

**Публичное акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина**

УДК 622.276.66

На правах рукописи



**КОЧЕТКОВ АЛЕКСАНДР ВИКТОРОВИЧ**

**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ  
ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА  
С ПРИМЕНЕНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ**

Специальность 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель –  
доктор технических наук, доцент  
Фаттахов Ирик Галиханович

Альметьевск – 2024

## Оглавление

Введение .....	3
1. Обзор научно-технической литературы.....	9
1.1 Обзор новых технологий гидравлического разрыва пласта .....	9
1.2 Обзор методов моделирования разрыва пласта и геомеханики.....	14
2. Разработка усовершенствованной методики научно-технического сопровождения гидравлического разрыва пласта и построение математических моделей.....	26
3. Применение инструментов статистического анализа .....	47
3.1 Принципы и общие положения адаптированного подхода к статистическому анализу применительно к технологиям гидравлического разрыва пласта .....	47
3.2 Возможности усовершенствованного инструмента статистического анализа.	50
4. Способ построения геомеханической модели пласта .....	74
5. Внедрение усовершенствованного подхода в производственный цикл гидравлического разрыва пласта .....	87
Заключение .....	107
Список сокращений и условных обозначений .....	109
Список литературы .....	111
Список иллюстративного материала.....	128

## **Введение**

### **Актуальность темы диссертационной работы**

Успешность процессов гидравлического разрыва пласта (ГРП) напрямую зависит от характеристик создаваемых трещин. Как геометрические, так и фильтрационные свойства трещины зависят не только от геологических условий залегания целевого пласта, но и от параметров обработки, определяемых на стадии проектирования. Точный прогноз характеристик трещин позволяет подобрать оптимальную технологию и соответствующие параметры обработки. Некорректный подбор параметров повышает технологические и эксплуатационные риски, что приводит к снижению или отсутствию потенциала эффективности обработок. Актуальность точного подбора параметров возрастает при выборе технологий для скважин в осложненных геолого-технических условиях.

Данные исследования направлены на повышение точности прогноза характеристик трещины ГРП с использованием предлагаемых автором подходов, в том числе математических моделей и инструментов анализа. В настоящей работе объектом исследования является техногенная трещина в терригенном коллекторе, закрепленная пропантом. Автором предлагаются способы повышения точности прогнозирования характеристик техногенных трещин, создаваемых в результате проведения процессов ГРП за счет внедрения усовершенствованных математических моделей и инструментов статистического анализа.

### **Степень разработанности темы**

Проблемами прогнозирования параметров ГРП занималось большое количество ученых. Наибольший вклад в их решение внесли: M. Economides, R. Olini, P. Walko, K. G. Nolte, R. Alfred, J. Jennings, B. Atkinson, H. H. Abass, H. Saeed, D. L. Meadows, A. S. Abou-Sayed, R. L. Dougherty, J. A. Ayoub, J. E. Brown, R. D. Barree, J. J. Elphick, H. Mukherjee, E. Fjaer, Р. Д. Каневская, Р. Х. Гильманова, Д. В. Кашапов, С. Г. Черный. Необходимо отметить вклад А. В. Насыбуллина, В. Г. Салимова, О. В. Салимова, Н. Г. Ибрагимова, Р. Р. Ибатуллина в изучение и решение прикладных задач в области ГРП, в том

числе в части моделирования с целью определения прогнозных параметров техногенных трещин для условий месторождений Республики Татарстан.

**Цель диссертационной работы** – разработка и исследование способов повышения эффективности процессов ГРП терригенных коллекторов путем уточнения прогнозирования его технологических параметров.

Для достижения указанной цели в ходе исследования решались следующие задачи:

1. Разработка математической модели, описывающей процесс изменения концентрации пропанта в смеси жидкости разрыва при проведении ГРП.
2. Оценка влияния горно-геологических напряжений на возможность прогнозирования технологических параметров ГРП и геометрических характеристик создаваемых техногенных трещин.
3. Оценка влияния зенитного угла ствола скважины в интервале перфорации и расстояния от перфорации до забоя скважины на риск возникновения технологического осложнения при проведении ГРП, проявляющийся в превышении допустимого устьевого давления, не позволяющего разместить пропант в пласте в полном объёме (преждевременная остановка закачки).

### **Научная новизна работы**

1. Создана математическая модель, описывающая изменение концентрации пропанта при проведении основного процесса ГРП для случаев линейного и нелинейного увеличения концентрации, особенность которой состоит в том, что она включает аналитическое решение определения переходной концентрации пропанта в условиях применения двух и более видов пропанта.
2. Предложена классификация факторов информативности МиниГРП, включающая методику численной оценки обобщенного влияния геологических, технических и методологических неопределенностей на интерпретацию данных МиниГРП, выраженную в доверительном интервале значений прогнозной скорости фильтрации жидкости разрыва и значения мгновенного давления остановки закачки (МДОЗ).

3. Показано, что конфигурационные параметры скважины вблизи интервала перфорации, выражающиеся зенитным углом от  $12,5^\circ$  до  $50^\circ$  и малым расстоянием от перфорации до забоя скважины, вплоть до 0 м, позволяют проводить пропантные ГРП с общей массой пропанта более 15000 кг и концентрацией пропанта в смеси до  $900 \text{ кг}/\text{м}^3$  при сохранении уровня риска технологического осложнения в виде преждевременной остановки закачки.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

1. На основе оценки влияния параметров предложена корректировка перечня осложняющих факторов для различных значений зенитного угла и расстояния от перфорации до забоя скважины.

2. Внедрение представленных методик позволило увеличить сходимость моделей при прогнозировании технологических параметров ГРП, что выражается в средних значениях, и за период 2017-2022 гг. для высоты трещины отклонение снизилось с 25% до 14%, для ширины – с 33,8% до 22,7%, для длины – с 33% до 17% и для проводимости – с 34% до 23%.

3. Разработаны учебно-методические пособия для студентов магистратуры государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования Альметьевский государственный технологический университет "Высшая школа нефти" (АГТУ «ВШН»), ранее именовавшегося Альметьевский государственный нефтяной институт, касающиеся проектирования дизайна ГРП. Проведены лекционные и практические занятия для студентов магистратуры.

4. Разработано программное обеспечение для решения прикладных задач подготовки корректных входных данных, используемых в симуляторах ГРП. 7 разработанных программ для ЭВМ зарегистрированы в Федеральной службе по интеллектуальной собственности, получены свидетельства о государственной регистрации.

5. В рамках проведения опытно-промышленных работ было проведено научно-техническое сопровождение процессов ГРП, что обеспечило прирост дебита в 1,44 раза выше среднего прироста до внедрения обозначенного подхода.

6. Практическое внедрение предложенных методик закреплено в руководящих документах (РД) и стандартах ПАО «Татнефть» (СТО). РД 153-39.0-588-15 – «Инструкция по проведению гидравлического разрыва пласта в ПАО «Татнефть» и его обновленная редакция – СТО ТН 646-2021 с аналогичным наименованием, а также СТО ТН 631-2020 – «Инструкция по обеспечению и контролю качества при проведении гидроразрыва пласта и кислотного гидроразрыва пласта». СТО ТН 646-2021 и СТО ТН 631-2020 являются действующими стандартами ПАО «Татнефть» и применяются на всех НГДУ при подготовке и проведении ГРП.

### **Методология и методы исследований**

Решение поставленных задач базируется на теоретических, экспериментальных исследованиях и промысловых данных, с предварительным анализом отечественного и зарубежного опыта по опубликованным источникам. Технологические параметры ГРП определялись при помощи симуляторов MFrac, «РН-ГРИД». Статистический анализ проводился с применением ПО «JASP», критерия Крамера-Мизеса-Смирнова, методов корреляции Спирмена, Вилкоксона-Манна-Уитни.

### **Основные защищаемые положения**

1. Научно-техническое сопровождение ГРП позволило повысить эффективность процессов на осложняющемся фонде скважин-кандидатов в 1,44 раза при помощи внедрения подходов для уточнения прогнозных параметров.

2. Применение усовершенствованных методов статистического анализа позволило повысить точность прогнозирования условий формирования техногенных трещин ГРП в части геометрических параметров. Для высоты трещины отклонение снизилось с 25% до 14%, для ширины – с 33,8% до 22,7%, для длины – с 33% до 17% и для проводимости – с 34% до 23%.

3. Предложенная классификация факторов, осложняющих интерпретацию информационных ГРП, позволила корректно учитывать степень их влияния и, следовательно, внести вклад в повышение точности анализа.

## **Степень достоверности результатов**

Научные положения, выводы и рекомендации подкреплены результатами анализа промысловых данных. Выявленные корреляции подтверждаются на выборках с более 2500 процессов ГРП. Расчеты проводились в лицензионном программном обеспечении, широко применяемом в производственной практике, учитывались рекомендации разработчиков соответствующего ПО.

## **Апробация работы**

Основное содержание и результаты исследований докладывались и обсуждались на конференциях и семинарах различного уровня:

- Международной научно-практической конференции «Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобыче» (г. Уфа, 2023 г., заочно);
- Всероссийском саммите по гидроразрыву пласта: вызовы и перспективы (г. Тюмень, 2023 г.);
- Научно-технической конференции «Разработка нефтяных и газовых месторождений – новые научные подходы, инновационные технологии, перспективы» (г. Бугульма, 2023 г.);
- LI Международной научно-практической конференции «Advances in Science and Technology» (г. Москва, 2023 г., заочно);
- Конференции Norwegian Journal of development of the International Science (г. Осло, 2023 г., заочно);
- Конференции Journal of science. Lyon (г. Лион, 2023 г., заочно);
- Конференции «Изучение опыта нефтяных и сервисных мировых компаний в области ГРП с использованием пропанта» (провинция Кханъхоа, Вьетнам, 2022 г.);
- Российской нефтегазовой технической конференции SPE (г. Москва, 2018 г.);
- Семинаре ЦСМС ПАО «Татнефть» по секции «Текущий, капитальный ремонт скважин и ПНП» (г. Альметьевск, 2016 г.).

## **Публикации**

Основные положения диссертации отражены в 19 опубликованных работах, из них 15 – в рецензируемых научных изданиях, получено 7 свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ.

## **Личный вклад**

Автор участвовал в постановке, планировании и решении задач диссертационной работы, непосредственно выполнял расчеты при проведении работ на скважинах. При непосредственном участии автора проведены промысловые испытания. Лично и в соавторстве с коллегами осуществлял подготовку к публикации статей, патентов, стандартов организации, выступал с докладами на корпоративных, всероссийских и зарубежных конференциях. Автор проводил лекционные и практические занятия для студентов магистратуры АГТУ «ВШН» (ранее АГНИ), участвовал в разработке методических пособий. Подходы, разработанные при непосредственном участии автора, применяются в производственной практике ГРП в ПАО «Татнефть».

## **Структура и объём работы**

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка используемой литературы, включающего 119 наименований, и содержит 131 страницу машинописного текста, 40 рисунков, 18 таблиц.

**Автор выражает благодарность** научному руководителю – доктору технических наук, директору по повышению нефтеотдачи пластов, волновым и биотехнологиям института «ТатНИПИнефть» И. Г. Фаттахову, за особое внимание, наставления и рекомендации; доктору технических наук, профессору, заведующему кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений АГТУ «ВШН» А. В. Насыбуллину за отзывы и рекомендации по проработке публикуемых материалов; заместителю начальника департамента разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» А. А. Лутфуллину за поддержку и определение приоритетов при внедрении новых технологий и стандартов.

## **1. Обзор научно-технической литературы**

### **1.1 Обзор новых технологий гидравлического разрыва пласта**

Одним из направлений в разработке новых технологий ГРП является поиск решений для тех объектов, на которых проведение ГРП было невозможно или в значительной степени ограничено. Так, в работе Д. А. Мартюшева и соавторов рассмотрено образование трещин ГРП в карбонатных сложно построенных коллекторах с естественной трещиноватостью. Такие объекты характеризуются повышенными рисками при проведении ГРП. Ранее считалось, что высокая трещиноватость коллектора может приводить к формированию сложной сети трещин гидроразрыва. Коллективом авторов было показано, что степенью разветвленности трещин можно управлять при помощи скорости закачки. В итоге, в некоторых условиях, даже при высокой трещиноватости пласта удается создать классическую единую трещину. Более того, на рассматриваемом авторами месторождении создание такой трещины значительно повышает эффективность процесса [1]. Помимо скорости закачки, к технологическим параметрам, позволяющим оказывать влияние на характеристики, относится вязкость жидкости разрыва. Применение жидкостей различной вязкости позволяет получать трещину с различными характеристиками. Влияние вязкости жидкости разрыва на геометрию трещин ГРП подробно рассматривалось А. В. Насыбуллиным и В. Г. Салимовым. Определены параметры трещин при использовании ряда жидкостей, при этом рассмотрены варианты в широком диапазоне вязкостей, которая оценивалась при скорости сдвига  $100 \text{ c}^{-1}$ , определен алгоритм подбора вязкости жидкости разрыва в соответствии с применяемой технологией [2].

Другие ограничения проведения ГРП связаны с параметрами оценки скважин-кандидатов. Поиск возможности интенсификации среди объектов, ранее не включаемых в потенциальный фонд, приводит к необходимости пересмотра критериев. В работе Р. Х. Гильмановой и соавторов рассматривается обоснование пересмотра критериев пористости при поиске скважин-кандидатов. Ввод в разработку низкопроницаемых глинистых коллекторов, не выделенных

в соответствии с текущими представлениями о геологии и геофизике, предъявляет новые требования к трехмерным гидродинамическим моделям. Негативным фактором при создании подобных моделей является неопределенность отсечки нижней границы пористости при выделении коллекторов. Построенная по результатам анализа кернового материала петрофизическая модель кыновского горизонта позволила снизить границу коллектор/неколлектор по пористости до 7%. Настройка фильтрационной модели показала согласованность граничного значения пористости в 7% с промысловыми результатами эксплуатации скважин с ГРП [3]. Целесообразность проведения ГРП обосновывается с точки зрения соответствия требованиям, с предварительной оценкой эффективности. Обозначенный подход применялся на Сандивейском, Северо-Савиноборском и Вынгапуровском нефтяных месторождениях [82, 91, 96]. Для плотных коллекторов кыновского горизонта характерно высокое содержание глин. В таких условиях важно применять стабилизатор глин при проведении ГРП. Традиционно, стабилизатор глин применяется в составе жидкости разрыва для снижения негативного влияния. Вопросы определения эффективности применения стабилизатора глин и определения оптимальных дозировок рассматривались А. В. Насыбуллиным и соавторами. Для различных типов коллекторов были определены эффективные концентрации компонента [4].

Новые технологии ГРП разрабатываются с целью достижения эффективности. Кроме стандартных критериев необходимо учитывать особенности коллектора, такие, как послойную неоднородность по проницаемости, количество перегибов структуры залежи нефти, угол падения крыльев, расстояние между перегибами, ориентацию деформационной анизотропии и толщину пласта-перемычки в условиях наличия водоносного горизонта [5]. При этом для многих объектов актуальной задачей является проведение интенсификации в условиях высокой обводненности продукции. Для корректной оценки эффективности ГРП в условиях высокой обводненности требуется уточнение методик анализа. Значительный вклад в уточнение таких методик внесен И. Р. Сафиуллиным, Р. Х. Гильмановой и соавторами. По результатам анализа фактического материала

проведения ГРП на графиках характеристик обводнения были выделены характерные признаки, которые позволили сгруппировать все скважины по шести основным типам характеристик обводнения. Используя количественную оценку эффекта от проведения ГРП по характеристикам вытеснения и численное моделирование, проведено ранжирование типовых характеристик обводнения по степени риска преждевременного обводнения скважины и составлен возможный сценарий обводнения скважины после ГРП [6]. Эффективность ГРП должна рассматриваться в контексте разработки, работы системы заводнения. Внедрение комплексных технологий вытеснения нефти позволяет увеличить отборы нефти. Подбор технологий заводнения с учетом влияния геологических структур и геолого-технических мероприятий, в том числе ГРП, позволяет повысить эффективность как обработок, так и извлечения запасов в целом [7, 8, 84].

Другим важным направлением развития являются технологии многостадийного ГРП (МГРП). Для многих случаев применение МГРП технологически и экономически целесообразно. При этом, технологически такой подход сложнее и требует повышенного качества планирования и моделирования. Общее описание применения группы технологий многостадийного гидравлического разрыва пласта приводится в работе А. Н. Мышова [9]. В ней рассматриваются применяемые компоновки заканчивания при МГРП, соответствующие им преимущества и недостатки, этапы проведения работ. При этом отмечается, что в некоторых случаях эксплуатация месторождения без МГРП не представляется возможной. Геомеханическая задача по определению напряженно-деформированного состояния при МГРП осложняется вопросами возможности переориентации трещин в горизонтальных скважинах. Вопросы расчетов напряженно-деформированного состояния в окрестности горизонтальной скважины с МГРП и разработка алгоритма решения задач данной области представлены в работе Р. Д. Каневской и А. А. Пименова. Алгоритм рассматривает последовательность проведения стадий МГРП, коэффициенты анизотропии, определение зон переориентации главных напряжений и выражен, как двумерная математическая модель [10]. Отмечается вклад Д. В. Кашапова в решение задачи

прогноза параметров МГРП, в частности оценки стимулированного объема пласта. Рассматривалось создание сети трещин в низкопроницаемых коллекторах, влияние пропанта на объем охвата обработкой [11]. В другой работе Д. В. Кашапова рассматриваются особенности применения пропанта при ГРП в горизонтальном стволе скважины. Чаще всего в горизонтальных скважинах проводятся многостадийные процессы и в случае применения пропанта важно учитывать процессы, происходящие в масштабе зёрен пропанта, порядка  $0,3 \cdot 10^{-3}$ - $1 \cdot 10^{-3}$  м. Для рассмотрения данных процессов предложена математическая модель в ПО OpenFOAM, позволяющая проводить моделирование течения жидкости с пропантом в горизонтальной трубе. В результате получено «распределение пропанта по длине скважины в зависимости от параметров обработки, а также исследованы закономерности поведения пропанта при его различных свойствах» [12].

Особую сложность представляют случаи, в которых требуется проведение повторного МГРП. Так, в работе А. А. Габдуллина и соавторов приводится пример высокотехнологичного МГРП с многоразовыми портами. Такое решение позволило не только проводить стадии ГРП в произвольном порядке, но также обеспечило возможность проведения селективной стимуляции скважины в течение всего срока эксплуатации [13]. Аналогичная технология, называемая МГРП Texas Two Step, была испытана на газонефтяном Чутырско-Киенгопском месторождении. Опыт применения данной технологии, обоснование экономической эффективности и особенности параметров получаемых трещин приведены в работе О. В. Лихачевой и соавторов. К особенностям данной технологии, кроме возможности проведения стадий ГРП в произвольном порядке и проведения повторных процессов, относится склонность к формированию более коротких трещин. В ряде случаев это позволяет снизить риски получения незапланированной продукции. В рассмотренном случае это позволило вовлечь в разработку низкопроницаемые пропластки и, в итоге, повысить конечный КИН месторождения на 5-12% [14].

В работе Hanbin Feng и соавторов уделяется внимание оптимизации МГРП с целью максимального вовлечения естественной трещиноватости пласта.

В условиях, при которых одностадийный ГРП не показывает достаточную эффективность, требуется оптимизация многостадийных вариантов обработки. Так, авторами предложено разделение МГРП не только на стадии, но и дополнительно на кластеры, что позволило экономически успешно эксплуатировать месторождение с метаморфическим нефтяным коллектором [15].

## 1.2 Обзор методов моделирования разрыва пласта и геомеханики

Моделирование в области геомеханики развивалось в соответствии с повышающимися требованиями к точности прогноза геомеханических свойств пласта. В процессе развития геомеханики различными авторами предлагались те или иные подходы к моделированию. Предлагаемые подходы отличались в зависимости от поставленной задачи, качественного и количественного состава входных данных, располагаемых ресурсов и сроков выполнения задачи, а также других особенностей проекта. Входящие в область моделирования геомеханики нефтяных пластов задачи можно разделить на области оптимизации бурения, стимуляции и разработки месторождения в целом. Так как в данной работе геомеханическое моделирование рассматривается с целью оптимизации стимуляции скважин методом ГРП, обзор известных методов моделирования проведен в контексте подготовки данных геомеханики для последующего использования в симуляторе ГРП.

Кроме классификации по задачам, существующие геомеханические модели отличаются по масштабу. Так, наиболее распространенные в производственной практике геомеханические модели строятся в масштабе рассматриваемой скважины и являются одномерными, так как все точки свойств данных моделей принадлежат вертикальной линии – проекции скважины и определяются единственной координатой. Несмотря на относительную простоту структуры такой модели, в современной производственной практике активно применяются 1D-геомеханические модели для решения ряда задач, в том числе при подготовке входных данных для расчетов в симуляторе ГРП.

Применение одномерных геомеханических моделей отмечается во многих отечественных и зарубежных публикациях. В проекте разработки туронской, покурской и березовской свиты Харампурского месторождения построение 1D-геомеханических моделей было заложено на этапе планирования. Как отмечается в публикации, построение 1D-моделей по 5 опорным скважинам позволило выделить механические фации, рассчитать упруго-прочностные свойства, компоненты горизонтальных напряжений, вертикальные напряжения,

а также построить кривую пластового давления. Авторы отмечают, что для построения модели: «на скважинах месторождения выполнены расширенные комплексы ГИС, проведены измерения пластовым микроимиджером, замеры пластовых давлений и давлений закрытия микротрешин, отбор и тестирование образцов керна на механические свойства, а также специализированные исследования по оценке потенциала выноса твердой фазы (пескопроявления)... привлечены данные ГРП с соседних скважин, буровые события, данные кавернометрии» [16, с. 36-37]. Построенные 1D-модели позволили, в том числе, оптимизировать планируемые процессы ГРП при помощи уточненных входных данных симулятора ГРП. При этом, несмотря на полученный результат, авторами отмечается, что в дальнейшем планируется переход на 3D/4D геомеханические модели, которые будут подробнее рассмотрены далее в этой главе. Кроме перехода на усложнённые модели авторы планируют продолжить актуализацию и калибровку 1D-моделей для снижения неопределенности данных, что подчеркивает как актуальность данного подхода, так и потребность в применении более сложных инструментов [16].

