд геомеханических формул и понятия, а также собственные знания в области программирования. Предназначение данного ПО заключается в симуляции, в 4д пространстве, распространение области трещин при ГРП со временем.

Результаты симуляции и все расчеты проведены на основе фактических данных с южной части Приобского месторождения эксплуатируемой компанией «Газпром-нефть Хантос». В добавке ко всему предыдущему, конец работы посвящен анализу полученных результатов эффективности метода ГРП, и проведению сравнения результатов с фактическими данными, а также внесены мои предложения по увеличению эффективности разработки используя ГРП.

Самое главное, хочу выразить отдельную благодарность научному руководителю, г-н. Лушпеев В. А. и научному консультанту, г-н. Кулиш А. В., за их бесценную помощь и сопровождение в течение этих 2-х лет пока я работал над своей выпускной квалификационной работе.

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О ГРП

1.1 Актуальные вызовы нефтегазовой отрасли

В настоящее время нефть и газ являются наиболее важными источниками энергии из всех ископаемых видов топлива. Но, очевидно эти виды топлива не бесконечны и потребуются класть большие усилия в цели добычи и при необходимости переработки, а источники нефти и газа не так широко распространены повсюду, и в те места, где они и есть, геологические особенности расположение и особые стратиграфические/литологические свойства продуктивных пластов коллекторов, могут не быть изначально оптимально «удобными» для беспроблемному бурению и последовательной добычи углеводорода с пластов...

Всякие сложности могут возникнуть при эксплуатациях различных нефтегазовых месторождениях: часто коллектор недостаточно проницаемый, нефть слишком вязкая или давление пласта сама не может обеспечить поднятий нефти к устью скважины и т. д.

Даже если начальные условия более-менее приличные для непрерывной добычи нефти или газа после первичных перфораций пласта-коллектора и с высоким дебитом, то это никак не означает, что такой дебит скважины будет константным надолго. В ходе длительной эксплуатаций могут возникать осложнения или даже может давление пласта резко падать до извлечения большинство углеводорода. Различные факторы могут играть роль в осложнение работ на определенном месторождении, что приведет к снижению КИНа (коэффициент извлечения нефти).

В цели решение подобных проблем, были разработаны несколько методов для восстановления продуктивность на определенных скважинах или на месторождении в целом, чья задача заключается в нахождение оптимального варианта увеличения КИН при минимальных затратах и максимальной выгоды. Комплекс таких методов принято называть как МУН (или методы увеличения нефтеотдачи).

МУН, очень широкое понятие, и если перечислить и подробно разбирать каждый метод объясняя его суть и выгода его применения, то это займет несколько книг. Все-таки, к счастью, нам и не придется все разобрать, так как много из методов увеличения нефтеотдачи не выходят из границ теории и предположении и им не было суждено

применение в реальной практике. С другой стороны, ряд других методов, входящих в составе МУН, хотя и применялись в практике на нескольких месторождениях, но толи их выгода была не так велика, толи они были слишком непрактичными или дорогостоящими для длительного и широкого применения, так что данные методы не распространились в нефтяную отрасль.

Все это нас оставляет с широко применяемыми и соответственно, наиболее эффективными методами МУН, самый популярный и перспективный из них который является методом гидравлического разрыва пласта (сокращенный как ГРП).

1.2 Суть технологий

Гидравлический Разрыв Пласта (также известный как гидроразрыв или технология стимуляции трещин, или различные другие производные от этого термина), это метод, с помощью которого можно получить доступ к нефти и природному газу в непроницаемых и труднодоступных геологических образованиях.

Процесс ГРП включает закачку жидкости под давлением в геологические образования (глинистые образования или необычно плотные породы образования, состоящие из обломочной осадочной породы, ила или глинистого зерна) до тех пор, пока порода коллектора не расколется (вызывая трещины в пластах), а затем идет расширение этой трещины путем продолжения закачки жидкости. Затем, твердый проппант, обычно песок, также закачивается в пласт с жидкостью гидроразрыва, так что трещина не может закрываться и остается открытой из-за проппанта. Это создает путь для быстрой добычи пластовых флюидов из пласта.

После первичных операций разрыва пласта, давление жидкости снижается, что меняет направление потока флюидов в скважине к поверхности земли, т. е. от пласта к скважине и соответственно к устью скважины. Жидкость применимой при ГРП и любые естественные флюиды или газы, выделяемые под землей, позволяют стекать обратно в скважину (в нашем случае это нефть или газ). Таким образом, термин «возврат» означает, когда часть закачиваемой жидкости для ГРП, течет обратно на поверхность вместе с нефтью, газом и рассолом, когда скважина добывается. [1]

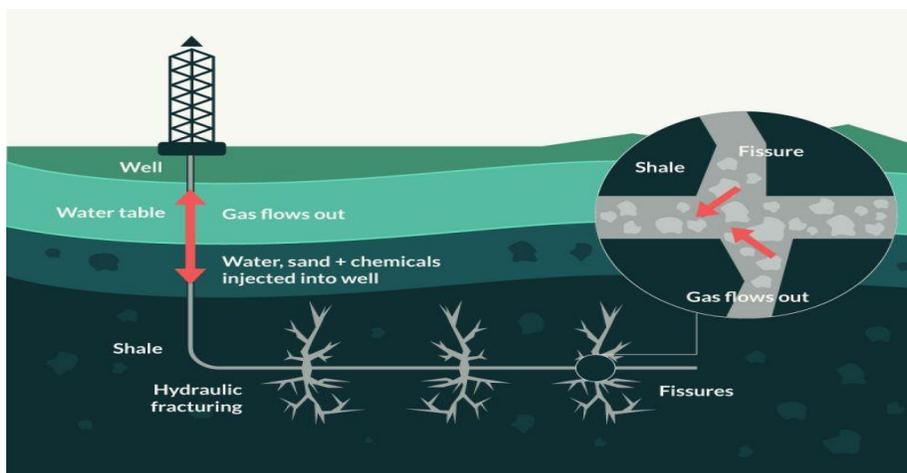


Рисунок 1.1. Общая схема создания трещин при ГРП [1]

Стоит отметить, что ГРП является самым популярным методом разрыва пласта, но он далеко не единственный метод. Разрыв пласта для увеличения добычи нефти и природного газа можно разделить на три общие категории в зависимости от процесса, применяемого к пласту для создания трещин:

1. Гидравлический разрыв пласта предполагает относительно низкую скорость наращивания давления, что приводит к двунаправленной трещине, выходящей из скважины и ориентированной перпендикулярно наименьшему главному напряжению горной породы. Здесь потенциальное проникновение трещины в пласт может быть обширным - порядка десятков метров. Этот метод на данный момент широко используется в промышленности по добыче метана угольных пластов / метана угольных пластов.

2. Взрывной разрыв, и он предполагает быстрое повышение давления в пласте, что приводит к образованию зоны с высокой трещиноватостью вокруг ствола скважины, но обычно не более несколько метров длинны. Поскольку пиковое давление превышает оба минимальные и максимальные горизонтальные местные напряжения, в последствие, создается радиальная структура трещин, которая может демонстрировать выгодную геометрию трещин, где стимуляция ствола скважины является основной задачей.

Здесь, процесс заключается в том, что взрывной разрыв нефтяного пласта, прилегающего к скважине, проводится в присутствии расклинивающего агента, такого как стеклянные шарики, песок или частицы алюминия. Взрывоопасная комбинация расклинивающего агента предпочтительно окружена гранулированным взрывчатим

веществом из нитрата аммония, чтобы гарантировать отсутствие пустот в стволе скважины. В этом способе исключается необходимость использования жидкостей для гидроразрыва или расклинивания, и это выгодно в случаях, когда пласт может быть поврежден при использовании жидкостей, таких как вода или буровые растворы. [2]

3. Третий случай связан с импульсным разрывом, который характеризуется давлением, превышающим максимальное и минимальное местные напряжения, что также создает радиальную форму разрушения. Эта техника приводит к множественным вертикальным трещинам, идущим радиально от ствола скважины, с проходками длиной порядка 3-6 м. [3]

Более того, стоит добавить, что приведенные категории выше, являются лишь общими категориями, классифицированными по принципу физического воздействия в цели создания трещин, и эти категории в своем очереди разветвляются на множество подкатегории. Но цель данной работы не является подробной категоризации всех видов разрыва пласта применяемыми в мире.

Также, надо упомянуть многостадийный гидравлический разрыв пласта МГРП, так как этот метод особо эффективен в горизонтальных скважинах и часто применяется. А что значит многостадийный ГРП? Этот способ проведения ГРП часто применяют в горизонтальных скважинах, так как из-за высокой стоимости и большого объема подготовительных работ использование его в наклонно-направленных скважинах не всегда экономически эффективно. Технология многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах позволяет в пласте многократно создавать закрепленные проппантом трещины, за счет чего увеличивается эффективный радиус скважины как видно в схеме на рис. 1.2 ниже.

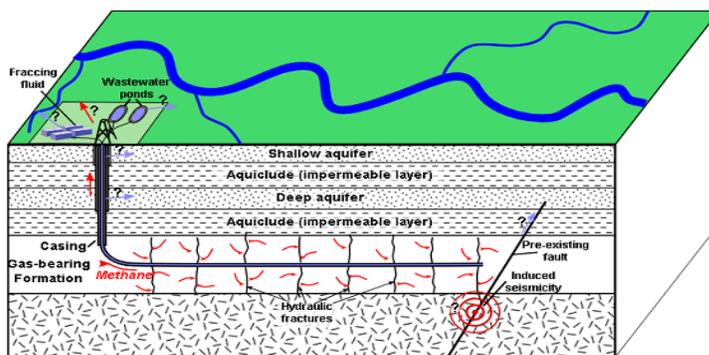


Рисунок 1.2 Общая схема МГРП [2]

МГРП по сути является методом масштабирования ГРП на одной скважине, экономя таким способом на бурение новых, и повышая добычу на горизонтальном участке ствола скважины. Все законы геомеханики и моделирования как при ГРП, так и при МГРП, идентичны и опираются на исследования искусственного трещинообразования при разрыве пласта под давлением закачиваемой гидравлической жидкости и проппанта.

1.3 Применяемая техника при проведении ГРП

При проведения любого ГРП, работает полноценная бригада, которая контролирует процесс разрыва, а также применяется большой набор вспомогательной техники как:

- Блендер (или смеситель) для подачи проппанта в основном
- Химическая машина для подачи химреагентов
- Насосный агрегат
- Манифольд
- Танкеры или емкости для хранения воды
- Лаборатория для анализа и контроля за составом и качества подаваемой воды и геля.
- Центр контроля и управления за ГРП [4]



Рисунок 1.3. Техника ГРП [4]

Вся эта техника применяется в составе общей схеме расположения и к ней часто подсоединяют различные приборы и провода чтобы обеспечить идеальный ход работы и непрерывного проведения ГРП при необходимости.

2. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ

2.1 Ранняя история

Первая идея стимуляции добычи нефти из коллекторов путем разрыва пласта, можно отнести некому экс-лейтенант-колонелу под названием «Edward A. L. Roberts».

Робертс в начале 1860-х использовал первый метод стимуляций пласта в цели увеличения добычи нефти путём, взрывной торпедой, которую спустили в скважину на уровне нефтяной зоне где находились твердые породы-коллекторы и затем детонировали торпеду по специальному детонатору, этот эксперимент был проведен несколько раз и дал изначально положительные результаты в плане увеличения объема добываемой нефти. [5,18]

Не долго после этого, Первый патент на эту «торпеду», был подан в апреле 1865 года Эдвардом Робертсом, который впоследствии основал компанию, которая специализировалась в «стрельбе в скважине» под названием «Robert's petroleum torpedo company» (или «нефтяная торпедная компания Робертса») как видно на рис. 2.1 ниже.

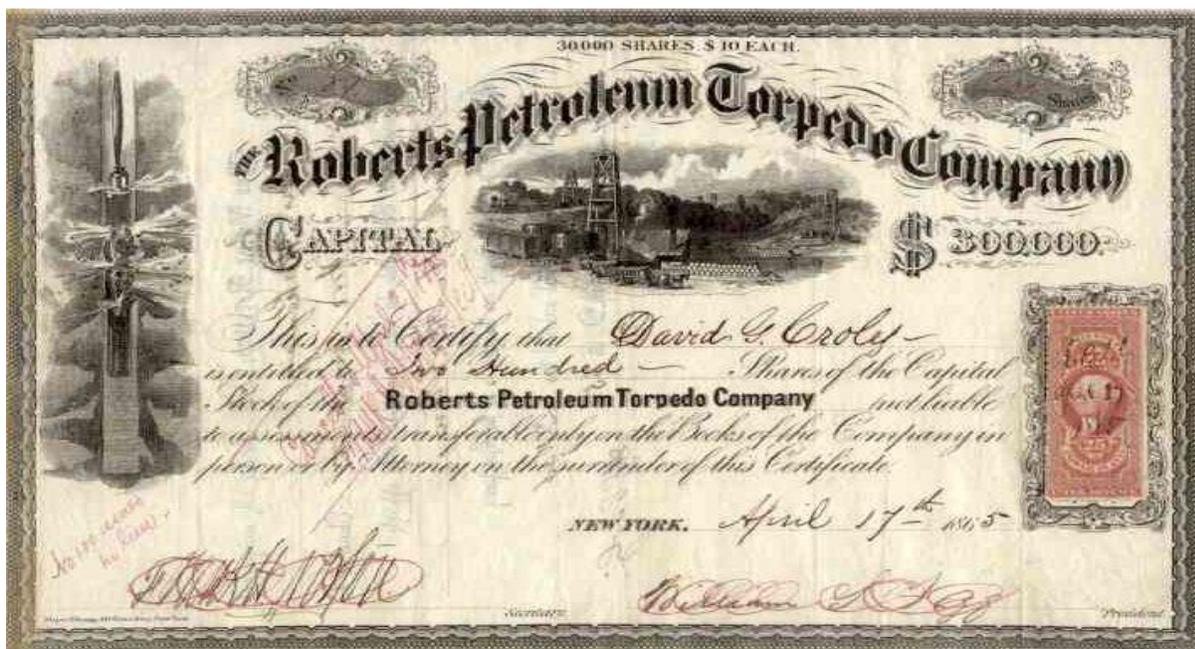


Рисунок 2.1. Сертификат об основании торпедной нефтяной компаний Робертса 1865 г.

[17]

Робертс вскоре заметил, что заполнение скважины водой при взрыве, позволило сконцентрировать сотрясение и более эффективно разрывать окружающие нефтяные пласты. Эта технология уже более похожая на традиционный ГРП, который мы знаем сегодня, и в последствие, добыча из некоторых скважин увеличилась иногда даже на 1200 процентов в течение недели после проведения ГРП. [17]

После большого успеха метода, компания Робертса спешила запатентовать его и в ноябре 1866 года Робертс был награжден патентом США № 59 936 (рис. 2.2), то что стало известно, как «Торпедо Робертса».

Изначально, в качестве взрывного агента, торпедо, представляющая собой железный корпус, содержала черного пороха (от 15 до 20 фунтов), но, немного позже, а именно в 1868 году нитроглицерин заменил черного пороха как взрывного вещества, несмотря на его часто смертельную тенденцию к случайному взрыву, так как нитроглицерин был не только более доступным, но и его взрывные свойства оказались более эффективными для данной задачи. [9,17]

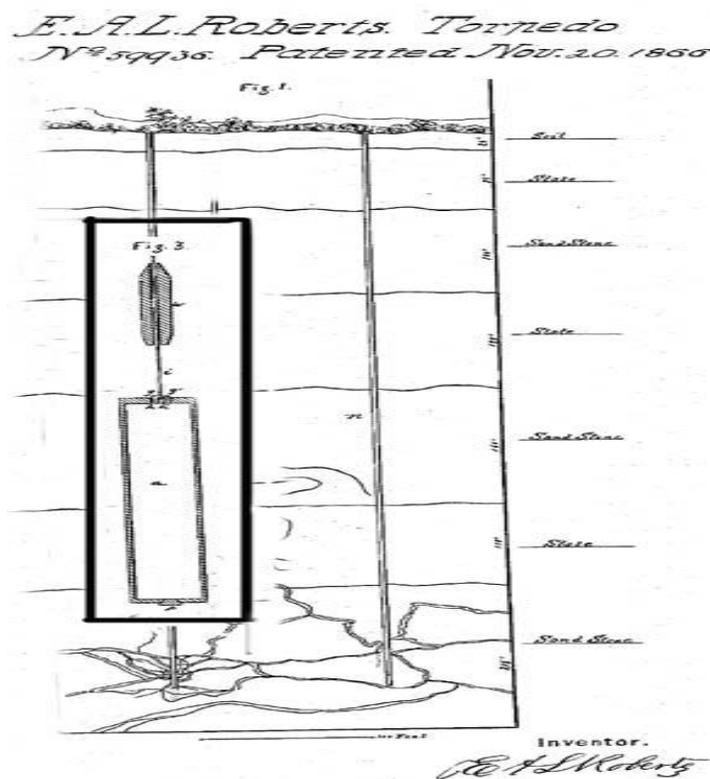


Рисунок 2.2. Схема первой запатентованной ГРП известна как торпедо Робертса [17]

2.2 Развитие метода в 1ой половине 20-го века

В 1930-х годах идея закачки невзрывоопасную жидкость (кислота) в породу для стимуляции добычи начало набрать обороты и заменила взрывных ГРП. Также начались обсуждения о применения вязкой жидкости и какого-то вида проппанта для предотвращения закрытия трещин после их создания ГРП. В 1947 году компания «Stanolind Oil & Gas» начала исследование взаимосвязи между добычей нефти и газа и объемом обработки под давлением каждой скважины. Это исследование привело к первому современному примеру гидроразрыва на газовом месторождении «Хьюгтон» в Канзасе, в котором использовалась технология, используемая для извлечения природного газа из известняка. [9] Во время этого экспериментального гидроразрыва пласта 1000 галлонов напалма (гелеобразного бензина) было закачено в газообразующий известняковый пласт на глубине 730 м. Затем применялся «гелевый брейкер» для гидроразрыва пласта. К сожалению, этот эксперимент был признан неудачным, поскольку не привел к значительному увеличению добычи. Надо отметить, что тогда было зарегистрировано первое явное использования проппанта в виде песка с берега недалеко реки «Арканзас». [10] Зато основываясь на этом неудачном эксперименте, наконец-то, 17 марта 1949 года группа сотрудников компаний «Halliburton & Stanolind» в нефтяной скважине примерно в 12 милях к востоку от Дункана, штат Оклахома, успешно смогли выполнить первое промышленное применение гидроразрыва пласта, и позже за это следило в тот же день, второй успешный ГРП в нефтяной скважине возле «Холлидея», штата Техаса. В данном ГРП использовалось в качестве вязкой жидкости, смесь нефти и бензина, от 100 до 150 фунтов песка, который играл роль проппанта. [10] И с того времени начался высокий спрос на данный вид обработку скважин, со средним увеличением добычи нефти достигающий 75% роста. В США в середине 1950-х проводились более 3000 ГРП в скважинах в месяц. В 1953 году произошел значительный скачок вперед, когда вода и гелеобразные флюиды заменили напалм и другие нефтепродукты в процессе закачки. [10] Также в 1950-х широко развивалось применение специальные автоматические миксеры-насосные установки для контроля закачки проппанта и флюида в скважину. Некоторые из первых предприятий по производству насосов производили насосы с дистанционным управлением, производимые с

использованием излишек авиационных двигателей «Allison», которые использовались во время Второй мировой войны. (рис. 2.3) [18]



Рисунок 2.3. Машина откачки/миксер для ГРП [9]

2.3 Вторая половина 20-го века

Вторая половина 20-го века была знаменитой существенным усовершенствованием технологии ГРП, и их постепенное преобразование в ту отрасль которые мы хорошо знаем сегодня. К середине 1960-х годов гидроразрыв распространился за пределами Америки и достиг Великобритании. А также был проведен первый гидроразрыв морской скважины который произошел в Великобритании для скважины «West Sole» в Северном море. В 1960-х годов также произошел первый гидроразрыв сланцевых пластов (что привело в дальнейшем к началу эры сланцевой революции особенно в США), тогда операторы в южной части Западной Вирджинии и восточной части Кентукки успешно провели гидроразрыв сланцевых пластов Огайо и Кливленда. Именно в это время стало ясно, что этот метод можно использовать для последовательного увеличения добычи из низко-дебитных скважин в цели увеличения их конечного дебита.

В начало 1980-х произошел следующий скачок в ГРП, когда был изобретен метод горизонтального ГРП. До этого периода о горизонтальных нефтяных и газовых скважинах практически никто не слышал. [11] Особо важный вклад в развитие данной и других технологии ГРП в то время играл некий «Джордж П. Митчелл» (основатель компаний «Mitchell Energy»), чья компания сделала огромные шаги в области развитие технологии гидроразрыва сланцев в масштабах, которые до тех пор еще не предпринимались и вкладывая огромные суммы в разных проектах, связанные с ГРП. Благодаря этим усилиям и его настойчивости в совершенствовании техники ГРП, Митчелла в конечном итоге провозгласили «отцом гидроразрыва». [11] Важным аспектом, который является критическим в развитие методов контроля и прогнозирования ГРП, это принятие моделей разрыва с соответствующими диаграммами что в конце 19-го и начале 20-го веков почти не проводилось, тогда ГРП приводился с минимальными расчетами и прогнозированием почти в слепую. [9,10,18]

Основные модели можно разделить на 2 этапа развития:

1- первые 2Д относительно простые модели распространения разрывной трещины, которые основаны на работах, разработанных «Христиановичем и Желтов» (1955), Перкинс и Керн (1961), и «Герцма и де Клерк» (1969) которые моделировали форму системы трещин в двух мерном пространстве.

2- более развитие модели, которые появились ближе к концу 20-го века с развитием компьютерно-вычислительных технологии.

Далее, шло развитие новых технологии мониторинга и изучение места проведения ГРП: например, с начала до середины 1990-х годов были проведены дальнейшие эксперименты с использованием микросейсмического мониторинга в скважинах с гидроразрывом... [17]

2.4 ГРП в наши дни (21-ый век)

Выпы Начало ГРП 21-го века можно отнести к 2002 году, когда впервые были объединены методы горизонтального бурения, микросейсмического картирования и гидроразрыва пласта которые уже проводились как один целый комплексный метод что и делается до сегодня.

А через 10 лет, и результаты сланцевого революций стали очевидны: по оценкам, во всем мире на нефтяных и газовых скважинах было проведено 2,5 миллиона операций гидроразрыва пласта, и эти показатели всегда увеличиваются.

Сегодня в 2020-м году, различные исследования показывают, что более 50% всей добытой нефти на планете это результат ГРП. [10,18]

3. ПРИОБСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

3.1 Общие сведения о месторождении

Приобское месторождение — это крупное нефтяное месторождение, открытое в 1982 г. и расположено в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) Тюменской области, в 65 км от г Ханты-Мансийска [19]. Данное месторождение, из-за географических условия расположения в западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, считается труднодоступным.

Промышленные запасы нефти на Приобском месторождении были в первых обнаружены в 1982 году [20]. Около 80% площади данного месторождения находится в пойме реки Обь, разделено рекой на 2 части и затопляется в паводковый период. Освоение левого берега началось в 1988 г, а освоение правого - в 1999 г. [19]. Геологические запасы месторождения оцениваются в 5 млрд т нефти. Тогда как доказанные и извлекаемые запасы оцениваются в 2,4 млрд т.

Месторождение отличается сложным геологическим строением, многопластовое, низко-продуктивное, а также имея низко проницаемые, низко песчаные коллекторы с повышенной глинистостью и с высокой расчлененностью. Факты, которые способствуют в продвижении использования технологии ГРП и МГРП на данном месторождении. [19]

Стоит отметить, что месторождение расположено вблизи мест проживания «малочисленных народов севера», из которых можно перечислить: «Ханты», «Манси» и «Ненцы». Также не стоит забыть о водохранилищах и реках со множество видов рыб, среди которых немало ценных видов рыб, ареалов редких и исчезающих видов растений и животных, занесенных в красную книгу.

Все вышеперечисленные факторы повышают требования к экологической безопасности при разработке месторождения.