При работе с любым типом геомеханических моделей задача построения наиболее точных опорных 1D-моделей является первоочередной и результаты её решения влияют на последующее расширение и применение геомеханических данных. При этом особенности отдельно взятых объектов разработки не позволяют применять единые корреляции даже в тех случаях, когда литология рассматриваемого объекта наиболее близка к известному объекту. Фундаментальная причина отличий в корреляциях связана с различной природой механических и других свойств породы, традиционно измеряемых методами геофизических исследований скважин (ГИС). Для локально рассматриваемого объекта применимо решение с выделением механических фаций, в каждой из которых определяются корреляции. В связи с этим, многие работы сосредоточены на выявлении наиболее точных корреляций по механическим фациям разрабатываемого объекта. Так, в публикации А. С. Шадрина и соавторов приведен пример методики, реализующей классический подход к определению

геомеханических свойств. Подход рассмотрен для юрских и доюрских отложений Томской области и включает обобщение корреляций между ГИС и рядом геомеханических свойств. Корреляции были подтверждены исследованиями керна и были составлены схемы, по которым осуществляется выбор уравнения для расчета геомеханического параметра. Всего в работе рассмотрены четыре геомеханические переменные и десять обобщенных эмпирических уравнений для различных фаций, которые были сопоставлены для 11 месторождений Томской области. В итоге данные были получены с учетом неопределенности. Авторами отмечается: «Итоговая неопределенность была определена, исходя из сравнения расчетов напрямую через скорость поперечной волны и через статический модуль Юнга, а также последовательными расчетами: статического модуля Юнга через динамический и затем параметра предела прочности» [17, с. 39]. В действительности, предложенный подход позволяет с минимальными затратами снизить неопределенность при полном отсутствии данных, но достигнуть высокой точности расчетов в рамках данной методики не представляется возможным. Разброс значений по предложенным схемам достигал  $\pm 130$  МПа для предела прочности на сжатие и  $\pm 30000$  МПа для статического модуля Юнга, что могло быть уточнено при помощи дополнительных исследований, но не подразумевалось рассматриваемым проектом. Тем не менее, данный принцип позволил выделить геомеханические фации и предложить в первом приближении схемы для расчета геомеханических свойств [17].

Классический подход к построению геомеханических моделей часто дополняется с учетом тех или иных свойств. Так, авторами Ahmed Radwan и Souvik Sen рассмотрено построение классической геомеханической модели с учетом эффекта истощения пласта в процессе разработки месторождения Бадри в Суэцком заливе. В публикации показан классический пример, в котором динамические геомеханические свойства определены по акустическим скоростям и плотности, на основе данных специализированных ГИС. Далее, для определения свойств использовались эмпирические уравнения, ранее определенные в предыдущих исследованиях. Профиль вертикального напряжения построен

по классическому уравнению от данных плотностного каротажа, при этом для некоторых участков данные были экстраполированы. Для определения поровой компоненты напряжений в публикации упоминается метод на основе линии нормального уплотнения, но для рассматриваемого объекта его применение не представляется возможным в полной мере. Для калибровки применялись данные бурения и прямые замеры на глубинах продуктивных пластов. Горизонтальное напряжение также определено по стандартным формулам и, ввиду отсутствия данных по керну, применены стандартные корреляции, после чего была проведена калибровка по ряду тестов, проведенных в ходе бурения. Измерения и построение модели показало, что на момент рассмотрения продуктивные пласти уже были истощены, было подтверждено, что объект находится в нормальном режиме напряжения ( $S_v \geq S_{h\max} > S_{h\min}$ ), а также определено направление максимального горизонтального напряжения. Авторами была определена величина снижения давления пласта: «На основе измерений в условиях истощенного и нетронутого коллектора было количественно определено падение порового давления по двум коллекторам. Результаты показывают снижение порового давления в пласте Хаммам Фараун на 6,5-6,8 МПа, в то время как поровое давление снизилось на 7,3-8,2 МПа по отношению к пласту Карим» [18, с. 9]. В итоге, авторами показан эффект, который возникает при истощении пласта – изменяется кривая порового давления и зависящее от нее горизонтальное напряжение. В выводах авторы упоминают, что полученные результаты исследований – уточненные 1D-геомеханические модели – могут быть использованы для оптимизации планирования разработки. Учет геомеханических свойств поможет избежать повреждения пласта в процессе разработки. Оптимизация процесса ГРП не была представлена в данной работе, но опубликованный пример классического подхода, дополненный учетом текущего порового давления, может быть использован в том числе и для этой цели. Приведенный пример дополняет обзор классического подхода к построению 1D-геомеханической модели [18].

Актуальность построения синтетических кривых сохраняется на многих объектах и проектах. Полный перечень исследований, требуемый для классической

1D-геомеханической модели, традиционно проводится только на нескольких опорных скважинах, в то время как на остальные скважины требуется перенести данные опорных скважин. В данных условиях особое внимание уделяется методам переноса, в том числе определение корреляций. Авторами Я. И. Юсуповым и Г. А. Калмыковым предложен детализированный подход к определению корреляций на примере викуловских и юрских отложений Западной Сибири. В рамках представленного подхода такие важные параметры, как время прохождения продольной и поперечной волны, а также плотность породы, определяются по подтвержденным корреляциям. При этом корреляции строятся поэтапно. Первоначально строится кривая, не учитывая литологические особенности пласта и уплотнения, после чего на неё накладывается известная зависимость уплотнений и её влияние на итоговый результат. Полученная таким образом синтетическая кривая продольной волны, используется для последующего определения корреляций плотностного каротажа и поперечной волны. Метод учитывает данные каверномера, что повышает его точность. Авторами отмечается: «Разработана максимально адаптированная к имеющимся геологогеофизическим условиям Красноленинского свода методика восстановления кривых АК и ГГК-П, которая опробована на 12 скважинах с отбором керна и записью АКШ в продуктивной части» [19, с. 109]. Полученная высокая точность корреляций характеризуется узкой направленностью. Представленные в работе зависимости применимы только для определенных объектов разработки в пределах рассматриваемого месторождения. Для других объектов можно применить принцип построения, но не результирующие уравнения. Другим недостатком метода является требование к точности определения водородосодержания, от которого зависит расчет всех представленных параметров. Несмотря на недостатки метода, данная публикация является примером уточненного классического подхода к 1D-геомеханическому моделированию [19].

Для решения ряда задач требуется определение геомеханических свойств не только в масштабе одной скважины, но и в межскважинном пространстве. Инструментами для решения таких задач являются 3D-геомеханические модели

в различных вариантах исполнения. В базовом варианте 3D-геомеханическая модель представляет собой набор ячеек в трехмерном пространстве, соответствующих геологической модели, дополненной геомеханическими свойствами. Варианты исполнения такой модели включают, в том числе, учет изменений геомеханических свойств во времени и, в таком случае обозначаются, как 4D-модели. Здесь подразумевается, что четвертое измерение – это ось времени.

В области 3D-геомеханического моделирования также предлагаются новые подходы. Так, авторами М. В. Пятахиным и Ю. М. Пятахиной предложен подход, обозначенный, как построение палеогеомеханической 3D-модели. Подход предусматривает включение в модель истории формирования залежи и действовавших на тот момент тектонических напряжений. Построение такого типа модели возможно в 3 этапа и продемонстрировано авторами на примере Невского ПХГ. На первом этапе производится построение трехмерных палеоструктур рассматриваемого участка. При этом полная трехмерная модель строится для ряда значений геологического времени, отметки которого выбираются с учетом формирования реперных горизонтов. На втором этапе определялось напряженное состояние целевого объекта с учетом критериев прочности на растяжение и критерий Кулона-Мора. Для расчётов использовались данные плотности породы, когезии, угла внутреннего трения, а также упруго-прочностные свойства, определенные по керновым исследованиям. На 3 этапе проводится анализ результатов моделирования. Производится поиск и выделение областей трещиноватости. Авторы отмечают применимость полученной дополненной модели: «Практическое использование результатов моделирования перспективно для решения задач проектирования разработки, оптимального размещения эксплуатационных скважин там, где структурные ловушки сочетаются с областями трещиноватости породы с улучшенными ФЕС, и других важных проблем разработки месторождений...» [20, с. 265]. Авторами также отмечается возможность оптимизации гидроразрыва пласта на основе данных полученной модели. Построение модели такого типа позволило выявить наличие «нитевидных»

областей, учет влияния которых при подготовке к гидроразрыву пласта потенциально может повысить его эффективность, а также снизить риски [20].

В части публикаций авторами акцентируется внимание на необходимости работы со статическими данными геомеханики. Традиционно определяемые разными методами упруго-прочностные свойства разделяются на статические и динамические, при этом важно, что для корректного моделирования гидравлического разрыва пласта необходимо использовать статические данные. В ряде случаев отличие статических и динамических прочностных свойств может достигать кратных значений, что определяет необходимость соответствующего подхода при калибровке моделей. Пример современного подхода к построению статических трехмерных геомеханических моделей представлен авторами Manouchehr Sanei, Ahmad Ramezanladeh и Amin Asgari [21]. В примере показано построение как 1D-геомеханических моделей, так и 3D-моделей, построенных на основе 1D. Уделяется внимание определению вертикальной и горизонтальной составляющей напряжений, поровой компоненты и упруго-прочностных свойств. Как принято в современной практике, динамические показатели определялись на основе данных плотностного каротажа и скоростей продольной и поперечной волны по акустическому каротажу. Для перехода к статическим данным модуля Юнга была использована локальная корреляция, в то время как статический коэффициент Пуассона был принят равным динамическому. Для построения трехмерных моделей были применены два способа – метод Кrigинга и последовательное гауссовское моделирование. В итоге авторами получена достоверная статическая 3D-геомеханическая модель. Авторами отмечается: «3D-геомеханическая модель пласта содержит полную информацию о состоянии таких параметров, как поровое давление, внутренние напряжения, упругие свойства и характеристика пласта в любой точке области модели. Эта информация позволяет использовать ее в качестве предварительного инструментария при планировании будущих скважин и сценариев разработки пласта» [21, с. 344].

Работа с 3D-геомеханическими моделями в более общем масштабе показана в публикации G. Meurer и соавторов. Представлена концепция рабочего процесса,

начиная с обработки сейсмических данных как первого этапа проведения работ. Весь процесс построения геомеханической модели, начиная с 1D и до 3D представлен, как единый второй этап работы. Авторы не представили в публикации подробности вычислений, сосредоточившись на общей концепции. В рамках того же второго этапа предлагается учитывать изменение напряжений, вызванное процессами разработки месторождения, что по современной классификации принято обозначать как 4D-геомеханическую модель. В этом же этапе отмечаются сложности, возникающие при моделировании отложений соли, т. к. поле напряжений в таких отложениях близко к полностью изотропному. Последующие представленные этапы отходят от рассматриваемой тематики ГРП и будут обозначены кратко. На этапе № 3 авторы предлагают сосредоточить внимание на стабильности ствола скважины при бурении. На этапе № 4 рассматривается реактивация разломов и прорыв воды через естественную трещиноватость породы. Несмотря на несколько отличающуюся направленность исследований, данная публикация демонстрирует общую концепцию построения геомеханической модели. Кроме этого, авторы приводят как один из примеров использования модели «объяснение причины неспособности стимулировать скважину, вызванной сочетанием соответствующей породы, определенной по сейсмической характеристике пласта и высокого минимального главного напряжения» [22, с. 7]. Авторами отмечается успешное решение технических и управлеченческих задач, требующих работы мультидисциплинарных групп [22].

Применяемые в производственной практике подходы к построению моделей обладают сходными элементами в общей структуре, но отличаются в деталях. Другой пример комплексного подхода к геомеханическому моделированию предложен И. С. Ливинским, А. Ф. Митрофановым и А. Б. Макаровым. Он во многом совпадает с ранее представленными примерами, но обладает ключевым отличием. Авторы отмечают, что во многих случаях рассматриваемый объект не обладает едиными тенденциями по распространению геомеханических свойств, и можно выделить определенные зоны, которые целесообразно рассматривать отдельно. Как отмечают сами авторы, «крайне важен вопрос о выделении

непротиворечивой комбинации параметров, определяющих так называемые геологогеомеханические домены, под которыми понимают определенные области пространства, в пределах которых распределение основных геомеханических параметров признается непрерывным, стационарным и не содержит резких разрывов сплошности» [23, с. 52]. Также, авторами предлагается разделение на «каркасное» и «блочное» моделирование при построении 3D-моделей. Это позволяет построить общую модель в рамках концепции разделения на структурные блоки. В работе представлены критерии, по которым можно выделить эти блоки, такие, как выветривание и разломы. Выходные данные полученной модели могут быть представлены в том числе в виде модели дискретных элементов, что позволяет использовать результат моделирования в широком спектре целей и соответствующего программного обеспечения [23].

По существующим методам трехмерной и четырехмерной постановки геомеханического моделирования необходимо отметить две главные особенности, определяющие применимость таких подходов:

1. Универсальность и многократное применение полученных результатов. Независимо от выбранного подхода, 3D/4D-геомеханическая модель позволяет выгрузить в качестве выходных данных любую 1D-проекцию в рассматриваемом объекте, которую можно применять в том числе при моделировании ГРП, как на этапе проектирования, так и на этапе планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ).

2. Повышенные затраты на создание модели как в части исследований для получения входных данных, так и в части трудозатрат квалифицированных специалистов.

Масштаб моделирования геомеханики может быть смешён не только в сторону рассмотрения объекта разработки в целом, но и в сторону микромасштаба. Моделирование в таком масштабе применяется в рамках концепции цифровой физики горных пород и применяется в нескольких вариантах, которые будут рассмотрены ниже в этой главе. К данной категории относится моделирование в микро- и наномасштабах, а также моделирование методом

конечных элементов. Необходимость данных подходов проявляется чаще для нетрадиционных коллекторов, в которых классический подход характеризуется повышенным разбросом получаемых значений. При этом, для данных подходов сохраняется возможность масштабирования и распространения полученных свойств на модель пласта. В. А. Начаевым и соавторами показан подход, включающий три этапа работ: «Первый этап – получение самосогласованного набора данных, содержащих петрофизические, геомеханические, структурные параметры и цифровые изображения горных пород. Этот этап включает лабораторные, микроструктурные исследования и анализ полученных данных. Второй этап – подготовка и инициализация многомасштабных двумерных и трехмерных цифровых моделей горных пород. На данном этапе многомасштабную модель преобразуют в представление конечных элементов для построения сетки. Третий этап – геомеханическое численное моделирование многомасштабных цифровых моделей горных пород в нано-, микро- и мезомасштабах, которое позволяет осуществить наиболее вероятные реализации распространения трещин в образцах горных пород при заданном напряженно-деформированном состоянии (границы условиях)» [24, с. 50]. Предложенный подход продолжает развиваться авторами и в будущем планируется разработка комбинированного алгоритма, включающего модели разных масштабов и позволяющего прогнозировать распространение трещин [24].

Моделирование процессов, происходящих в микромасштабе, может быть использовано для дополнения крупномасштабных моделей. Так, авторами Н. В. Дубиня и др., применен метод конечных элементов для включения в модель напряженно-деформированного состояния пласта эффектов, возникающих на границах между слоями, представленными относительно однородными геомеханическими свойствами. Основой для дополнения послужила классическая предварительная трехмерная модель на основе данных сейсморазведки. Интерпретация данных была выполнена в структурном виде и дополнена свойствами границ слоёв. Авторами предложен подход для работы с данным типом моделей, которые включают так называемые разрывы, и реализовано в программном пакете

Fidesys. Авторы о полученных результатах: «Показано, что наличие разрывов в распределениях механических свойств ведёт к необходимости модификации применяемых при моделировании численных методов – для расчёта полей напряжений и деформаций в таких моделях необходимо использование разрывного метода спектральных элементов» [25, с. 46]. Оценка геометрических параметров трещины ГРП также может быть уточнена при помощи математической модели собственных колебаний трещины ГРП после остановки закачки, разработанная Д. В. Караповым и соавторами. Авторами «было получено аналитическое решение прямой задачи о собственных колебаниях трещины ГРП» [25].

Применимость метода конечных элементов для моделирования геомеханических свойств подтверждается многими авторами и используется для исследования фундаментальных свойств и паттернов влияния сложных структур. Так, А. Н. Власовым и соавторами показаны возможности применения моделирования методом конечных элементов для решения задач геомеханики в программном комплексе SIMULIA ABAQUS. Несмотря на выходящую за рамки нефтедобычи постановку задачи, работа демонстрирует возможность универсального применения метода конечных элементов для описания физических процессов, сопровождающих воздействие на породу, находящуюся в механически напряженном состоянии. Модель включает прогнозирование упругих свойств слоистых пород в результате механических воздействий. Для расчета применялась В-сплайновая аппроксимация, затем полученные с её помощью слои загружались в основной модуль ПО. В работе также показан пример учета разломов в изотопном материале. Важный вывод касается применимости метода конечных элементов: «При решении практических задач в ситуации ограниченного времени подобные программные комплексы общего назначения несколько тяжеловесны – в них трудно оперативно вносить необходимые изменения и корректировки, а также трудно контролировать и управлять физическим процессом» [26, с. 63].

Моделирование напряженного состояния в микромасштабе возможно в различных вариациях. Применение диаграммы Вороного для расчета напряженно-деформированного состояния (НДС) предложено авторами

В. В. Чайко и О. Л. Коноваловым. Метод заключается в дискретно-элементном моделировании процессов геомеханики на основе представления внутренних сил, дополненного точками приложения центральных сил, определяемых по принципу Вороного. Исследуемый материал в такой модели представляется как система частиц, заполняющих пространство материала и взаимодействующих друг с другом посредством нормальных и касательных пружин. В публикации представлена модель деформируемой диаграммы Вороного и её перестроенный вариант. Проведено сравнение изначальной и перестроенной модели, расчеты накопленной энергии на основе взаимодействия моделируемых частиц. Полученные зависимости подтверждены рядом численных экспериментов. Важно отметить, что авторами предложено сложное решение, описывающее процессы на уровне взаимодействия частиц в микромасштабе, и на данный момент решение предложено только в плоском представлении. Трехмерное решение обозначено авторами, как планируемое для реализации [27].

Моделирование геомеханических свойств нефтяных пластов характеризуется широким набором подходов, отличающихся масштабом, проработкой, набором входных данных и сферой применимости. Наиболее известны варианты классического одномерного подхода, классического полностью трехмерного подхода, а также реализации моделирования в микромасштабе. В обзоре представлены современные реализации моделей, входящих в одну из перечисленных категорий. Наиболее широкое практическое применение находят одномерные модели ввиду относительно невысоких затрат на построение. Полностью трехмерные, микромасштабные и построенные методом конечных элементов модели обладают более широким применением, но требуют значительных затрат на построение. Направления возможного развития моделирования геомеханики включают как уточнение сложных подходов, так и разработку оптимизированных решений.

## **2. Разработка усовершенствованной методики научно-технического сопровождения гидравлического разрыва пласта и построение математических моделей**

Необходимость разработки новой методики становилась всё более актуальной по мере осложнения потенциального фонда скважин для ГРП. Возрастала потребность в научно-техническом сопровождении процессов. В период с 2015 по 2016 г. с участием автора проведены опытно-промышленные работы (ОПР) по научно-техническому сопровождению процессов ГРП. Результаты данного ОПР были опубликованы в 2017 г. На тот момент было определено, что моделирование и научно-техническое сопровождение процессов ГРП позволяет повысить эффективность проведения процессов. В рамках данного ОПР было сформировано первое приближение научно-технического сопровождения работ, что обеспечило прирост дебита в 1,44 раза выше среднего прироста до внедрения обозначенного подхода [28].

Подход в первом приближении включал в том числе интерпретацию данных МиниГРП и проведение оптимизационных расчетов. Было установлено, что классические методы интерпретации МиниГРП не позволяют в полной мере провести анализ условий проведения ГРП на Девонских отложениях РТ. Выявлены осложняющие факторы, ограничивающие применение классических методов:

- 1) Проведение обработки нескольких интервалов перфорации;
- 2) Расчлененный геологический разрез, включающий чередование глинистых барьеров и песчаников, характеризующихся различными коллекторскими свойствами;
- 3) Отсутствие достижения псевдорадиального режима течения жидкости в пласте при закрытии трещины, что предполагается при классическом анализе МиниГРП;
- 4) Снижение устьевого давления ниже интерпретируемого диапазона (в скважине устанавливается уровень);
- 5) Отсутствие гидравлической связи с пластом (нет гидравлического удара);

- 6) Артефакты кривых, возникающие из-за влияния концевых эффектов – сопротивления в конце трещины;
- 7) Длительный период смыкания трещины.

В ходе работы проведен анализ влияния обозначенных факторов, детально рассмотрены процессы ГРП на скважинах, вошедших в программу ОПР. Именно детальный анализ, в особенности применительно к данным МиниГРП, позволил выявить значимые неопределенности, определяющие возможные точки роста эффективности ГРП. Сводные данные по проведенному анализу представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты детальной интерпретации МиниГРП

Номер скважины, НГДУ	Пласт	Гидравлическая связь, СТОП	Количество интервалов перфорации	Наличие точки смыкания	Определение начала псевдо-радиального потока
11304, «АН»	Д0	гидравлический удар	1	да	да
20154, «АН»	Д1 (а+б1+б3)	гидравлический удар	3	да	нет
20191, «АН»	Д1б3	гидравлический удар	1	да	нет
20659, «АН»	Д0+Д1д	гидравлический удар	2	да	нет
21336, «АН»	Д0	гидравлический удар, СТОП	1	нет	нет
8677Б, «АзН»	Д1а	СТОП при минифраке и ГРП	1	нет	нет
28816н, «АзН»	Д1а	гидравлический удар, СТОП	1	да	нет
750, «АзН»	Д1а	гидравлический удар	1	неоднозначно	нет
39458, «ЛН»	Д1(а+б2)	гидравлический удар	2	неоднозначно	нет
24019, «ЛН»	Д1(а+б2)	гидравлический удар	2	нет	нет
22107, «ДжН»	Д0	гидравлический удар	1	да	нет

Анализ по скважинам, представленным в таблице 2.1, позволил сформулировать выводы об эффективности научно-технического сопровождения ГРП, а также обозначить некоторые технические особенности, требовавшие повышенного внимания специалистов. Так, отмечались продолжительные сроки смыкания трещины, в том числе в случаях высокой проницаемости пластов, отсутствие псевдо-радиального потока, неоднозначность интерпретации МиниГРП, влияние осложняющих геологических факторов [28].

Обозначенный подход научно-технического сопровождения работ ГРП получил развитие и с 2017 года внедрен на 100% процессов. При этом подходы, применяемые при сопровождении, уточнялись и совершенствовались в соответствии с получаемыми результатами. Формировалась база данных (БД) проведенных процессов, в которой фиксировались планируемые и фактические показатели. Это позволило сформировать научно-производственный цикл, в котором работы, проведенные с новыми подходами, по мере реализации пополняли БД – основу для нового этапа анализа и поиска решений. Концептуально, подход представлен на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Концептуальная схема циклического подхода

к анализу данных и поиску новых решений

В ходе внедрения подхода была сформулирована обобщенная схема применения симуляторов при проведении ГРП. Важно, что на данном этапе удалось внедрить обозначенную схему для всех стандартных процессов ГРП. Схема не ограничена применением определенного ПО и подходов к анализу. Подразумевается, что каждый из элементов схемы совершенствуется с применением определенных подходов. Схема, представленная на рисунке 2.2, представляет концепцию проектирования и анализа ГРП.



Рисунок 2.2 – Проектирование и анализ ГРП с применением симулятора

Применение и развитие обозначенных подходов позволило достигнуть целевых показателей эффективности ГРП в условиях осложнения условий проведения ГРП, выработки наиболее перспективного потенциального фонда скважин и увеличения доли процессов с высокими рисками. Далее в хронологическом порядке подробно показаны решения, методики и математические модели, разработанные в ходе совершенствования подходов научно-технического сопровождения процессов ГРП.

Дальнейшее развитие подходов происходило на примере карбонатных коллекторов. Актуальность вопроса обусловлена соотношением доли остаточных запасов к их выработке – более половины остаточных запасов нефти в ПАО «Татнефть» сосредоточены в карбонатных коллекторах, тогда как доля их выработки кратно ниже, чем в терригенных отложениях. Был проведен поиск наилучших решений при подборе, проектировании и проведении различных видов ГРП (кислотных, пропантных, гибридных) в карбонатных коллекторах. Данна качественная и всестороння оценка применяемым техническим решениям и инструментам мониторинга проведения ГРП.