Если говорить о геолого-физических характеристик месторождения, залежи расположены по среднему в интервале глубин 2,3-2,6 км. Плотность нефти 863-868 кг/м³, имеет умеренное содержание парафинов (2,4-2,5 %), содержание серы 1,2-1,3 % так что

относится к классу сернистых, 2 класс нефти для НПЗ по ГОСТу № 9965-76 а вязкость нефти в интервале 1,4-1,6 мПа*с (т. е. сама пластовая нефть относится к маловязкой категории нефтей). [19] Средняя толщина пластов в интервале 20 - 40 м. и средний КИН близок к 0,35. В настоящее время, на Приобском месторождении ведут работу или имеют собственные выделенные лицензионные участки, несколько нефтедобывающих / нефтеперерабатывающих компании (рис. 3.1), среди которых:

- «ПАО Газпромнефть»
- «ПАО НК Роснефть»
- «ПАО НК Лукойл»
- «ПАО НК РуссНефть»
- «ПАО Сургутнефтегаз»
- Прочие самостоятельные

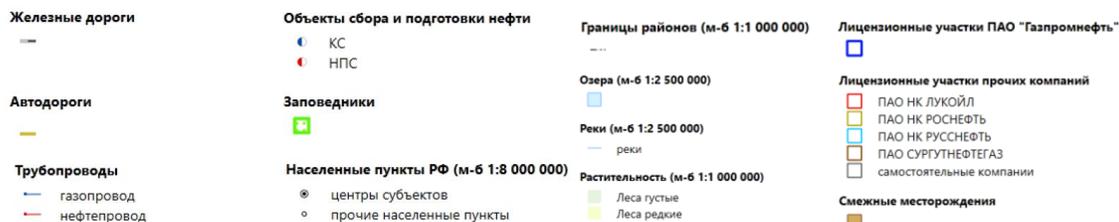
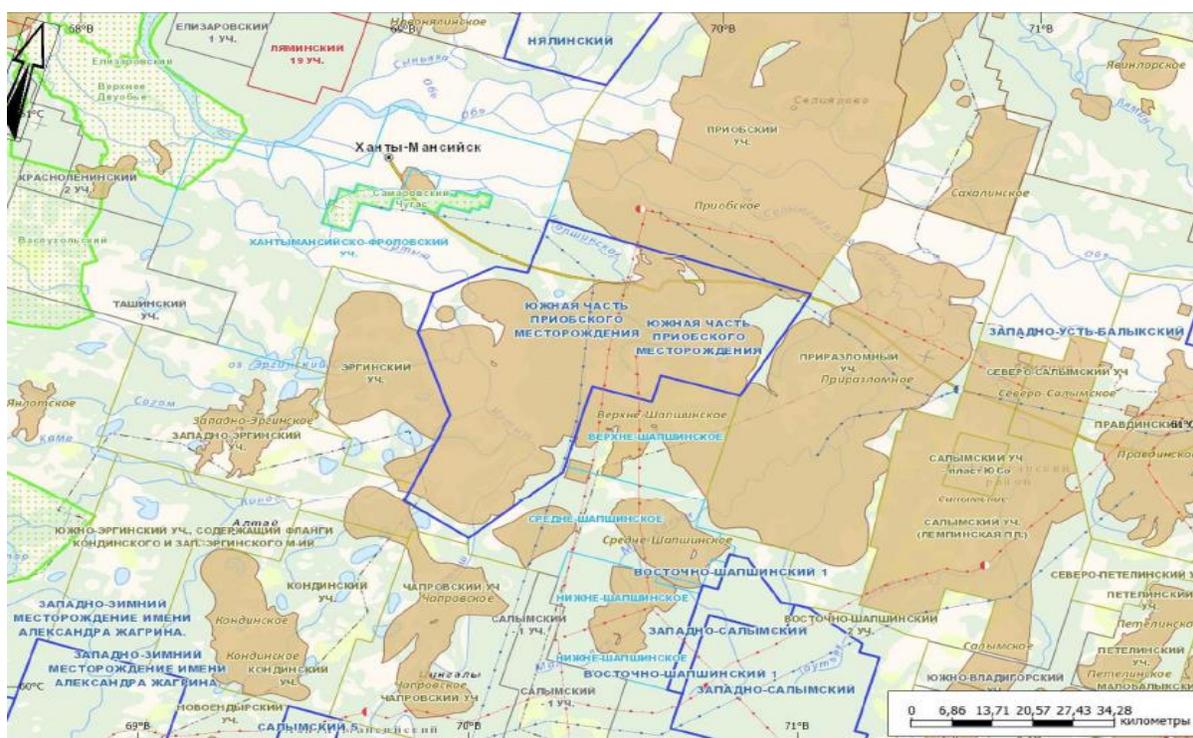


Рисунок 3.1. Расположение ЮЛТ и лицензионные участки других компании вблизи

3.2 Южная лицензионная территория Приобского месторождения

Приобское месторождение разделено на 2 крупные лицензионные территории:

1- СЛТ (северная лицензионная территория), которую разрабатывает компания ПАО НК Роснефть.

2- ЮЛТ (южная лицензионная территория), которую разрабатывает компания ПАО Газпромнефть и которую буду подробно рассматривать в ходе своей работы.

Южная часть Приобское месторождения в пределах которой расположена ЮЛТ, находится в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и является южной частью Приобского месторождения.

Ближайшими крупными населенными пунктами являются г. Ханты-Мансийск (дальностью 65 км от ЮЛТ) и г. Нефтеюганск. На территории данного, участка имеются села: Базьяны, Тюли, Реполово и поселки Выкатной и Сибирский. Поймы реки Иртыш составляет большую часть ландшафта Приобского месторождения.

А- Транспортная доступность

ЮЛТ пересекает р. Иртыш с развитым судоходством что позволяют доставка материала речным транспортом. Ближайший речной порт находится в г. Ханты-Мансийске. В северной части участка проходит автодорога федерального назначения Р404 «Тюмень – Ханты-Мансийск». Перевозка грузов осуществляется автомобильным транспортом круглым годом, а в летнее время также используется водный транспорт. Ближайшей железнодорожной станцией является станция Пыт-Ях (Свердловской железной дороги) в 270 км на восток от месторождения. Ближайший аэропорт расположен в г. Ханты-Мансийске. К юго-востоку от месторождения проходят трассы газопровода Уренгой-Челябинск-Новополоцк и нефтепровода Усть-Балык-Омск что упрощают транспорта нефти и газа.

Б- Геолого-физические и литологические характеристики

ЮЛТ располагается в зоне сочленения «Ханты-Мансийской впадины», «Верхне-Шапшинского вала» и «Ляминского крупного прогиба», в междуречье рек Иртыша, Оби и

Малого Салыма. Этот район представляет собой плоская аллювиальная равнина со слабовыраженными формами речной эрозии и аккумуляции и абсолютными отметками от 45 до 84 м над уровнем моря.

По сравнению с северным участком (СЛТ), ЮЛТ более приподнята (почти на 10-15 м). Равнина молодая, аллювиальная с широко развитыми и значительной толщины четвертичными отложениями. В целом ЮЛТ находится в пределах Фроловской и Среднеобской нефтеносных областей и соответственно имеет повышенную плотность запасов углеводородов.

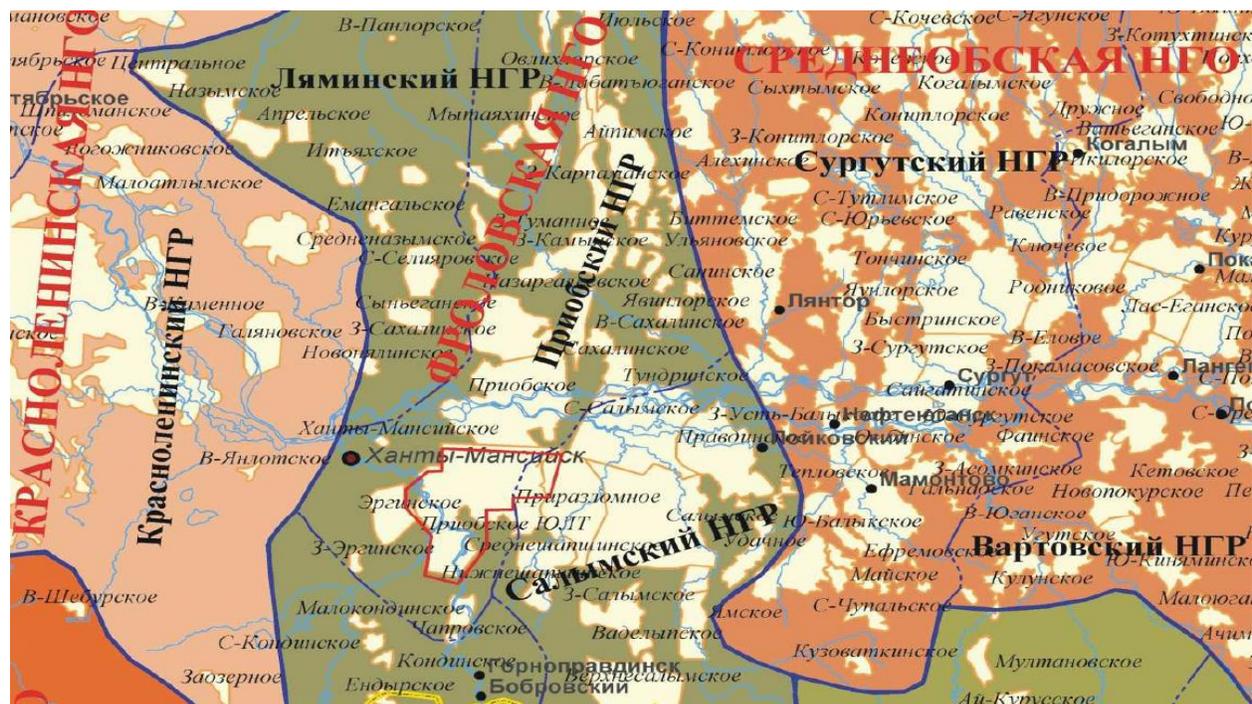


Рисунок 3.2. Общая карта расположения приобского нефтегазового региона

Если говорить о геолого-стратиграфическом расчленении южной части Приобского Месторождения, то выделяем 3 разрабатываемые свиты:

- 1- Черкашинская свита нижнемелового возраста (пласты: АС7, АС8, АС9/1, АС9/2, АС10/0-1, АС10/0-2, АС10/1-3, АС10/4, АС11/1, АС12/1, АС12/3-5) (выделяются здесь терригенные отложения имеющие высокой нефтеносностью и на сей день разрабатываются в промышленных масштабах) (рис. 3.3)
- 2- Ахская свита нижнемелового возраста (пласты: Ач1, Ач2) (рис. 3.4)
- 3- Тюменская свита среднеюрского возраста (пласты: ЮС2, ЮС3). (рис. 3.5)

В целом, ЮЛТ была введена в разработку уже к концу прошедшего века с 1999 года и по состоянию на начало 2020 года по Южной части Приобского месторождения на государственном балансе по категории А+В1 числится 1 518 319 тыс. т геологических и 430 493 тыс. т. извлекаемых запасов нефти, по категории В2 геологические запасы составляют 161 273 тыс. т, извлекаемые – 42 983 тыс. т.

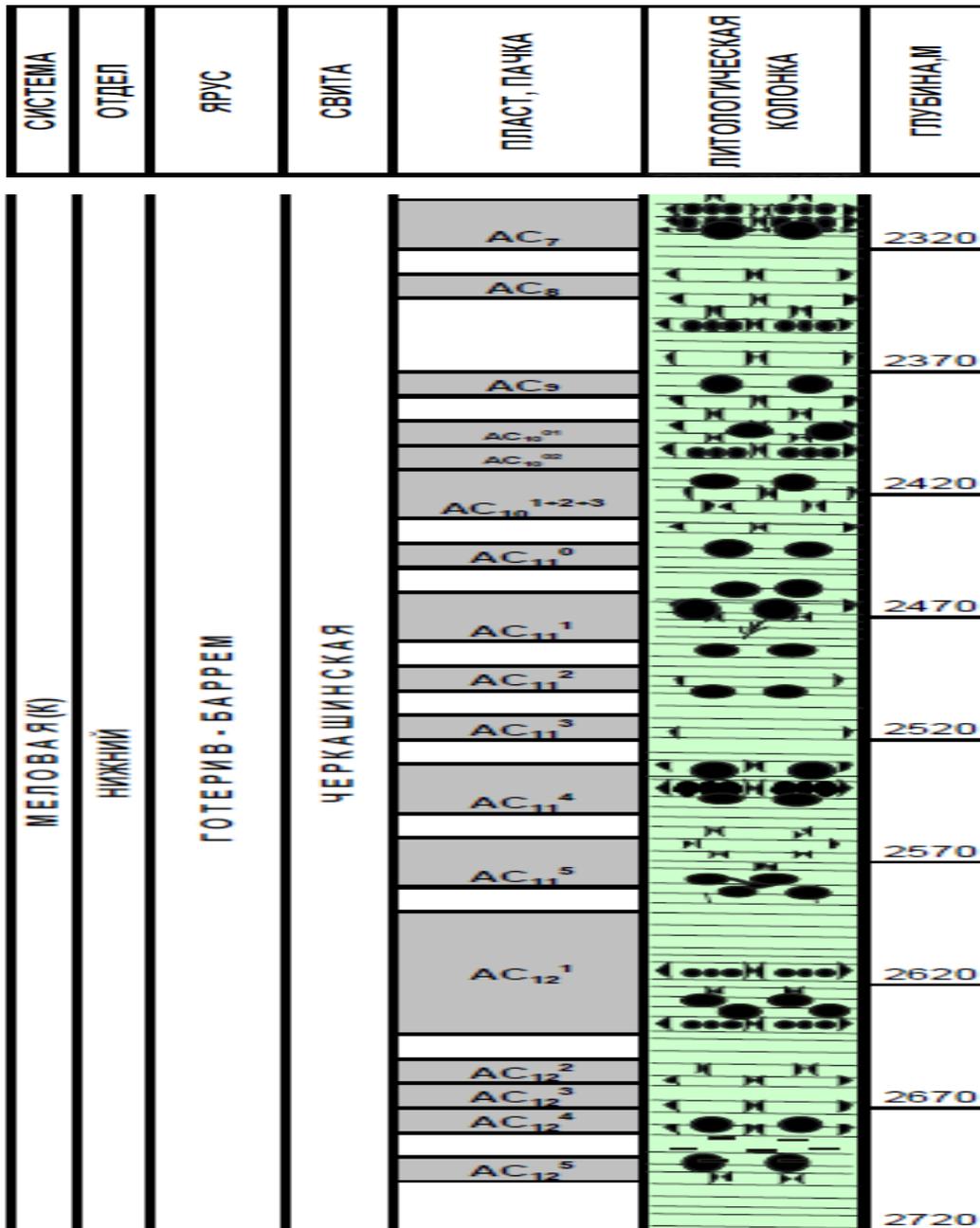


Рисунок 3.3. Черкашинская свита



Рисунок 3.4. Ахская свита

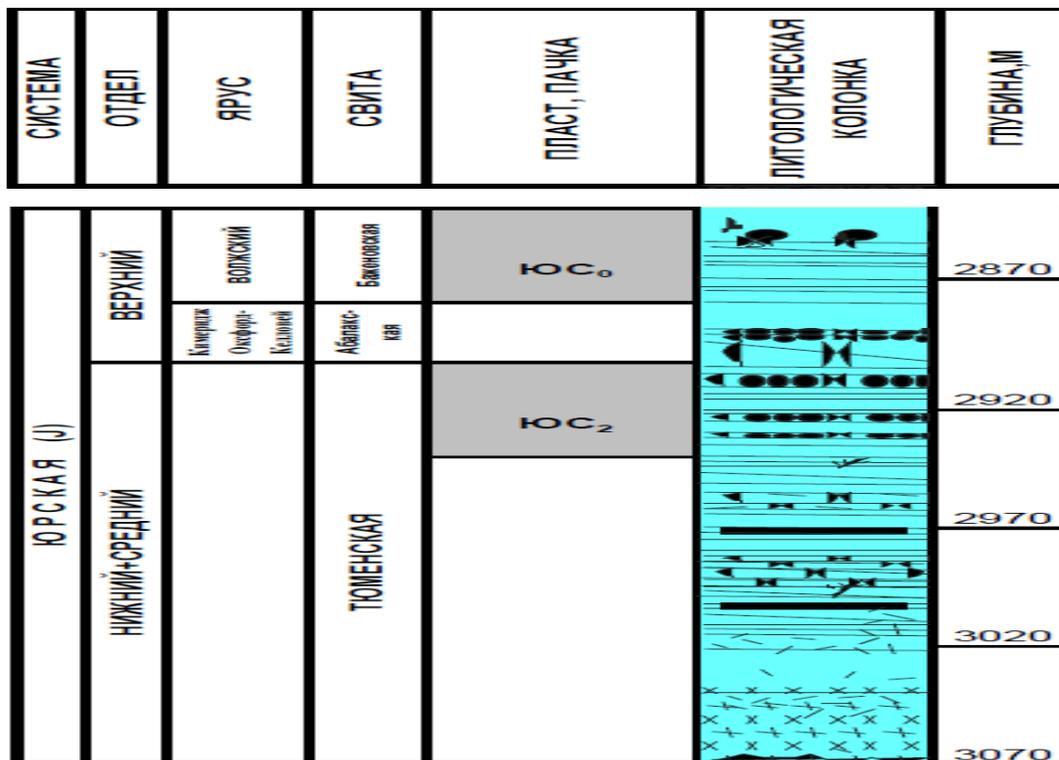


Рисунок 3.5. Тюменская свита

Также стоит упомянуть знаменитую «Баженовскую свиту» верхне-Юрской системы, к которой принадлежит пласт ЮС0. Хотя залежи данной свиты промышленно не разрабатываются до сих пор. Но данная свита имеет потенциально наивысшие мировые запасы сланцевого углеводорода, и по которой ведутся разведывательные работы, и симуляция сценариев разработки в целях выявления оптимального подхода к ее успешной разработке и который будет включать в себе в обязательном порядке технологии ГРП / МГРП.

Разберем литологию каждой из свит:

1- Черкашинская свита (глубина: 2300-2720 м.): основная ее часть характеризуют частое и неравномерное переслаивание аргиллитов темно-серых и серых, прослоями зеленоватых, а также Аргиллиты алевритистые, слюдистые; переслаиваются с песчаниками и алевролитами серыми, глинистыми, слюдистыми, мелкозернистыми. Песчаники нефтенасыщенные. Среди аргиллитов и песчаников встречаются прослойки глинистых известняков, конкреции сидерита. В породах отмечается обугленный растительный детрит, редко двустворки (иноцерамы) плохой и средней сохранности, ихтиодетрит (чешуи рыб, позвонки).

Самые глубокие ее части (в пределах 2700-2720 м. глубины) характеризуются Аргиллитами и глинами тёмно-серого цвета.

2- Ахская свита (глубина: 2720-2840 м.): сложено Аргиллитами темно-серого цвета, алевритистые до алевритовых, переходящие в песчаники светло-серые и серые, глинистые и известково-глинистые. Встречаются остатки фауны пелеципод.

3- Баженовская свита (глубина: 2840-2880 м.): характеризуется в наличие темно-серых Аргиллитов, алевритистые до алевритовых, переходящие в песчаники светло-серые и серые, глинистые и известково-глинистые. Встречаются остатки фауны пелеципод.

4- Тюменская свита (глубина: от 2900 м.): там характерное неравномерное чередование мелкозернистых песчаников, серых и светло-серых алевролитов, темно-серых и серых аргиллитов с прослоями глинистых известняков (сидеритов) и бурых углей.

3.3 Нефтеносность и ход разработки

Промышленная нефтеносность, подтверждена в отложениях 4 свит: Черкашинская, Ахская, Тюменская и Баженовская.

Основной на сегодняшний день по нефтеносности в т. ч. эксплуатируемый в промышленных масштабах является пока что, Черкашинская свита, а точнее серия горизонтов АС10-12, доля которых в общем количестве доказанных запасов составляет 99% от общих в отложениях данной свиты т. к. пласты АС7-9 хотя промышленно эксплуатируемые, содержат около 1% запасов.

По состоянию на 01.01.2020 г. серия пластов, находящихся в пределах Черкашинской свиты (т. е. пласты АС7-12) имеют следующие показатели:

- Начальные Геологические Запасы: 1514166 тыс. т.
- Начальные Извлекаемые Запасы (НИЗ): 429462 тыс. т.
- Остаточные Извлекаемые Запасы: 287304 тыс. т.
- Средний проектный КИН: 0.284

Коллекторы в пластах АС10-12 являются мелкозернистые песчаники алевритистые и крупнозернистые алевролиты. По минералогическому составу коллекторы относятся к полимиктовому типу

Структура порового пространства пород-коллекторов сформировалась в основном в результате постседиментационных процессов уплотнения, растворения и цементации обломочного материала. В более проницаемых песчаных породах происходит коррозия и затем растворение обломочных зерен. Это ведет к изменению первоначальной структуры в сторону увеличения порового пространства.

В низко проницаемых разностях наблюдается процесс вторичной цементации, уменьшение пустотного пространства и усложнение его структуры. Также, степень сообщаемости открытых пор низкая, в основной массе они изолированы гидратированным и сидеритизированным биотитом, сидеритом, кальцитом, каолинитом и хлоритом. Среднее значение пористости по пластам АС10-АС12 является 17.3%

Средние значения проницаемости по горизонтам являются:

А- Для горизонта АС10 (включает в себя пласты: АС10/0-1, АС10/0-2, АС10/1-3 и АС10/4): 11.2 мД.

Б- Для горизонта АС11 (включает в себя пласт: АС11/1): 3.9 мД.

В- Для горизонта АС12 (включает в себя пласты: АС12/1, АС12/3-5): 4.7 мД.

Можно констатировать из всего вышеперечисленного, а также исходя из значения, средней проницаемости, которые варьируются в пределах 0-100 мД. что коллекторы относятся к низкопроницаемым.

История начало работ на ЮЛТ приобского месторождения в целом можно начать со скважиной №151, бурение которой считается официальным открытием приобского месторождения в 1982г.

Здесь будет разобрана серия пластов АС10-12, которых принято называть объектом АС10-12. Изначально в составе данного объекта, приток нефти получали из пласта АС11. Далее бурением разведывательных скважин в период с 1984 до 1986 гг. позволили установить промышленную нефтеносность объекта АС10-12 на ЮЛТ в 1987г. На рис. 3.6 представлена схема пробуренных разведывательных скважин на ЮЛТ с 1982 до 1999гг.

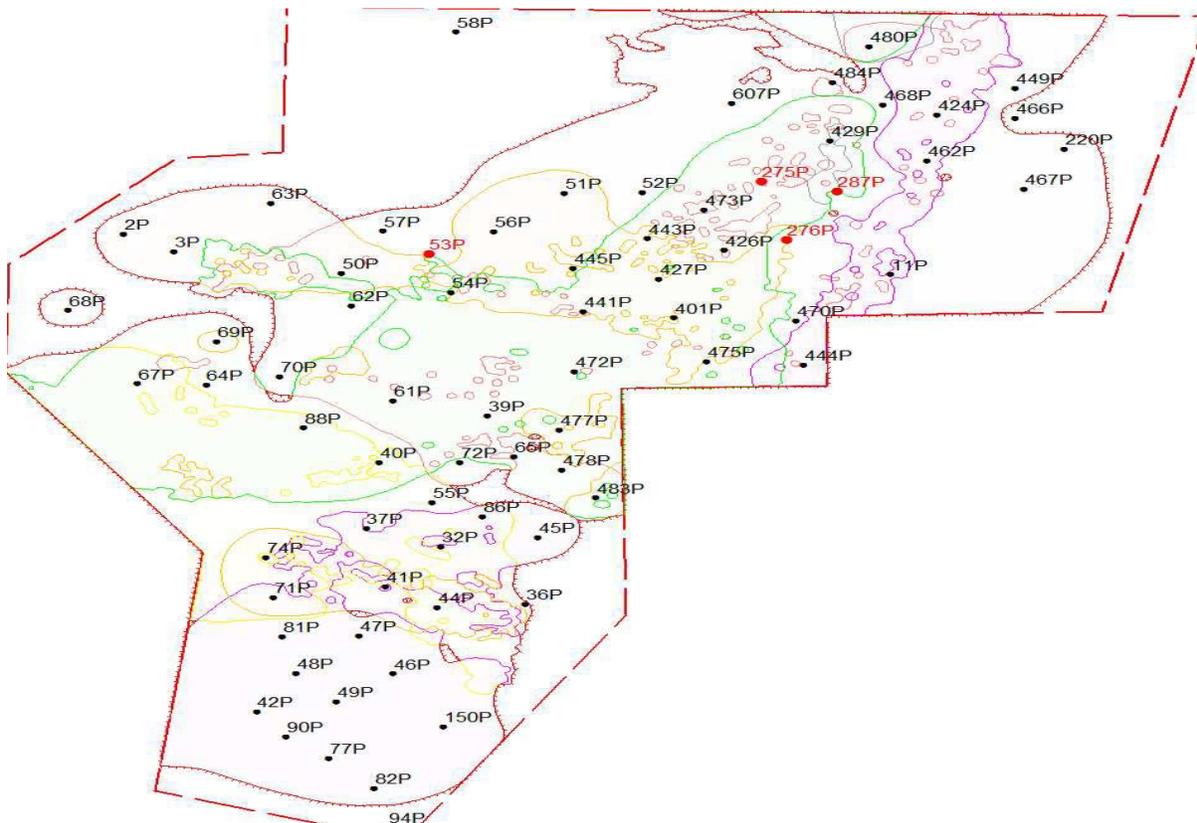


Рисунок 3.6. Разведочные скважины, пробуренные за период 1982-1999гг.