Для поиска наиболее эффективных технологий ГРП в карбонатных коллекторах месторождений ПАО «Татнефть» был проведен ряд ОПР с различными подходами. Классическое решение представляет собой разрыв пласта с помощью соляной кислоты. Образование каверн и пустот вследствие реакции кислоты препятствует смыканию трещины и способствует притоку флюидов. Тем не менее, данный подход не обеспечивает длительность эффекта, сравнимую с пропантным ГРП в терригенных коллекторах, что обуславливает технологический вызов по подбору более эффективной технологии. В рамках поиска подходов в ПАО «Татнефть» были проведены следующие работы: многостадийный кислотный ГРП, многостадийный пропантный ГРП с предварительной закачкой кислоты, гибридный кислотно-пропантный ГРП, ГРП с пропантом в карбонатном коллекторе с последующим проведением кислотной обработки с превышением давления разрыва пласта. Как для месторождений Татарстана, как и в общемировом опыте, применение классических кислотных разрывов карбонатных коллекторов далеко не на всех объектах в полной мере эффективно. Это объясняется частичным закрытием созданных и протравленных кислотой трещин из-за низких пластовых давлений. Совмещение кислотного разрыва с закреплением протравленных трещин пропантом, путем последовательной закачки кислотного состава и смеси с пропантом, является удачным способом стимуляции низкопроницаемых карбонатных коллекторов с низкими пластовыми давлениями и позволяет ввести в рентабельную работу скважин, на которых иные методы интенсификации добычи оказались неэффективны [29].

Стоит отметить концептуальные отличия при проектировании и проведении ГРП в карбонатных и терригенных коллекторах. Общепринятые подходы могут не сработать, поэтому нужно сконцентрироваться на поиске наиболее эффективных решений для селективного и направленного воздействия на наиболее перспективные пластины, где сосредоточены наибольшие запасы. Это поможет увеличить общую эффективность проекта за счет снижения темпов падения (рисунок 2.3).

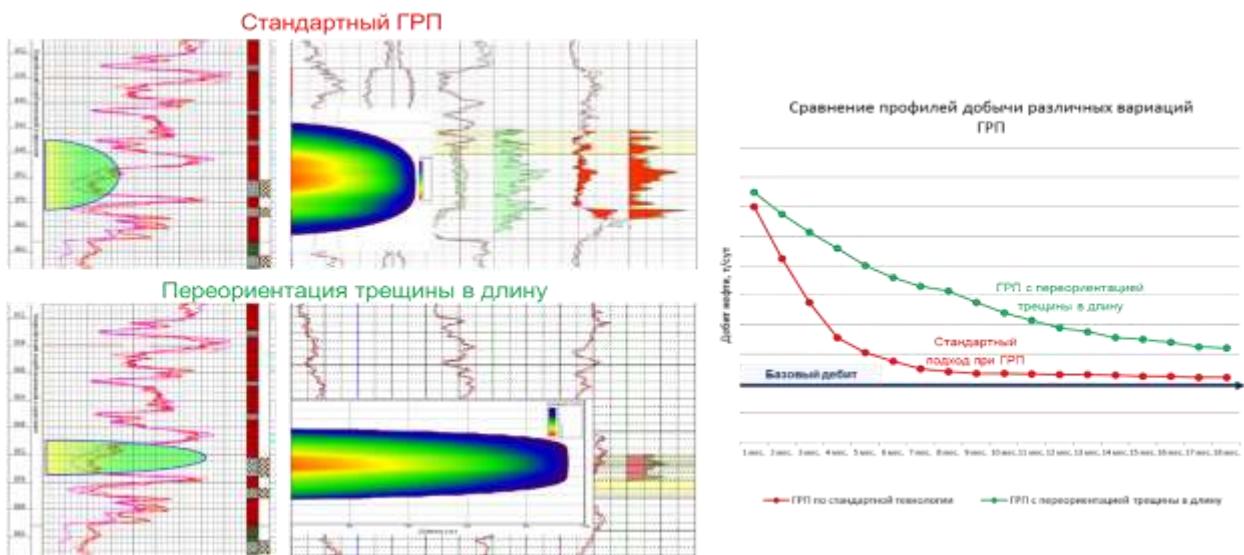


Рисунок 2.3 – Концептуальные отличия ГРП  
в терригенных и карбонатных коллекторах

Важным инструментом для повышения эффективности ГТМ являются программные симуляторы по ГРП и обработке призабойной зоны (ОПЗ). Данные в них постоянно обновляются и калибруются по мере проведения ГИС и уточнения геомеханических свойств горных пород. Это позволяет постоянно совершенствовать методики расчетов и программные продукты.

При работе с карбонатными коллекторами большой толщины в Компании часто сталкивались с проблемой неполного охвата пластов воздействием. И, как следствие, приток флюидов происходил не по всей толщине пласта. В Компании проведена серия работ по пропантному ГРП в карбонатных коллекторах большой мощности. В качестве жидкости разрыва использовалась бесполимерная жидкость, обладающая небольшой вязкостью, одновременно высокой и продолжительной песконесущей способностью. Это позволило закрепить пропант по всей нефтенасыщенной толщине за счет поддержания во взвешенном состоянии до момента смыкания трещины [29].

Следующей работой в рамках поиска наиболее эффективной технологии ГРП в карбонатных коллекторах стал МГРП на одном из месторождений Компании. Для снижения технологических рисков, а также для первоначальной инициации, перед проведением пропантного ГРП проводилась закачка соляной кислоты с концентрацией 15%. Основным расклинивающим агентом являлся пропант

фракции 20/40 с концентрацией пропанта в смеси до 400 кг/м<sup>3</sup>. Во время закачки проводился микросейсмический мониторинг с предоставлением независимого анализа от трех компаний. Было проведено сравнение полученных данных по геометрии трещин, в сравнение были включены расчетные данные по откалиброванной модели. Полученное азимутальное распределение развития трещин ГРП представлено на рисунке 2.4.

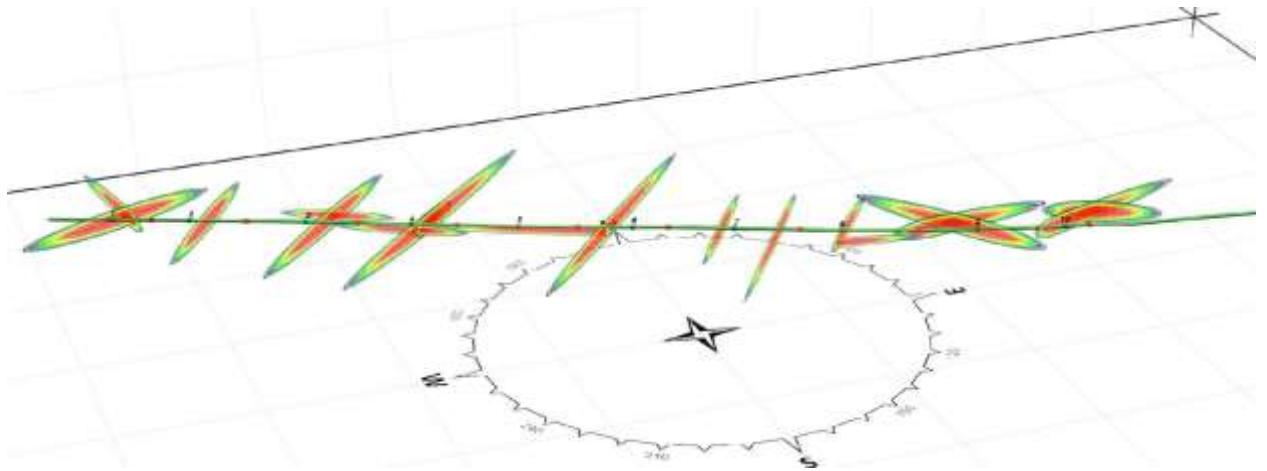


Рисунок 2.4 – Азимутальное развитие трещин при МГРП

Для всех стадий расчетная полудлина трещины существенно больше, чем по полученным микросейсмическим данным. Это может быть связано как с трудностями регистрации слабых сигналов, так и с недостаточной точностью применяемых методов микросейсмического мониторинга. Дополнительные неопределенности объясняются особенностями заканчивания – в не обсаженном стволе возникают риски проявления многотрещинности, что также подтверждается регистрируемыми микросейсмическими событиями.

Опыт применения заканчивания с применением компоновки с набухающими пакерами показал, что не все стадии ГРП были выполнены технологически успешно. Осложнения вызваны возникновением перетоков между заколонными пакерами и естественной трещиноватостью, которые также подтверждаются при микросейсмических исследованиях. Проведенная работа показала необходимость более надежного разобщения портов ГРП, а также применения более совершенных маловязких жидкостей, одновременно обладающих повышенной песконесущей способностью.

Для дальнейшего развития технологий ГРП в карбонатных коллекторах был проведен пропантный ГРП Верейского горизонта с последующим кислотным разрывом (КГРП). Предыдущие работы с комбинированием закачки кислоты и закрепления пропантом показали высокие риски приобщения водоносных горизонтов вследствие роста высоты трещины. Для повышения эффективности пропантного ГРП без увеличения рисков обводнения было принято решение провести ОПР, для которых был выбран верейский горизонт.

МиниГРП проведен с двумя пачками пропанта, разделенными оторочкой. Данный метод повышает информативность тестовой закачки, а также выравнивает утечки и напряжения в призабойной зоне пласта, снижая риски технологических осложнений на основном процессе. Для данной работы это было критически важно, т. к. было необходимо провести пропантный ГРП в карбонатном коллекторе без предварительной закачки кислоты. Для дополнительного ограничения высоты трещины в качестве жидкости разрыва был применён гель пониженной вязкости, что также повышало риски технологических осложнений. Применяемые инженерные подходы позволили успешно провести пропантную часть обработки, после чего был проведен кислотный разрыв. Важной частью работы был мониторинг закрытия трещины основного ГРП по аналитическим графикам. Перед закачкой кислоты необходимо было убедиться в закрытии трещины. При кислотном разрыве пласта производилась закачка кислоты по закрепленной пропантной трещине, что позволило создать сеть протравленных каналов как в приближенных, так и в отдаленных участках пласта. На рисунке 2.5 показаны графики закачки и расчетная геометрия созданной трещины.

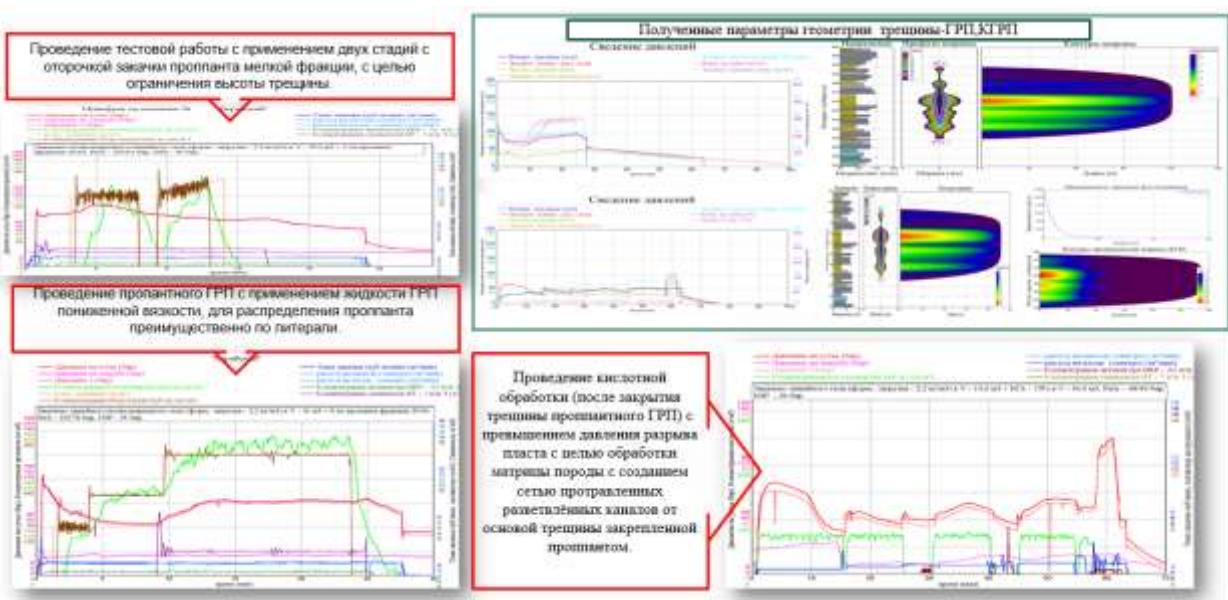


Рисунок 2.5 – Последовательность проведения при пропантном ГРП с последующим КГРП

Существующие технологические вызовы из-за ограничений по прочностным свойствам покрышек требуют более высокой точности расчетов. Для учета различных факторов, влияющих на итоговую геометрию трещин ГРП, методы прогнозирования и контроля развития трещин постоянно совершенствуются. Скорректированы методы учета скорости реакции кислоты. Температура, при которой происходит реакция кислоты, влияет на скорость реакции с нелинейным отличием для разных типов пород. Также производится расчет влияния объема и концентрации кислоты. Расчеты показали, что для большинства случаев увеличение объема 15% позволяет добиться того же увеличения глубины проникновения, что и повышение концентрации до 28%, но при этом проводимость после обработки кислотой 28% должна быть выше. Данные расчеты требуют подтверждения на практике и будут включены в последующие опытно-промышленные работы. Полученные зависимости заложены во внутреннее программное обеспечение и применяются при планировании кислотных обработок на месторождениях ПАО «Татнефть». В модель добавлено влияние буферной стадии на температуру пласта и образование фильтрационной корки, и, как следствие, на глубину проникновения кислоты. Также большое влияние на конечные расчеты оказывают фильтрационные свойства обрабатываемого пласта.

Уточненные данные скорости реакции и утечек позволяют рассчитать время реакции, после которого целесообразно извлечение оставшейся кислоты и побочных продуктов реакции на поверхность. Результатом расчетов также являются данные о глубине проникновения кислоты. Для этого используется модель кислотного ГРП, а также модель соляно-кислотной обработки (СКО) для проведения кислотных обработок при давлениях, ниже давления разрыва [29].

По направлению пропантных ГРП отмечается потребность в точности выполняемых расчетов как для корректного проведения работ на скважинах, так и в целях проведения последующего анализа. Одна из решаемых задач – исключение возникновения искажений в программе закачки пропантного ГРП. Целевая концентрация пропанта в проекте ГРП всегда выше концентрации, используемой на начальных стадиях [30]. Это технологически необходимо, т. к. мгновенное увеличение концентрации от нуля до максимального значения приведет к осложнению при проведении ГРП. На начальных стадиях пропант выполняет роль абразивного материала, происходит подготовка интервала перфорации и призабойной части трещины к закачке пропанта с целевой концентрацией [31]. В целях возникновения абразивного эффекта, снижения рисков технологических осложнений и выравнивания профиля фильтрации жидкости разрыва в процессе закачки на начальных стадиях используется пропант с меньшим средним диаметром частиц, и при этом с большим разбросом по диаметру. На практике это достигается использованием пропанта двух фракций – незначительного количества первой и затем основной массы – более крупной фракции [32].

Технологический контроль при проведении ГРП включает сверку фактически закачанных объемов жидкостей и соответствующих значений концентрации пропанта. Необходимость обеспечения технологического контроля обуславливает необходимость разделения общей массы пропанта на стадии, как правило, с равномерным шагом приращения концентрации пропанта [33]. Шаг приращения остается постоянным на стадиях с основной фракцией пропанта, но при переходе от абразивного пропанта к основному, при условии планируемого

линейного повышения концентрации, возникает задача с тремя взаимозависимыми переменными: масса пропанта абразивной фракции, скорость увеличения концентрации при закачке и переходная концентрация пропанта – максимальная для абразивной и минимальная для основной фракции. Из обозначенных трех переменных масса задана проектным значением напрямую, а скорость увеличения концентрации обуславливается общей массой пропанта и конечной концентрацией, что также задано по проекту [34, 35].

Если для случая с закачкой двух фракций пропанта применить строгий равномерный шаг приращения концентрации от стадии к стадии, это приведет, в зависимости от начальных данных, к одной из двух ошибок [36, 37]. При сохранении корректной массы по стадиям будет нарушен линейный характер набора концентрации (рисунок 2.6 а). В обратном случае, при сохранении линейного характера набора концентрации, будет получено некорректное распределение массы пропанта по стадиям (рисунок 2.6 б).

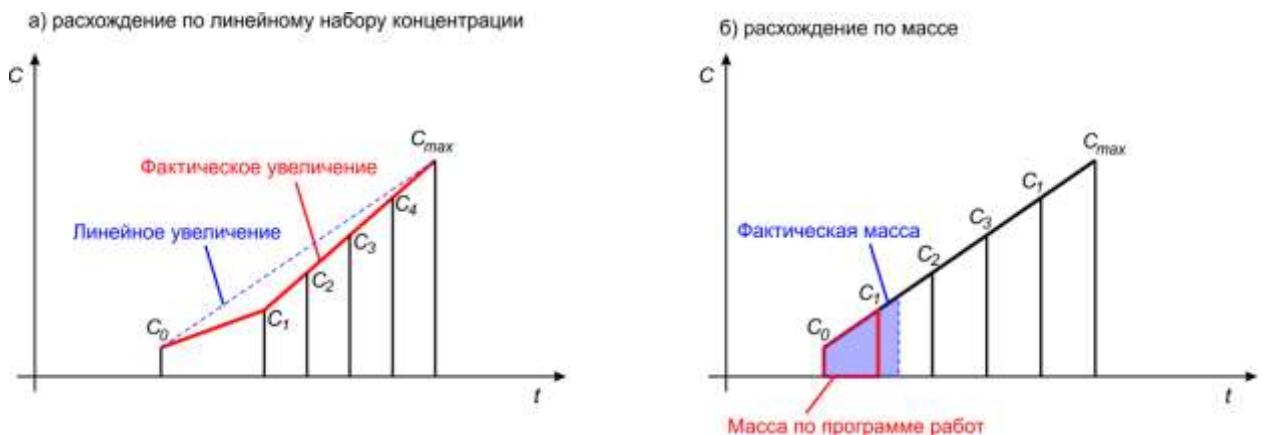


Рисунок 2.6 – Искажения, возникающие при сохранении шага наращения концентрации при переходе между фракциями

Таким образом, математически точный линейный набор концентрации при условии корректного учета массы по фракциям возможен только в том случае, если переходная концентрация рассчитана для заданных условий [38, 39]. Это соответствующим образом нарушит кратность шага приращения концентрации по стадиям, но обеспечит корректное отображение массы каждой фракции пропанта с сохранением общего линейного набора концентрации.

Приведенное на рисунке 2.6 б отклонение позволяет провести технически корректный процесс ГРП, но для моделирования и автоматизированных систем учета, данный подход будет приводить к ошибкам [40, 41]. Предлагаемый подход позволяет корректно отобразить в программе работу момента перехода типа пропанта и, таким образом, как масса, так и набор концентрации будут соответствовать заданной технологии.

Для решения поставленной задачи была построена математическая модель изменения концентрации пропанта при проведении ГРП. При построении математической модели было выявлено, что для обеспечения линейного характера набора концентрации пропанта необходимо соблюдение следующего условия для стадий с повышением концентрации пропанта:

$$\frac{v_s}{C_2 - C_1} = \text{const} = K, \quad (2.1)$$

где  $C_1, C_2$  – начальная и конечная концентрация рассматриваемого отрезка плана обработки,  $v_s$  – объем смеси жидкости разрыва с пропантом,  $K$  – коэффициент наклона линии набора концентрации.

Для сохранения линейного набора при переходе между фракциями пропанта в программе работ, основанной на математической модели, необходимо для заданной массы пропанта по фракциям и максимальной концентрации  $C_{max}$  рассчитать концентрацию перехода  $C_a$ , на которой заканчивается стадия с фракцией № 1 и начинается фракция № 2 [42].

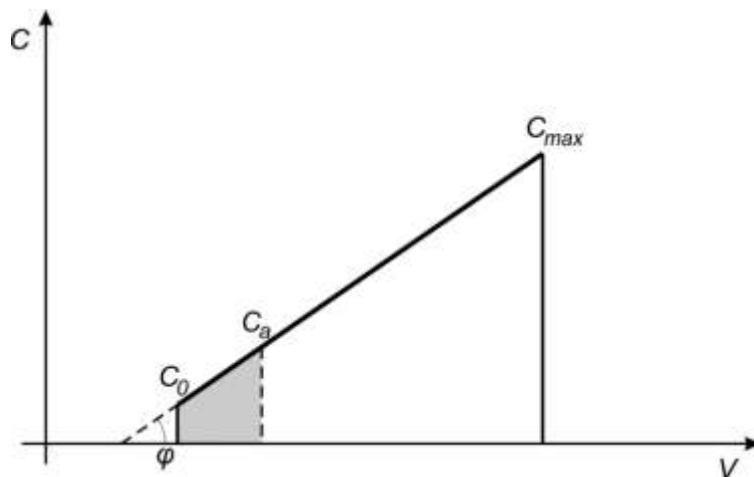


Рисунок 2.7 – Линейное увеличение концентрации пропанта

На рисунке 2.7 показан линейный набор концентрации. Если представить концентрацию пропанта  $C$  как функцию от объема жидкости разрыва  $V$ , то условие линейного набора концентрации будет сохраняться при равном значении угла наклона  $\varphi$  для прямых  $C_0C_a$  и  $C_aC_{max}$ , как и на стандартных графиках с осью времени  $t$  при постоянном расходе закачки  $r$ . При этом масса пропанта может быть представлена как площадь трапеции, ограниченной линией концентрации, проекцией на ось  $V$  и перпендикулярами начальной и конечной концентрации к проекции:

$$m = S_{\text{трапеции}} = \frac{C_1 + C_2}{2} V, \quad (2.2)$$

где  $C_1, C_2$  – начальная и конечная концентрация на рассматриваемом участке;  $V$  – объем чистой жидкости.

Таким образом, зная массу пропанта по фракциям, планируемую минимальную и максимальную концентрацию, а также абсолютную плотность пропанта, можно рассчитать требуемый объем жидкости разрыва для условия линейного набора концентрации:

$$V = \frac{2M}{C_0 + C_{max}}, \quad (2.3)$$

где  $M$  – общая масса пропанта всех фракций;  $C_0, C_{max}$  – начальная и максимальная концентрация.

Для расчета объема смеси жидкости разрыва с пропантом необходимо прибавить к объему жидкости разрыва (2.3) объем, занимаемый частицами пропанта с учетом нахождения жидкости разрыва в пространстве между частицами:

$$V_s = \frac{2M}{C_0 + C_{max}} + \frac{M}{\rho}, \quad (2.4)$$

где  $\rho$  – абсолютная концентрация пропанта.