Наконец, в 1999 началась промышленная разработка объекта: изначально опытно-промышленная разработка объекта начиная с горизонтом АС10/1-3, до начала полноценной активной фазой разработки в 2003 г. которая продолжалась несколько лет до того, как охватила всех пластов объекта АС10-12 в 2009 г.

Схема последовательного бурения ЮЛТ приобского месторождения приведено на рис. 3.7-9 (пурпурным цветом обозначены новые пробуренные скважины, черным цветом: уже пробуренные скважины в прошлых лет, и голубым цветом: скважины переведены в систему Поддержания Пластового Давления «ППД»)

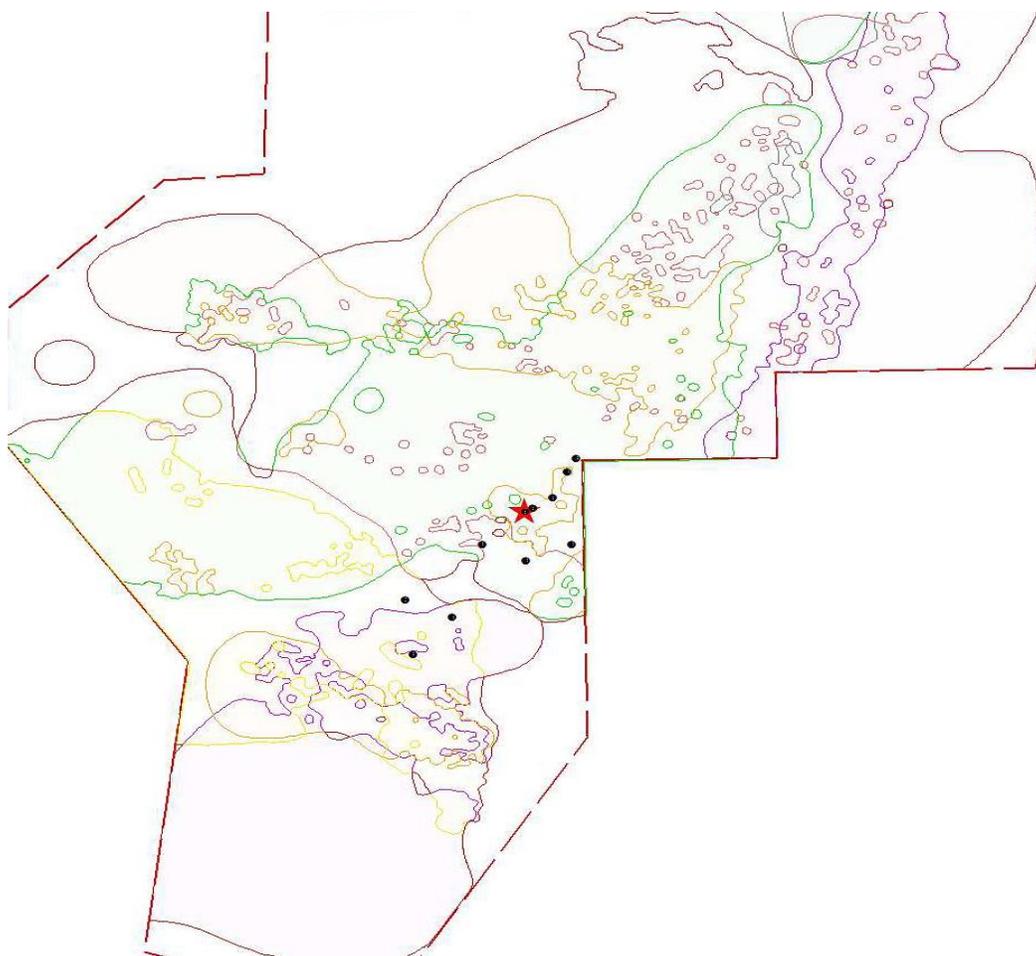


Рисунок 3.7. Схема бурение в 1999 г.

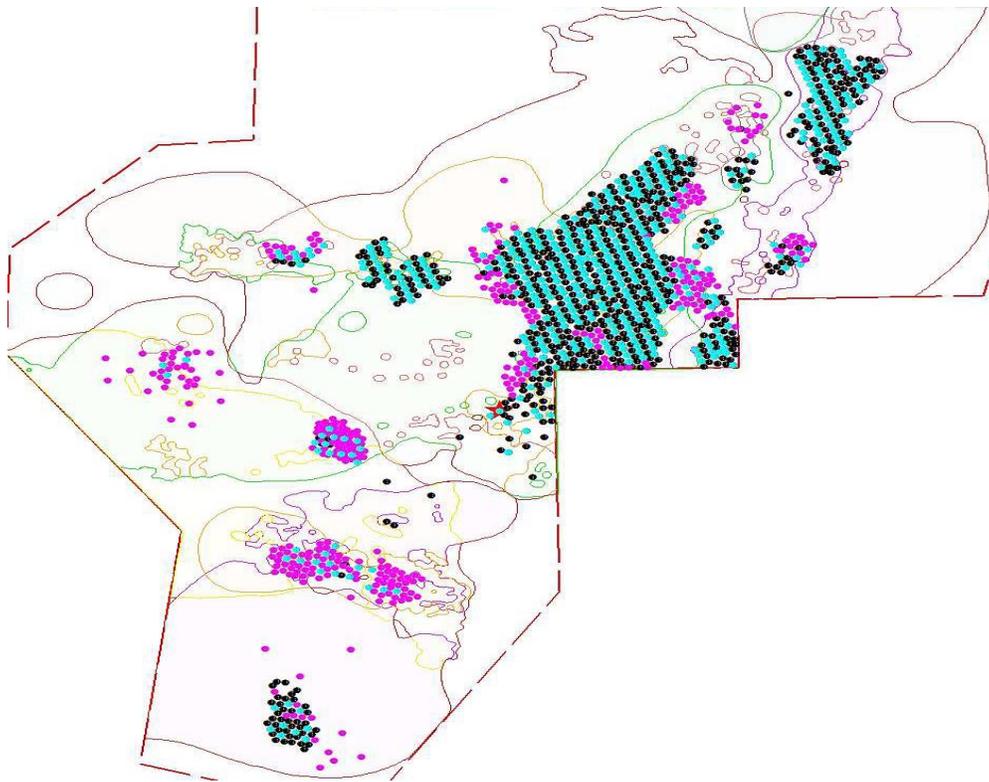


Рисунок 3.8. Схема бурение в 2009 г.

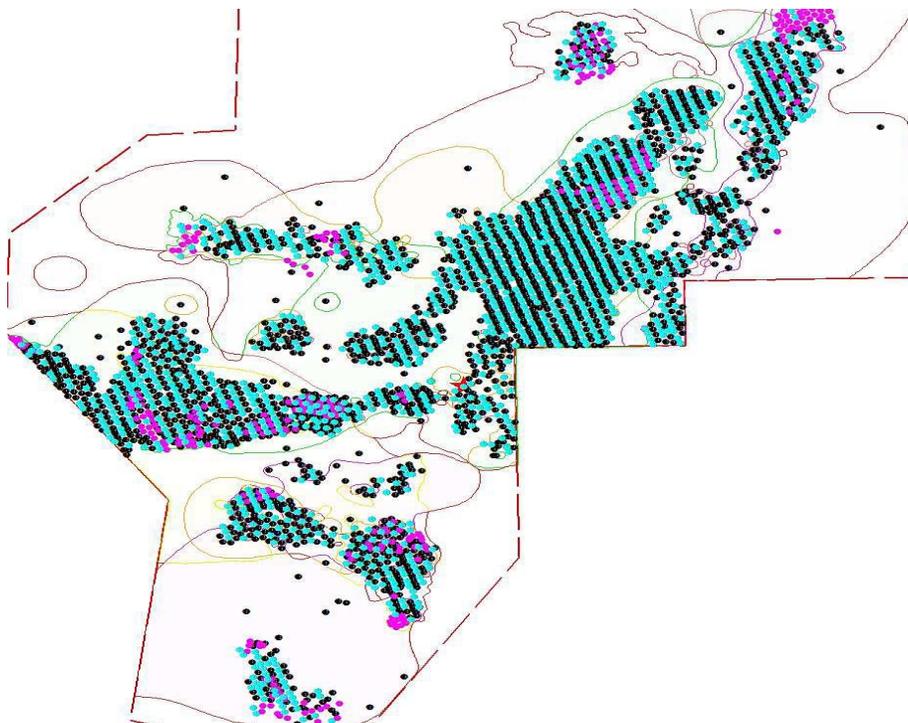


Рисунок 3.9 Схема бурение в 2015 г.

3.4 Затруднения при разработке

Разработка пластов осуществляется совместным фондом наклонно-направленных скважин. Однако, с целью контроля и регулирования закачки воды в пласты, в ряде случаев нагнетательные скважины, на этом и других участках площади, работающие на 2 и более пластов, снабжены устройствами для селективного воздействия на пласт. В соответствии с принятыми проектными решениями сформирована однорядная система разработки с определенными расстояниями между скважин:

1- между нагнетательными скважинами: 500 м.

2- между добывающими скважинами: 500 м.

В течение разработки в целях увеличения добычи, в 2012 г. было принято решение об уплотнении сетки добывающих скважин и уменьшении расстояния между ними до 250 м. (сетка нагнетательных скважин не была тронута)

Данный процесс проводился в течение 3-х последующих лет вплоть до 2015 г. Соотношение добывающих к нагнетательным скважинам с 2008 года варьировалась в районе 2:1 хотя до этого показатель был равен 6:1.

Более подробный график ввода в эксплуатацию новых скважин можно заметить на графике, приведенный на рис. 3.10.

По состоянию на 05.08.2020 фонд скважин составляет на ЮЛТ:

7330 скважин в общем среди которых:

3831 добывающих

2591 нагнетательных

702 контрольных

150 водозаборных

11 поглощающих

45 ликвидированных скважин

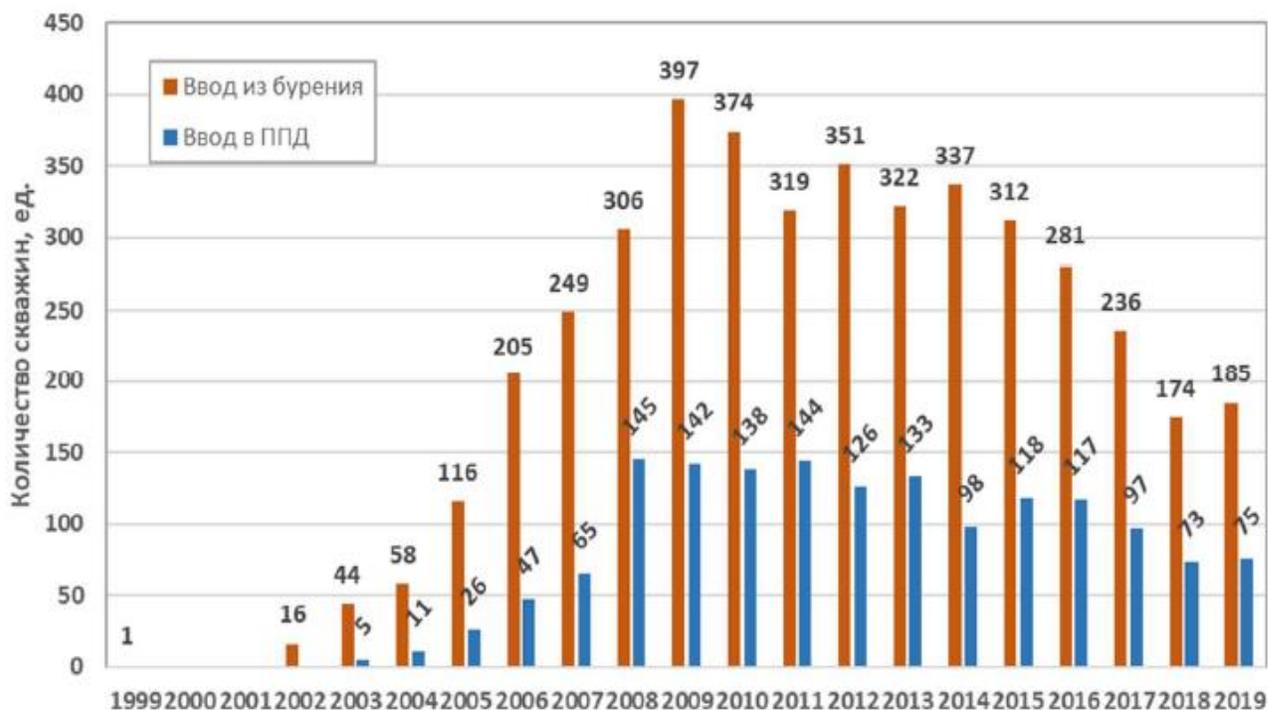


Рисунок 3.10. Темп ввода новых скважин

Для нашего объекта АС10-12 имеем следующие показатели (за 01.01.2020):

Текущий темп добычи нефти: 10481 тыс. т. в год

Накопленная добыча: 142158 тыс. т.

Текущий КИН: 0.087

Доб. Скважины: 2334 ед.

Нагн. Скважины: 1048 ед.

На рис. 3.11 приведен график, на котором показаны темпы добычи нефти, жидкости, закачки воды и обводненности. Заметен явный тренд на увеличение обводненности которая на сей день превышает значение в 60% и одновременно уменьшения темпов добычи нефти, что не является желательным показателем.

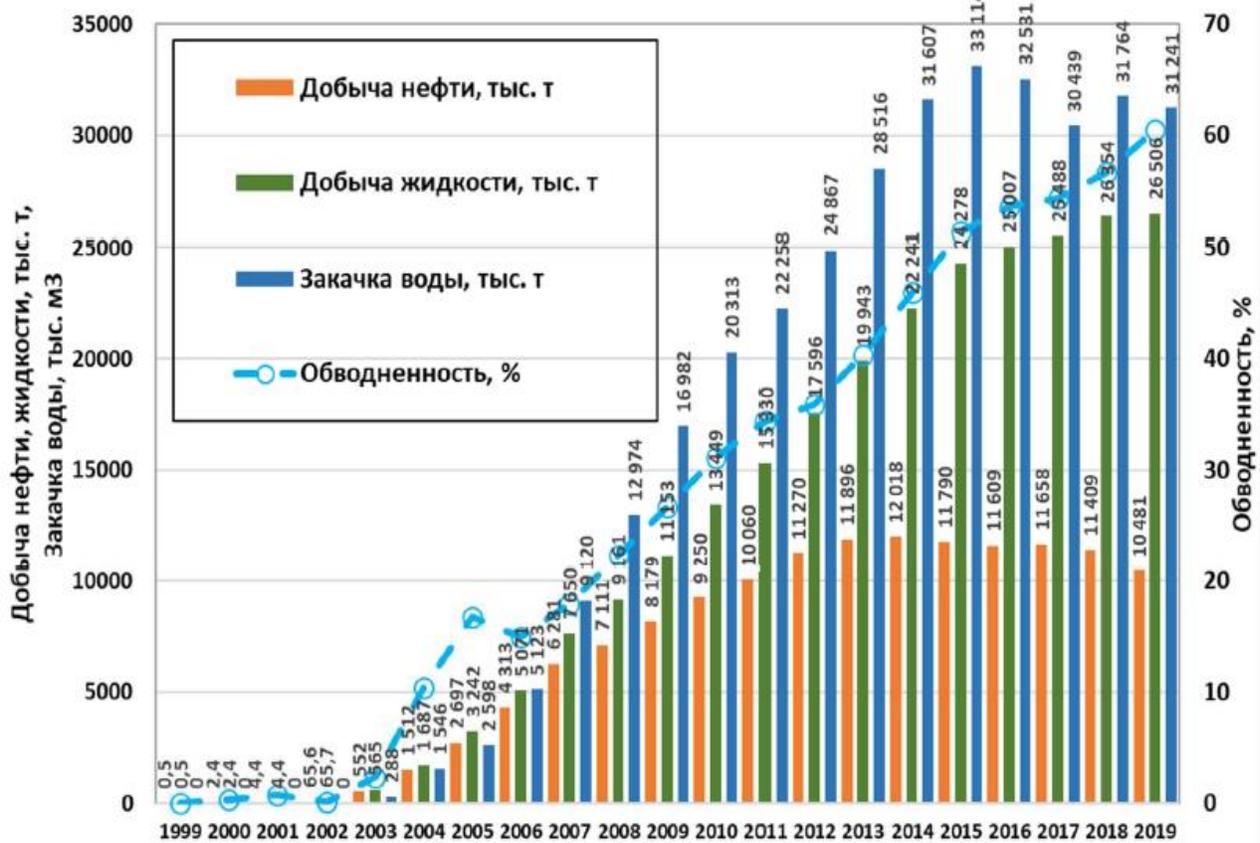


Рисунок 3.11. Изменения различных показателей по годам на ЮЛТ

Данные показатели, прямо связанные с изменением в пластовом давлении, которое пало с периода от 2005 до 2007, а затем восстанавливалось за счет внедрения системы ППД и увеличение объемов закачки.

Также рассматривается перевод фонд скважин к соотношению, добывающих к нагнетательным скважинам в 1:1, т. е. дальнейшее уплотнение секи скважин.

Данные внедрения в т. ч. которые уже задействованы как систему ППД не проявляли пока что ощутимый эффект на темпы добычи нефти, несмотря на восстановление пластового давления практически до первичных показателей.

Данное запаздывание в проявление желаемого эффекта объясняется двумя факторами:

- Низкая проницаемость пласта
- Высокая неоднородность пласта

Первый фактор, т. е. низкая проницаемость влияет прямо на количество нужной закаченной воды и ее давление, а также на возможность свободной перемещения жидкостей в породе (в т. ч. и нефти).

Второй фактор является результатом высокой расчленённости породы и большое количество отдельных экранированных залежей и линз малого объема.

Традиционный метод решения данной ситуации, в виде увеличения закачки воды в системе ППД имеет в данной ситуации ограничений потенциал, а иногда наоборот может привести к зашкаливанию показателей обводненности и к увеличению добычи воды вместо нефти.

Изначально был ясен тренд, который шел на постепенное уплотнение сетки скважин что увеличивает затрат на разработки по мере нарастания пробуренных скважин на ЮЛТ, с одной стороны, и нарастется общая обводненность на месторождении с другой стороны, по мере увеличения нагнетательных скважин как в количестве, так и в соотношении к добывающим тогда, когда эффект от них все меньше и меньше. Одна вещь ясна: надо срочно предпринимать меры по урегулирования данной ситуации в избежании дальнейшего спада добычи нефти и увеличение обводненности до критических значения для разработки...

А по моему анализу ситуации решения есть и их довольно много, основное из них лежит в одном из самых эффективных методов увеличения нефтеотдачи, а именно в гидравлическом разрыве пласта о котором будет идти речь в следующих разделах работы, особенно через призму геомеханики, некоторые принципиальные аспекты которых будут также разобраны в работе. А после того как решения на основе ГРП будут изложены и анализированы, будет показан результаты применения данной технологий на нашем примере и эффективность метода.

4. ГЕОМЕХАНИКА РАЗРЫВА ПЛАСТА: ГЛАВНЫЕ ПОНЯТИЯ

4.1 Естественные разрывы в природе

Как мы знаем, все твердые материалы на земле имеют определенные механические/физические свойства, которые руководят процессом их разрушения при различных внешних воздействиях сил. Породы в земной коре не являются исключением к этим правилам и также имеют свои свойства, которые при их тщательном изучении, можно предсказать их воздействия под силами внешних стрессов разного вида (в нашем случае, т. е. при гидравлическом разрыве пласта ГРП, это гидравлическое воздействие на породе).

Сначала, посмотрим почему возникают трещины: как большинство уже знает, большинство трещин в природе, имеют естественное происхождение, без никакого вклада человека в процессе их возникновения. Например, часто выявленный вид трещин, это дайки, которые формируются при анизотропной породе (т. е. неоднородная по составу порода, где есть различные среды различающихся по их физическо-химическим свойствам), когда некий флюид мигрирует в результате различных факторов, например, из среды с большее давления к среде с меньшее давления. [22]

В результате миграции флюидов через породы, при столкновении со средой с малой прочностью, могут возникать дайки или силы (пластовые интрузии). Например, как в случае миграции лавы в вулканических средах (рис. 4.1)

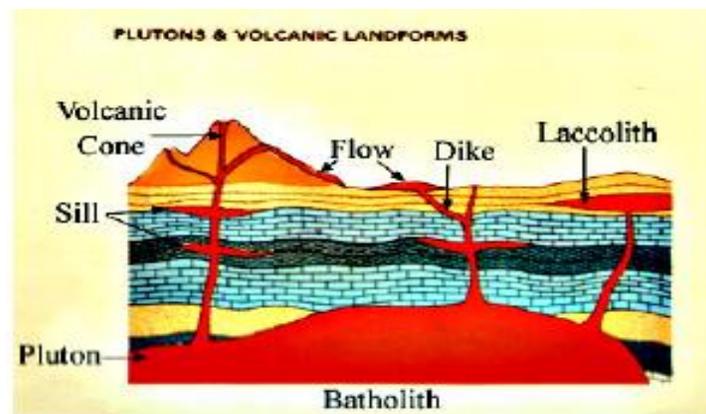


Рисунок 4.1 «дайки» и «силлы» в вулканической среде [22]

Единственная разница при ГРП, заключается в том, что здесь человеческий фактор, стоит за искусственным созданием таких трещин, путем прокачки гидравлической жидкости в пласт. Весь этот процесс тщательно мониторят специалисты по ГРП чтобы получить оптимальный размер трещины в нужных районах обработки методом ГРП. Все это в целях увеличения нефтеотдачи на разные месторождения, или для разработки месторождения с малопроницаемыми пластами.

4.2 Учет общих характеристик и свойств породы

При работе с крупными масштабами пород, такими как поведение горных пород в процессах бурения, большинство классических методов механики разрушения горных пород рассматривают тело породы как однородное, изотропное твердое тело. Данный подход игнорирует влияние крупных геологических различий при разных глубинах в породе. [6]

Недостаток такого подхода заключается в том, что результаты прогнозирования поведения породы под давлением могут сильно отличаться от реальных процессов разрушения породы, так что такие способы применяются часто в основном процессе бурения на большом масштабе, а не для точных работ по созданию трещин в целях увеличения нефте/газо-отдачи определенного пласта, и на относительно мелком масштабе, как при проведении в районе неких пропластков. Так что, обычно при ГРП, на микромасштабе, механизмы деформации и разрушения пористых пород определяются их микроструктурой, что приводит к анизотропным процессам деформации. Здесь, породы изучаются по анизотропным свойствам. [6]

При изучении разрывов в породах и при выборе границ отсечки изученных зон, учитываются следующие мелкий/микро-масштабах, учитываются следующие факторы:

- 1- геометрия и свойства твердого каркаса,
- 2- пористость, форма и структура пор,
- 3- наличие разломов и трещин в теле породы.

Таким образом, свойства породы вместе с различными структурно-геологическими особенностями определяют механическое поведение, а масштаб образца породы является важной характеристикой в исследованиях механики разрушения горных пород.