С учетом постоянства коэффициента  $K$  в формуле (1) и применение формулы (2.4) для пропанта фракции № 1, получена система уравнений:

$$\begin{cases} \frac{V_s}{C_{max}-C_0} = \frac{V_{sa}}{C_a-C_0} \\ V_{sa} = \frac{2m_a}{C_0+C_a} + \frac{m_a}{\rho} \end{cases}. \quad (2.5)$$

В уравнении два неизвестных:  $C_a$  и  $V_{sa}$ . В первую очередь в практических целях интересует переходная концентрация  $C_a$ . Решая систему уравнений, приходим к аналитическому решению:

$$C_a = \frac{\sqrt{(C_0 m_a - C_{max} m_a)^2 - 4\rho V_s (C_0^2 m_a - C_0^2 \rho V_s - C_0 C_{max} m_a + 2C_0 m_a \rho - 2C_{max} m_a \rho) - C_0 m_a + C_{max} m_a}}{2\rho V_s}. \quad (2.6)$$

Таким образом, минимальное необходимое количество стадий, требуемых для описания закачки двух типов пропанта, сводится к двум, с переходной стадией  $C_a$ . В таблице 2.2 приведен принцип формирования программы работы согласно представленной математической модели.

Таблица 2.2 – Принцип формирования программы работы

Тип пропанта	Масса	Расход	Объем жидкости	Объем смеси	Время	Концентрация от	Концентрация до
№ 1	$m_a$	$r$	$V = \frac{2m_a}{C_0 + C_a}$	$\frac{V_s}{C_0} = \frac{V}{C_0} + \frac{m_a}{\rho}$	$t = \frac{V_s}{r}$	$C_0$	$C_a$
№ 2	$m_b$	$r$	$V = \frac{2m_b}{C_a + C_{max}}$	$\frac{V_s}{C_{max}} = \frac{V}{C_{max}} + \frac{m_b}{\rho}$	$t = \frac{V_s}{r}$	$C_a$	$C_{max}$

При необходимости, дальнейшее разделение на стадии возможно по тому же принципу. При этом не возникнет необходимости расчета переходных концентраций – они могут быть заданы равными для основной фракции пропанта.

При возникновении обозначенных выше искажений, суммы пропанта по фракциям искажаются и для контроля расхода материалов, хранения данных в БД инженерам требуется вручную корректировать показатели. В отличие от стандартного подхода, полученная на основе математической модели программа работы может быть напрямую загружена в информационные системы и базы данных, т. к. будет соответствовать фактической закачке при штатном завершении процесса.

Часть технологий ГРП предусматривает нелинейное увеличение концентрации пропанта в процессе закачки [43, 44]. При этом уменьшается требуемый объем геля с сохранением массы и концентрации пропанта. Для обеспечения условия нелинейности и плавного перехода между пропантными стадиями вносятся изменения в план обработки.

Коэффициент  $K$  в формуле (2.1) для нелинейного увеличения концентрации не является постоянным для всей закачки, а изменяется от стадии к стадии. Для того, чтобы задать степень кривизны, вводится коэффициент  $\omega$ , принимающий значения в пределах от 1 до 1,5. При  $\omega = 1$  будет получено линейное увеличение концентрации, а больший коэффициент соответствует большей степени нелинейности кривой увеличения концентрации пропанта.

Если выразить объем стадии через коэффициент  $K$  в формуле (1), то при известном  $K$  и заданной начальной и конечной концентрации объем смеси может быть определен как

$$V_s = (C_{max} - C_{min}) \cdot K. \quad (7)$$

Для нелинейного случая  $K = K_n$  для каждой стадии  $n$ , начиная со стадии № 2, определяется при помощи арифметической прогрессии. Предварительно введем промежуточный множитель  $K'$ , также определяемый по прогрессии.

$$K'_1 = 1; K'_n = K'_{n-1} + \frac{\omega-1}{N-1}, \quad (8)$$

где  $N$  – количество стадий. Тогда искомый  $K_n$ :

$$K_1 = K; K_n = K_{n-1} \cdot K'_n. \quad (9)$$

Соответственно, объемы стадий могут быть определены по прогрессии.

$$V_{sn} = (C_n^{max} - C_n^{min}) \cdot K_n \quad (10)$$

На рисунке 2.8 показано нелинейное увеличение концентрации при  $\omega = 1,37$ .

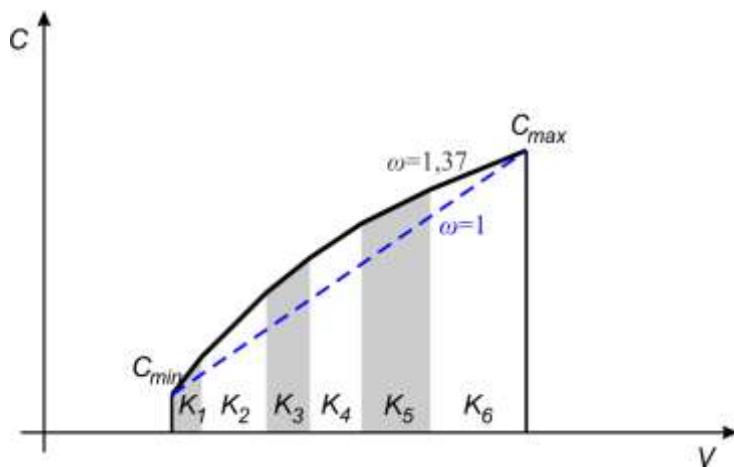


Рисунок 2.8 – Нелинейное увеличение концентрации пропанта

Формула расчета переходной концентрации (2.6) внедрена в используемые инженерами ГРП формы электронных таблиц, что позволяет применять представленный подход на всех процессах пропантных ГРП без необходимости вручную производить вычисления. При разработке и внедрении новых специализированных информационно-аналитических систем представленная математическая модель может быть встроена в соответствующие модули для упрощения работы с системой. Внедрение нелинейности через коэффициент  $\omega$  не только упрощает подготовку программы работ по соответствующим технологиям, но также позволяет обозначить «агрессивность» закачки в цифровом эквиваленте для учета в БД и анализа в корпоративных информационно-аналитических системах (ИАС) [45].

Внедрение усовершенствованных подходов сопровождалось развитием учебных программ подготовки специалистов. Так, для включения в учебные программы магистратуры по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» программы «Гидроразрыв пласта», был разработан и издан ряд учебно-методических пособий.

Учебно-методическое пособие по проектированию и инженерному сопровождению ГРП разработано и предназначено для использования магистрами направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» программы «Гидроразрыв пласта». Показана роль проектирования в производственном цикле ГРП, принципы построения дизайна. Описана методика анализа калибровочных тестов, работа

с моделью. Включает теоретические аспекты моделирования развития трещины, принципы работы в симуляторе ГРП, способы анализа данных МиниГРП и инженерные подходы, применяющиеся при сопровождении процессов [46].

Методические указания по проведению практических занятий и организации самостоятельной работы по дисциплине «Проектирование ГРП» содержат порядок выполнения практических заданий магистрантов с использованием симулятора ГРП MFrac. Занятия охватывают настройку симулятора, ввод данных по пласту, параметры применяемых материалов и реагентов, план обработки, работу с цифровыми записями данных. Особое внимание уделено калибровке моделей в симуляторе [47].

Для поиска потенциальных направлений дальнейшего повышения эффективности пропантных ГРП были рассмотрены фильтрационные свойства создаваемых трещин. На фильтрационном уровне эффективность работы трещины ГРП, закрепленной пропантом, достигается при помощи создания объема сообщающихся пустот между гранулами фракционного пропанта. Для достижения наибольшей проводимости трещины объем пустот должен быть максимальным, что обеспечивается при помощи подбора оптимального фракционного состава пропанта, а также жидкости ГРП. На фоне очевидной корреляции проводимости и фракционного состава расклинивающего агента, значимость жидкости ГРП нередко занижается, что может привести к недостижению плановых показателей прироста дебита. Достигнутая закрепленным в пласте пропантом проводимость может быть значительно снижена остатками неразрушенной жидкости. Эффект усугубляется влиянием извлекаемой пластовой жидкости. При изменении температуры и давления возникает риск выпадения углеводородных компонентов, потенциально снижающих эффективность геолого-технических мероприятий, в том числе ГРП [95, 124].

Подбор жидкости ГРП осуществляется на основе ряда конкурирующих факторов. Так, для обеспечения технологической возможности использования пропанта более крупной фракции, необходимо применение более вязкой жидкости для предотвращения технологических осложнений во время проведения работ.

Недостаточная вязкость может привести к потере гидравлической ширины, созданной на буферной стадии процесса ГРП, а также к непрогнозируемому оседанию пропанта в трещине и последующей преждевременной остановке закачки. При этом в трещине не размещается плановый объем пропанта, закачанный в пласт пропант закрепляется неэффективным образом, а оставшийся в технологических насосно-компрессорных трубах (НКТ) пропант необходимо извлекать, что связано с дополнительными затратами. С другой стороны, необоснованно завышенная вязкость используемой жидкости может привести к формированию трещины с неоптимальной геометрией и, в особенности, к снижению остаточной проводимости вследствие увеличения массы продуктов реакции геля с деструктором, частично закупоривающих пустотное пространство пропантной трещины, как показано на рисунке 2.9.

Инструментом управления вязкостью жидкости является контроль концентрации применяемых химических реагентов, в том числе гелеобразователя. После создания, закрепления, и смыкания трещины, необходимая для транспортировки пропанта вязкость жидкости становится отрицательным фактором, препятствующим притоку жидкости через созданную трещину ГРП. Для «активации» работы трещины применяются деструкторы замедленного действия, которые позволяют обеспечить перенос пропанта в трещину, а затем освобождают поровое пространство пропантной пачки для притока флюидов. Повышение загрузки гелеобразователя предъявляет серьезные требования к качеству работы деструктора, что в итоге накладывает ограничение на применение технологии ГРП в целом.

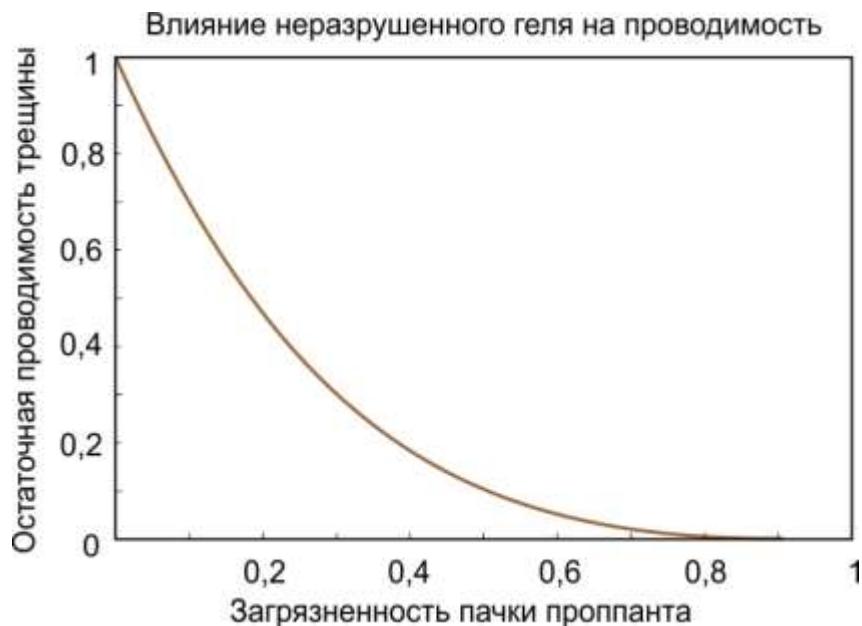


Рисунок 2.9 – Влияние неразрушенного геля на проводимость трещины ГРП

Таким образом, успешность процесса ГРП зависит от качества деструкции геля. Цель данной работы – повышение эффективности пропантных ГРП при помощи модернизации брейкерной системы.

Применяемые ранее брейкеры являются твердым веществом. Добавление брейкера в гель осуществляется смешиванием порошкообразного деструктора с жидким гелем. Для смешивания применялось устройство подачи сухих химических реагентов, вследствие чего контроль концентрации реагента не мог быть осуществлен должным образом. Контролировалась работа механизма, но количество реагента, проходящего при этом через механизм, не могло быть зафиксировано. В отсутствие контроля фактическая концентрация брейкера могла быть как завышена, так и занижена. Сниженная концентрация брейкера приводит к существенному снижению эффекта от ГРП, в то время как повышенная концентрация может привести к технологическому осложнению при проведении процесса. Необходимость повышения качества контроля ГРП, в том числе с использованием информационных технологий, рассматривалась Д. В. Кашаповым при оценке эффективности внедрения единой системы контроля и управления процессами ГРП [48].

Одним из новых решений, позволивших повысить эффективность и расширить потенциальные объекты для ГРП, стало применение жидкого

деструктора с подачей в поток во время закачки смеси гидроразрыва. Для обеспечения корректного контроля, а также для равномерного распределения реагента в смеси ГРП, было внедрено использование жидкого деструктора. Новый деструктор также является деструктором окислительного действия, как и сухой аналог. Эффективность достигается за счет более корректного и верифицируемого применения при проведении пропантного ГРП [49].

Готовый к применению деструктор поставляется в виде жидкости в опломбированной таре, что исключает некорректные пропорции при проведении работ на скважине. При помощи отдельного насоса подачи жидких химических реагентов осуществляется подача деструктора в поток смеси ГРП. При этом контроль подачи осуществляется прямым измерением при помощи расходомеров на выходе из насоса, перед основной линией. Внедренное решение позволяет не только контролировать подачу деструктора в реальном времени, но и вести претензионную, либо исследовательскую работу с использованием записей цифровых данных.

Таким образом был внедрен новый инструмент мониторинга и контроля как классических, так и гибридных процессов ГРП. Наибольшую актуальность данная технология имеет для традиционных пропантных ГРП в терригенных коллекторах, где проводимость созданной трещины является основным критерием успешности процесса в целом [49].

Внедрение данной технологии позволило расширить рамки подбора скважин для ГРП. Стало возможным обеспечение деструкции более плотного вязкого геля с высокой загрузкой гелеобразователя, необходимого для проведения ГРП, в том числе при повышенных геомеханических напряжениях. Результаты отбора проб свидетельствуют об успешном очищении созданной трещины от остатков высоковязкого геля.

Немаловажным положительным фактором применения данной технологии является дополнительный контроль подрядных организаций по ГРП. Предоставляется дополнительный материал для исследования, в случае снижения

притока после ГРП – распространенной причиной такого осложнения является отсутствие или неправильная подача деструктора.

По результатам внедрения технологии сформулированы следующие выводы:

1. Для всех пропантных ГРП является целесообразным применение систем химических реагентов, предусматривающих использование жидкого деструктора с подачей в поток.

2. Необходимо развивать брейкерные системы. В условиях контролируемого использования жидкого деструктора становится возможным подбор реагентов с повышенной скоростью реакции и еще более полным разрушением геля.

Поиск причин неуспешности ГТМ является одним из инструментов совершенствования и дальнейшего развития, без которого невозможно обеспечить поддержание добычи с вовлечением запасов углеводородов, ранее считавшихся нетрадиционными. Переход к использованию усовершенствованной формы деструктора – еще один важный шаг на пути к контролю высокотехнологичных методов интенсификации скважин [49].

Таким образом, в данной главе рассмотрены новые и усовершенствованные методики, особенности их разработки, предпосылки и обобщенные результаты. Внедрение рассматриваемых подходов подробно рассмотрено в главе 5.

### **3. Применение инструментов статистического анализа**

#### **3.1 Принципы и общие положения адаптированного подхода к статистическому анализу применительно к технологиям гидравлического разрыва пласта**

При проведении работ по интенсификации притока, в особенности при проведении ГРП, регистрируется значительное количество данных. После выхода скважин на режим, в создаваемую БД добавляются данные добычи. Формируемый набор данных может быть проанализирован множеством вариантов методик. При этом, математически упрощенные методики не всегда позволяют получить корректный результат. Так, широко применяемый в производственной практике коэффициент корреляции Пирсона, расчет которого встроен в стандартное ПО для работы с табличными данными, имеет ряд ограничений. Значение коэффициента корреляции Пирсона может быть неинформативным при наличии существенных выбросов в выборке данных, а также для случаев проявления нелинейной зависимости. Другой часто встречающейся проблемой является отсутствие стадии обоснования метрик, что закладывает неопределенность на начальной стадии анализа. При этом потребность в методике работы с данными достаточно высокая, так как необходимо принимать обоснованные решения в условиях значительного разброса данных, наличия скрытых, нелинейных зависимостей.

Задача совершенствования инструментов статистического анализа сформулирована следующим образом – разработать обобщенный методический подход, позволяющий подтвердить и численно измерить влияние осложняющих факторов, влияющих на потенциальную успешность проведения процессов гидравлического разрыва пласта. ГРП в большинстве случаев связан с высокими рисками, и при планировании работ учитываются факторы, влияющие на риски проведения процесса в заданных условиях. Перечень факторов, принимаемых во внимание, формируется в добывающих и сервисных компаниях на основе опыта проведения ГРП по участкам разработки. Несмотря на то, что такой подход позволяет контролировать и ограничивать проявления значительного числа

осложняющих факторов, необходимо отметить ряд его недостатков. В первую очередь, применение подхода, основанного исключительно на опыте проведенных работ, ограничивает применение критического, научно обоснованного подтверждения фактора, определения его источника и физического смысла. В ряде случаев это приводит к искажению оценки потенциального фактора, что, в свою очередь, приводит к применению чрезмерных компенсационных мероприятий, что ограничивает эффект ГРП. К другим недостаткам существующего подхода относится отсутствие возможности численной оценки степени влияния фактора для большинства случаев. В сложившемся подходе специалисты могут оценить степень влияния фактора относительно ранее проведенных процессов в обобщенном категориальном представлении. Такой подход позволяет решить часть задач, но ограничивает применение полученной оценки. Отсутствие численного значения степени влияния фактора не позволяет применять результаты анализа в математических и информационных моделях, а также снижает объективность оценки, проведенной специалистом. При этом необходимо учитывать, что в большинстве проектов по разработке месторождений, включающих применение ГРП, отмечается тенденция на смещение параметров скважин-кандидатов в сторону увеличения технологических и геологических рисков. Формируется потребность развития технологий ГРП, в том числе совершенствование подходов к работе с осложняющими факторами проведения работ. Предлагаемый подход, включающий применение статистического анализа, позволяет повысить качество анализа как в части подтверждения корректности факторов, так и в части численной оценки их влияния.

Подход подразумевает несколько этапов вычислений, связанных с подтверждением и оценкой проявления рассматриваемого осложняющего фактора на определенном участке разработки. В первую очередь, для проведения анализа должна быть отобрана наиболее полная база данных, содержащая оцифрованные сведения об условиях и результатах проведения ГРП. Большое внимание следует уделить качеству входных данных, так как это в значительной

степени повлияет на результат анализа. После сбора данных необходимо провести анализ. В таблице 3.1 представлена последовательность проведения анализа.

Таблица 3.1 – Анализ осложняющего фактора

Номер этапа	Мероприятия и вычисления	Возможный результат
1	Определение метрик	Определены одна или более метрик, отражающая численно эффективность или условия проведения процесса, а также входные численные параметры, характеризующие рассматриваемый фактор
2	Значимость корреляционной связи	Подтверждено или опровергнуто наличие значимой корреляционной связи между входными параметрами и метриками. Для дальнейшего анализа принимаются только те пары параметров-метрик, для которых определена значимость. Если таковых пар нет и дополнительный поиск не дал результатов, то гипотезу о влиянии рассматриваемого фактора необходимо исключить и не переходить к последующим этапам подхода
3	Категориальный анализ	Для оценки влияния применяется категориальный анализ. Результат анализа – численное значение разницы метрик для рассматриваемых случаев
4	Технологическая и экономическая оценка	Полученные на третьем этапе значения подвергаются оценке. Для метрик, связанных с эффективностью процесса – экономическая оценка. Для метрик, характеризующих технологию процесса – технологическая оценка. Результатом является ответ на вопрос – как на практике реализуется рассматриваемый фактор и к каким последствиям приводит
5	Фиксация результатов	По полученным на четвертом этапе данным может быть получена уточнённая оценка рассматриваемого фактора. Пересматриваются компенсационные мероприятия и вносятся соответствующие корректировки в инструкции, классификаторы, РД

Научная новизна подхода заключается в применении статистических методов для оценки факторов, применяемых при планировании ГРП на определенном участке месторождения. Впервые предложено применить последовательную комплексную оценку ранее принятых факторов и закрепить для подтверждения и оценки новых, ранее не принимаемых во внимание осложняющих факторов проведения ГРП. В результате предложенный подход позволяет уточнить анализ рисков при планировании и проведении процессов гидравлического разрыва пласта. Важным результатом применения подхода является выявление случаев чрезмерного применения компенсационных мероприятий, которое позволит увеличить потенциальный эффект ГРП и, в ряде случаев сократит затраты, связанные с определенными компенсационными мероприятиями [50].

### 3.2 Возможности усовершенствованного инструмента статистического анализа

Усовершенствованный инструмент статистического анализа позволяет, в том числе, подтвердить или опровергнуть корректность применяемых решений. В теории ГРП, описанной Экономидесом, упоминается наличие рисков, связанных с величиной зенитного угла в интервале перфорации, в котором проводится гидроразрыв. Отмечается, что при величине, близкой к  $45^\circ$ , возникающие риски максимальны. Согласно Экономидесу, отсутствие учета наклона скважины относится к ряду проблем, характеризует плохо спланированную стимуляцию и может «почти гарантировать неутешительные результаты» [67]. В работе Альфреда Р. Дженнингса отмечаются дополнительные потери давления на трения из-за извилистости траектории движения жидкости в том случае, если направление перфорационных отверстий не совпадает с направлением развития трещины ГРП. Отмечается, что негативное влияние извилистости может быть нейтрализовано с помощью предварительной закачки пропанта. На рисунке 3.1 схематично изображено основное предположение об источнике риска при ГРП наклонно-направленных скважин – несоответствие направления перфорации и направления развития трещины после её инициации [55].

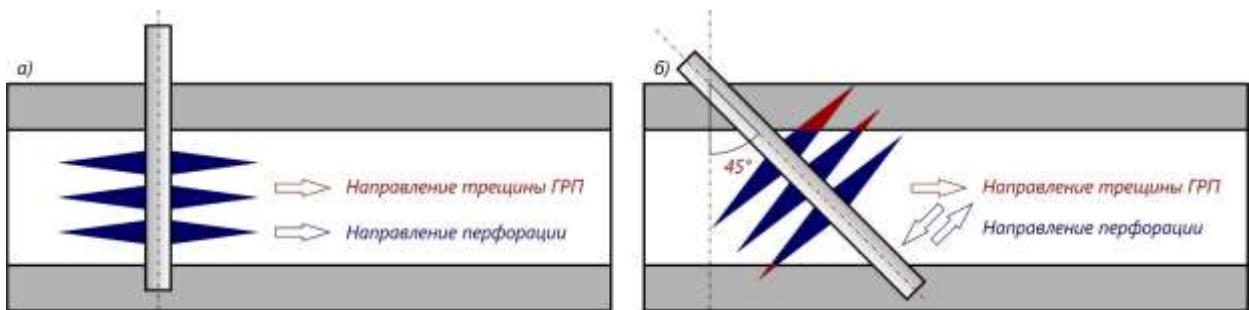


Рисунок 3.1 – Предполагаемый источник рисков

Направление развития трещины обусловлено механическими напряжениями в пласте, и в случае несоответствия с направлением перфорации (рисунок 3.1, б) в призабойной зоне пласта (ПЗП) отмечается извилистость – переход направления развития трещины от заданного перфорациями к обусловленному пластовыми напряжениями. В свою очередь, извилистость способствует возникновению

дополнительных потерь давления на трения, что повышает риски при проведении пропантного ГРП.

В соответствии с обозначенным предположением, при планировании ГРП значение зенитного угла ствола скважины, превышающее  $30^\circ$ , а в особенности, близкое к  $45^\circ$ , учитывается, как осложняющий фактор. В ряде случаев на основании данного фактора ограничиваются такие параметры ГРП, как масса, концентрация и средний диаметр частиц пропанта, что может привести к значительному снижению технологического эффекта ГРП высокопроницаемых терригенных коллекторов.

Так как прямое наблюдение процесса формирования трещины технически не представляется возможным, для доказательства и оценки степени влияния рассматриваемого фактора могут быть применены методы статистики. Если гипотеза о негативном влиянии зенитного угла, близкого к  $45^\circ$ , верна, то для статистически значимого количества скважин ожидается обнаружение зависимости вероятности возникновения технологического осложнения от зенитного угла. Также, в связи с теоретически повышенными потерями давления на трения в ПЗП, ожидается обнаружение зависимости потерь давления от зенитного угла.

Потери давления на трения могут быть оценены в конце закачки, при остановке насосов. Как правило, потери давления оцениваются по стадии замещения и стадии информационного ГРП. Общие потери давления на трения составляют разность конечного устьевого давления  $P_k$  закачки и мгновенного давления остановки закачки  $ISIP$ , при этом потери давления в ПЗП составляют определенную долю в общих потерях давления. Наибольшую точность при определении потерь давления показывают замеры забойного давления, но в рассматриваемой выборке забойный манометр применялся в единичных случаях, что не позволяет провести статистический анализ по забойным данным. Тем не менее, оценка рассматриваемой гипотезы по устьевым данным возможна – увеличение потерь давления в ПЗП приведет к соответствующему увеличению давления на устье, что отразится в анализе.

Для проверки гипотезы были отобраны данные о проведенных ГРП на 2527 скважинах. Исходные переменные для анализа включали зенитный угол в градусах в качестве целевой переменной, бинарную переменную *Stop*, характеризующую наличие технологических осложнений, две переменные с общими потерями давления на трения для стадии замещения и информационного ГРП соответственно, а также измеренную глубину до интервала перфорации. Для объективной оценки потерь давления на трение в качестве исследуемых переменных добавлены соответствующие градиенты потерь давления на трения. В таблице 3.2 показаны рассмотренные переменные.

Таблица 3.2 – Переменные для анализа

Переменная	Единица измерения	Примечание
<i>Angle</i>	°	Целевая переменная, угол входа в пласт
<i>Stop</i>	-	Бинарная переменная, факт получения сложнения
<i>FrInj</i>	МПа	$P_k - ISIP$ , общие потери давления на трения на МиниГРП
<i>FrMin</i>	МПа	$P_k - ISIP$ , то же, на Замещении
<i>MD</i>	м	Длина от устья до интервала перфорации
<i>Gr1</i>	Па/м	$101325 \frac{FrInj}{MD}$ , метрика по формуле
<i>Gr2</i>	Па/м	$101325 \frac{FrMin}{MD}$ , метрика по формуле

Для подтверждения гипотезы из выборки были исключены процессы ГРП по следующим критериям:

- нестандартные компоновки ГРП, отличающиеся от НКТ 89 мм с пакером;
- расстояние от пакера до интервала перфорации (ИП) более 100 м;
- Г на экспериментальных жидкостях, а также отличающихся от жидкостей на основе гуаровой камеди с концентрацией 3,2-3,4 кг/м<sup>3</sup>;
- горизонтальные скважины;
- информационные ГРП без пробной пропантной пачки.

После исключения в выборке для анализа принято 2527 записей о процессах ГРП.

На рисунке 3.2 показаны гистограммы распределения переменных *Angle*, *Gr1* и *Gr2*, а также кросссплоты по парам переменных *Angle-Gr1* и *Angle-Gr2*.

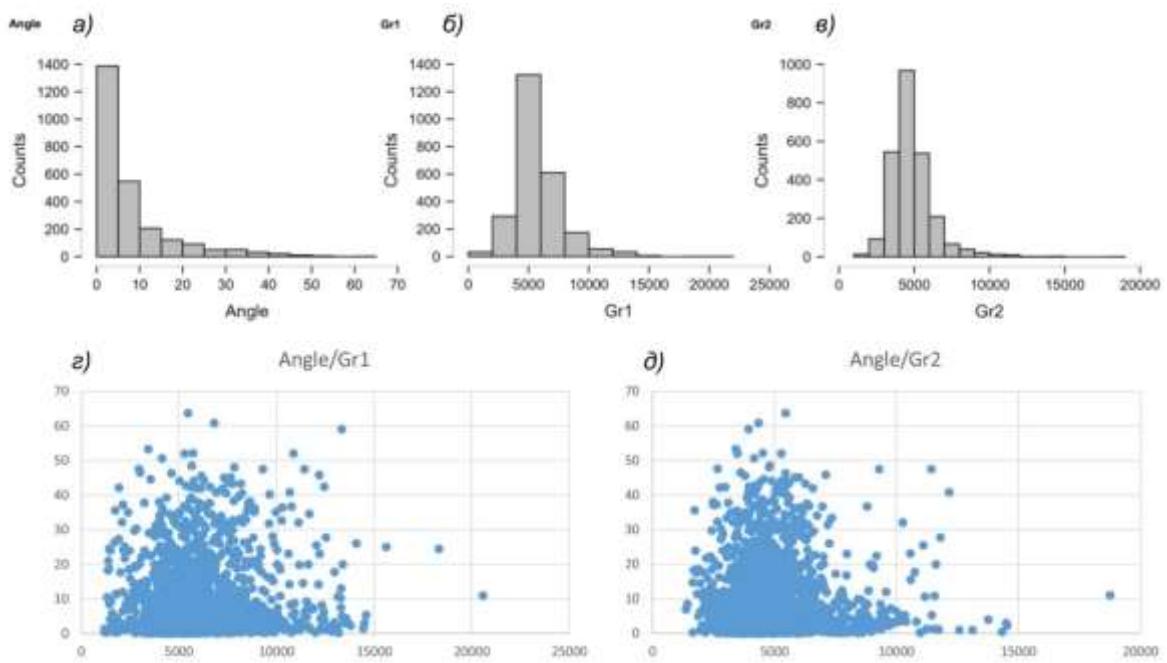


Рисунок 3.2 – Обзор выборки данных

Визуально по кросссплотам связь не обнаруживается, но для доказательства наличия или отсутствия связи должен быть применен строгий статистический критерий. Для корректного выбора критерия необходимо определить типы данных и характер распределения данных в выборке. Для вещественных переменных *Angle*, *Gr1* и *Gr2* определены описательные статистические параметры, приведенные в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Описательная статистика

Переменная	<i>Gr1</i>	<i>Gr2</i>	<i>Angle</i>
Среднее	5717,817	4854,765	7,759335
Стандартная ошибка	39,03972	29,32281	0,186016
Медиана	5349,457	4610,857	4,3
Мода	5332,895	4605,682	1
Стандартное отклонение	1962,498	1474,037	9,350875
Дисперсия выборки	3851400	2172784	87,43887
Эксцесс	4,423166	8,855978	5,131182
Асимметричность	1,484924	2,023844	2,185356
Интервал	19401,55	17378,11	63,68
Минимум	1178,198	1385,776	0
Максимум	20579,75	18763,89	63,68
Сумма	14448923	12267990	19607,84
Счет	2527	2527	2527

По значениям эксцесса и асимметричности можно предположить, что представленные переменные характеризуются ненормальным распределением. Это подтверждается графическим методом построения Q-Q плотов, представленном на рисунке 3.3. Графический анализ проведен в ПО JASP в соответствии с методикой, опубликованной в руководстве Марком Госс-Сампсоном [51].

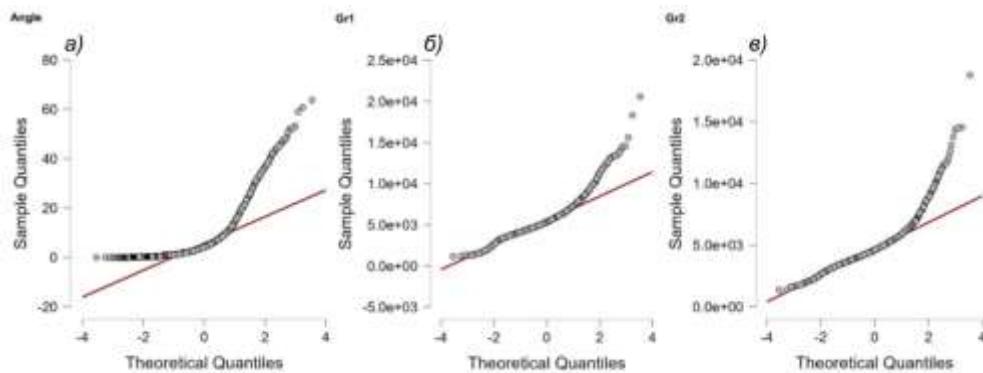


Рисунок 3.3 – Графический анализ по Q-Q

Для численного подтверждения характера распределения выборки проведен расчет критерия Крамера-Мизеса-Смирнова для переменной *Angle* с применением формулы:

$$(n + 1)\omega^2 = \sum_{i=1}^n \left[ P(x) - \frac{i}{n+1} \right]^2 + \frac{n}{12(n+1)^2}, \quad (3.1)$$

где  $n$  – количество элементов выборки;  $i$  – номер элемента;  $P(x)$  – проверяемая функция распределения;  $\omega$  – критерий Крамера-Мизеса-Смирнова [51, 52].

Для стандартно принимаемого уровня значимости  $\alpha = 0,05$  граничным значением  $\omega^2$  является 0,126, в то время как для переменной *Angle* получено значение больше 40, что явным образом свидетельствует о ненормальном распределении значений переменной.

В соответствии с характером распределения переменных *Angle*, *Gr1* и *Gr2* для определения наличия или отсутствия связи возможно применение коэффициента ранговой корреляции Спирмена [5]. Если  $d_i = x_i - y_i$  – разность рангов  $i$ -ого объекта, то коэффициент корреляции Спирмена равен:

$$r_s = 1 - \frac{6}{n^3 - n} \sum_{i=1}^n d_i^2. \quad (3.2)$$

Критическое значение  $r_{Krum}$ , при превышении которого подтверждается связь переменных, определяется с учетом  $\alpha = 0,05$ . Для пар переменных *Angle-Gr1* и *Angle-Gr2* произведен расчет  $r_s$  и  $r_{Krum}$ . Результаты расчетов представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Корреляция Спирмена для потерь давления на трение и зенитного угла в интервале перфорации

Стадия ГРП	$r_s$	$\alpha$	$r_{Krum}$	Интерпретация
Замещение	0,833	0,05	0,0216	Связь значима
МиниГРП	0,835	0,05	0,0215	Связь значима

Корреляционный анализ Спирмена показал значимую связь потерь давления на трения как для стадии замещения, так и для МиниГРП –  $r_s > r_{Krum}$ . Полученные значения свидетельствуют о явном наличии связи, при этом величина влияния требует дополнительного анализа для оценки.

Так как факт возникновения технологического осложнения является переменной логического типа, для оценки влияния зенитного угла в ИП на вероятность возникновения технологических осложнений корреляция Спирмена неприменима. Для данного типа переменных связь может быть выявлена методом Вилкоксона-Манна-Уитни. Для расчета критерия применено ПО JASP [51, 53].

На рисунке 3.4 представлен результат расчетов в JASP. Распределение скважин с осложнением и с технологически успешным ГРП отличается как по графикам вида *Raincloud*, так и по графику «Ящик с усами», при этом визуально отличие незначительное.

Получено значение *U*-критерия, равное 121805, с коэффициентом корреляции -0,114. Данный коэффициент может быть интерпретирован аналогично значениям коэффициента корреляции Пирсона [51], что, несмотря на некоторые визуальные различия в графиках, свидетельствует о статистически незначимых различиях в рассматриваемых выборках.

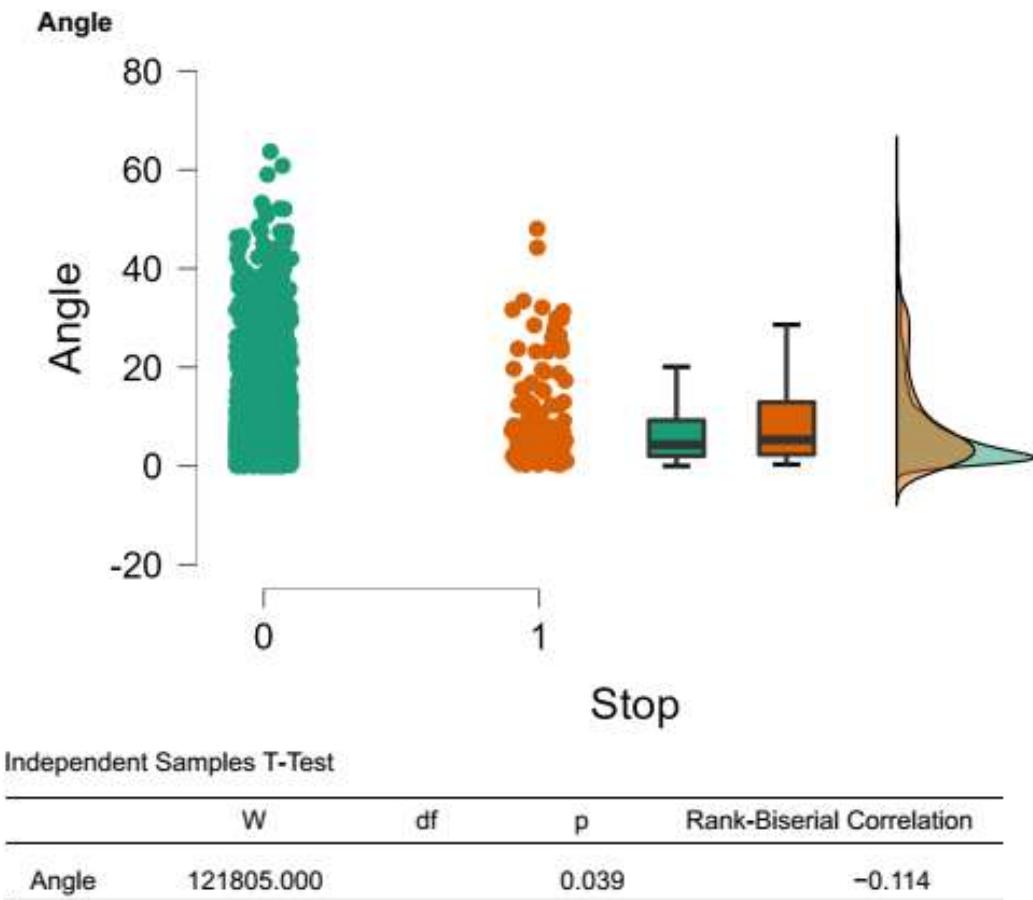


Рисунок 3.4 – Расчет критерия Вилкоксона-Манна-Уитни

В соответствии с физическими процессами, происходящими при формировании трещины ГРП, большее значение потерь давления на трения должно способствовать увеличению вероятности возникновения технологических осложнений. По анализу выше была получена статистическая связь зенитного угла в ИП с потерями давления на трения, но связь с вероятностью технологических осложнений не подтвердилась. Это может быть вызвано относительно низким значением величины эффекта. Для определения величины эффекта проведен категориальный анализ. Выборка данных разделена по категориям, в зависимости от зенитного угла в ИП. При этом за первый интервал приняты значения от 0 до  $2,5^\circ$ , далее интервалы приняты с шагом  $5^\circ$ . Это позволило выделить вертикальные скважины в отдельную категорию и разместить искомое критическое значение  $45^\circ$  в середине интервала. Результаты категориального анализа представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Категориальный анализ

Доля в выборке, %	Интервал зенитного угла, °	Средний угол в интервале, °	Средний градиент потерь на замещении, Па/м	Средний градиент потерь на Мини ГРП, Па/м	Вероятность тех. осложнения, %
34,9	0,0-2,5	1,25	5601	4844	3,7
33,9	2,5-7,5	5	5705	4888	4,3
13,0	7,5-12,5	10	5510	4735	4,3
5,5	12,5-17,5	15	5817	4848	5,8
4,2	17,5-22,5	20	6014	4901	3,8
2,7	22,5-27,5	25	6303	4781	11,8
2,2	27,5-32,5	30	6055	5024	12,5
1,6	32,5-37,5	35	6292	4926	2,4
1,0	37,5-42,5	40	6790	4866	0,0
0,6	42,5-47,5	45	6644	5450	6,7
0,3	47,5-52,5	50	6735	5149	12,5
0,04	52,5-57,5	55	3430	3430	0,0
0,1	57,5-62,5	60	10070	4148	0,0
0,04	62,5-67,5	65	5462	5462	0,0

Недостатком выборки является смещение в сторону вертикальных скважин в то время, как количество процессов с зенитным углом, близким к  $45^\circ$  составляет 15, что менее 0,6% от выборки. Тем не менее, при построении графика отмечается зависимость градиентов потерь давления, близкая к линейной. Это соответствует ожиданиям, связанным с полученными значениями коэффициента корреляции Спирмена для переменных  $Gr1$  и  $Gr2$ . На рисунке 3.5 представлен полученный график.

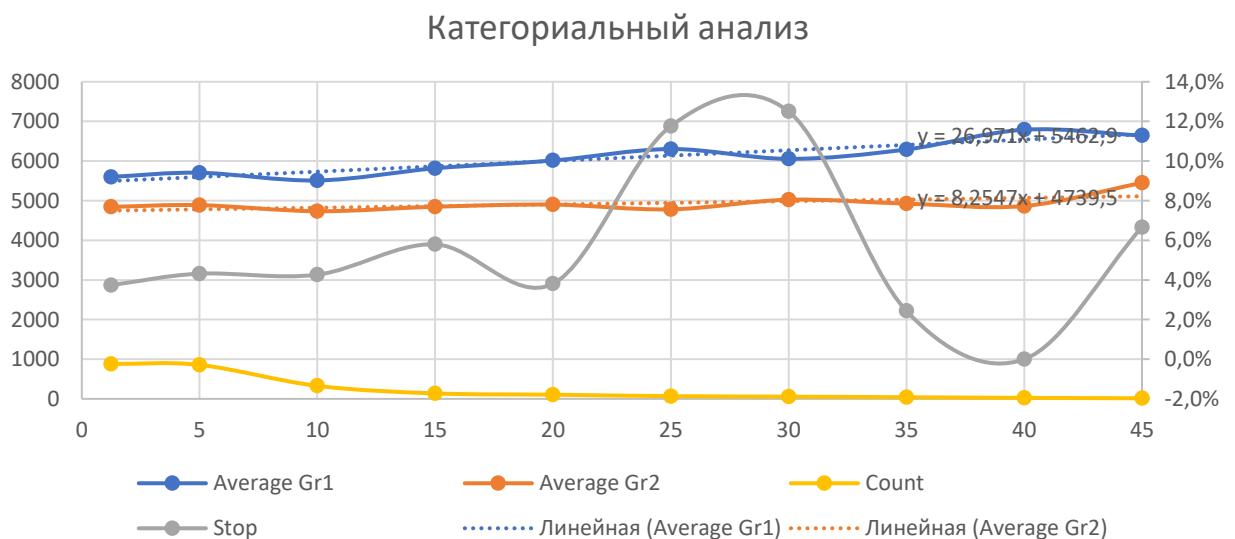


Рисунок 3.5 – Категориальный анализ

Линейная зависимость для замещения –  $y = 26,971x + 5462,9$ , а для информационного ГРП с пробной пропантной пачкой –  $y = 8,2547x + 4739,5$ . Максимальное отличие градиента потерь давления на трения для случаев с зенитным углом  $0^\circ$ - $12,5^\circ$  и  $37,5^\circ$ - $52,5^\circ$  составило 1114 Па/м для замещения и 334 Па/м для информационного ГРП с пропантной пачкой. Для средней измеренной глубины по выборке 1723 м это соответствует разнице устьевых давлений 1,9 и 0,6 МПа соответственно. При этом, так как перед основным ГРП проводится информационный ГРП с пробной пропантной пачкой, практическую значимость, а значит и влияние на осложнение оказывает именно второе значение. По опыту проведения ГРП, дополнительные 0,6 МПа потерь давления на трения не оказывают влияния на условия проведения процесса. Таким образом, даже если 100% выявленной разницы устьевого давления приходятся именно на потери давления на трения в ПЗП вследствие большей извилистости трещины, зенитный угол в ИП не оказывает влияния, достаточного для увеличения риска технологического осложнения.

На основании результатов проведенного анализа по 2527 процессам ГРП рекомендуется исключить значение зенитного угла в ИП из осложняющих факторов проведения ГРП. Использование пробной пропантной пачки обеспечивает статистически значимое снижение потерь давления на трения, в связи с чем рекомендуется продолжить практику применения пробных пачек пропанта при проведении ГРП на традиционных терригенных коллекторах. Приведенные выводы справедливы для терригенных коллекторов. При проведении пропантных ГРП в карбонатных коллекторах возможно проявление дополнительных эффектов, связанных с естественной трещиноватостью, что может увеличить негативный эффект зенитного угла в ИП [54].

Усовершенствованная методика работы со статистическими данными позволяет проводить оценку влияния факторов на рассматриваемые показатели. Согласно стандартной практике пропантных ГРП, проведение успешного процесса в условиях неоднородности свойств пласта возможно при помощи анализа тестовой закачки [55]. Подходы к технологии проведения и анализа

информационного ГРП, принятые в тех или иных нефтяных компаниях-операторах, несколько отличаются, но общепринятым является понимание, что увеличение степени неоднородности геологического строения разрабатываемого пласта повышает необходимость проведения информационного ГРП на каждой стадии и требует большего внимания к деталям как при планировании и дизайне тестовой закачки, так и при её анализе [48]. При планировании и анализе важно помнить, что информационный ГРП – это в первую очередь инструмент, позволяющий снизить неопределенности представлений об условиях закачки. Под неопределенностью информационного ГРП подразумевается расхождение между ожидаемыми параметрами на стадии проведения анализа и полученными параметрами проведенной основной стадии ГРП. В данной работе предпринята попытка оценить, классифицировать источники таких неопределенностей, а также предложить методы увеличения точности тестовых закачек в той мере, в какой это возможно, и методы работы с искаженными данными тестовой закачки для случаев, когда снижения информативности добиться не представляется возможным [57].

На рисунке 3.6 приведена цепочка процессов, по которой пластовые условия оказывают влияние на результат интерпретации информационного ГРП. Источник данных интерпретации – реакция на воздействие пласта, при этом параметры воздействия и реакция в виде изменения давления измеряются приборами, устройство которых включает преобразование физически измеренного давления в пропорциональные электрические сигналы [58]. На каждом из этих этапов могут возникнуть искажения по тем или иным причинам. На схеме также приведена обобщённая классификация возможных причин искажения данных [59, 60].