Не стоит забыть о ряде напряжений и их влияние на процесс разрыва породы и трещино-генеза. Обычно, породы обладают низким сопротивлением к процессам растяжения относительно сжатия. Иными словами, Образцы горных пород, испытанные на одноосное растяжение, могут разрушаться при напряжениях на порядок ниже, чем при сжатии. А наличие пор небольших размеров, стыков и других трещин приводит к дальнейшему снижению сопротивления растягивающим напряжениям. Зато, породы в большинстве случаев, в их природном состоянии, особенно на больших глубинах и в горных массивах, считаются объектами не подверженными растяжению, что означает, что растягивающие напряжения не могут создаваться или выдерживаться в горном массиве. [6]

При этом, нефтяникам, особенно специалистам по ГРП, наиболее интересно изучения процессов, связанные с растягивающим напряжением, для прогнозирования поведения породы под такими воздействиями, в цели прогнозирования возможности создания трещин под гидравлическими воздействиями в породе и поддержания трещин в открытом виде. [6]

На рис. 4.2 представлена схема создания и, в последствие, распространения гидравлически-созданной трещиной начиная с пункта закачки гидравлической жидкости с вертикально пробуренной скважины. Также отмечены красными стрелками, направления воздействия растягивающих напряжений. [14]

В виде реакции этим искусственно созданным напряжениям, у нас возникают естественные «контр-воздействия» (или естественный отклик системы на нарушения баланса напряжения в ней), в виде трех напряжений:

- Минимальное главное напряжение « σ_3 » (обычно пишется как « σ_H ») (рис. 4.2)
- Максимальное главное напряжение « σ_1 » (обычно пишется как « σ_H ») (рис. 4.2)
- Вертикальное напряжение « σ_v » (рис. 4.3)

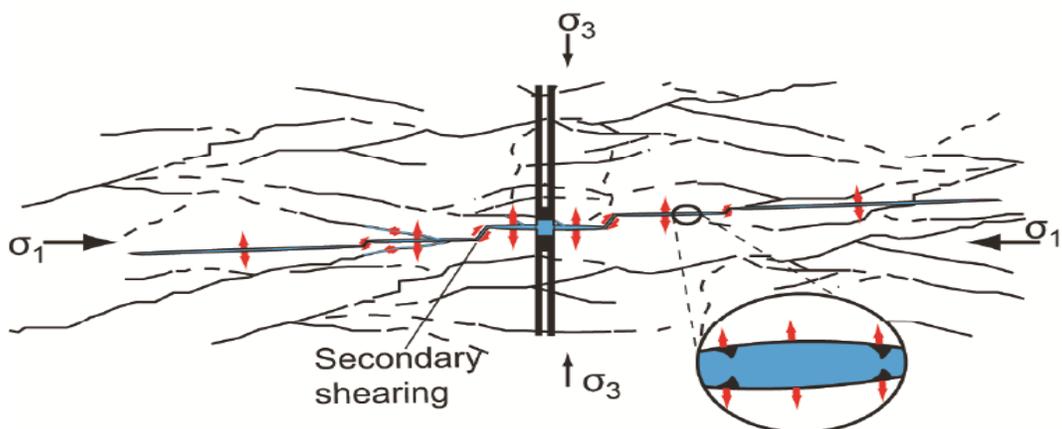


Рисунок 4.2. Влияние растягивающих напряжения на трещино-генеза [14]

Также надо отметить на рис. 4.2, процесс «миграций» и расширения трещин вглубь породы путем вторичного сдвига (secondary shearing)

На рис. 2.3 ниже, показана упрощенная схема воздействия 3-х вышеуказанных напряжений на трещины гидроразрыва, где плоскость трещины перпендикулярна пробуренной скважине (т. е. как на рис. 4.2).

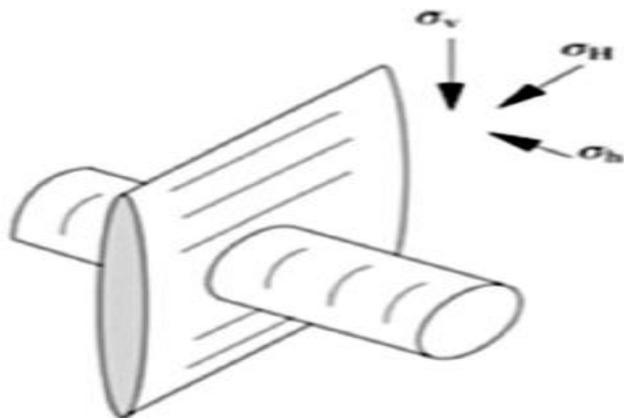


Рисунок 4.3. Схема напряжений при перпендикулярном расположении скважины и трещины [7]

Второй вариант распространения трещины, это когда ее плоскость параллельна направлению пробуренной скважины. Данная схема представлена на рис. 4.3.

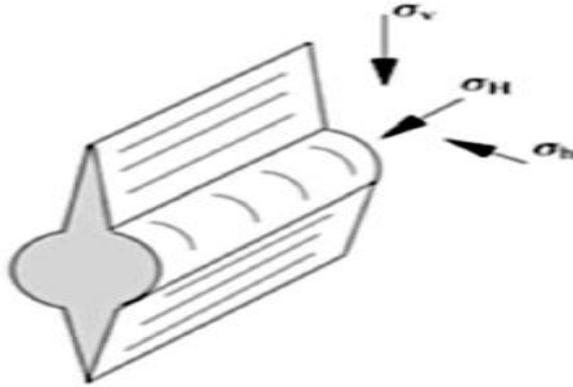


Рисунок 4.4. Схема напряжений при параллельном расположении скважины и трещины [7]

В оба варианта, у нас: $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$

Можно, зная направление σ_h (минимального главного напряжения), прогнозировать по какому направлению будет развиваться трещина. [7]

Так что исходя из 2-х схем выше, заметим, что:

1- Когда минимальное напряжение перпендикулярно стволу скважины, трещина будет параллельна стволу скважины (рис. 4.4)

2- Когда минимальное напряжение параллельно стволу скважины, трещина будет перпендикулярна стволу скважины (рис. 4.3)

В каждом из этих случаи, формула « P_{frac} » (критическое значения давления, при котором начинается разрыв пласта) будет иметь вид:

- При σ_h перпендикулярно стволу скважины:

$$P_{\text{frac}} = 3\sigma_h - \sigma_v - p_f + T_0 \quad [\text{Па}] \quad (4.1)$$

- При σ_h параллельно стволу скважины:

$$P_{\text{frac}} = 3\sigma_H - \sigma_v - p_f + T_0 \quad [\text{Па}] \quad (4.2)$$

Где:

p_f – давление флюида

T_0 – предел прочности на разрыв

4.3 Влияние химических воздействия и состава на прочность породы

Прочностные свойства горных пород, по аналогии с воздействием коррозии на обычные материалы, часто меняются в результате реакции с газом и водными растворами, которые включают в себя явления растворения и ионного обмена, окисление и гидратацию.

Так что, химическое воздействие может привести к ухудшению механических свойств и повлиять на прочность горных пород. Химические измененные горных пород оказывают значительное влияние на коэффициент трения между поверхностями горных пород. Поскольку коэффициент трения определяет механизмы фрикционного скольжения между слоями породы, эффекты химического присоединения могут быть значительными для поведения трещин. [6]

Не надо забыть влияние температуры на прочность породы, которое начинает играть существенную роль на больших глубинах, где температуры приближаются к температуре плавления составляющих породы, что меняет ряд химических и физических особенностях породы, и в последствие, трещин, так что данные воздействия стоит учитывать до и при проведения любых работ по гидроразрыву.

4.4 Временная составляющая

Время играет важную роль при изучения разрывных характеристик породы. Так как она влияет на механизмы деформации и разрушения горных пород. Эффекты времени включают, изменения свойств и геометрические параметры деформаций или трещин при разрушении породы в условиях продолжительных постоянных приложенных напряжений (например, медленная закачка жидкости в пласте, постепенно повысив давления в скважине), или высокоскоростных нагрузок, (например, перфорации).

Наиболее распространенной практикой для работы с временными составляющими является использование результатов краткосрочных или квазистатических лабораторных испытаний с большим учетом возможного изменения напряжения и направления главных действующих сил со временем.

Стоит отметить, что эти методы могут быть не всегда применимы, потому что степень, в которой поведение трещины будет меняться со временем, зависит от столь многих неизвестных факторов, что нельзя предложить никаких определенных правил.

4.5 Геометрические и основные параметры трещин

А- Геометрия трещин

Прежде чем углубляться дальше в изучения процесса формирования и развития трещин, стоит отметить некоторые важные моменты, а именно, общие геометрические характеристики трещин в общем понимание их возникновения, так как трещины бывают разными, и есть бесконечное количество возможных видов трещин.

На рис. 4.5 ниже, показаны основные «габаритные размеры» типичной трещины, которая имеет с каждой стороны ствола скважины вид полуовала, так как плоскость трещины распространяется, как было показано в раннее, перпендикулярно направлению наименьшему напряжению.

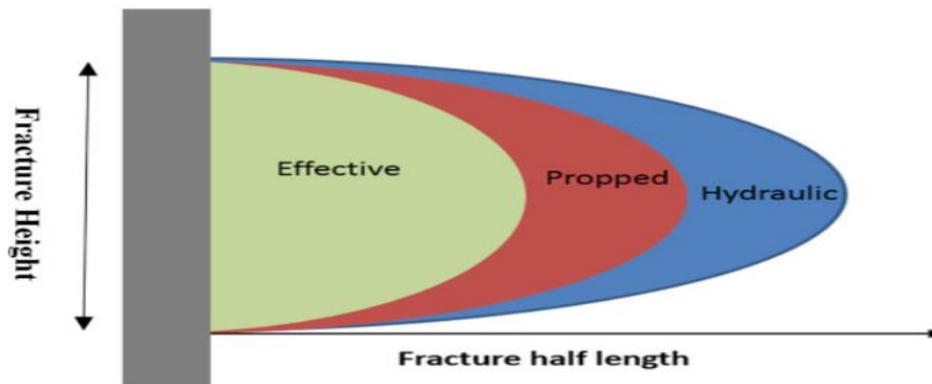


Рисунок 4.5 Параметры трещины в продольном сечении (плоскость трещины) [22]

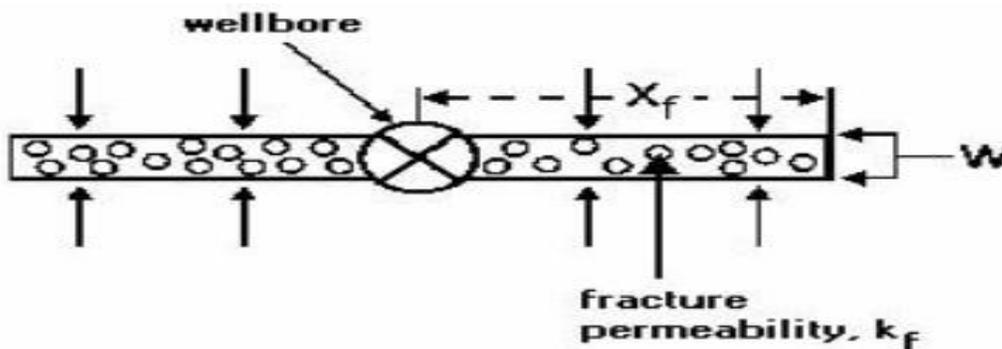


Рисунок 4.6. Поперечное сечение трещины (смотрим на трещину сверху) [23]

На рис. 4.5 показаны:

1- Высота трещины « h_f » (рис. 4.5)

2- Полудлина трещины « x_f », и которую принято разделить на: (рис. 4.5)

а- Эффективная полудлина: это расстояние распространение трещины, с которой течет основной объём углеводорода в скважину, и которая наилучшее открыта. Обычно, когда идет разговор о полудлине, имеют в виду именно этот параметр.

б- Подпертая полудлина: это максимальное расстояние от ствола скважины в пласт, до которую дошел проппант, и дальше которой не может проникнуть.

в- Гидравлическая полудлина: это самая длинная из них, и она указывает на максимальное расстояние от скважины, до которой проникла трещина, и она указывает на расстояние между стволом скважины и самой удаленной точкой от него называемой вершиной трещины. До вершины трещины не проникает кроме малый объём гидравлической жидкости без проппанта. [8]

3- Ширина трещины « w_f » (рис. 4.6)

Б- Проницаемость и пористость трещины

В добавке к предыдущим геометрическим габаритам трещины, важный качественный параметр трещины, является проницаемостью трещины « k_f ». Зная k_f можно решить много задач при гидравлическом разрыве. А для вычисления данного параметра, нужно сначала определить коэффициента пористости трещины « ϕ_f », используя различных методов Геофизического Исследования Скважин (ГИС), например, нейтронный каротаж. Также надо определить различными методами исследования ширину и высоту трещины. [5]

Вслед за этим, можно вычислить проницаемость используя эмпирическую формулу:

$$k_f = \frac{\phi_f}{8} \sqrt{\frac{2}{3\pi} h_f w_f^3} = 0.05758 \phi_f \sqrt{h_f w_f^3} \quad (4.3)$$

Из формулы (4.3) получим « k_f » в cm^2 если (w_f и h_f оба в cm), что можно конвертировать на Дарси (D) используя зависимость: $1 \text{ D} = 9.87 \times 10^{-7} \text{ cm}^2$

Также, формула (4.3) позволяет вычислить приблизительно значения высоты или ширины трещины, при определении проницаемости методом геофизического исследования.

Стоит отметить, что данная формула, это упрощенный способ вычисления параметров, который считает параметры трещины как простыми геометрическими объектами и сильно будет отличаться от реальных значений при сильной анизотропии в породе. Так что в реальности существуют другие более комплексные методы расчета параметров трещины, которые часто используют ПО для моделирования различных свойств и параметров трещины и ее развитие. [5]

В- Безразмерная проводимость трещин

Пропускная способность трещины — это мера того, насколько легко движется жидкость через трещину. Он определяется как произведение проницаемости трещины и ширины трещины ($k_f \cdot w_f$).

Зная пропускную способность, и имея значения « k » (проницаемость пласта), вычисляем параметр безразмерной проводимости трещин (или « F_{cd} »), по формуле:

$$F_{cd} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (4.4)$$

Где k_f и k в mD (мили-Дарси)

И w и x_f в см или Футах

Специалисты по ГРП выявили уже оптимальное (при псевдо-радиальном потоке) значение для F_{cd} которое оказалось равным «2», так что, для получения хорошего и стабильного притока углеводородов в скважину из коллектора после ГРП, стремятся как можно больше, приблизить значение F_{cd} к «2», а в этой цели: [21]

1- при « k » > 1 mD (мили-Дарси), у нас зоны от средней до высокой проницаемостях, и тогда ГРП в таких зонах, для получения оптимальных значения притока углеводорода из пласта в скважину, надо проводить так, чтобы создать «жирных» (имеющими высокие значения w_f относительно h_f) но коротких трещин (малые значения полудлины трещины). И для это надо стремиться повысить значение пропускной способности трещин (« $k_f w$ »)

2- при « k » < 1 mD (мили-Дарси), у нас зона очень низкой проницаемости, и тогда ГРП в таких зонах, для получения оптимальных значения притока углеводорода из пласта в скважину, надо проводить так, чтобы создать «тонких» (имеющими низкие значения w_f

относительно h_f) но длинных трещин (высокие значения полудлины трещины). И для это надо стремиться понизить значение пропускной способности трещин (« $k_f w$ »)
 Получение трещины определенного размера, ведется путём выбора оптимальной гидравлической жидкости и проппанта, и постоянного контроля за объемом прокаченной гидравлической жидкости и концентрацией в нее проппанта.

Г- FOI: параметр кратности увеличения

Параметр кратности увеличения (FOI, или Folds Of Increase), связан с индексом продуктивности (PI). FOI, это коэффициент который показывает соотношение продуктивности пласта без ГРП с его продуктивностью с применением ГРП. FOI рассчитывается путем определения притока углеводородов в скважину до обработки ГРП (« Q_{nat} ») и после обработки ГРП (« Q_f »). Получаем тогда следующую зависимость FOI = Q_f / Q_{nat} . [21]

Используемая Формула для FOI выглядит так:

$$FOI = \frac{\ln(r_e / r_w)}{\ln(r_e / r_w') + s} \quad (4.5)$$

Где:

- r_e (дренажный радиус скважины в метрах)

- r_w (радиус скважины в метрах)

- r_w' (эквивалентный радиус скважины в метрах), и он равен величину

«расширенного» радиуса скважине в зоне проникновения гидравлической жидкости, созданной путем ГРП (рис. 4.7), чаще всего используется график представленный на рис. 4.8.

- s (скин фактор до проведения ГРП)

А сам FOI, безразмерная величина, которая варьирует от 1 (нет никакой стимуляций добычи) до значения >10 (при очень высокой степени стимуляций).

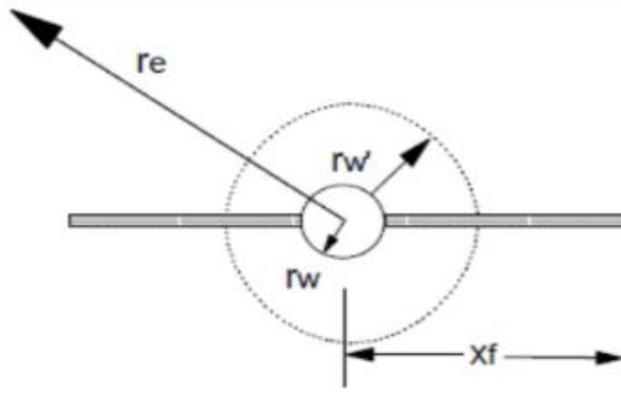


Рисунок 4.7. Размеры, используемые в формуле FOI [15]

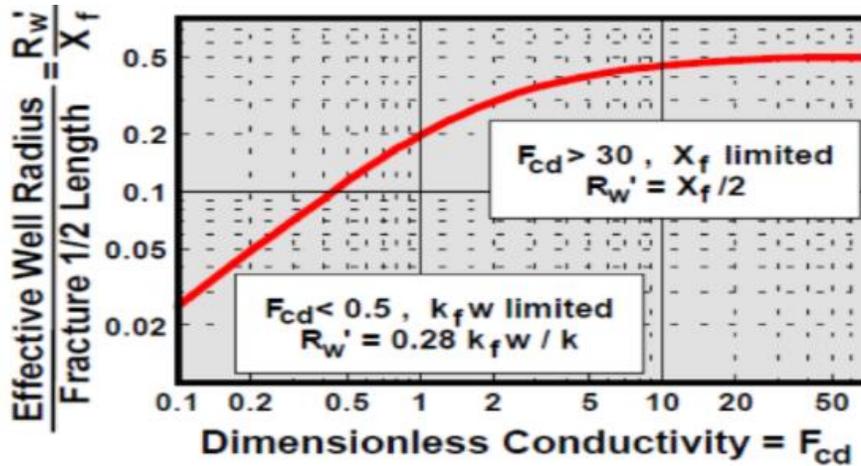


Рисунок 4.8. График зависимости эквивалентного радиуса от полудлины трещины и F_{cd} [21]

График на рис. 4.8, используют для получения значение r_w' следующим способом:

- 1- Вычисляем F_{cd} по формуле (4.4)
- 2- Графический находим значение r_w'/x_f
- 3- Зная значение x_f вычисляем значение « r_w' »

Зная r_w' , можно точнее проектировать расположения скважин относительно друг друга на оптимальных расстояниях, избегая проникновения гидравлической жидкости с зоны одной скважины в другую.

5. ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПРИНЦИПОВ ПРИ ГРП

5.1 Форма и направление разрыва

Как было уже сказано в предыдущей главе, множество сил и факторов действуют на развитие серий трещин при любом разрыве будто искусственного или естественного характера. В течение много десятилетия, различные ученые и геомеханики пытались и пытаются найти основные факторы, влияющие на трещино-генезе. Это в нашем случае имеет весьма большое значения, ведь никакая бригада по ГРП не хочет столкнуться в ходе осуществления процесса гидроразрыва, с неконтролируемым распространением трещин в пласт. Так что пришлось разработать общие понятия о главных факторах руководящих образования трещин при разрыве и их последующего развития.

По конвенции одними из главных физических параметров, на которых надо обратить внимание являются напряжения, ведь они главные составляющие, которые нельзя пренебречь и которые при неправильном учете в ходе ГРП могут означать полный провал операции иногда с необратимыми последствиями. Напряжение как мы знаем это лишь давление, но с определенным направлением по которому оно действует и их принято при ГРП разделить на 3 основные: (рис. 5.1)

- 1- Вертикальное напряжение
- 2- Горизонтальное максимальное напряжение
- 3- Горизонтальное минимальное напряжение.

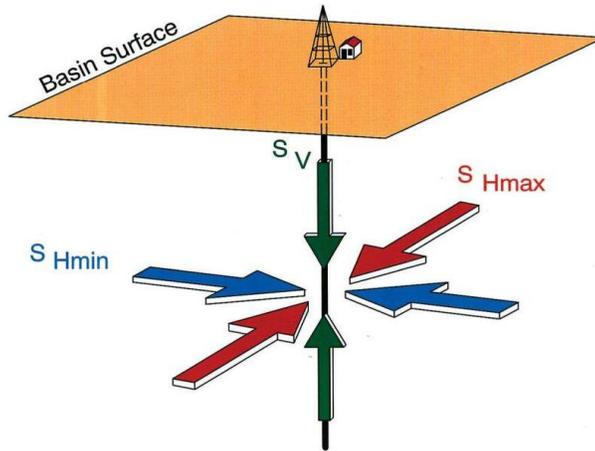


Рисунок 5.1. Главные напряжения при ГРП [22]

В предыдущем разделе мы разобрали как в общем эти напряжения считаются, но здесь, будем показывать, как геомеханики и специалисты по ГРП их рассчитывают и определяют их направления.

Итак, прежде всего надо закрепить понятие о распространения разрыва под влияния этих напряжений. Представьте себе человек, который надувает баллон, в нормальных условиях на поверхности, баллон будет иметь шариковую форму, и это вполне логично, ведь на поверхности все 3 противоположные по направлению силы имеют схожие значения. А если этот шар надуть под водой, тогда форма будет иметь шариковую форму, но чуть растянута/деформирована, не идеально сглажена как над водой, а это все потому что начинает действовать принцип неравновесия 3-х напряжений. Под давлением столба воды, например, увеличивается вертикальное напряжение.

Такой же принцип действует по глубине породы, 3 напряжения меняются под влиянием бесконечного перечня факторов. А в ГРП это обусловлено доля анизотропности породы, т.е. ее неоднородности по различным характеристикам (здесь идет речь именно о напряженных составляющих). На рис. 5.2 представлены теоретические распространения гидравлического разрыва при изотропной и анизотропной породах.

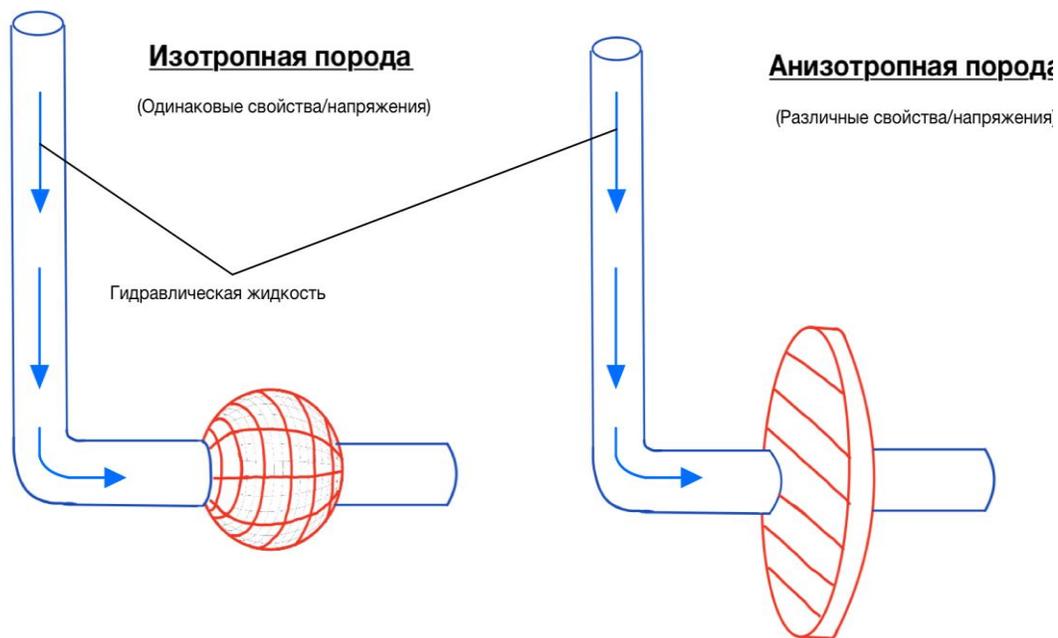


Рисунок 5.2. Распространения гидравлического разрыва при изотропной и анизотропной породах

Данный принцип естественно действует по глубине. Принято считать, что при большинстве терригенных пород, без вышележащего водоема, вертикальное напряжение будет иметь наименьшее значение, вследствие того трещины будут «открываться» в его направление (по ширине) как мы видим на рис. 5.3.

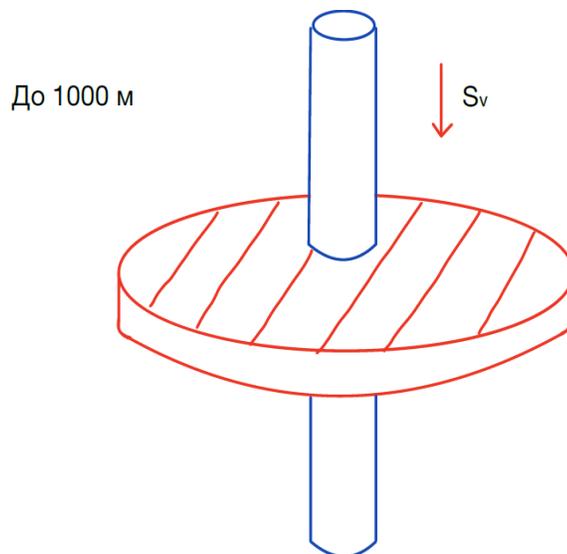


Рисунок 5.3. распространения трещин на глубинах до 1000 м.

На глубинах больше 1000 м, уже вертикальное напряжение при воздействии геостатического давления вышележащих пород возрастает и тогда трещины начинают распространяться в направлении минимального горизонтального напряжения. Здесь стоит обратить внимание на то что для предотвращения распространения трещины вдоль скважины, что может привести к неприятным последствиям как например в виде проникновение гидравлической жидкости в межствольное пространство, часто осуществляют ГРП на горизонтальном участке скважины с минимальным горизонтальным отклонением. Это в том числе особенно полезно для осуществления многостадийного ГРП (МСГРП). (рис. 5.4)

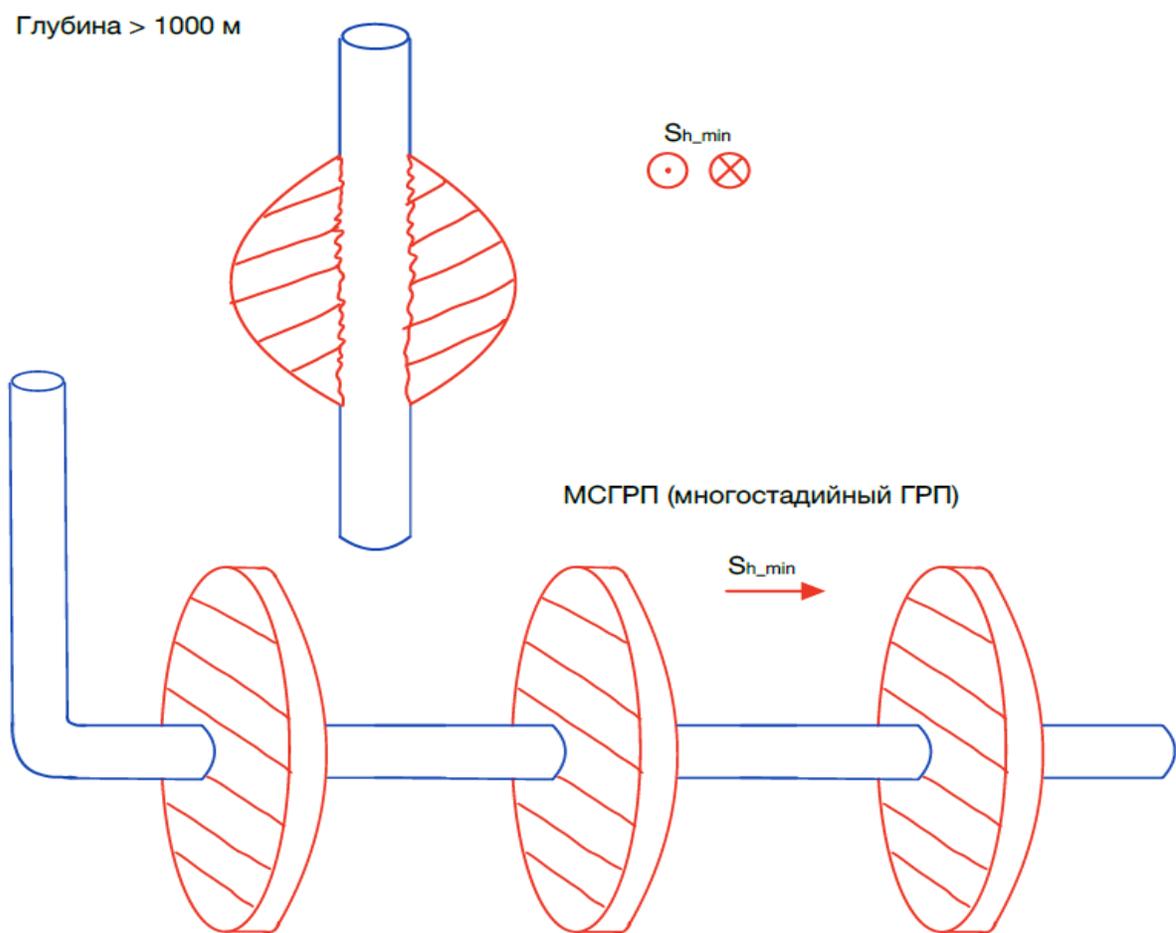


Рисунок 5.4. Направление ГРП на глубинах больше 1000 м. и МСГРП

5.2 Вычисление основных геомеханических параметров при ГРП

Любое геомеханическое исследование в целях осуществления ГРП опирается на выявления 4 основных параметров:

- 1- Значение вертикального напряжения « S_v »
- 2- Значение минимального горизонтального напряжения « S_{h_min} »
- 3- Направление максимального горизонтального напряжения « S_{H_max} »
- 4- Значение максимального горизонтального напряжения « S_{H_max} »

Итак, будем разбирать параметры последовательно.

А- Значение вертикального напряжения:

Это напряжение самое простое для вычисления, т.к. оно исходит из понятия геостатического и гидростатического градиентов по формуле: [6]

$$\sigma_z = \gamma \cdot z \quad [\text{Па}] \quad (5.1)$$

Где:

γ - удельный вес грунта (в кг/м³) и равен $\rho \cdot g$ (ρ – плотность породы и g - ускорение свободного падения)

z - глубина (в метрах)

Б- Значение минимального горизонтального напряжения:

Самый надежный способ вычисления данное значение является «X-LOT» испытание что является длительным вариантом испытания на утечки.

До совершения данное испытание, стоит определить оптимальный режим закачки разрывной гидравлической жидкости для разрыва пласта, а это делается путем испытания на варьирующиеся режимах закачки представлен на схеме на рис. 5.5.

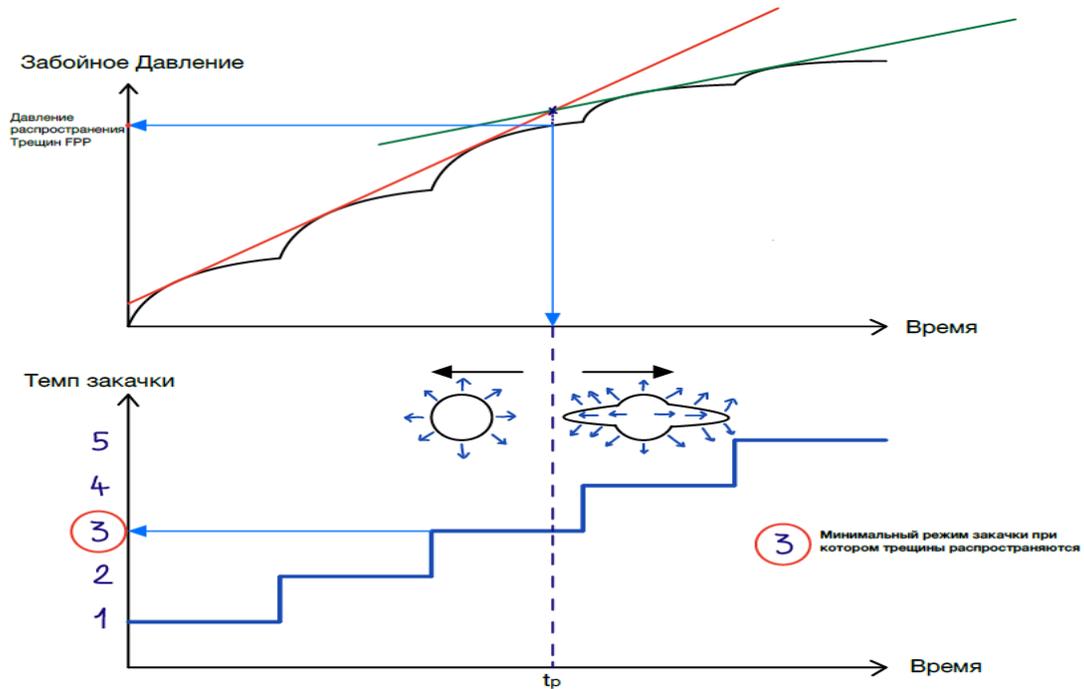


Рисунок 5.5. Испытание на оптимальный режим закачки

На схеме на рис. 5.5, представлено последовательное увеличение темпа закачки гидравлической жидкости пока не образуется разрыв. При каждом режиме закачки, наблюдается резкий рост давления на забое обусловленный увеличением объема закачиваемой жидкости, а затем гладкая стабилизация давления после некоего времени. При образовании первых трещин и в последствие, разрыва, стабилизация давление будет идти резко, а даже иногда при разрыве давление может моментально упасть, это обусловлено быстрым образованием пустотного место возле забоя скважины в виде трещин и «лаг» гидравлической жидкости (ее неуспеваемость мгновенно наполнить всю вдруг возникшую трещину). Это изменение в поведение давления можно констатировать питьём наблюдением за существенное изменение угла общей касательной (как видно на рис. 5.5). Новая более пологая касательная пересекается с первичной до-разрывной касательной в точке, из которой по вертикали и по горизонтали доводят перпендикуляры определяющие давления распространения трещин «FPP» и оптимальный режим закачки.

После определения оптимального режима закачки, можно приступить к длительному испытанию на утечки (сокращено как «X-LOT» испытание) (рис. 5.6), при котором, проводятся множество циклов повторного пробного ГРП для определения

минимального горизонтального напряжения который соответствует последнему полученному давлению закрытия трещин. [24]

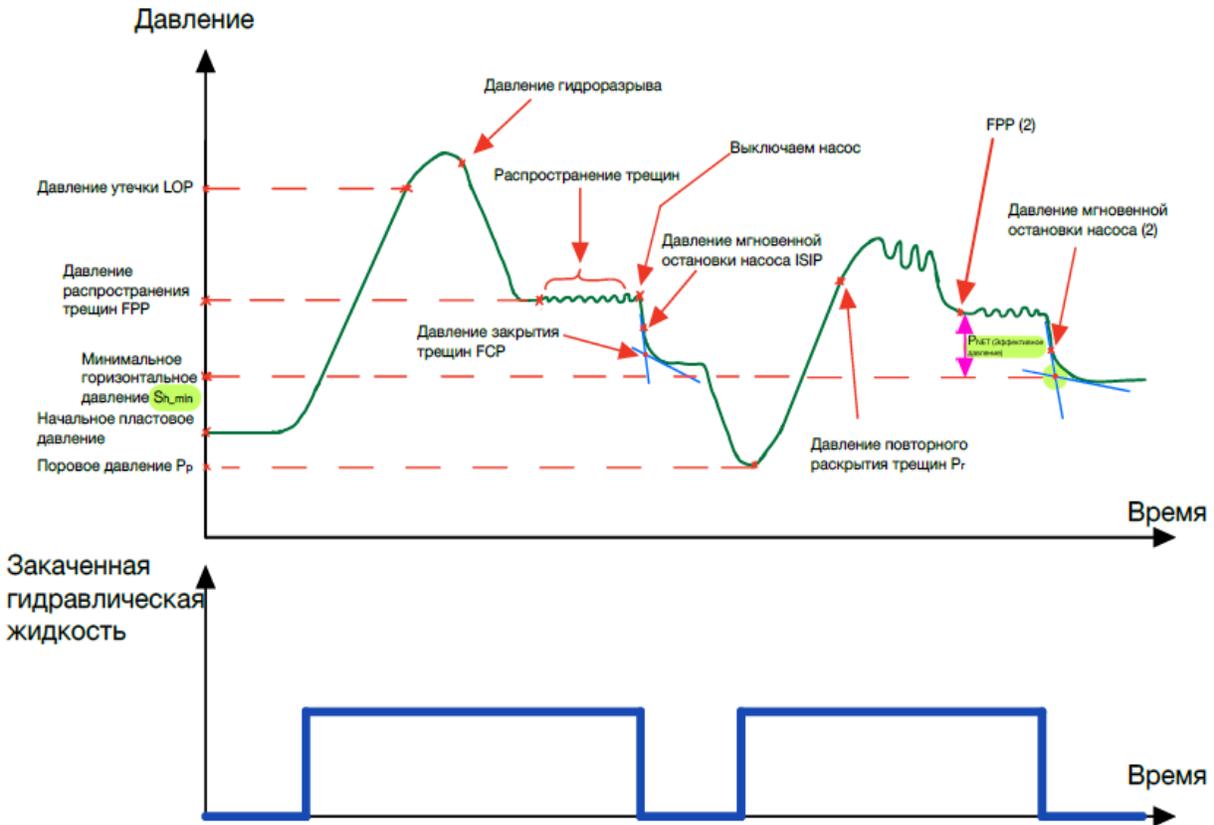


Рисунок 5.6 «X-LOT» испытание

При «X-LOT» (рис. 5.6), бригада по ГРП устанавливает датчики давления в области забое скважины для его измерения, затем приступает к закачки гидравлической жидкости в пласт как при проведения обычного ГРП. Жидкость изначально сосредотачивается в районе забоя скважины пока темп закачки не приведет давление к нарастанию и к началу утечки жидкости которая начинает проникать в пласт за несколько моментов до того, как разрыв пласта осуществляется, такое давление принято назвать давлением утечки (LOP). Затем, мгновенно у нас случается разрыв пласта под нарастающим давлением жидкости. Этот момент заслуживается при мгновенном спаде в давлении и регистрируется как давление гидроразрыва. Стоит отметить что резкий спад в давлении здесь является результатом быстрого появления пустот в виде трещин в пласте которые еще не наполнились жидкостью. Далее, по мере стабилизации давления в пласте из-за наполнения трещин гидравлической жидкостью, у нас появляется константное давление,

которое называется давлением распространения трещин (FPP), это один из основных показателей при проведении ГРП, т.к. именно это давление стоит удержать для стабильного ГРП, чтобы трещины не замыкались или развивались быстрее положенного. После определенного времени, мгновенно выключаем насос и регистрируем давление мгновенной остановки насоса (ISIP) и наблюдаем как давление изначально быстро идет убыль под видом кривой, а затем стабилизируется на время до второго этапа резкого спада. Для определения давления закрытия трещин (FCP), проводятся две касательные к кривой давления: первая к участку резкого падения давления и вторая к участку начала стабилизации давления. Пункт пересечения двух касательных называется FCP (давление закрытия трещин).

Процесс описанный в параграфе выше, приведена схема испытания на утечки (т.е. LOT). Здесь стоит отметить что можно, при желании, на этот этап завершить испытания, принимая первого полученного значения FCP как минимальный горизонтальный стресс S_{h_min} , но для более точных результатов, стоит провести данное испытание в продленном виде (X-LOT), и повторять цикл ГРП несколько раз, чтобы наконец принимать последнего регистрируемого значения давления закрытия трещин (FCP) как наиболее точным значением, отображающим минимального горизонтального стресса S_{h_min} .

Вторым важным показателем (выделенный на право графика на рис. 5.6 в зеленом цвете), является «эффективное давление» P_{NET} . Это давление называют иногда рабочим давлением, т.к. именно от него и зависит состояние трещин и разрыва в целом. Это разница между давлением распространения трещин FPP и давлением закрытия трещин FCP (которое равно S_{h_min}). [24,25]

P_{NET} играет важную роль в любом анализе и наблюдение за распространения трещин относительно ее значения:

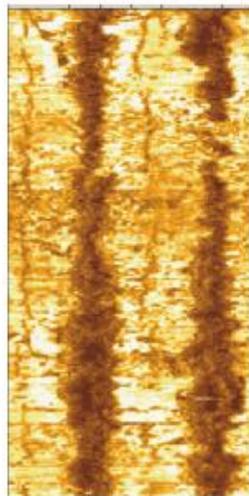
- 1- Если $P_{NET} = 0$, то трещинообразования нет.
- 2- Если P_{NET} имеет малые значения, то трещины не хорошо развиты.
- 3- Если P_{NET} имеет высокие значения, то трещины сильно развиты, также это может означать потери контроля, над разрывом, который развивается за пределами нужных границ.

Так что разрыв имеет место только при наличии положительного P_{NET} , который должен быть в пределах изначально изученного умеренного интервала. А этот интервал значения может иметь различные значения для разных месторождений или пластов, и мы как разработчики можем только контролировать давление подачи гидравлической жидкости. Отсюда возникает необходимость выявления минимального горизонтального стресса, который будет служить нижней границей и контрольным показателем относительно которого будем регулировать темп и давление закачки жидкости разрыва.

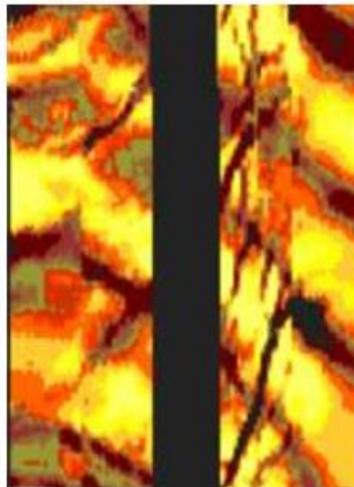
В- Направление максимального горизонтального напряжения:

Направление максимального горизонтального напряжения находится путём использования сканов имиджеров (рис.5.7) различных разновидностей для выявления техногенной трещиноватости и вывалов возле стен скважин, там, где они естественно возникают.

Техногенными трещиноватостями можно отличать от вывалов тем что, последние (вывалы) проявляются на экране имиджера как большие районы разрыва полуовальной формой, тогда как техногенные трещиноватости имеют традиционную форму узких и часто длинных трещин.



Вывалы (ультразвуковой скважинный имиджер)



Техногенная трещиноватость (Каротажный зонд сопротивления)

Рисунок 5.7. Имиджер и каротажный зонд на которых видны вывалы и техногенная трещиноватость. [15]

Направление максимального горизонтального напряжения S_{H_max} совпадает с направлением техногенной трещиноватостью видны с точки зрения поперечные сечения вертикального ствола скважины, а направление минимального горизонтального составляющего напряжения S_{H_min} совпадает с направлением образования вывалов (обычно перпендикулярна к направлению техногенной трещиноватости).

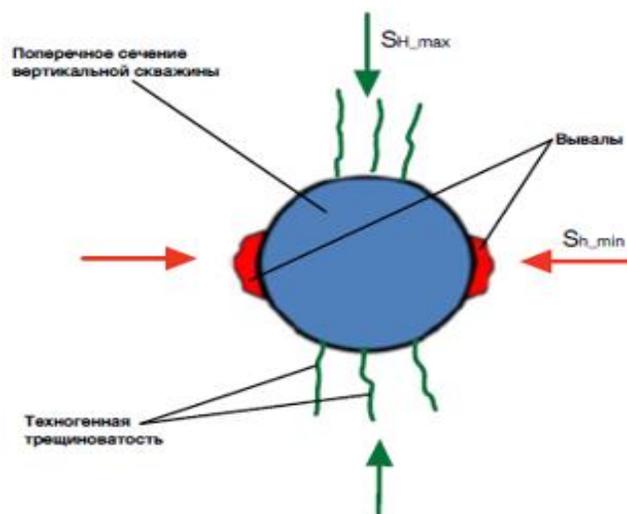


Рисунок 5.8. Поперечное сечение вертикальной скважины и вывалы и техногенные трещиноватости возле него

Зная направления оба горизонтальных составляющих напряжении, можно представить направление развития трещины.

Г- Значение максимального горизонтального напряжения S_{H_max} :

Для определения значения S_{H_max} , надо сначала найти угол вывалов (w_{BO}) а его можно найти относительно поперечного сечения скважины как показано на рис. 5.9.

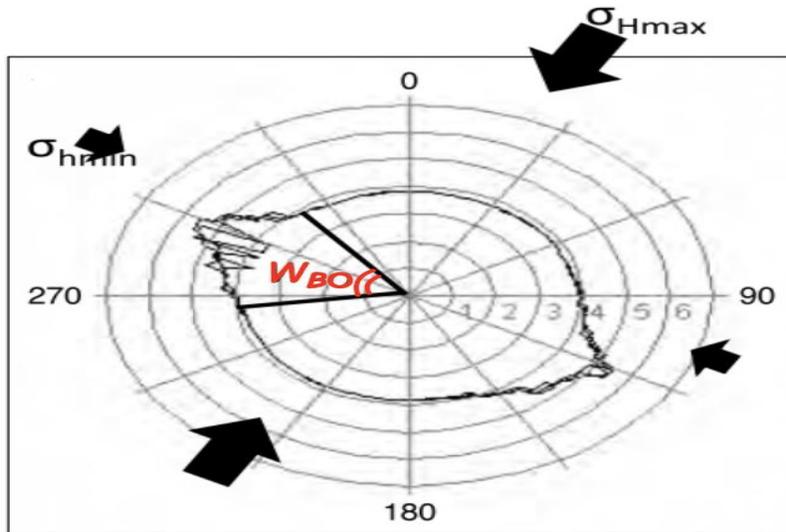


Рисунок 5.9. Угол вывалов [24]

Далее для расчета S_{Hmax} , (в Па) применяем формулу: [24]

$$S_{Hmax} = P_p + \frac{UCS + (1 + q)(P_w - P_p) - \sigma_{hmin} [1 + 2 \cos(\pi - w_{BO})]}{1 - 2 \cos(\pi - w_{BO})} \quad [\text{Па}] \quad (5.2)$$

Где, UCS, q, P_w , P_p , w_{BO} , прочность на одноосное сжатие (Па), коэффициент трения, скважинное давление (Па), поровое давление (Па), угол вывалов (rad).

В добавке к предыдущим параметрам, стоит поговорить и о пределе прочности породы, который является обязательным показателем которого стоит определить для того чтобы иметь более четкую картину о поведении разрыва в определенной породе под давлением закачиваемой жидкости.

Предел прочности вычисляется при лабораторных испытаниях, на керновом образце отобранного из скважины на уровне целевого пласта на котором планируется провести ГРП.

Много методов существуют для проведения такого испытания, но один из самых популярных является т.н. «S.C.B.» метод, суть которого заключается в испытании на прочности, образца породы формой полуцилиндра. В образец вносится короткая трещина как показано на рис. 5.10, после чего его опирают на 2 металлических стержнях, а затем, с

помощью гидравлического пресса начинают давить на образец пока он не потеряет устойчивость что приведет к мгновенному увеличению длины трещины.

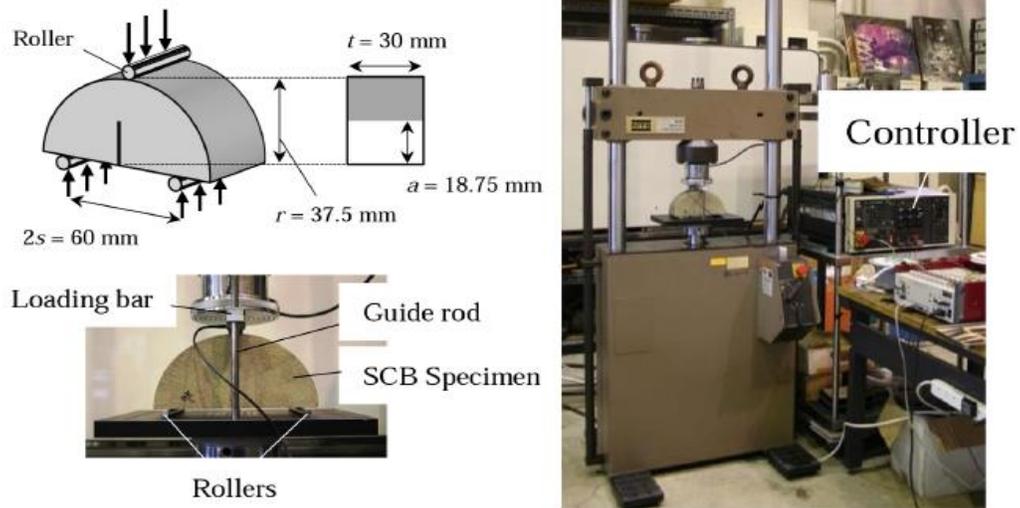


Рисунок 5.10. Испытание на пределе прочности [25]

Фиксируется нагрузка, при котором образец потерял устойчивость как P_{max} (рис. 5.11).

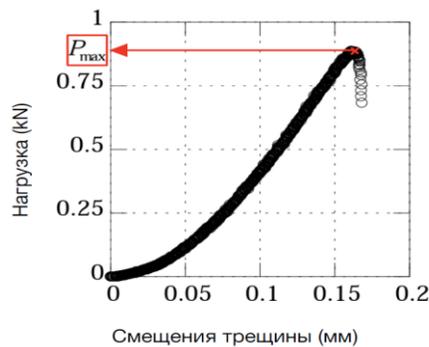


Рисунок 5.11. Нагрузка потери устойчивости образца [25]

Для получения предела прочности, используется данная формула:

$$K_{Ic} = Y_I \frac{P_{max} \sqrt{\pi a}}{2rt} \quad [\text{МПа}] \quad (5.3)$$

Где, Y_I и P_{max} , это коэффициент интенсивности напряжения и нагрузка потери устойчивости образца (в МПа).