Пластовые условия проведения ГРП не могут быть измерены прямыми методами. Один из основных ключей к оценке пластовых условий – проведение информационного ГРП, что подразумевает физическое воздействие на пласт и анализ реакций на произведенное воздействие [61]. Как обозначено на схеме, пластовые условия и физическое воздействие на пласт взаимосвязаны –

воздействие происходит в пластовых условиях и в то же время оказывает некоторое влияние на условия [62].



Рисунок 3.6 – Обобщённая схема передачи данных  
при оценке условий проведения ГРП

Планирование информационного ГРП включает определение его типа, жидкости разрыва, наличия, фракционного состава и количества пробных пропантных пачек, а также режимов закачки. При планировании необходимо учитывать ожидаемые условия, в том числе с учётом ранее проведенных работ по участку. При условии корректного планирования, любое отклонение от закачки по техническим причинам приводит к снижению информативности. Наиболее критичное снижение информативности возникает при грубом нарушении технологии информационного ГРП и в таком случае рекомендуется проведение повторной закачки. В других случаях, при отклонении количественных показателей, необходимо принятие решения на основе оценки рисков [63].

Все технические факторы являются контролируемыми и могут быть устранены соответствующими мероприятиями. Применяются такие подходы, как дублирующие датчики, бакет-тест, калибровка датчиков по материальному балансу, а длительность записи замера давления согласовывается со специалистами по моделированию ГРП [64, 65].

Перечисленные факторы можно классифицировать по возможности измерения степени влияния, исключения и проведения мероприятий по снижению влияния. В таблице 3.6 представлена классификация факторов.

Факторы, отмеченные как возможные для исключения, контролируются при помощи контроля качества проведения ГРП, а также при проведении предварительных замеров [66]. Наиболее сложной, но при этом технически возможной, является оценка неопределенностей интерпретации данных (4 группа). Исключить неопределенности не представляется возможным, но статистический анализ позволяет провести оценку степени влияния неопределенности и выявить параметры, влияющие на неопределенность [67].

Таблица 3.6 – Факторы снижения информативности МиниГРП

Группа	Фактор	Возможность численного измерения влияния	Возможность исключения фактора	Мероприятия по снижению влияния
1	Планирование	–	+	Наполнение и применение БД проведенных работ ГРП и исследований свойств пласта
	Проведение	–	+	Контроль качества ГРП
2	Показания аналоговых датчиков	+	+	Контроль качества ГРП
	Время записи данных	+	+	Согласование остановки записи с аналитической службой ГРП
	Дополнительные каналы	+	+	Применение дополнительного оборудования
3	Настройка системы сбора данных	–	+	Контроль качества ГРП
	Верификация и пересчет данных	–	+	Контроль применяемых методов получения расчетных данных
4	Неопределенности	+	–	Статистический анализ. Разработка новых методов. Многовариантное моделирование и сверка с исследованиями фактической геометрии трещины
	Ограничения методов	–	–	Разработка новых методов
	Предварительные замеры	+	+	Контроль качества лаборатории

Чтобы оценить степень неопределенности, необходимо подготовить выборку проведенных процессов, включающую параметры тестовых и основных закачек, а также определить соответствующие метрики [68]. Выборка для анализа включает 672 процесса ГРП, для которых был проведен анализ тестовой закачки, а также моделирование ГРП. Определены метрики на основе эффективности жидкости и на основе МДОЗ. Ниже представлены формулы расчета метрик:

$$Ef_A = \frac{\max(Ef_m; Ef_{hf}) - |Ef_m - Ef_{hf}|}{\max(Ef_m; Ef_{hf})}, \quad (3.3)$$

$$Ef_B = \frac{Ef_{hf}}{Ef_m}, \quad (3.4)$$

$$ISIP_A = \frac{ISIP_{hf} - |ISIP_r - ISIP_{hf}|}{ISIP_{hf}}, \quad (3.5)$$

$$ISIP_B = \frac{ISIP_{hf}}{ISIP_r}, \quad (3.6)$$

где  $Ef_A$  – метрика «А» по эффективности жидкости;  $Ef_m$  – эффективность жидкости, определённая по анализу тестовой закачки;  $Ef_{hf}$  – эффективность жидкости в откалиброванной модели основного ГРП;  $Ef_B$  – метрика «В» по эффективности жидкости;  $ISIP_A$  – метрика «А» по МДОЗ;  $ISIP_r$  – планируемый МДОЗ основного ГРП на стадии редизайна по результатам анализа тестовой закачки;  $ISIP_{hf}$  – фактический МДОЗ основного ГРП;  $ISIP_B$  – метрика «В» по МДОЗ.

Метрики «А» составлены таким образом, чтобы значение 1 соответствовало полному совпадению прогнозных и фактических показателей и являлось максимально возможным значением в то время, как величина отклонения от 1 соответствовала характеристике неопределенности для данного случая. Метрики «В» также показывают 1 при полном совпадении, но отклонения могут быть как в большую, так и в меньшую сторону от 1, показывая соответственно завышение или занижение прогноза. Для метрик на основе ISIP производится сравнение значения, ожидаемого по результатам анализа и моделирования с фактически измеренным значением. Для метрик на основе эффективности

жидкости производится сравнение ожидаемого по анализу спада давления информационного ГРП и фактически полученного значения по откалиброванной модели после проведения основного ГРП. На рисунке 3.7 показаны полученные значения метрик, в том числе выбросы данных по каждой из метрик. По качеству выборки наиболее плотной оказалась метрика  $Ef_A$ .

Для анализа были отобраны 43 типа данных, которые включали как вещественные, так и категориальные переменные. В них представлены такие данные, как принадлежность к участку и объекту разработки, тип скважины, наличие ранее проведенных ГРП, конструкция скважины, кривизна, характеристики перфорации, мощности пласта, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), характеристики закачиваемых жидкостей, режимы, объемы закачки, полученные параметры тестовой закачки, технологическая успешность процесса и параметры основного ГРП, определенные при помощи моделирования [69, 70].

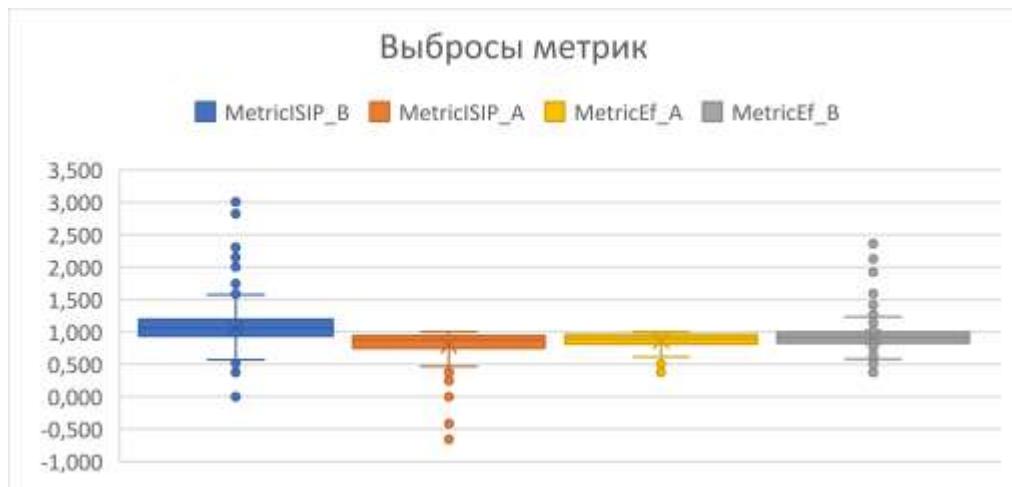


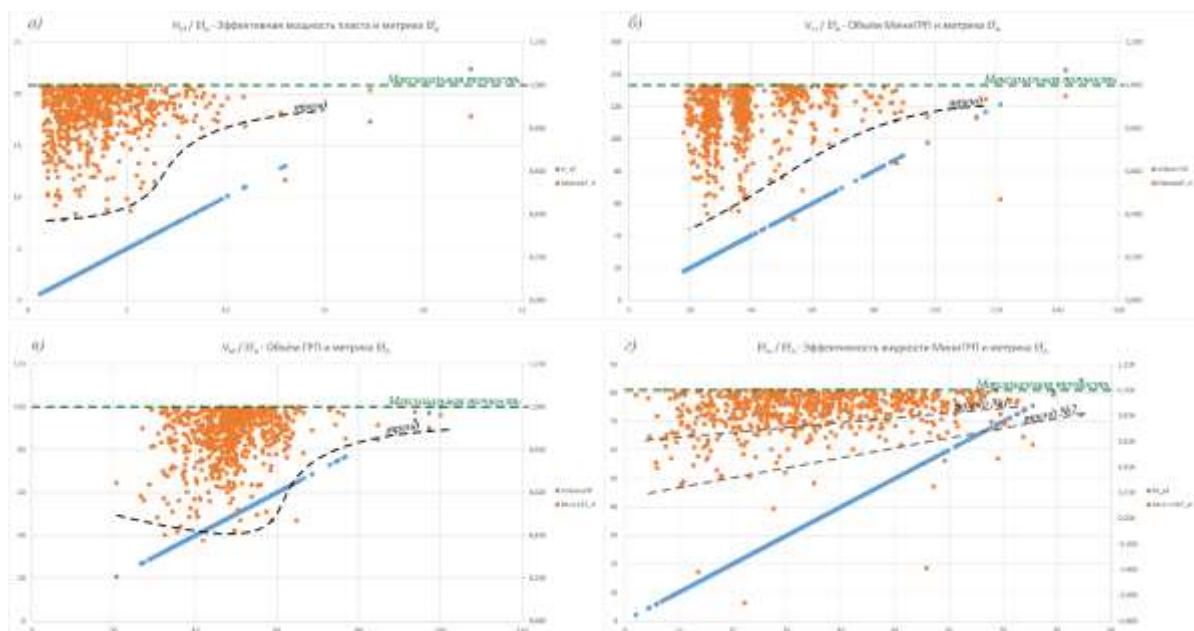
Рисунок 3.7 – Массив метрик точности тестовой закачки

По всему объёму данных был проведен корреляционный анализ, который выявил влияние семи вещественных переменных на метрики. Как показано в таблице 2 на примере метрики  $Ef_A$ , в корреляционном анализе оставлены только переменные с  $p$ -value менее 0,05, за исключением переменной  $M_{ef}$ , для которой  $p$ -value составил 0,069 и было принято решение рассмотреть эту переменную, как близкую к влиянию [70, 71].

Таблица 3.7 – Корреляционный анализ вещественных переменных

Variable		MetricEf_A	H_ef	VolumeM	M_Pfinal	M_ISIP	M_ef	Shmin	VolumeHF
1. MetricEf_A	Pearson's r p-value	— —							
2. H_ef	Pearson's r p-value	0.138 < .001	— —						
3. VolumeM	Pearson's r p-value	0.138 < .001	0.185 < .001	— —					
4. M_Pfinal	Pearson's r p-value	-0.137 < .001	-0.088 0.022	0.127 < .001	— —				
5. M_ISIP	Pearson's r p-value	-0.118 0.002	-0.097 0.012	0.158 < .001	0.862 < .001	— —			
6. M_ef	Pearson's r p-value	0.070 0.069	-0.030 0.434	-0.069 0.073	-0.121 0.002	-0.068 0.078	— —		
7. Shmin	Pearson's r p-value	-0.149 < .001	-0.097 0.012	0.110 0.004	0.733 < .001	0.884 < .001	-0.105 0.006	— —	
8. VolumeHF	Pearson's r p-value	0.232 < .001	0.349 < .001	0.327 < .001	0.206 < .001	0.204 < .001	0.006 0.876	0.091 0.018	— —

Для последующего анализа были отобраны 5 переменных. Анализ показал наличие зависимостей точности тестовой закачки. Для 4 переменных эта зависимость наиболее ярко определяется по метрике  $Ef_A$ , что ожидаемо в связи с наименьшим количеством выбросов полученной метрики. На рисунке 3.8 показаны полученные тренды. Далее каждый из трендов рассмотрен подробнее.

Рисунок 3.8 – Тренды по метрике  $Ef_A$ 

Эффективная толщина пласта (рисунок 3.8 а) показывает нелинейный, но монотонно направленный тренд на увеличение точности с увеличением

мощности пласта. На граничном значении 7 м отмечается резкий переход к более точному анализу, что в целом соответствует ожидаемому формированию «стандартной» трещины ГРП в пласте, ограниченном перемычками. Объём тестовой закачки (рисунок 3.8 б) характеризуется почти линейным трендом увеличения точности при увеличении объёма. Важный вывод по данному тренду заключается в том, что процесс продолжающегося насыщения пласта во время проведения тестовой закачки приводит к значительному искажению результатов анализа в сравнении с тестовой закачкой, проведенной на достаточно насыщенном пласте. Объем ГРП (рисунок 3.8 в) показывает нелинейный тренд. Наименее предсказуемые процессы – малообъемные ГРП менее 65 м<sup>3</sup>. После точки 65 м<sup>3</sup> отмечается перелом тренда в сторону значительного увеличения точности, что может быть связано в том числе с насыщением пласта. Эффективность жидкости тестовой закачки (рисунок 3.8 г) отмечалась значением p-value 0,069, что при строгом подходе к анализу должно было исключить данный параметр, но близкое к 0,05 значение указывает на вероятность наличия слабой связи. В действительности, по данным можно отметить тренд № 1 по наибольшему скоплению точек и тренд № 2 по всем точкам, исключая выбросы.

Отдельно на рисунке 3.9 показаны тренды, связанные с МДОЗ тестовой закачки. Для данного параметра была выбрана другая метрика –  $ISIP_B$ , т. к. тренды отличались для случаев завышения и занижения параметра (тренд № 1 и тренд № 2 на рисунке 3.9). Условно, тренды делят поведение точности в зависимости от МДОЗ на 4 группы. Группа № 1 – «Низкие напряжения» при МДОЗ ниже 9 МПа характеризуется увеличением точности при снижении МДОЗ, а также занижению прогнозных значений при сниженных напряжениях. Группа № 2 – «Средние напряжения», наиболее трудно предсказуемая группа, при этом в диапазоне МДОЗ 9-18 МПа более высокое значение связано с большей вероятностью завышения прогнозного значения. Группа № 3 – «Высокие напряжения» характеризуется переломом тренда и после 18 МПа. Дальнейшее увеличение МДОЗ приводило к увеличению точности по верхней границе и относительно неизменной точности по нижней границе. Группа № 4 – «Крайне высокие напряжения» характеризуется

продолжением тренда уточнения верхней границы, но при этом нижняя граница показывает ухудшение точности. В группу № 4 входит относительно мало скважин и выводы по ней необходимо делать с осторожностью. Для каждой группы определены доверительные интервалы параметров, включение которых позволило дополнить стандартный перечень анализируемых параметров МиниГРП.

По данной выборке был также проведен категориальный анализ, по которому не было выявлено значимых зависимостей [72]. Большая часть категориальных переменных была распределена неравномерно по выборке, что исключало их из анализа. В других случаях, выявленное влияние не превышало 2-3%, что не позволяло сформулировать значимые выводы и также приводило к исключению параметра из анализа [73, 74].

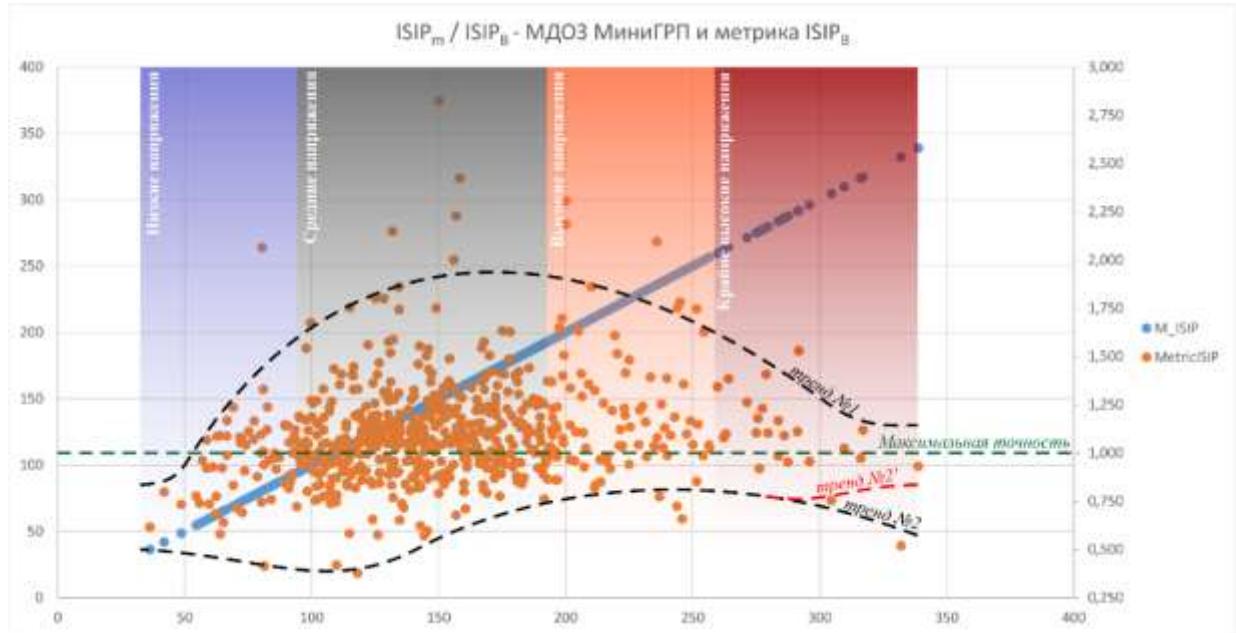


Рисунок 3.9 – Влияние МДОЗ тестовой закачки на точность анализа

В условиях повышения рисков, связанных с подбором скважин-кандидатов на поздней стадии разработки, точность планирования параметров ГРП становится более критичной и требует комплексного подхода, для обеспечения которого впервые проведена оценка и предложена классификация неопределенностей, возникающих при проведении и анализе тестовых закачек перед ГРП [75, 76]. Факторы, снижающие информативность тестовой закачки, необходимо по возможности исключать. Такие факторы, как некорректное планирование,

некорректное техническое проведение тестовой закачки, показания приборов, время записи и полнота каналов данных, корректная настройка и верификация, а также предварительные замеры данных могут быть полностью исключены при условии проведения соответствующих мероприятий. При анализе тестовых закачек, проведенных на маломощных пластах менее 7 м, необходимо учитывать сниженную информативность полученных параметров, связанную с риском несоответствия пластов, охваченных тестовой и основной закачкой ГРП. Тестовая закачка, проведенная на насыщенном жидкостью пласте, показывает более точные данные при анализе в сравнении с малообъемной тестовой закачкой, а особенно в сравнении с анализом по стадии замещения. Малообъемные ГРП менее предсказуемы по анализу тестовой закачки, при этом в диапазоне 20-60 м<sup>3</sup> увеличение объема приводит к незначительному снижению информативности. Тестовые закачки, интерпретированные с более высокой эффективностью жидкости, с большей вероятностью оказываются высокоточными, чем при низкой эффективности. Напряжения оказывают достаточно сложное влияние на точность анализа, при этом необходимо учитывать неопределенность средних напряжений, риск снижения МДОЗ при низких напряжениях и в целом тренд на повышение точности в условиях высоких напряжений [77, 78].

Усовершенствованный подход к статистическому анализу был применен для анализа близкого расположение текущего забоя к интервалу перфорации как осложняющего фактора проведения ГРП. В производственной практике ГРП, а также в ряде публикаций, упоминается требование о наличии определенного расстояния ниже интервала перфорации, свободного для перемещения жидкости или смеси с пропантом во время процесса. Данное расстояние часто обозначают как зумпф, и далее в данной публикации под термином зумпф будет приниматься расстояние от нижней границы интервала перфорации до текущего забоя при проведении ГРП, с учетом плановой отсыпки (Рисунок 3.10 а). Сервисными компаниями по ГРП, как правило, низкое значение зумпфа, и, в особенности, его отсутствие, принимается как осложняющий фактор. Соответственно, в таких случаях предлагаются компенсационные мероприятия, в том числе ограничение

объёма обработки, увеличение вязкости жидкости разрыва и скорости закачки. Опираясь на данные зумпфа, на стадии планирования процессов ГРП могут быть определены ограничения, которые, в сочетании с другими техническими и геологическими условиями, снижают потенциальный эффект ГРП [80, 81].

Для многих технических ограничений процесса ГРП их суть может быть определена в явном виде и какое-либо дополнительное подтверждение зависимостей не требуется. Например, влияние диаметра НКТ на потери давления на трения отмечается в каждой скважине без исключения, а также измеряется прямым методом, что исключает необходимость подтверждения. При этом, в ряде других случаев, когда фактор проявляется не каждый раз или не может быть измерен напрямую, влияние фактора переходит в категорию рисков, проявляющихся с определенной вероятностью. В таких случаях необходимо при помощи статистики подтверждать рассматриваемый риск. Также, в данных случаях, при помощи статистического анализа можно оценить вероятность и степень возможных последствий риска. Влияние зумпфа, как детально показано ниже, относится к такому типу факторов [60, 63].

Предположение о негативном влиянии малого зумпфа строится, исходя из двух допущений. Во-первых, допускается, что во время закачки часть пропанта оседает на забое скважины. При этом допущении, малый зумпф может уменьшиться до 0 в процессе закачки, и далее, постепенно осаждаемый пропант, может частично или полностью перекрыть интервал перфорации с последующим увеличением потерь давления на трения в ИП и технологическим осложнением соответственно (Рисунок 3.10 б). Во-вторых, малое значение зумпфа связывают с риском неточного определения глубины текущего забоя и возможным перекрытием ИП ещё до начала проведения работ с риском возникновения последствий, аналогичных первому допущению. На рисунке 3.2.10 схематично изображены вышеуказанные процессы.

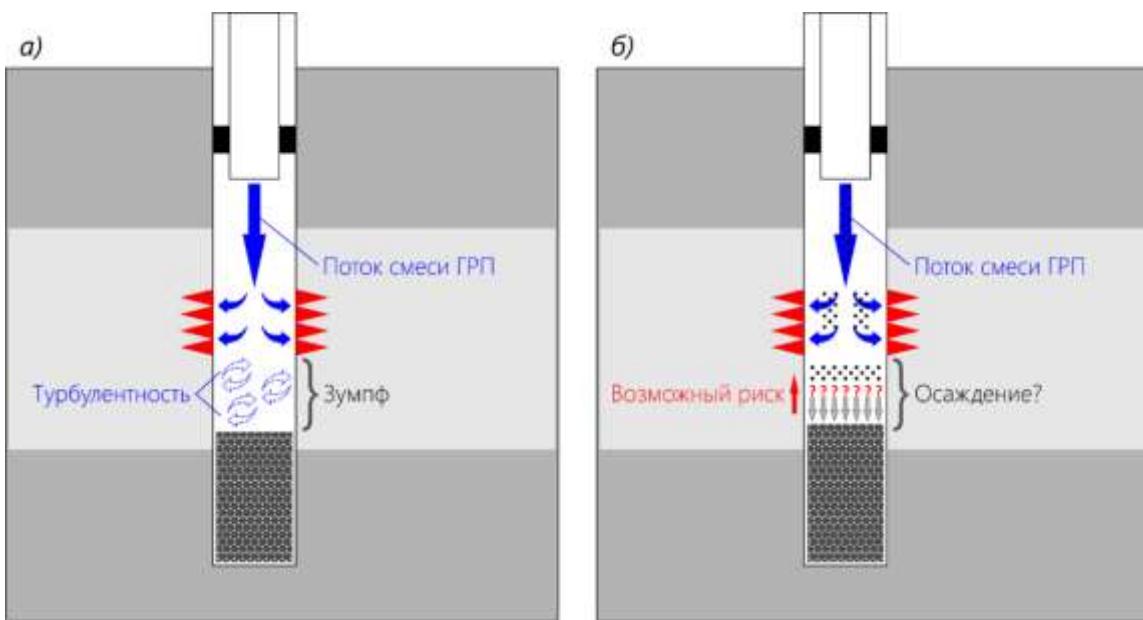


Рисунок 3.10 – Риск осаждения пропанта при ГРП

Важным замечанием к допущению об осаждении является отсутствие экспериментальных и теоретических данных, подтверждающих факт возникновения указанного риска [84]. Ожидается, что в интервале зумпфа будет возникать турбулентное движение смеси жидкости с пропантом (Рисунок 3.10 а), но осаждение пропанта при этом (Рисунок 3.10 б) не подтверждено экспериментально. Подтверждение или опровержение данного допущения осложняется отсутствием возможности прямого наблюдения или регистрации процесса. После остановки закачки осаждение остатков пропанта действительно происходит, что отмечается и в лабораторных испытаниях, что ограничивает возможность подтверждения при помощи замеров текущего забоя после ГРП. Вторая неопределенность – осаждение пропанта в интервале перфорации во время закачки. Для тех случаев, когда при подготовке скважины зумпф уже отсутствует, либо возникло предположительное осаждение во время процесса, остается не ясным, возможно ли продолжение процесса осаждения пропанта в условиях движения смеси из пространства эксплуатационной колонны в перфорации [85].