а, г и t, это габариты образца в см как показано на рис. 5.10.

Применения показателя предела прочности K_{Ic} на практике в цели определения т.н. режима разрыва пласта при ГРП будет показан в главе 6.2. где необходимо применить данный параметр в формуле 6.3.

5.3 Прогнозирование распространения трещин при ГРП на основе полученных параметрах

Итак, зная основные геомеханические параметры, можно уже иметь некое представления о поведении трещин при ГРП: имея значения 3-х стрессов можно их сравнивать и выделить наибольшего стресса, по направлению которого будут развиваться трещины по полудлине. А направление данного стресса нашли уже по методу описанный в главе 5.2. Также, имея значения стрессов, можно их сравнивать для определения степень анизотропности/изотропности породы в следствие чего можно определит степень хаотичность или однородность трещин по направлениям распространения как видно на рис. 5.12.

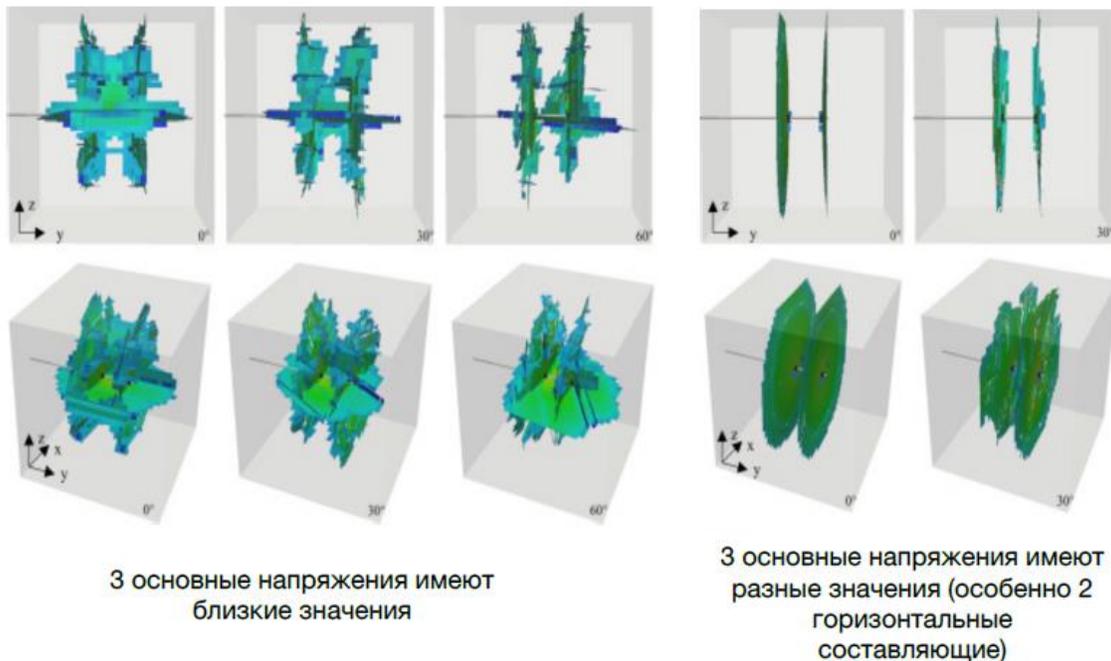


Рисунок 5.12. Зазвите трещин ГРП при различных соотношении основных напряении

[25]

На рис. 5.12 наблюдается увеличение степени сообщаемости трещин между собой, и хаотичность эволюции области разрыва с уменьшением разности между значениями 3-х основных напряжений, что является не желаемым случаем при проведении ГРП, т.к. это приведет к усложнению процесса контроля за разрывом и процесса добычи в дальнейшем.

6. РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК ГРП И РАЗРАБОТКА П.О. ДЛЯ ЕГО СИМУЛЯЦИЙ

6.1 Исследуемый объект

В качестве данных для расчетов и моделировании, были применены данные предоставленные «Газпром-нефть Хантос» на основе осредненных показателей части объекта АС10-12 ЮЛТ Приобского месторождения которая заключается в области скважин, проходящих по разрезу 8-8. (рис. 6.1)

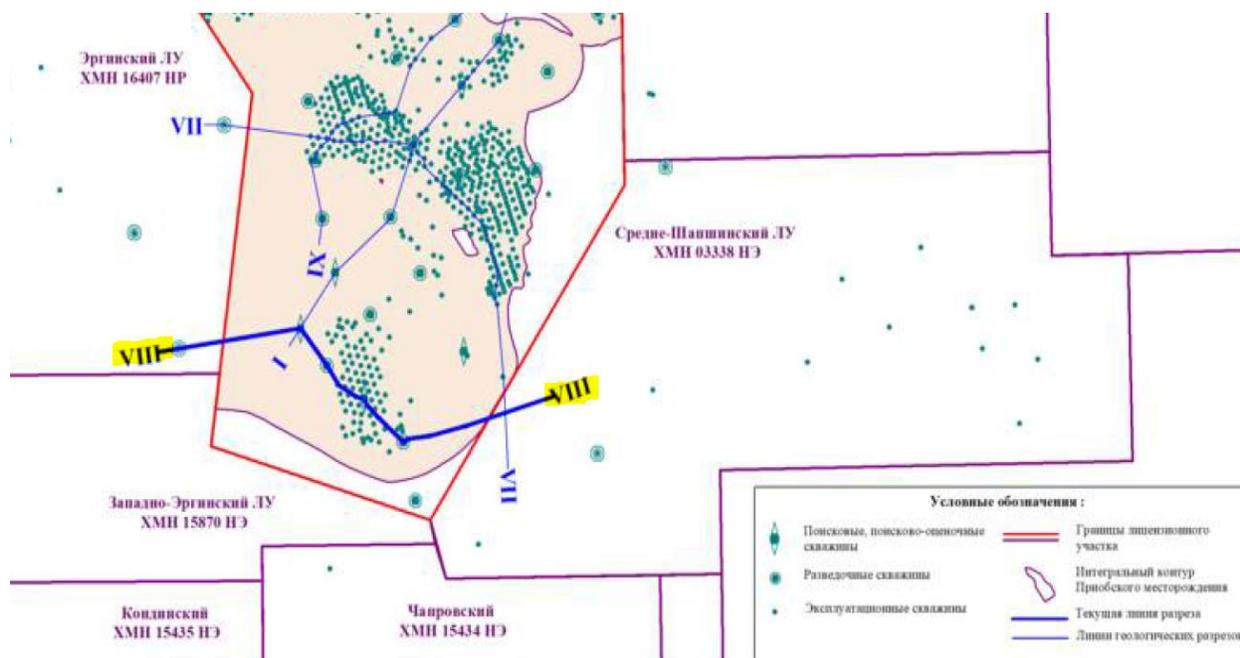


Рисунок 6.1. Линия разреза 8-8 на карте ЮЛТ Приобского месторождения

Данный разрез был выбран, т.к., по моей оценке, там пересекаются все наиболее главные вызовы, с которыми лучше всего можно справиться с помощью технологии ГРП/МСГРП и область разреза имеет ряд особенностей, которые делают ее лучшим кандидатом для демонстрации эффективности метода, т.е.:

- 1- Высокая расчленённость коллекторов
- 2- Высокая обводненность на фоне неэффективной системы поддержки пластового давления с помощью нагнетательных скважин

- 3- Общая низкая проницаемость коллекторов
- 4- Разрез является хорошим отображением объекта АС10-12 т.к. в он пересекает коллекторы входящих в 2-х из 3-х серии пластов объекта (серия АС10 и АС12)
- 5- Близость к водоносным горизонтам (в голубом на рис. 6.2 ниже), что увеличивает требования к тщательному анализу и преждевременному моделированию ГРП

На рис.6.2 продемонстрированный левый фланг разреза, на котором все выше приведенные сведения.

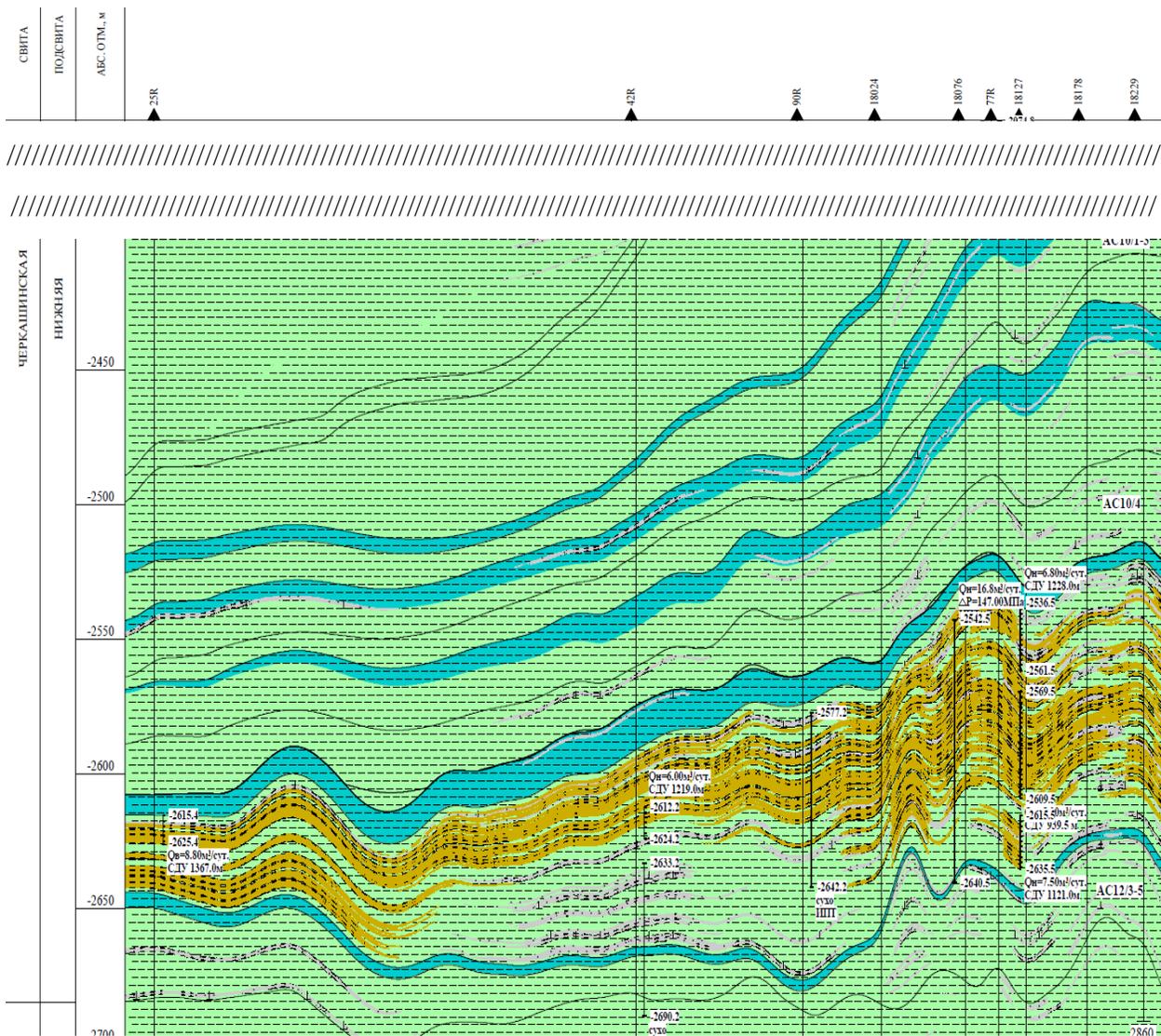


Рисунок 6.2. Левый фланг разреза 8-8 (интервал глубины: 2400-2700 м)

Стоит отметить что разрез 8-8 начинается со скважиной 25R на западе месторождения и заканчивается со скважиной 18188 на востоке месторождения, проходя по скважинам 42R, 90R, 18024, 18076, 77R, 18127, 18178, 18229, 82R, 18279, 18234. Также, в области разреза входят несколько десятков скважин, данные которых также усреднялись и входили при учете характеристик объекта.

В следующих подразделах данной главы, будут:

А- Доказана и анализирована эффективность ГРП при его проведении на различных этапах разработки и выбран наиболее подводящий момент его проведения на Приобском месторождение.

Б- Проведены геомеханические вычисления в цели проведения математического моделирования распространения трещин разрыва в длину и ширину при ГРП.

В- Показана разработанная мною базовую программу по моделированию распространения области разрыва в 4D пространстве на базе математических формул и геомеханических сведения в области ГРП.

Г- Предложено мое видение, на основах геомеханических знания в области распространения трещин, к тому как ГРП может решить проблемы обводненности и нарастания уплотнения сетки скважин на Приобском месторождение.

6.2 Расчет эффективности ГРП

Здесь мною были сделаны вычисления в целях сравнения кратности увеличения добычи (FOI) на Приобском месторождении при различных проницаемостях, а также при раннем и позднем осуществлении ГРП. (рис. 6.3)

Для получения показателей кратности увеличения добычи пришлось пользоваться формулой 4.5, но тогда стояла задача вычислить незнакомые в формуле, которые являются: начальный радиус дренирования « r_e » (в метрах) и расчетный эквивалентный радиус скважины r'_w при проведении ГРП.

Для получения зависимость первого показателя (r_e) от знакомых факторов и от проницаемости K (в мД) и скин фактора S , зная начального дебита нефти q_0 (13.9 м³/сут), эффективной мощности пласта h (5 м), среднего пластового давления P_r (253.6 атм),

начального забойного давления P_{wf} (60 атм), вязкости нефти μ_0 (1.62 сПз), объемного коэффициента нефти B_0 (1.12), радиуса скважины (0.12 м), и считая проницаемость и радиус дренажа как незнакомые, математическим способом, получил значение r_e в зависимости от остальных факторов от формулы Дюпюи ниже:

$$q_o = \frac{Kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{18.41\mu_0 B_0 \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} \quad (6.1)$$

Где все значения определены в абзаце выше.

После получения нужного преобразования r_e в зависимости от других факторов, включил его в формуле 4.5 для FOI.

Далее используем известный график ученого «Синко-Лей» на рис. 6.3, который связывает значение r'_w к значениям полудлины трещины x_f и безразмерной проводимости трещины C_{fd} . Зная последних два значения можно найти r'_w .

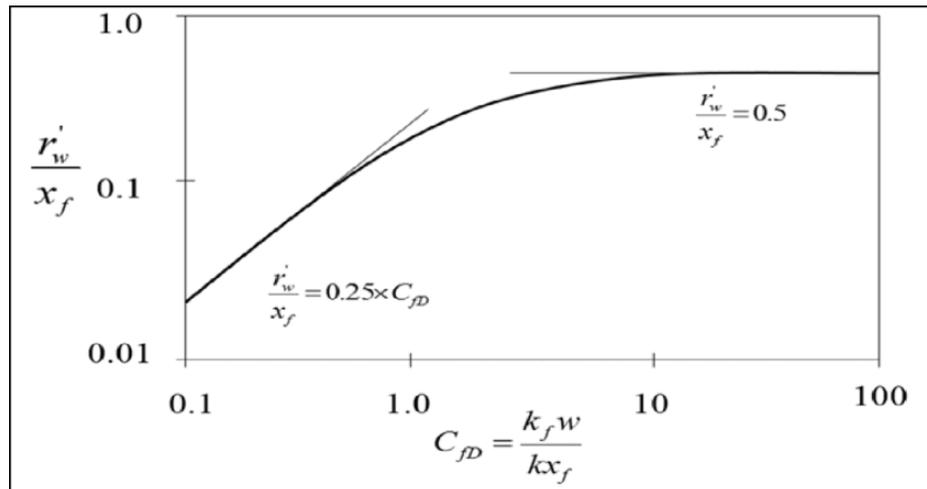


Рисунок 6.3. График «Синко-лея» [21]

Полученные преобразования и значения r_e и r'_w , включил в формуле 4.5, имея ввиду:

- Для построения графика кратности увеличения добычи по отношению к начальной проницаемости паста, выбрал интервал проницаемостей $3 \text{ мД} < K < 18 \text{ мД}$, т.к. серия пластов на объекте АС10-12 варьируется в этих пределах (с соответственными корректировками в других данных при необходимости).

- Присвоил скин фактору 2 значения: первая нулевая для построения кривой увеличения добычи при ГРП если последний вводится на начальных этапах разработки (сразу при введении добывающую скважину в эксплуатацию), потому что, скин фактор является отображением дополнительного фильтрационного сопротивления течения флюидов в прискважинной зоне, которое формируется после определенного времени эксплуатации. Второе значения скин фактора S , вычисляется по формуле 6.2.

$$s = - \ln \left(\frac{r_w'}{r_w} \right) \quad (6.2)$$

Где r_w' – эквивалентный радиус скважины при ГРП (в метрах)

и r_w – радиус скважины (в метрах)

Полученный расчетный скин фактор, является теоретическим отображением прогнозируемого скин-фактора, который формируется при длительной эксплуатации месторождения. Стоит отметить что расчетный скин-фактор ($s = -6.28$) и реальный скин-фактор из полевых данных ($s = -6.1$) имеют близкие значения, что подтверждает точность формулы.

Далее, рассчитываем результаты по формуле 4.5 и строим кривые зависимости при раннем применении ГРП и позднем применении ГРП. Результирующий график изображен на рис. 6.4. (FOI=1 означает нулевое увеличения дебита скважины, а, например, FOI=1.2 означает увеличения дебита в 1.2 раза т.е. на 20%)

Результат сравнения показал, что чем раньше осуществляем ГРП, тем выше будет выгода при добыче, что делается сейчас на ЮЛТ, где налажена практика введения ГРП одновременно с введением скважины в эксплуатацию. Также можно заметить, что эффективность ГРП нарастает в разы при его применении для более малопроницаемых пластов. Подтверждения этого является график на рис. 6.4 где заметное увеличение эффективности ГРП наблюдается в интервале от 3 до 5 мД при раннем применении ГРП.

Данный график также косвенно подтверждает важность своевременного геомеханического исследования и моделирования ГРП для того чтобы прогнозировать эффект от него и нужные параметры закачки в целях проведения наиболее возможно эффективного ГРП при первых попыток, т.к. первые операции по ГРП будут иметь самый большой эффект.

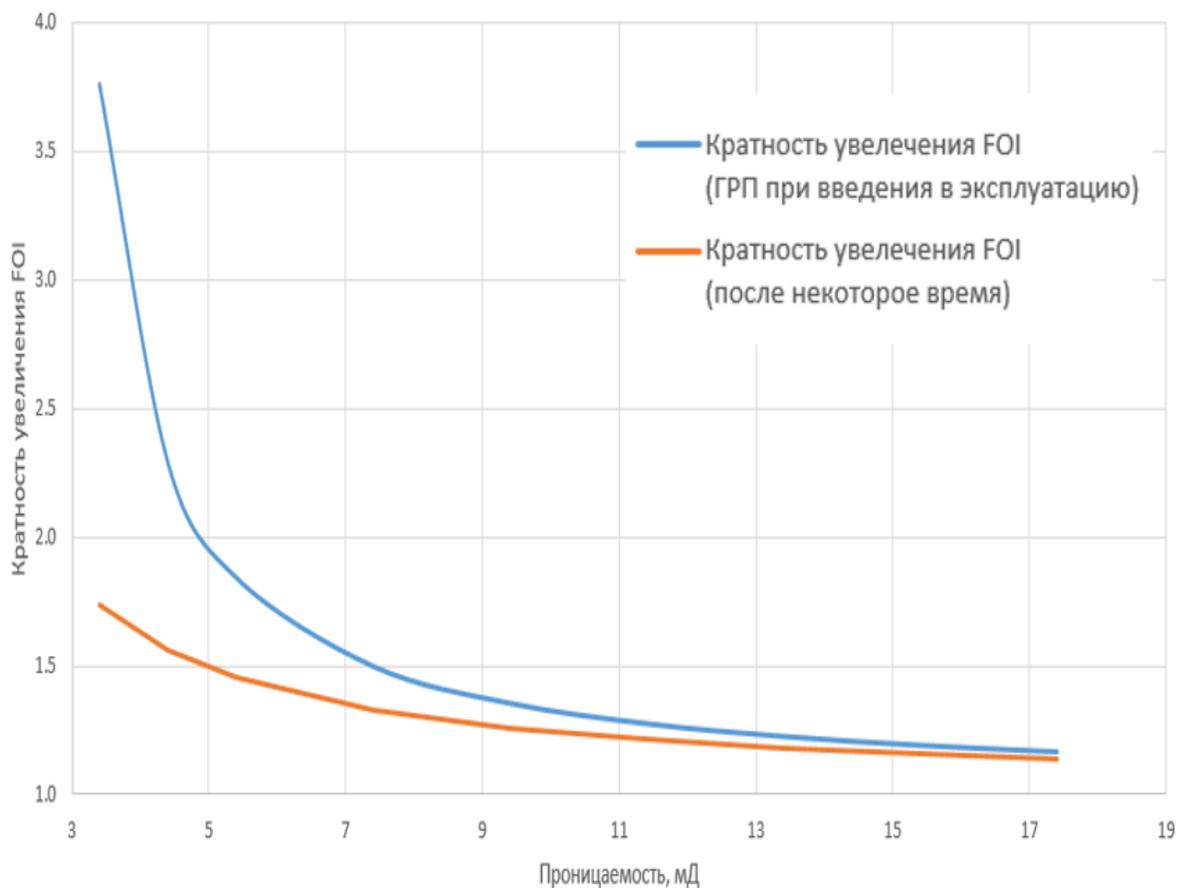


Рисунок 6.4. Отношение проницаемость к кратности увеличения добычи при ГРП в 2 случая (при раннем и позднем ГРП)

6.3 Разработка ПО для симуляции области гидроразрыва

Геомеханическое исследование любого пласта в т.ч. различные формулы и математические модели, должны служить конечной целью. В нашем случае т.е. при ГРП, важнейшая задача решаемой этими знаниями является получения четкого понятия о главных параметрах развития трещин которые формируют область гидроразрыва. В простых словах. Стоит задача моделирования поведения породы в ответ на искусственно-созданный разрыва пласта, а это обычно заключается в моделирование область распространения разрыва пласта по всем направлениям и скорость распространения. Это важно знать, т.к. есть необходимость иметь полную картинку того что может произойти на больших глубинах, бригаде, проводящей ГРП для прогнозирования нужного

количества гидравлической жидкости, проппанта, время необходимое для достижения определенной полудлины трещин, а также предотвращать заранее осложнения, которые могут возникать при проведении сложной операции.

На международном рынке существуют немного ПО по моделированию ГРП, но к сожалению, их почти все нельзя просто установить: цены на приобретение лицензии у них запредельно дорогие (в десятках тысячах долларов США, а иногда и вовсе в сотни тысячи), и даже если найдется ту личность или компанию, которая готова затратить такую сумму на приобретение лицензий, то в наших реалиях, России, попадавшей под санкции запада, запрещено закупать данные программы, и этот запрет распространяется как на физических лиц, так и на крупных отечественных компании.

Вопреки всего этого, выходов всегда есть. И я пытался найти свой выход, из ситуации который заключается в использование своих знания в области программирования, для написания скрипта к базовой программы по моделированию распространения области разрыва (в идеальном варианте) с учетом не только габаритных данных разрыва, но и временной составляющей.

Изначально, для написания скрипта стоит вычислить основные показатели ГРП используя формул из геомеханики. Для того чтобы хорошо представить эффект от распространения трещин ГРП надо их смоделировать.

Далее, рассмотрел 2 способа математического моделирования ГРП. Первая т.н. PKN-модель (предложенной учёными «Perkins-Kern-Nordgren») и вторая KGD («Khristianovic-Geertsma de Klerk»). Стоит добавить, что есть третий способ под названием «радиальное моделирование», но он редко применяется и имеет узкий круг специальности. Оба вышеприведенные модели используются для предварительной симуляции распространение трещин в 2Д пространство по 2 параметрам (полудлина и ширина) которых я объединил в одном геометрическом представлении и в результаты экстраполировал их в 3Д пространство как видно на рис. 6.5.

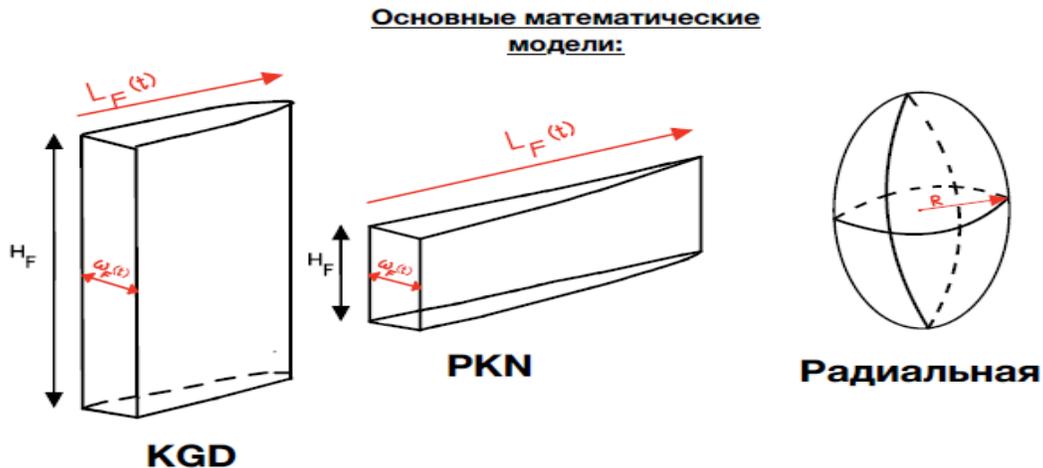


Рисунок 6.5. Предлагаемые математические способы моделирования ГРП экстраполированы в 3Д пространство

Итак, KGD подойдет для разрыва с высотой распространения больше полудлины трещин, а PKN наоборот для длинных трещин с малой высотой распространения. [24]

Режим разрыва, важный фактор определявший поведение породы при разрыве (т.е. каковым будет тип разрыва при применении определенного режима закачки с определенной вязкости жидкости разрыва на ту породу, на которую мы хотим воздействовать). Достоверный прогноз поведения породы при гидравлическом разрыве, критичный в том числе для определения математической модели по которой надо рассчитать развития зоны разрыва при ГРП.

Режимы разрыва породы при ГРП принято разделить на 5 видов, изображены на рис. 6.6, а это:

- 1- Вязкостный режим, при котором вязкость разрывной жидкости является главным фактором, контролирующего развития трещин
- 2- Пластовый режим, при котором пластовые условия (в основном это начальное давление пласта), является главным фактором, контролирующего развития трещин
- 3- Твердый режим, при котором предел прочности породы является главным фактором, контролирующего развития трещин (встречается при экстремально низко-проницаемых пород)

- 4- Поглощающий режим, при котором коэффициент поглощения C_m породы является главным фактором, контролирующего развития трещин (встречается, когда породы имеет завышенную проницаемость)
- 5- Промежуточный режим, при котором нет одного доминирующего фактора от которого зависит скорость и характер развития трещин, и каждый фактор играет определенную роль.

Стоит обратить внимание на то, что при всех режимах кроме 3-го, надо учитывать фактор утечки часть гидравлической жидкости, в породу которая будет ее поглощать, что приводит к уменьшению эффективности работы гидравлической жидкости при ГРП, т.к. часть жидкости не будет участвовать в процессе увлечения эффективного давления в трещинах и, следовательно, в развитие трещины. [25]

Также отдельный коэффициент K_m (на графике на рис. 6.6), определяет наиболее подходящую математическую модель из вышеперечисленных 3 (на рис. 6.5):

- При $0 < K_m < 1$, стоит использовать модель «KGD» при расчете.
- При $1 < K_m < 4$, стоит использовать модель «РKN» при расчете.
- При $K_m > 4$, можно прибегать как к «РKN», так и к радиальной модели при расчете в зависимости от других геомеханических сведения.

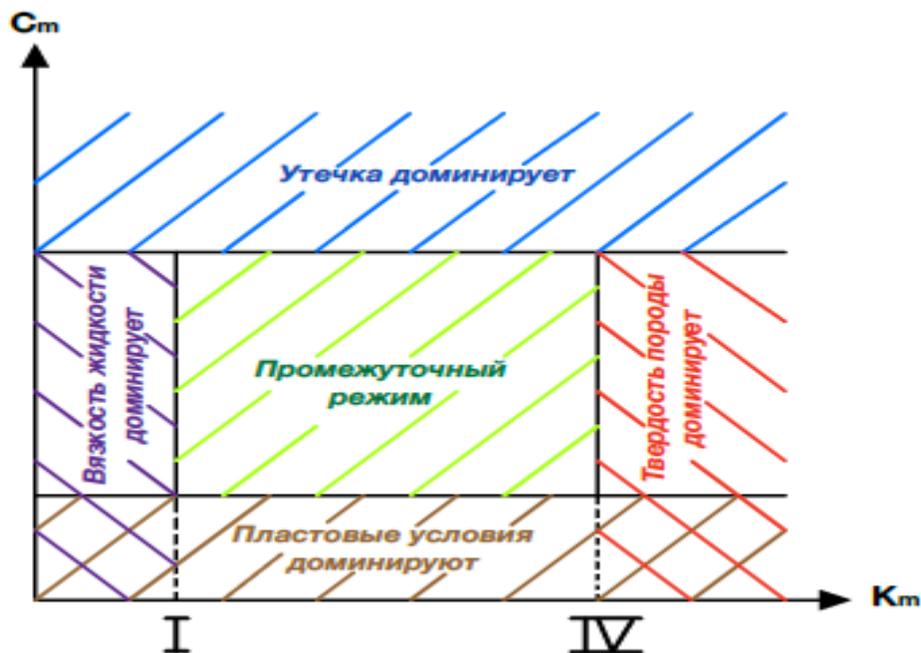


Рисунок 6.6. Режимы разрыва пласта при ГРП

Для определения режима разрыва стоит вычислить коэффициент « K_m » по формуле:

$$k_m := \left[\frac{4 \cdot k_{ic} \cdot \sqrt{\frac{2}{\pi}}}{\left(\frac{E}{1 - \nu_p^2} \right)} \right] \cdot \left[\frac{\left(\frac{E}{1 - \nu_p^2} \right)}{12 \cdot \mu \cdot q_v} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (6.3)$$

Где μ , E , q_v и k_{ic} это вязкость гидравлического флюида (0.5 Па*с), модуль Юнга (30 ГПа), скорость прокачки гидравлического флюида разрыва в пласт (0.03 м³/с) и предел прочности породы (40 МПа).

Получим коэффициент $K_m = 2.637$ что входит в пределах промежуточного режима, т.к. по данным из Приобского месторождения, на исследуемом объекте, проницаемость не является высокой для того чтобы утечка доминировала, ни имеет место предельно высокая начальное давление чтобы пластовые условия исключительно доминировали.

Итак, как мы только что выяснили, на примере исследуемого мной объекте ЮЛТ Приобского месторождения, в основном, ГРП соблюдает модель РКН имеющая формулы полудлины и ширины трещин в зависимости от времени: [24]

$$L_f(t) = 0,524 * \left[\frac{(E' * q_v^3)}{\mu * h_f^4} \right]^{\frac{1}{5}} * t^{\frac{4}{5}} \text{ [М]} \quad (6.4)$$

и

$$w_f(t) = 3,04 * \left[\frac{(\mu * q_v^2)}{E' * h_f} \right]^{\frac{1}{5}} * t^{\frac{1}{5}} \text{ [М]} \quad (6.5)$$

Где μ , E' , h_f и q_v это вязкость гидравлического флюида, эквивалентный модуль Юнга, высота разрыва и скорость прокачки гидравлического флюида разрыва в пласт.

Начнем с определением E' (эквивалентный модуль Юнга) по формуле:

$$E' := \frac{E}{1 - \nu_p^2} \text{ [Па]} \quad (6.6)$$

Где E – модуль Юнга (30 ГПа в нашем случае)

ν_p – коэффициент Пуассона (равен 0.2)

Получим эквивалентный модуль Юнга равным $3.125 \cdot 10^{10}$ Па, после чего, рассчитывал и строил график развития трещин по отношению ко времени.

Данный результат не учитывает поглощения гидравлического флюида породой, для это, были разработаны разновидности прежних формул 6.4 и 6.5, но, с поправками на коэффициент поглощения C_L , который связан с начальной проницаемостью (k_0) уравнением для линейных поро-упругих пород: [16]

$$C_L = 0,6 * \varphi_0 * \sqrt{\frac{k_0 * \varphi_0 * \Delta P}{2 * \mu} \exp(\beta * 22 * \Delta P) * \exp(\beta * \Delta P)} \quad [\text{м/с}^{-1/2}] \quad (6.7)$$

где φ_0 , ΔP и β это начальная пористость, спад давление при ГРП и коэффициент сжимаемости пор. В нашем случае C_L имеет значение в $3.54 \cdot 10^{-4}$ м/с^{-1/2}.

Итак, полученная математическая модель т.н. РКН-с, которая учитывает влияния поглощения стенок пласта часть гидравлического флюида, имеет формулы полудлины и ширины по отношению ко времени t: [25]

$$L_{fl}(t) := \frac{q_v \cdot t^{\frac{1}{2}}}{2\pi \cdot C_L \cdot h_f} \quad [\text{м}] \quad (6.7)$$

$$w_{fl}(t) := 4 \cdot \left[\frac{(q_v \cdot t^{\frac{1}{2}})^2 \cdot \mu}{\pi^3 \cdot E' \cdot C_L \cdot h_f} \right]^{\frac{1}{4}} \cdot t^{\frac{1}{8}} \quad [\text{м}] \quad (6.8)$$

В цели изображения разность в скорость развития трещины при учете поглощения, сравнивал результаты, полученные методом РКН (без учета поглощения) с те полученными от РКН-с (с учетом поглощения) на графиках на рис. 6.7 и 6.8.

Результат сравнения показывает, что, как и предполагалось ранее, утечка гидравлического флюида и его поглощение стенами пласта при ГРП, имеет наблюдаемый эффект на скорость развития трещин в области разрыва, и его надо обязательно учесть при дальнейшего моделирования ГРП. Следовательно, при написании скрипта к ПО которого разрабатываю, пользовался формулами поправленной модели РКН-с.

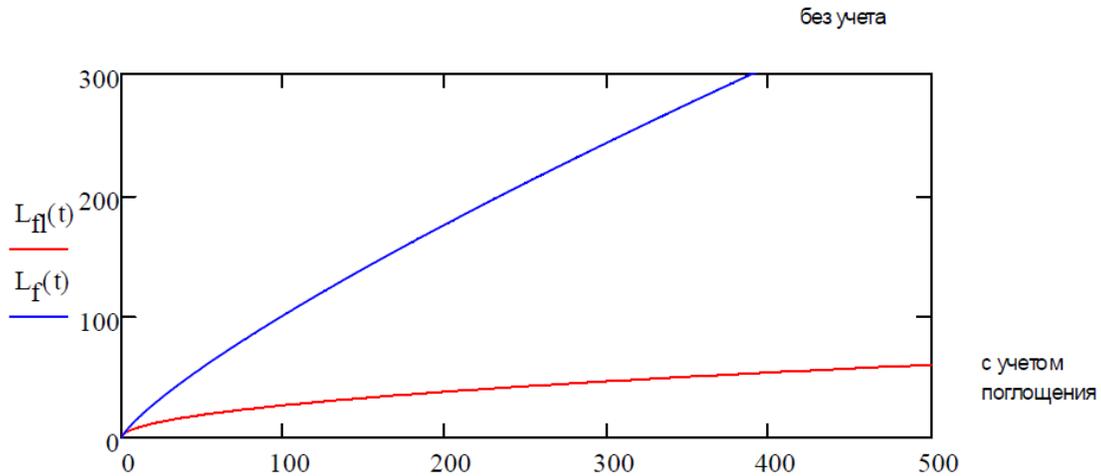


Рисунок 6.7. Увеличение полудлины трещины с временем с учетом поглощения и без него

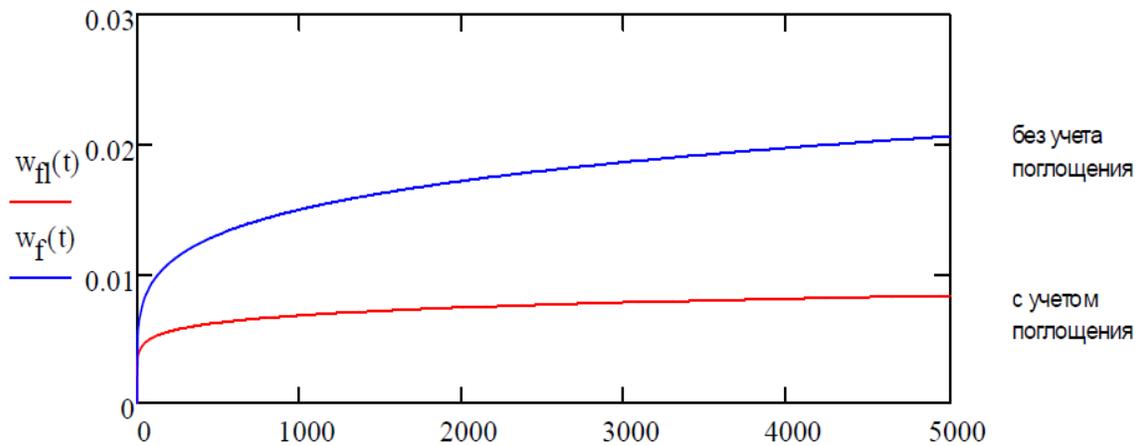


Рисунок 6.8. Увеличение ширины трещины с временем с учетом поглощения и без него

Также я написал скрипт и запрограммировал поведения области разрыва трещин в программе Матлаб опираясь на математических и физических данных и на модель Р-3D чтобы смоделировать развития область разрыва в 4D пространство.

Итак, для развития модели от 2д пространство к 3д, стоит объединить полученные результаты полудлины и ширины трещин, но это нам даст форму распространения в коробочном виде, что не соответствует реальностью. Исходя с этого, прибегаем к 3ой модели т.н. Р3D (псевдо-3д модель).

Р-3D является дополнительной математической моделью которую, при включения в скрипте для ПО по моделированию ГРП, переносить внешний контур области разрыва от теоретической прямоугольной формы (проще применить при первичных расчетов), к

более правдоподобной параболической форме. А также позволяет кодировать цветами перемещение флюидов в пределах систем трещин разрыва под давлением породы при написании скрипта. Все это благодаря 2-я дополнительным формулам для контура и рабочего давления: [24]

$$(R)=0.548\left(\frac{GQ^3}{\mu}\right)^{(1/9)} \cdot t^{(1/9)} \quad [\text{м}] \quad (6.7)$$

и

$$P_w = \sigma_{\min} - \frac{5}{4\pi} \frac{G w_0}{R} \ln \frac{(r_w)}{R} \quad [\text{Па}] \quad (6.8)$$

Где Q , G , σ_{\min} и w_0 это темп закачки ($\text{м}^3/\text{с}$), модуль сдвига (Па), минимальное горизонтальное напряжение (Па) и начальная ширина трещины (м).

Далее, используя формулу простого распространения РЗД-модели для внесения поправок в геометрии области разрыва, приступил к написанию скрипта используя программы «Matlab» а также программы «Mathcad» и «notepad++» для расчета разных формул и их моделирования. Были внесены при программировании основные библиотеки формул и обозначения, а также определил программные функции для поведения симулятора. Полученная программа имела простой интерфейс, в котором при запуске программы, требуется от пользователя ввести в появившейся командной строке, время закачки гидравлической жидкости в пласт как это продемонстрировано на рис. 6.9.

```

Editor - C:\Users\david\Desktop\WORK IN PROGRESS DIPLOMA\МОЙ ЛИЧНЫЙ ВКЛАД\p3d_work.m
p3d_work.m
16 - Pw=Zi-5/(4*pi)*(G*W0(i)/R(i))*log(rw/R(i)); %wellbore net pressure
17 - Pwi(i)=Pw;
18 - time(i)=t;
19 - i=i+1;
20 - end
21 - figure(30)
22 - set(30,'name','P3D frac growth-(R vs t) (W vs t)','numbertitle','off')
23 - drawnow;
24 - limitRi=.548*(G*Q^3/mu)^(1/9)*tf^(4/9); %used for axis limits
25 - limitW0=21*(mu^2*Q^3/G^2)^(1/9)*tf^(1/9);
26 - hold;
27 - A=R(end);B=W0(end)/2;C=h/2;
28 - tp = linspace(0,2*pi,100);
29 - pp = linspace(0,pi,100);
30 - [T,P] = meshgrid(tp,pp);
31 - x = A*cos(T).*cos(P);
32 - y = B*cos(T).*sin(P);
33 - z = C*sin(T);
34 - surf(x,y,z);
35 - daspect([1,6,1]);

Command Window
>> p3d_work
fx Сколько времени проводился ГРП:|

```

Рисунок 6.9. Демонстрация ПО (запуск и ввод данных)

Затем, симулятор приступает ко включению введенных данных в комплексных расчетах для обработки, после чего создается на отдельном окне симуляция смоделированного разрыва в 4д пространство (т.е. 3д + время). И можно тогда наблюдать в ускоренном режиме как гидравлический разрыв развивается и по какой скорости увеличивается охват трещин, а также цветными индикаторами наблюдается концентрация гидравлического флюида.

На рис. 6.9, 6.10, 6.11 и 6.12, показаны отрывки из работы мною запрограммированного ПО для симуляции ГРП.

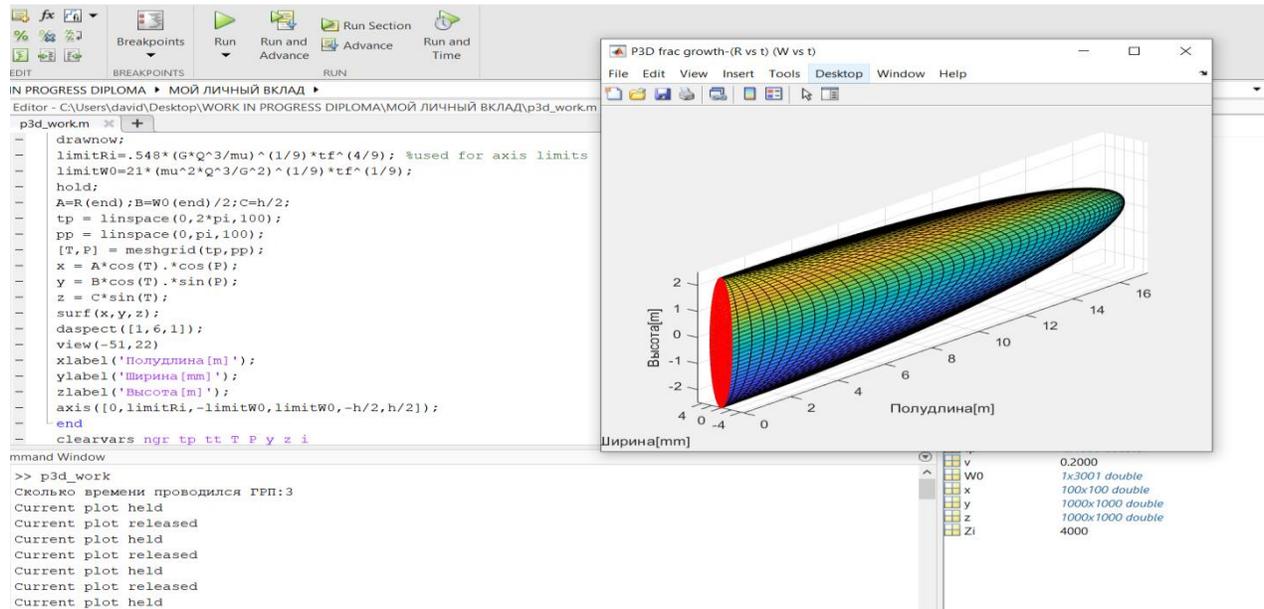


Рисунок 6.10. Демонстрация ПО (обработка данных и компилятором)

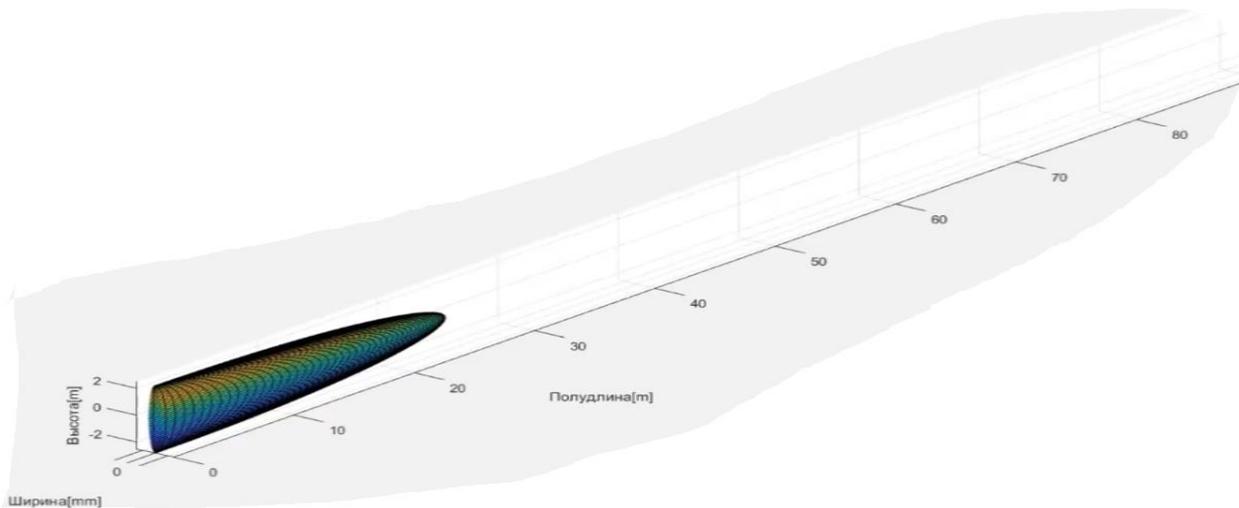


Рисунок 6.11. Демонстрация ПО (завершение компиляций и запуск симуляции)

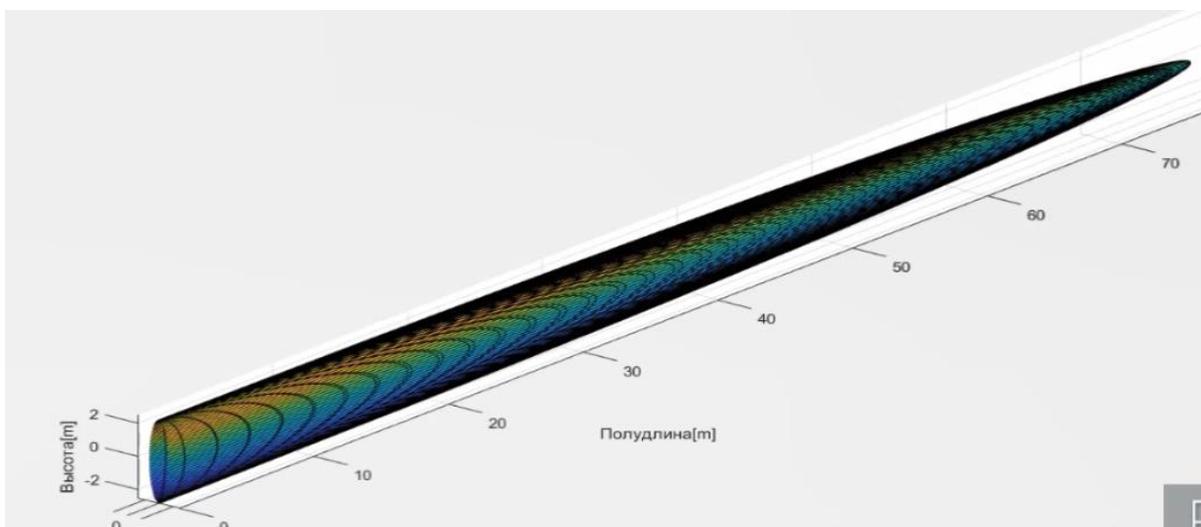


Рисунок 6.12. Демонстрация ПО (продолжение симуляций развития гидравлического разрыва до достижения максимальной возможной полудлины)

Полученный симулятор, является полноценным ПО, который можно применить не только для исследования поведения ГРП на примере приобского месторождения, т.к. при внесении некоторых изменения в исходном коде, можно получить модификацию для моделирования гидроразрыва на любом месторождении в перспективе.

Также стоит добавить, что данный симулятор, хотя основан на немало страниц кодирования, является простым ПО т.к. он дает идеализированную картинку распространения области разрыва в пласт и не стоит сравнивать в полноценными ПО которые основаны на десятки тысячи страниц кода и сложнейших скриптов которые были разработаны большими командами программистов и нефтяников.