Для подтверждения или опровергения влияния указанного фактора можно применить статистику. Выводы, представленные на основе статистики не могут в полной мере доказать корректность всех деталей гипотезы, но статистически значимое влияние параметра может стать основой для дальнейшего изучения

обнаруженного явления. И напротив, отсутствие влияния на явные измеримые метрики может стать основой для выводов о несостоятельности такой гипотезы.

Для статистического анализа было отобрано 620 негоризонтальных скважин с проведенным пропантным ГРП. Величина зумпфа определена как переменная *Distance* по формуле 3.2.7:

$$Distance = \begin{cases} h_b - Perf_d, & \text{при } h_b - Perf_d > 0 \\ 0, & \text{при } h_b - Perf_d \leq 0 \end{cases}, \quad (3.7)$$

где  $h_b$  – глубина отсыпки либо текущего забоя при отсутствии отсыпки;  $Perf_d$  – нижняя граница интервала перфорации. Отрицательные значения  $h_b - Perf_d$  могут получиться для тех случаев, когда ИП частично перекрыт отсыпкой и в таком случае зумпф должен быть принят равным нулю.

В целях дальнейшего проведения категориального анализа в выборку была добавлена категориальная переменная *Distance<sub>cat</sub>*, разделяющая зумпф на 3 категории: «0-1 м», «1-2 м» и «2 м и более».

Для оценки влияния переменной подобраны две метрики. Первая метрика – *Propp<sub>needls</sub>*, представляет массу пропанта, оставленную в стволе скважины выше плановой недопродавки. Так, данная метрика будет равна 0 при технологически успешном процессе и  $> 0$  при технологическом осложнении, при этом чем выше степень осложнения, тем выше значение метрики. Среднее значение метрики подходит для описания технической осложненности выборки процессов ГРП.

Вторая метрика – *ISIP<sub>growth</sub>*, представляет прирост фактического МДОЗ ГРП относительно планируемого значения. Данная метрика позволяет фиксировать непрогнозированный эффект упаковки трещины. Повышение среднего значения метрики будет свидетельствовать о наличии в выборке дополнительного фактора, вызывающего упаковку трещины относительно выборки с меньшим средним значением данной метрики. Так как падение МДОЗ ниже прогнозного свидетельствует о сниженном или отсутствующем эффекте упаковки или, по крайней мере, об отсутствии дополнительного, не учтённого фактора возникновения упаковки в той же мере, что и нулевое значение, все отрицательные значения метрики приравнены к нулю.

Общий категориальный анализ в первом приближении показал снижение вероятности и объёма технологического осложнения при ГРП, а также снижение эффекта упаковки.

Таблица 3.8 – Первое приближение категориального анализа

<b>Категория</b>	<b>Средняя метрика Propp_needls</b>	<b>Средняя метрика ISIP_growth</b>
0-1 м	0,086	31,8
1-2 м	0,064	28,6
2 м и более	0,072	27,8
<b>Общий итог</b>	<b>0,072</b>	<b>28,2</b>

Нелинейность тренда снижения метрики *Propp\_needls*, а также незначительное различие между выборками по разным категориям, указывали на возможное наличие скрытых зависимостей. Был проведен поиск при помощи добавления подкатегорий.

Таблица 3.9 – Расширенный категориальный анализ

<b>Категория</b>	<b>Средняя метрика Propp_needls</b>	<b>Средняя метрика ISIP_growth</b>
<b>0-1 м</b>		
Эксплуатационный фонд	0,086	31,8
<b>1-2 м</b>		
Бурение + БС	0,000	7,3
Эксплуатационный фонд	0,067	29,5
<b>2 м и более</b>		
Бурение+БС	0,109	32,8
Эксплуатационный фонд	0,069	27,3
<b>Общий итог</b>	<b>0,072</b>	<b>28,2</b>

Расширенный категориальный анализ включает разделение внутри категорий на подкатегории типа скважины – ГРП на эксплуатационном фонде или после

бурения. Расширение категориального анализа показало относительно большее влияние статуса скважины на метрики, чем категория по величине зумпфа, но зависимости прослеживаются.

Для уточнения наличия полученных статистических связей категориальный анализ проведен для двух наиболее типичных объектов обработки в рассматриваемой выборке.

Таблица 3.10 – Категории по объектам разработки

Категория	Средняя метрика Propp_needls	Средняя метрика ISIP_growth
Д0	<b>0,079</b>	<b>36,3</b>
0-1 м	0,433	43,2
1-2 м	0,000	60,8
2 м и более	0,071	34,7
Д1а	<b>0,142</b>	<b>32,1</b>
0-1 м	0,000	16,9
1-2 м	0,104	32,5
2 м и более	0,170	33,8
<b>Общий итог</b>	<b>0,104</b>	<b>34,6</b>

Сравнение по объектам разработки показало неожиданный результат. Ранее выявленная зависимость, несмотря на слабое проявление, обнаруживалась для различных срезов данных, но для пласта Д1а, вопреки изначальной гипотезе, показала противоположный тренд по обеим метрикам. Такие тренды возможны исключительно при одновременном выполнении двух условий – низкое значение абсолютного отличия значений и наличия искажений при преобразовании вещественной переменной в категориальную. Полученный разброс действительно не велик – в первом приближении это отклонение не более 9 кг пропанта и 0,35 МПа от общего среднего значения. Отличия такой величины могли быть вызваны искажениями при преобразовании переменных. Для визуальной оценки возможного наличия связи осложненных условий ГРП с величиной зумпфа ниже представлен график, где отсортированная метрика  $ISIP_{growth}$  сопоставлена с величинами зумпфа в виде «облака точек».

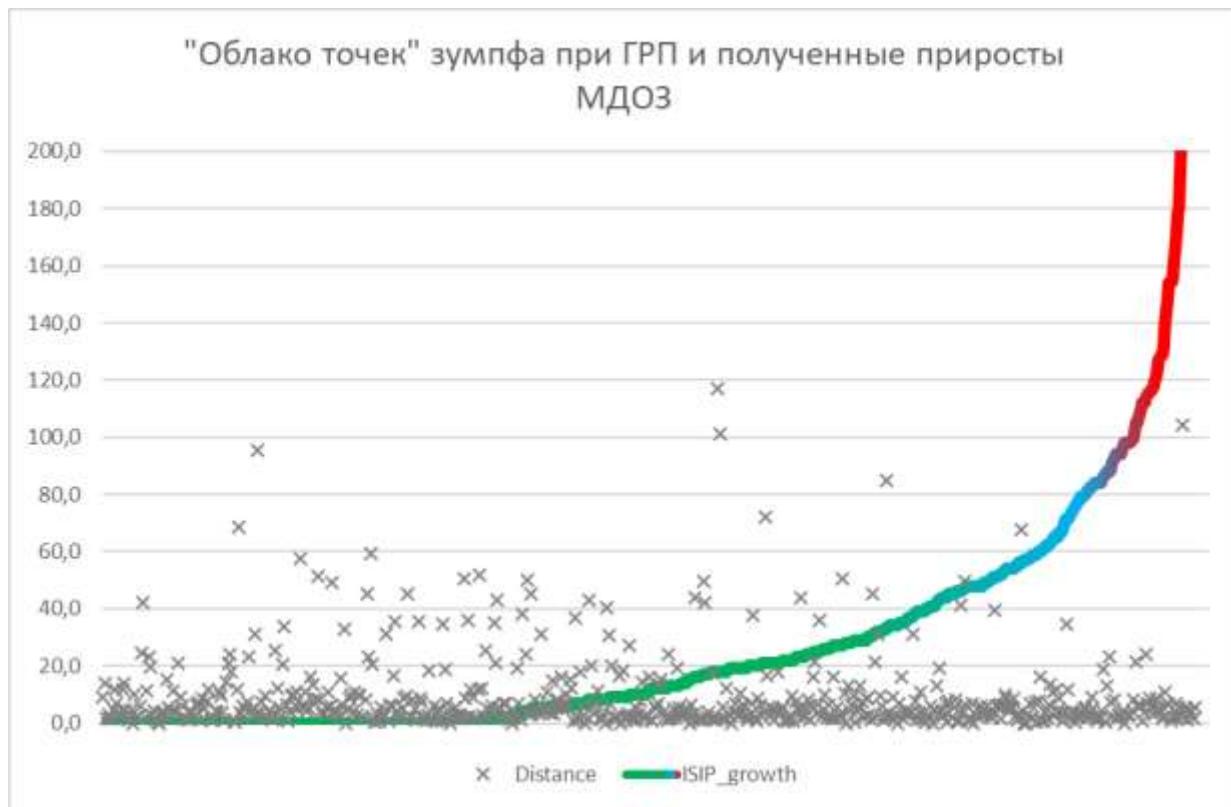


Рисунок 3.11 – Зумпф и МДОЗ-метрика, облако точек

Равномерная плотность точек зумпфа на рисунке 3.11 визуально демонстрирует отсутствие корреляции между измеряемым параметром и метрикой. Таким образом, исследование массива данных показало, что, по всей видимости, отсутствует значимое влияние величины зумпфа на технологические риски проведения ГРП и данный фактор не должен ограничивать применение технологий пропантных ГРП, в том числе по объему применяемого пропанта. Проведение упрощенного статистического анализа по аналогии с представленным позволяет на начальном этапе исключить гипотезы, потенциально не оказывающие влияние на технологически значимые параметры ГРП. Полученный результат анализа не исключает возможность осаждения пропанта на забой скважины, но показывает отсутствие значимого влияния зумпфа на риски при ГРП, что может быть связано с остановкой процесса осаждения пропанта при заполнении зумпфа пропантом. На основе факта отсутствия дополнительных осложнений рекомендуется исключить фактор близкого расположения интервала перфорации к забою скважины из факторов риска при проведении стандартных пропантных ГРП [79].

#### **4. Способ построения геомеханической модели пласта**

Обеспечение точного и в то же время быстрого построения геомеханических моделей потребовало разработки нового способа. Для осуществления способа построения геомеханической модели пласта производится построение ряда одномерных вертикальных моделей опорных свойств, по которым строятся плоскости, заданные направлением и координатами опорных вертикалей, заполненные ячейками с двумерной адресацией. Каждая ячейка содержит полный набор геомеханических и фильтрационных свойств пласта, необходимых для моделирования гидроразрыва. Свойства в ячейках заполняются по алгоритму, обеспечивающему плавный переход между значениями опорных одномерных моделей. Таким образом, набор вертикально расположенных плоскостей, заданных в трехмерном пространстве азимутальным углом и координатами пересечения опорной модели, заполненных двумерными ячейками, представляет собой ограниченно-трехмерную фильтрационно-механическую модель пласта. Опорные одномерные модели строятся на основе интерпретации исследований и проведенных работ по ГРП, а при недостатке данных – с использованием корреляций. Выходные данные ограниченно-трехмерной фильтрационно-механической модели – новая одномерная модель геомеханических и фильтрационных свойств для любых координат в пределах окружения построенных плоскостей. Достигается технический результат – повышение точности моделирования формирования трещины ГРП вследствие уточненного переноса геомеханических и фильтрационных данных. Рекомендуемые области применения предложенной модели включают проведение ГРП на скважине, по которой отсутствует полный комплекс исследования геомеханики, при этом по окружающим скважинам данные исследования проводились и/или ранее проводились работы и известны результаты ГРП, а также проведение МГРП в условиях геологической неоднородности и отсутствия экономической рентабельности применения полных трехмерных моделей геомеханики и ГРП.

Решение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к интенсификации добычи при помощи гидравлического разрыва пласта, и может

быть использовано для подготовки исходных данных при моделировании формирования техногенной трещины. Известен способ моделирования напряжений вокруг ствола скважины, позволяющий построить одномерную модель на основе геофизических данных. [83]

Недостатками способа являются:

- 1) искажения, возникающие при переносе данных на скважины объекта разработки нефтяного месторождения, необходимом при частичном или полном отсутствии на них специализированных исследований для определения геомеханических свойств;
- 2) разобщенность полученных одномерных моделей, в том числе в условиях близкого расположения скважин, что приводит к необходимости контроля данных со стороны специалиста при калибровке существующих и построении новых моделей;
- 3) отсутствие фильтрационных данных, традиционно отсутствующих в геомеханических моделях.

Известен также способ построения модели для обеспечения процесса сопровождения бурения скважин, описывающий в том числе геонавигационную модель в трехмерном пространстве, которую можно использовать для подготовки данных при моделировании ГРП. [56]

Недостатками способа являются:

- 1) расширенный набор данных, требуемый для построения модели;
- 2) повышенные трудозатраты, связанные с обработкой массива трехмерных данных;
- 3) увеличенное время подготовки модели;
- 4) отсутствие фильтрационных данных.

Технической задачей является повышение точности геомеханической модели пласта как входных данных для расчета геометрии техногенной трещины в условиях, при которых основные исследования проведены по участку разработки месторождения, либо иным способом известны данные по соседним скважинам, но на целевой скважине геомеханические данные неизвестны или их недостаточно

для построения моделей гидравлического разрыва пласта. К условиям технической задачи относится также необходимость получения одномерной геомеханической модели пласта для дальнейшего использования при планировании и расчетах для ГРП при наличии ограничений, не позволяющих экономически рентабельно построить полностью трехмерную геомеханическую модель участка пласта.

Техническая задача решается при помощи построения ограниченно-трёхмерной фильтрационно-механической модели пласта, схематично представленной на рисунке 4.1. На основе данных опорных скважин (1), перенесенных на их вертикальные проекции (2) по алгоритму строятся заполненные ячейками плоскости (4). В каждой ячейке (5) содержатся требуемые для моделирования гидроразрыва данные геомеханики и фильтрации. Ограниченно-трёхмерной фильтрационно-механической моделью является совокупность расположенных в трехмерном пространстве вертикальных плоскостей (4), заполненных ячейками с данными (5). Целевая геомеханическая модель рассматриваемой проекции (3) строится по ближайшим к проектному стволу ячейкам, согласно алгоритму.

Новой является ограниченно-трёхмерная фильтрационно-механическая модель пласта, построенная по описанному выше принципу. Также новым является способ построения геомеханической модели, как входных данных для расчета геометрии техногенной трещины с применением предложенной ОТФМ модели.

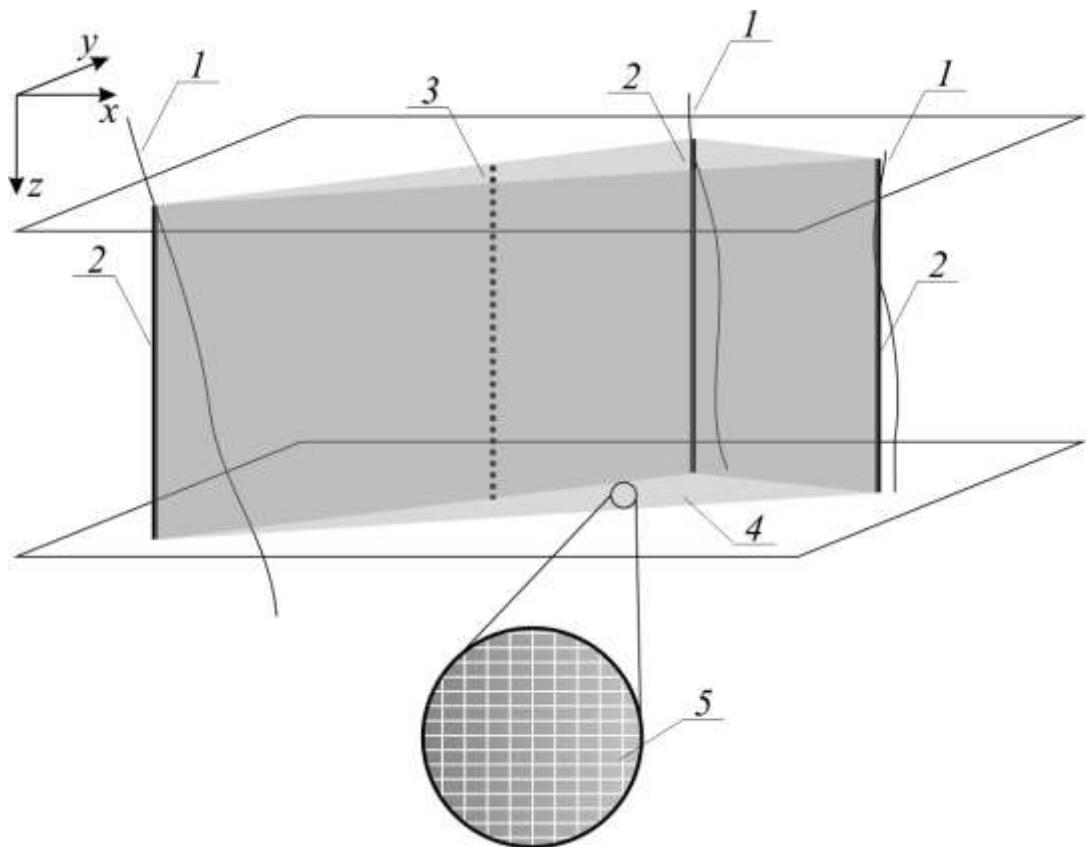


Рисунок 4.1 – Обобщённое представление ограниченно трехмерной фильтрационно-механической модели пласта

Сущность изобретения состоит в создании способа моделирования геомеханических свойств, позволяющего повысить точность моделирования при сохранении трудозатрат и перечня требуемых входных данных в сравнении со стандартным подходом 1D-геомеханического моделирования. Модель обозначена как ограниченно трёхмерная, так как её основа – плоскости, заполненные ячейками, расположенные в трехмерном пространстве, ограниченные вертикальным расположением. Более детально заполненные ячейками плоскости показаны на рисунке 4.2. Ячейки для двух опорных вертикальных проекций (а) и (б) заполняются известными данными в соответствии с абсолютной глубиной ячеек. Данные включают метку пласта, минимальное горизонтальное напряжение, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, трещиностойкость, коэффициент фильтрации и коэффициент мгновенных утечек Картера. Метка пласта – идентификатор, включающий индекс пласта, литологию и основное насыщение пласта в данном интервале. Каждая вертикальная плоскость, кроме её направления

и пространственного расположения, характеризуется расположением границы перехода (в). В общем случае представляется, что граница (в) проходит через центр плоскости, а значит размеры секций (а-в) и (в-б) равны, но в модели допускается смещение границы перехода, при котором размеры секций отличаются. Смещение устанавливается специалистом на основе предположений о геологическом строении пласта на рассматриваемом участке.

Для заполнения ячеек границы (в) и остальных ячеек, заполняющих плоскость, применяется алгоритм.

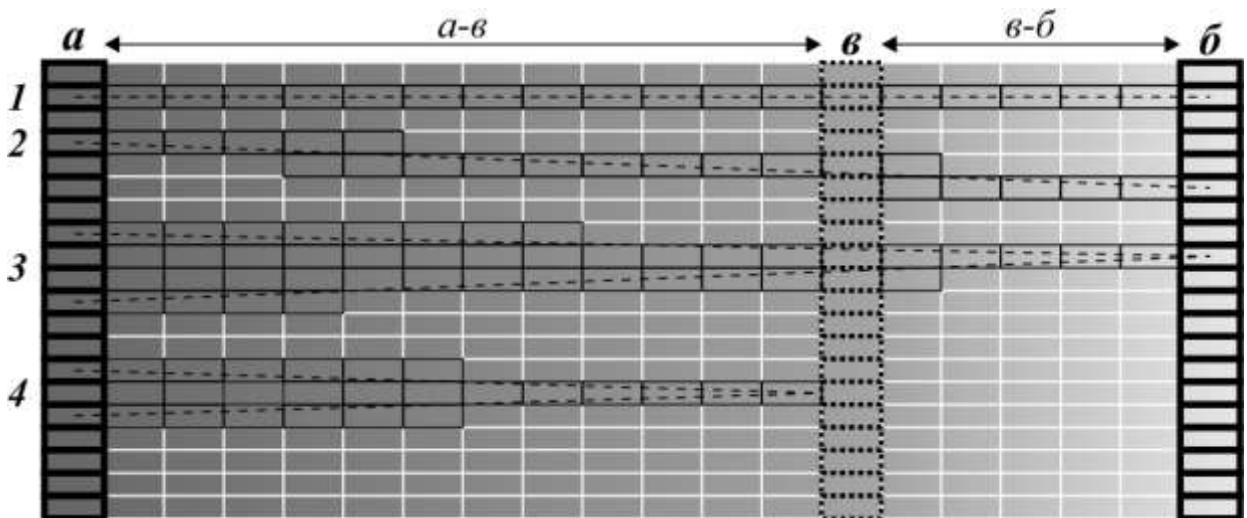


Рисунок 4.2 – Заполненная ячейками плоскость

Алгоритм, определяющий заполнение ячеек, включает следующую последовательность вычислений:

1. Устанавливается соответствие между ячейками опорных вертикальных проекций (а) и (б) и проводятся линии соответствия, обозначенные на рисунке 2 пунктирными линиями. В ходе установления соответствия могут быть выявлены следующие случаи, обозначенные числами слева на рисунке 2:

- 1) Ячейка или группа соответствующих ячеек на равной глубине. Между ячейками проводится горизонтальная линия соответствия;

- 2) Ячейка или группа соответствующих ячеек, равная по количеству, соответствующая, но расположенная на различной глубине в (а) и (б). Между ячейками или группами ячеек проводятся параллельные линии соответствия, соединяющие соответствующие ячейки;

3) Соответствующие группы ячеек в (а) и (б) присутствуют в обоих проекциях, но отличаются по количеству. Линии соответствия проводятся таким образом, чтобы соединить между собой верхние и нижние ячейки, либо единственную ячейку одной проекции с верхней и нижней соответствующей ячейкой второй проекции;

4) В одной из проекций отсутствуют ячейки с соответствующей меткой. Соответствующие ячейки устанавливаются в границе (в). Количество установленных ячеек определяется соотношением  $c_v^B \cong \frac{c_h^{a-b}}{c_h^{\text{общ}}}$ , если рассматриваемые ячейки присутствуют в проекции (а), и  $c_v^B \cong \frac{c_h^{b-a}}{c_h^{\text{общ}}}$ , если рассматриваемые ячейки присутствуют в проекции (б). Соответственно,  $c_v^B$  – количество соответствующих ячеек на границе (в),  $c_h^{\text{общ}}$  – общее количество ячеек плоскости по горизонтали,  $c_h^{a-b}$  и  $c_h^{b-a}$  – количество ячеек в секции (а-в) и (в-б) соответственно. Количество ячеек на границе (в) не может быть менее 1. Линии соответствия проводятся между проекцией, содержащей ячейки и границей (в) аналогично случаю 3.