В добавке к этому, не надо забыть, что все ПО по симуляции ГРП, от простейших видов до наиболее сложных, основаны, как и мой ПО на принципах и формул в области геомеханики.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ: КОММЕНТАРИИ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ

7.1 Комментарии по результатам применения ГРП

ГРП применился и применяется часто на Приобском месторождения, и даже в последнее время, применения ГРП начинает приобретать массовый характер.

Наблюдаются несколько трендов среди которых:

- 1- Налаживание практики совместного применения ГРП с введением в эксплуатацию скважину, так как по данным с месторождения, раннее введение ГРП способствует увеличению его эффективности и кратному увеличению дебита нефти на добывающих скважинах где он был введен.
- 2- ГРП увеличивает дебит многократно и показал опережающие темпы нарастание добычи после его применения относительно всех других МУН.
- 3- Вопреки высокой обводненности, скважины на которых проводится ГРП показывают увеличения доли добываемой нефти относительно водой.

Вышеприведённые данные подтверждают мои анализы и расчеты где было доказана кратность увеличения нефтедобычи при ГРП, а также, в результаты расчетов, найдено целесообразность применения ГРП на первых этапах разработки при введении скважины в эксплуатацию (раздел 6.2)

Увеличение добычи при ГРП в коллекторах с высоким уровнем расчленённости, можно объяснить уничтожением непроницаемых толщ, играющими роль преград между различными маломочными пропластками, в результате разрыва породы трещинами, которые соединяют песчанистые толщи-коллекторы между собой. Таким образом получаем один однородный мощный коллектор, который намного проще и выгоднее разрабатывать в дальнейшем.

Объяснения процесса контроля за обводненности с помощью ГРП приведена в подразделе 7.2.

Для полноты картины, приведено на рис. 7.1 и 7.2, сравнение общей доли применения ГРП и его многостадийной модификаций (МСГРП) среди всех МУН/ГТМ применимых на Приобском месторождении, и доли ГРП/МСГРП в общем объеме дополнительной добычи полученной в результате применения этих технологии.

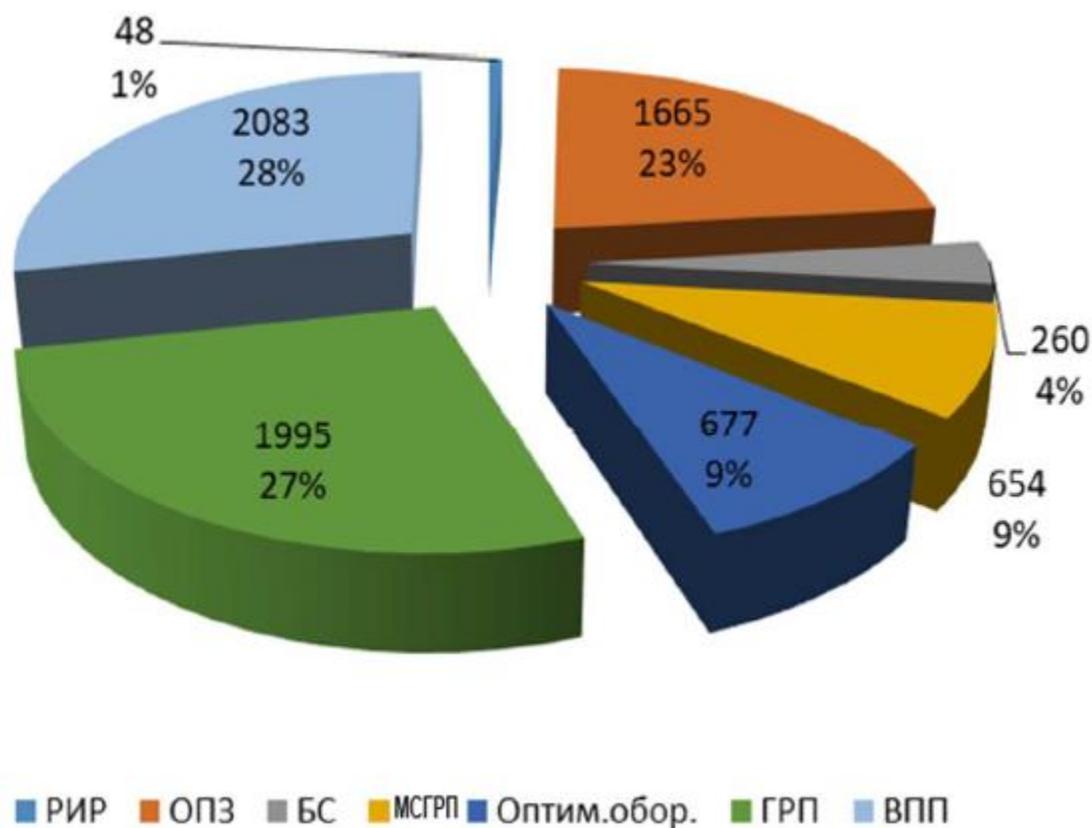


Рисунок 7.1. Доля применения каждого метода в общем количестве применяемых МУН

Сразу видно с рис. 7.1, что среди всех методов по интенсификации добычи, доля применения ГРП/МСГРП не доходит даже до половины, и суммарно составляет около 36% проведенных операции.

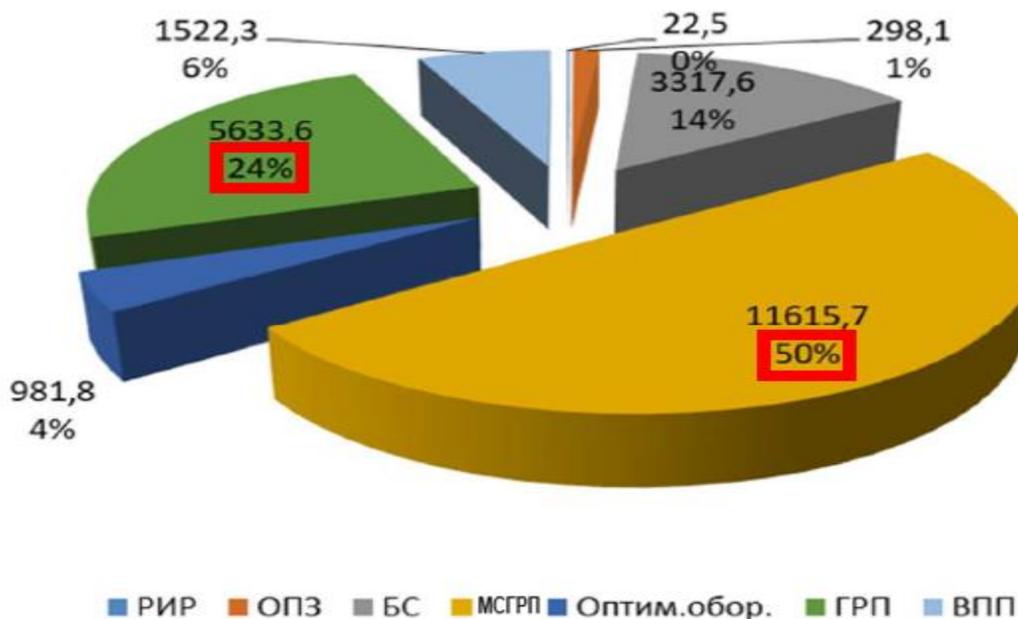


Рисунок 7.2. Доля дополнительной добычи нефти в результате применения каждого из МУН

На рис. 7.2, можно заметить, что 74% дополнительной добычи в результате применения всех видов МУН, приходится на ГРП и МСГРП.

Итак, путём сопоставления оба диаграмм, становится ясно высокая эффективность методов по гидравлическому разрыву паста, которые вопреки того что они не являются самыми используемыми МУН на южной части Приобского месторождения, все-таки занимают львиную долю дополнительную добычу нефти среди всех других методов. Это опять доказывает прежде сказанного о том, что ГРП является самым эффективным МУН.

7.2 Предложения по совершенствованию разработки применяя ГРП

В этом последнем подразделе будут изложены предложения по 2 направлениям, первое по совершенствованию и развитию ПО для симуляции ГРП, а второе по использованию ГРП на нагнетательных скважинах для уменьшения плотность сетки скважин нужной для разработки.

Итак, с предыдущих частей работы были установлены выгода от применения ГРП и допустимость разработки симуляторов для прогнозирования его свойств на основе геомеханических формул и знания. Мой симулятор, хотя простой, дает представление о том, как может выглядеть такой ПО. Так что на рис. 7.3, представляю мое видение к направлению развития симулятора, по которому крупная команда с достаточного времени на руках, может идти. А это заключается в раздробления задачи моделирования на много мелких кусков: это можно достичь путём раздела пласта или породы на сетку квадратичного или треугольного характера и написания скрипта который будет усреднять свойства породы не в целом, а в границах каждой части сетки, а затем собирать эти части для составления одну модель. После чего, можно сравнивать полученная модель от симулятора с реальными данные, внести соответствующие корректировки и повторять все заново, пока не получим самый правдоподобный прогноз. (рис. 7.3)

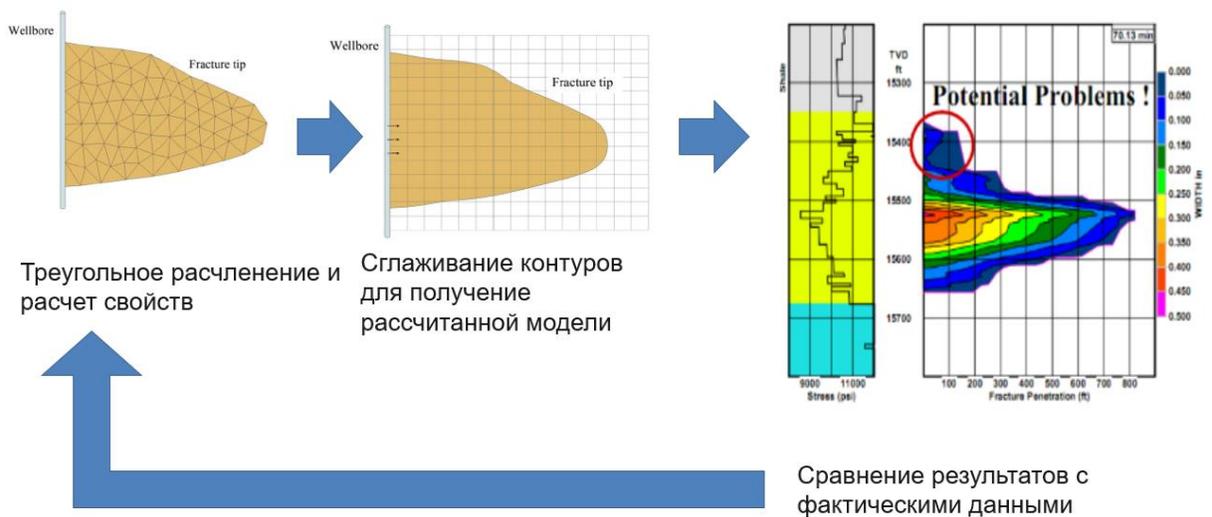


Рисунок 7.3. Предложенный цикл по моделированию области разрыва при ГРП

На рис. 7.4, на левой части, представлена однорядная уплотненная сетка добывающих скважин (обозначены черными точками на карте) относительно нагнетательных скважин (голубые точки), которая существует сегодня на ЮЛТ Приобского месторождения. Все это уплотнение сетки скважины и увеличение соотношение добывающих к нагнетательным скважинам, которое достигает часто 1:1, не дало вклад в увеличение дебита скважин. Мое представление проблемы видно в схеме на правой части рис. 7.4. Проблема по моему анализу ситуации заключается в большом

расхоже закаченной воды для ППД которая поглощается породой во всех направлениях и в круговой схеме и лишь часть этой воды истечет в направление углеводородов возле ближайшей добывающей скважины, нагнетая их в нее.

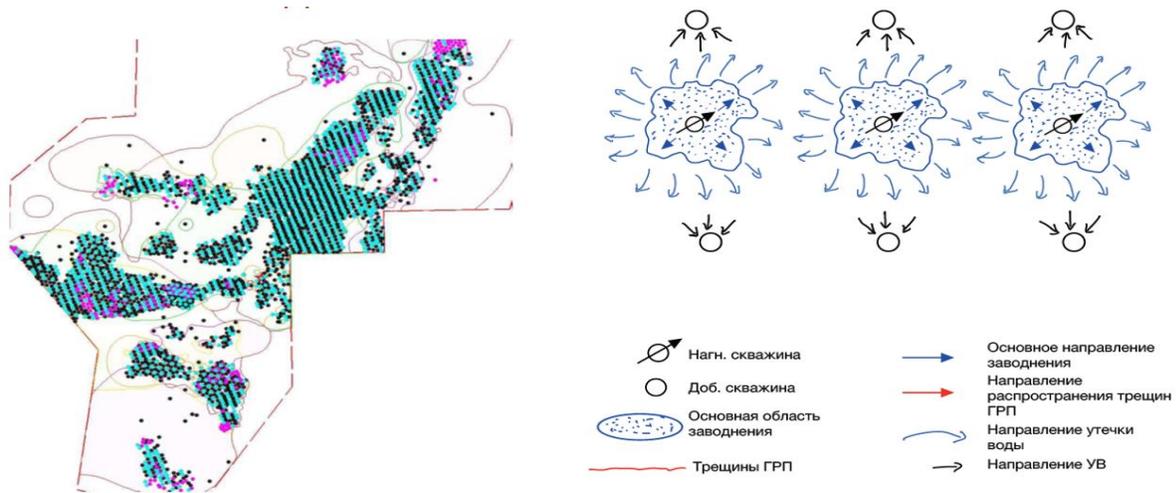


Рисунок 7.4. Существующая схема ППД

Решением проблемы, намеченной выше, заключается в проведении ГРП непосредственно на нагнетательных скважинах, для создания трещин разрыва которых направят воду в направление вдоль коллектора и будут вытеснять большее количество нефти во множество добывающих скважин, закачивая воду под давлением только в одну нагнетательную скважину которая может обслуживать до 6 добывающих, что сэкономит на бурение дополнительных скважин и уменьшает плотность сетки скважин до 1:6. (рис. 7.5)

Дополнительно, на рис. 7.5, предложены еще 2 варианта оптимизации сетки, первый который заключается в проведении ГРП на добывающих скважин также одновременно для увеличения площади дренирования и охвата скважины, а второе предлагает вовсе создание длинных трещин пользуясь минимальным количеством скважин для получения той же эффекта, что и при множестве скважин.

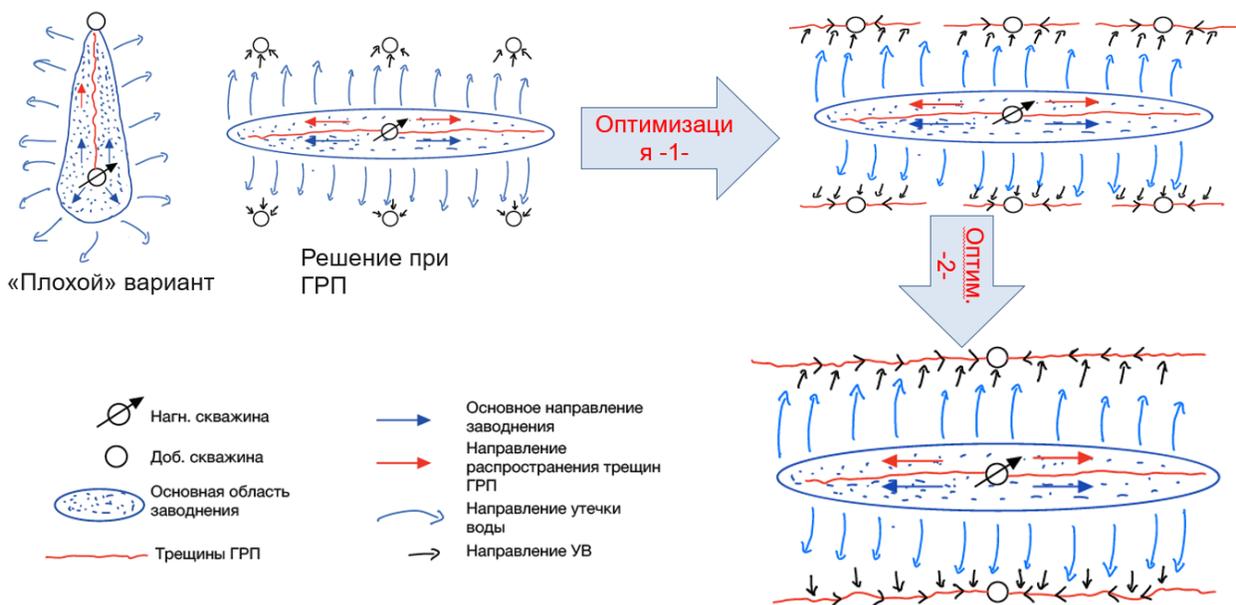


Рисунок 7.5. Предложенные варианты решения с применением ГРП

Примечание – схемы оптимизации размещения сетки скважин и проведения ГРП как видно на рис. 7.5, не всегда применимы, т.к. направление распространения трещин диктуются геомеханическими составляющими, в частности, максимальным горизонтальным напряжением и его соотношением с другими напряжениями в зависимости от степени анизотропности пород. Неправильный расчет может обернуться экологической катастрофой, когда трещины развиваются очень далеко в водяной горизонт, куда попадает нефть, также неправильный расчет или его отсутствие может привести к распространению основных трещин разрыва в направлении добывающей скважины (т.н. «плохой вариант» на рис. 7.5), что приведет к направлению основного потока закаченной воды в него и к резкому увеличению обводненности и к остановке добычи на данном участке. Все это является лишь дополнительным подтверждением важности своевременного прогноза и моделирования геомеханических свойств до проведения ГРП, в т.ч. разрабатывая ПО для симуляции области разрыва ГРП на примере разработанного мною симулятор.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Гидравлический разрыв пласта, ключевой метод необходимый для увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях, с низкопроницаемыми коллекторами, и где традиционные системы поддержания пластового давления давно истощили свои возможности. Яркими подтверждениями того факта, являются проведенные расчеты эффективности применения ГРП и анализа данных на примере Приобского месторождения.

Своевременный правильный подход к прогнозированию поведения трещин в области разрыва при проведении ГРП, является определяющим фактором успеха или провала любой операции по гидроразрыву пласта, а любой прогноз по развитию трещин ГРП, опирается на четкие понятия в области геомеханики, позволяющие проводить расчеты и моделировать конечных параметров разрыва. Тщательное исследование геомеханических свойств породы, также позволяет, автоматизировать и упрощать дальнейшие процессы расчета и моделирования ГРП, путем разработки программного обеспечения для симуляции развития области разрыва пласта при ГРП, запрограммированное на основе кочевых геомеханических сведения и формул, на подобие мною разработанного симулятора.

Стоит добавить, что предыдущий тезис является ключевым, не только с точки зрения автоматизации процессов моделирования, но и в наших Российских реалиях, в которых, разработка различных ПО для решения ряд задач в нефтегазовой области, является одной из приоритетных задач, на фоне введения стран запада санкции против нашей страны и ограничении доступа к иностранному ПО. Так что, разработка и дальнейшее усовершенствование отечественных симуляторов по ГРП, которые на сей день почти не существуют, внесет огромный вклад в продвижение и развитие всей данной отрасли, а также приводит к укреплению независимости наших компании от зарубежных поставщиков лицензии, что входит в общий курс страны на импортозамещение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1- Speight, J.G. Handbook of hydraulic fracturing/ J.G. Speight – Laramie, WY: Wiley, 2016. – 304 p. – ISBN: 978-1-118-67299-0
- 2- Howell, W. D. Case History - Explosive Fracturing for Well Stimulation/ W.D. Howell, T.J. Clare: Proc. Spring, – 1990. – 163 p.
- 3- Walter, G.R. A Repeated Pulse Technique for Determining the Hydraulic Properties of Tight Formation/ G.R. Walter, G.M. Thompson – NY: Wiley, 1982. – 193 p. – URL: <https://doi.org/10.1111/j.1745-6584.1982.tb02749.x> (дата обращения: 24.11.2021). – Текст электронный.
- 4- Johannes K.F. Hydraulic Fracturing Chemicals and Fluids Technology/ K.F. Johannes – 2nd ed. – Gulf Professional Publishing, 2013. – 335 p. – ISBN: 9780128220719
- 5- Donaldson E.C. Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties/E.C. Donaldson, D. Tiab – 4th ed. Gulf Professional Publishing, 2016. – 918 p. – ISBN: 9780128031896
- 6- Shojaei A.K. Porous Rock Fracture Mechanics with Application to Hydraulic Fracturing, Drilling and Structural Engineering/ A.K. Shojaei, J. Shao – LA – 1st ed. Woodland Publishing, 2017. – 336 p. – ISBN: 9780081007815
- 7- Zendeboudi S. Shale Oil and Gas Handbook: Theory, Technologies, and Challenges/ A. Bahadori S. Zendeboudi – 1st ed. Gulf Professional Publishing, 2016. – 412 p. – ISBN: 978-0128021002
- 8- Ma Y.Z. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development/ Y.Z Ma, S.A. Holditch – 1st ed. Gulf Professional Publishing, 2015 – 550 p. – ISBN: 9780128022382
- 9- Montgomery C.T. Hydraulic Fracturing: history of an enduring technology/ C.T. Montgomery, M.B. Smith// Journal of Petroleum Technology, Dec. 2010, Vol. 62, № 12 p. 55-57

- 10- Suko K.A. Fracking in Pennsylvania: History, Geopolitics, and Public Health/ K.A. Suko. – Текст электронный // Fordham research library: internet portal. – URL: https://research.library.fordham.edu/environ_2015/44/ (дата обращения: 10.12.2020)
- 11- Fowler T. Father of Fracking' Dies at 94/ T. Fowler. – Текст электронный // The Wall street journal – URL: <https://www.wsj.com/articles/SB10001424127887323971204578630274272119006> (дата обращения: 11.12.2020)
- 12- Fisher M.K. Integrating fracture mapping technologies to improve stimulations in the Barnett shale/ M.K. Fisher, C.A. Wright, B.M. Davidson, N.P. Steinsberger, W.S. Buckler, A. Goodwin, E.O. Fielder. – Текст электронный // Scispace.com: internet portal – URL: <https://typeset.io/papers/integrating-fracture-mapping-technologies-to-improve-vgta8qrup9> (дата обращения: 02.05.2021)
- 13- Warpinski N. Microseismic Monitoring: Inside and Out/ N. Warpinski // Journal of Petroleum Technology, Nov 2009, Vol. 60, № 9 p. 88-89
- 14- Preisig G. Coupled hydromechanical modeling of rock mass response to hydraulic fracturing: Outcomes related to the enhancement of fracture permeability/ G. Preisig, A. Hosseinian, E. Eberhardt. – Текст электронный // onepetro: Электронная библиотека – URL: <https://onepetro.org/isrmcongress/proceedings-abstract/CONGRESS13/All-CONGRESS13/ISRM-13CONGRESS-2015-205/165781> (дата обращения: 21.01.2022)
- 15- McClure M.W. Fully Coupled Hydromechanical Simulation of Hydraulic Fracturing in 3D Discrete-Fracture Networks/ M.W. McClure, S. Shiozawa // SPE Journal, Aug. 2016, Vol. 21, № 4 p. 1302-1320
- 16- Yarushina V.M. Rock deformation models and fluid leak-off in hydraulic fracturing/ V.M. Yarushina, D. Bercovici, M.L. Oristaglio. // Geophysical Journal International, Vol. 194, № 3, Sep. 2013, p. 1514–1526
- 17- American oil and gas historic society: сайт. – URL: www.aoghs.org (дата обращения: 04.12.2020) – Текст: Электронный
- 18- American Petroleum Institute: сайт. – URL: www.api.org (дата обращения: 05.12.2020) – Текст: Электронный
- 19- Электронная нефтегазовая библиотека: сайт. – URL: www.neftegaz.ru (дата обращения: 25.03.2021) – Текст: Электронный

- 20- Нефтяная компания Роснефть: сайт. – URL: www.rosneft.ru (дата обращения: 20.05.2021) – Текст: Электронный
- 21- Компания по ГПП, «NSI technologies»: сайт. – URL: www.nsitech.com (дата обращения: 13.11.2021) – Текст: Электронный
- 22- Американская Национальная Служба Парков: сайт. – URL: www.nps.gov (дата обращения: 17.06.2020) – Текст: Электронный,
- 23- Компания IHS Markit: сайт. – URL: www.ihsmarkit.com (дата обращения: 20.12.2021) – Текст: Электронный,
- 24- Курс лекции по геомеханике: «Advanced Geomechanics» от University of Texas. – URL: <https://www.youtube.com/playlist?list=PLv0npDbE5HXtMdQYoQEThbTvj8xXIa-Z4>
- 25- Курс лекции по геомеханике от University of Stanford. – URL: <https://online.stanford.edu/courses/soees-ygeoresgeo202-reservoir-geomechanics>