2. В зависимости от наличия или отсутствия комплекса ГИС с интерпретацией вдоль целевой вертикальной проекции, через которую проходит плоскость, выполняется заполнение границы (в) в варианте 1 (при наличии) или в варианте 2 (при отсутствии):

1) Значения на границе (в) заполняются метками пласта (в обязательном порядке) и дополнительно известными параметрами модели, а неизвестные параметры заполняются средними значениями по линиям соответствия;

2) Значения на границе (в) заполняются средними значениями ячеек опорных вертикальных проекций (а) и (б) по линиям соответствия, пересекающим соответствующие ячейки.

3. Значения в секции (а-в) заполняются средними значениями ячеек опорной вертикальной проекции (а) и границы (в).

4. Значения в секции (в-б) заполняются средними значениями ячеек опорной вертикальной проекции (б) и границы (в).

Алгоритм применяется ко всем проведенным плоскостям, после чего построение ОТФМ модели считается завершенным.

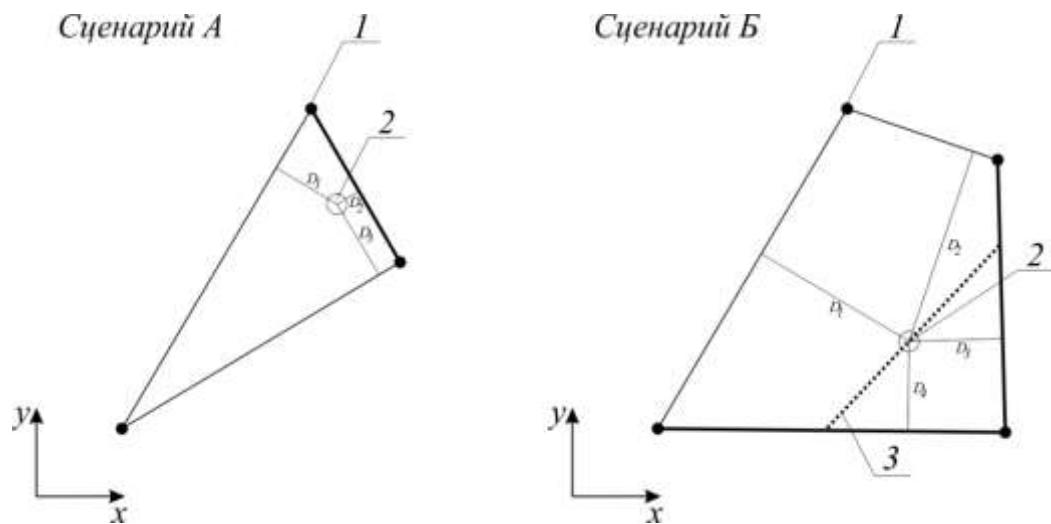


Рисунок 4.3 – Алгоритм для двух сценариев

Основное применение ОТФМ модели – получение геомеханических и фильтрационных данных по новой скважине/порту горизонтального ствола с неизвестными свойствами. Алгоритм позволяет, используя ОТФМ модель, сформировать геомеханические и фильтрационные данные для произвольно заданной вертикальной проекции в пределах, ограниченных плоскостями ОТФМ модели, а также за пределами плоскостей, если расстояние до ближайшей плоскости не превышает  $\frac{1}{10}$  средней длины плоскости в модели. При большем расстоянии вопрос о целесообразности применения ОТФМ модели в данном случае должен быть рассмотрен индивидуально специалистом, работающим с моделью.

Алгоритм построения результирующей проекции, включает следующую последовательность вычислений (обозначения соответствуют рисунку 4.3):

1. Определить граничное значение соотношения расстояний до плоскостей, при котором требуется построение дополнительной плоскости, обозначенное как BV. Рекомендуется установить значение  $BV = 0,3$ .
2. Произвести расчет расстояния D от искомой проекции до каждой из N плоскостей, составляющей ОТФМ модель.

3. Для каждой плоскости определить соотношение  $\frac{D}{D_{max}}$ , где  $D_{max}$  – максимальное из полученных в п. 2 значений D.

4. Если одно и только одно соотношение  $\frac{D}{D_{max}} \leq BV$ , применить сценарий А, в противном случае применить сценарий Б.

5. Сценарий А:

1) Определяется вертикальный ряд ближайшей плоскости, соответствующий кратчайшему расстоянию от искомой проекции (2);

2) Значения искомой проекции принимаются равными выбранному вертикальному ряду.

6. Сценарий Б:

1) Выбирается пара плоскостей с наименьшими расстояниями от искомой проекции  $D_1$  и  $D_2$ ;

2) Строится дополнительная плоскость (3), проходящая через искомую проекцию и обе выбранные плоскости с углом наклона, при котором  $c_h^{\text{общ}}$  дополнительной плоскости является наименьшим. В случае, если ни один из вариантов дополнительной плоскости, соединяющий две выбранные плоскости, не проходит через искомую проекцию, дополнительная плоскость проводится с наименьшим расстоянием до искомой проекции;

3) Дополнительная плоскость заполняется значениями по алгоритму, принимая за опорные значения ячейки, через которые проходит пересечение с выбранными плоскостями;

4) Значения искомой проекции определяются по сценарию А, принимая дополнительную плоскость в качестве ближайшей.

7. Значения искомой вертикальной проекции принимаются как результат вычислений, выполненных на основе ОТФМ модели.

Достигаемый предлагаемым способом результат состоит в том, что при сохранении трудозатрат специалистов по моделированию, а также затрат на исследования скважин, повышается точность моделирования геомеханических

свойств пласта в сопоставлении со стандартным способом построения 1D-геомеханической модели.

Перед проведением ГРП для определения оптимальных технологических параметров производится моделирование в симуляторах гидравлического разрыва пласта [86, 87]. Набор входных данных такого симулятора включает, в том числе, 1D-геомеханическую модель пласта с детализацией планируемого интервала обработки и предполагаемых границ распространения трещины. В зависимости от типа симулятора, каналы данных геомеханической модели могут отличаться, но всегда включают минимальное горизонтальное напряжение [88]. Соответственно, до проведения моделирования необходимо заранее построить соответствующую кривую. В практике моделирования гидравлического разрыва пласта применяется несколько методов первичного построения и калибровки кривой минимального горизонтального напряжения [60, 90].

В теории ГРП, описанной М. Экономидесом, расчет минимального горизонтального напряжения представлен, как уравнение Итона, которое учитывает в том числе поровое давление в пласте.

$$\sigma_{h,min} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_V + \beta \frac{1-2\nu}{1-\nu} p_{res}, \quad (4.1)$$

где  $\sigma_{h,min}$  – минимальное горизонтальное напряжение;  $\sigma_V$  – вертикальное напряжение;  $p_{res}$  – поровое давление;  $\nu$  – коэффициент Пуассона.

Представленное уравнение может быть уточнено совокупностью нескольких методов [74]. Так, при помощи коэффициента  $\beta$ , называемого постоянной Био, может быть учтено влияние движения пластового флюида на напряжения в пористом пласте, заполненном жидкостью [92, 93].

На горизонтальные напряжения в околоскважинном пространстве пласта опосредованно влияют неровности дневной поверхности в окружении скважины или, в случае значительного удлинения горизонтальных и наклонно-направленных скважин, в окружении вертикальной оси, проложенной через пересечение ствола скважины и рассматриваемого пласта [94]. Данное влияние трудно поддается

расчету, но может быть учтено при помощи коэффициента  $\varepsilon_{tect}$ , откалибровать который можно по данным анализа спада давления тестовой закачки [49, 54].

В уравнении минимального горизонтального напряжения коэффициент  $\varepsilon_{tect}$  введен как множитель модуля Юнга, т. к. на разной глубине перепад высоты и передающееся вертикальное напряжение влияет в различной степени, пропорционально упругим свойствам пласта.

$$\sigma_{h.min} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_V + \beta \frac{1-2\nu}{1-\nu} p_{res} + \varepsilon_{tect} E \quad (4.2)$$

где  $\sigma_{h.min}$  – минимальное горизонтальное напряжение;  $\sigma_V$  – вертикальное напряжение;  $p_{res}$  – поровое давление;  $\nu$  – коэффициент Пуассона;  $\beta$  – постоянная Био;  $\varepsilon_{tect}$  – коэффициент влияния тектоники;  $E$  – Модуль Юнга.

В качестве входных данных моделирования ГРП применяется 1D-геомеханическая модель, одной из главных составляющих которой является кривая минимального горизонтального напряжения  $\sigma_{h.min}$  [97]. Соответственно, для построения кривой пласт разделяется на участки, для каждого из которых  $\sigma_{h.min}$  определяется по формуле 4.2 и все входящие в него параметры должны быть представлены в виде цифровых кривых с отметками глубины, совпадающими с 1D-моделью в целом [98]. Набор специализированного каротажа, включающего кросс-дипольный акустический и плотностной каротаж, позволяет получить кривые параметров вертикального напряжения, коэффициента Пуассона и модуля Юнга [99]. Постоянная Био принимается заданной для участка по результатам исследований, а коэффициент влияния тектоники может быть откалиброван по данным МиниГРП на участке скважин. Неопределенность вызывает компонента уравнения, содержащая множитель  $p_{res}$  – поровое давление [100, 101].

В производственной практике для находящегося в эксплуатации пласта может быть определено текущее пластовое давление, но для построения кривой  $\sigma_{h.min}$  множитель  $p_{res}$  также должен быть задан в виде кривой. Возникает необходимость преобразовать значение пластового давления в кривую  $p_{res}$ .

Для случая единичного пласта, ограниченного барьерами с нулевой пористостью, предлагается следующий принцип:

1. Определить границы пласта по вертикали, в которых нулевая пористость препятствует дальнейшей миграции жидкости в процессе эксплуатации скважины и обозначить их соответственно  $h_1^f$  и  $h_2^f$ .
2. Верх и низ ИП обозначить как  $h_1^p$  и  $h_2^p$ .
3. Для участка пласта выше  $h_1^f$  принять допущение о линейном градиенте от 0 до начального пластового давления, а для участка ниже  $h_2^f$  сохранить полученный тренд увеличения – это допустимо, т. к. не создаст значимой погрешности в интервале моделирования ГРП.
4. На участке от  $h_1^p$  до  $h_2^p$  поровое давление принять равным текущему пластовому давлению.
5. Участок от  $h_1^f$  до  $h_1^p$  заполнить градиентом от начального до текущего пластового давления.
6. Участок от  $h_2^p$  до  $h_2^f$  заполнить градиентом от текущего до начального пластового давления.

Таким образом, для преобразования значений пластового давления в кривую предлагается следующая система уравнений:

$$p_{res}^h = \begin{cases} \frac{h}{h_1^f} P_{\text{нач}}, & \text{при } h < h_1^f \\ P_{\text{нач}} - \frac{h-h_1^f}{h_1^p-h_1^f} (P_{\text{нач}} - P_{\text{тек}}), & \text{при } (h > h_1^f; h < h_1^p) \\ P_{\text{тек}}, & \text{при } (h > h_1^p; h < h_2^p) \\ P_{\text{тек}} + \frac{h-h_2^p}{h_2^f-h_2^p} (P_{\text{нач}} - P_{\text{тек}}), & \text{при } (h > h_2^p; h < h_2^f) \\ \frac{h}{h_2^f} P_{\text{нач}}, & \text{при } h > h_2^f \end{cases} \quad (4.3)$$

где  $p_{res}^h$  – поровое давление на глубине  $h$ ;  $P_{\text{нач}}$  – начальное пластовое давление;  $P_{\text{тек}}$  – текущее пластовое давление.

Схематично принцип построения кривой показан на рисунке 4.4.

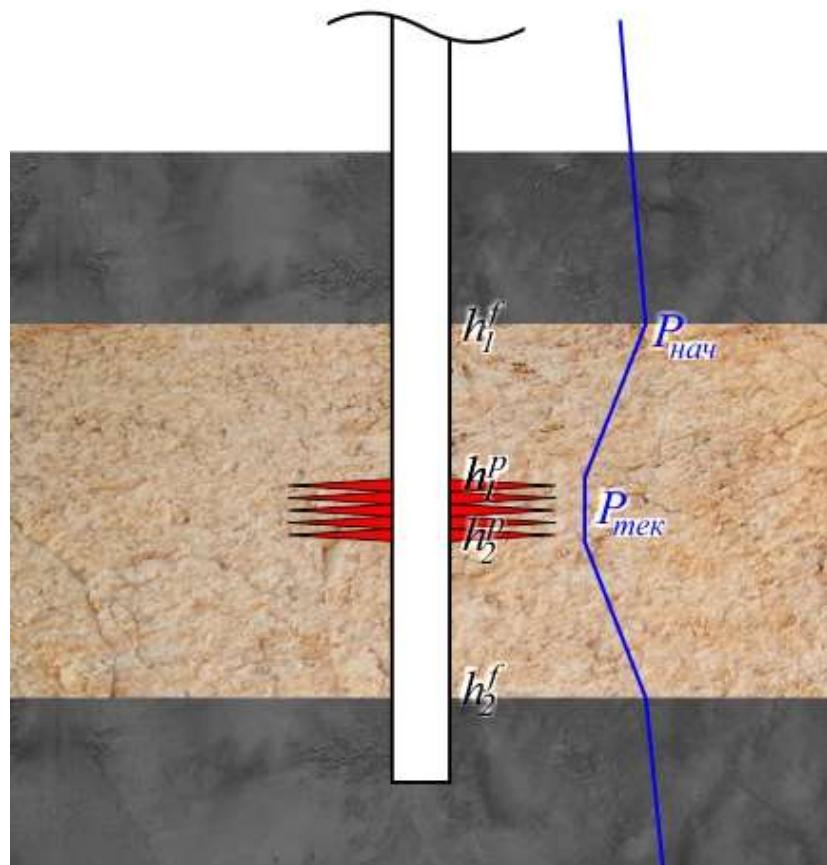


Рисунок 4.4 – Схематичное построение кривой порового давления

Если в системе более 1 перфорированного, находившегося в эксплуатации пласта, для каждого из которых известно начальное и текущее пластовое давление, система уравнений 4.3 может быть дополнена соответствующими уравнениями.

Построенный с учетом текущего пластового давления профиль напряжений позволяет приблизиться к условиям закачки до проведения МиниГРП и уточнить модель разрыва на этапе планирования [102, 103]. Также, на базе уточненной модели, корректируется оценка рисков при планировании ГРП. Основные корректировки оценки рисков производятся по критериям, как показано в таблице 4.1.

При помощи предложенного метода возможно построение кривой минимального горизонтального напряжения в составе 1D-геомеханической модели, с учетом начального и текущего пластового давления. Метод применим

для различных наборов входных данных – если данные пластового давления представлены в виде единичных значений, то кривая строится по предложенному методу, но в случае наличия кривой пластового давления, построенной, например, в гидродинамической модели, она может быть напрямую использована в формуле (4.2) без внесения изменений в предложенный метод [104, 105].

Таблица 4.1 – Оценка рисков при планировании ГРП

Объект риска	Корректировка при снижении пластового давления	Мероприятия по работе с риском
Развитие высоты трещины в нецелевые зоны, в том числе водонасыщенные	Снижение пластового давления приводит к снижению риска роста высоты трещины вследствие повышения контраста $\sigma_{h,min}$ в целевом интервале и сдерживающих перемычках	Сниженный риск позволяет увеличить объем обработки по сравнению с моделированием без учета динамики поровой компоненты напряжений. Степень увеличения зависит от параметров пласта и определяется на основе моделирования
Технологическое осложнение при формировании трещины сложной формы, в том числе с извилистостью в ПЗП	При сниженном пластовом давлении возрастает риск технологического осложнения, которое может быть вызвано потерями давления на трения в ПЗП, возникновением эффекта закупоривания пропанта и, как следствие аварийной остановки закачки из-за роста давления	Технологические риски могут быть снижены при помощи увеличения буферной стадии основного ГРП, вязкости жидкости разрыва, расхода закачки. Применение данных мероприятий возможно также ввиду снижения риска развития высоты трещины в нецелевые зоны

При применении данного метода рекомендуется пересматривать оценку рисков при проектировании ГРП в соответствии с принципами, изложенными в таблице 1. При калибровке модели по данным МиниГРП рекомендуется корректировать коэффициент влияния тектоники  $\varepsilon_{tect}$ , т. к. его величина не поддается прямому вычислению [106, 107]. Предложенный метод построения кривой минимального горизонтального напряжения рекомендуется к применению, в первую очередь, на малоизученных с точки зрения ГРП объектах разработки [115].

## **5. Внедрение усовершенствованного подхода в производственный цикл гидравлического разрыва пласта**

В ходе внедрения технологий гидравлического разрыва пласта потребность в оценке технологических параметров возрастала в связи с потребностями совершенствования методов интенсификации. Эволюция методов проектирования ГРП рассматривалась В. Г. Салимовым, Н. Г. Ибрагимовым, А. В. Насыбуллиным и О. В. Салимовым. Методы моделирования развивались от двумерных решений, KGD, PKN до псевдо-трехмерных и полных трехмерных моделей. Внедрялись методы анализа спада давления, технологии измерения фактической геометрии трещины. Определена возможность и критерии успешного применения ГРП по технологии TSO. Определены технологии ГРП в горизонтальных скважинах. Основной вектор развития технологий представлен с учетом горно-геологических условий проведения ГРП. Тогда же были определены возможности оценки параметров по МиниГРП, методы оценки напряженного состояния [108]. В. Г. Салимовым, А. В. Насыбуллиным и О. В. Салимовым рассматривались прикладные задачи технологии ГРП, в том числе критерии выбора ПО для моделирования ГРП, методы калибровки моделей, подбор жидкостей, методы интерпретации данных для построения геомеханической модели [109, 110].

Важной задачей являлось внедрение разработанных подходов в производственную практику. Несмотря на опробование части решений на опытных участках, значительная часть работ, выполняемых до 2017 г., проводилась с ограниченным применением симулятора и анализа данных МиниГРП. Для повышения эффективности ГРП требовалось расширенное внедрение накопленных методик и дальнейшее совершенствование применяемых подходов. Внедрение усовершенствованных подходов происходило поэтапно, по мере разработки и опробования методик. В таблице 5.1 представлена хронология внедрения методик.

До 2017 г. научно-техническое сопровождение ГРП проводилось на опытных участках и отдельных скважинах [28]. Полученные результаты опробованного

подхода с начала 2017 г. были внедрены на всех процессах пропантных ГРП в терригенных коллекторах.

Таблица 5.1 – Хронология внедрения усовершенствованных методик

Год внедрения	Методика	Основной результат, ссылка
2017	Научно-техническое сопровождение ГРП	Охват 100% процессов ГРП сопровождением с применением симулятора, проведением анализа. Формирование БД, содержащей технологические параметры процесса – основа для анализа
2018	Методика ГРП карбонатных пластов	Разработка, опробование и внедрение оптимизированного дизайна КГРП
2018	Усовершенствованные системы деструкции геля	Внедрение жидкой формы деструктора на 100% процессов пропантных ГРП
2019	Геомеханическая модель высокого разрешения	Повышение точности моделирования при помощи цифровой интерпретации каротажных данных
2019	Расширенная БД	Совершенствование регистрации цифровых данных в БД, расширенная основа для анализа
2020	Усовершенствованные корреляции геомеханики	Повышение точности моделирования с учетом особенностей, выявленных при проведении комплекса работ по верификации и уточнению корреляций геомеханических свойств и данных стандартных ГИС
2021	Методика расчета КГРП при обработке расчлененных пластов	Корректное моделирование КГРП в симуляторе. Формирование отдельной расширенной базы для анализа КГРП
2021	Переинтерпретация профиля минимального горизонтального напряжения	Повышение точности моделирования в условиях отсутствия статистических данных по объекту, для объектов ГРР, обоснованных внешних проектов
2022	Усовершенствованный статистический анализ	Повышение эффективности использования накопленных данных. Учет фактической степени влияния факторов при планировании процессов ГРП
2023	Методика работы с факторами снижения информативности МиниГРП	Учет фактической степени влияния факторов при проведении процессов и анализе МиниГРП

Разработана первая версия методики построения модели гидравлического разрыва пласта. Методика включала усреднение геомеханических свойств по данным стандартного комплекса ГИС, с привязкой к имеющимся на тот момент региональным данным исследований керна. Принцип усреднения параметров показан на рисунке 5.1.

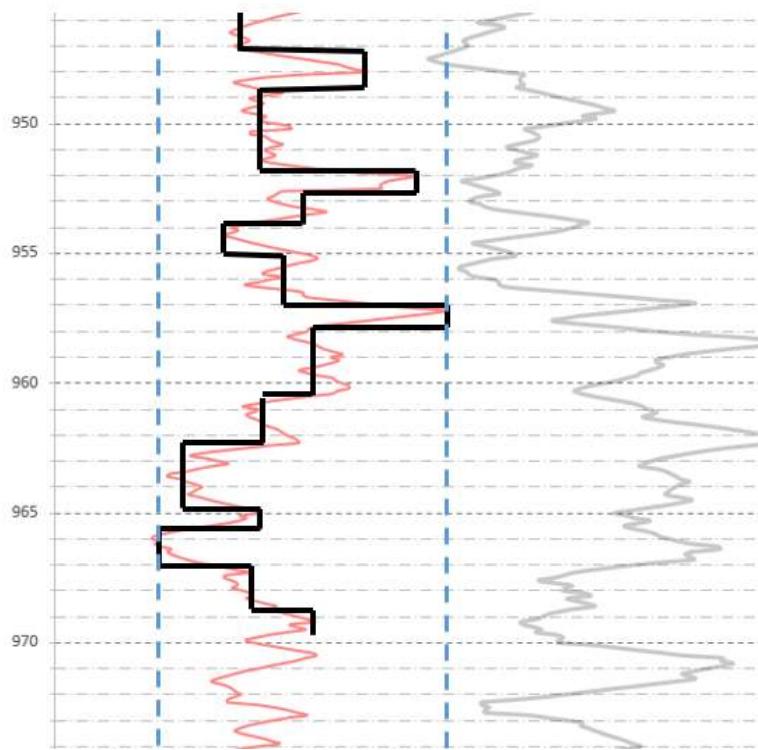


Рисунок 5.1 – Усреднение параметров модели по ГИС

На основе усредненных параметров строилась модель ГРП, которая в дальнейшем калибровалась по устьевому давлению. Получаемая модель и калибровка показаны на рисунке 5.2.

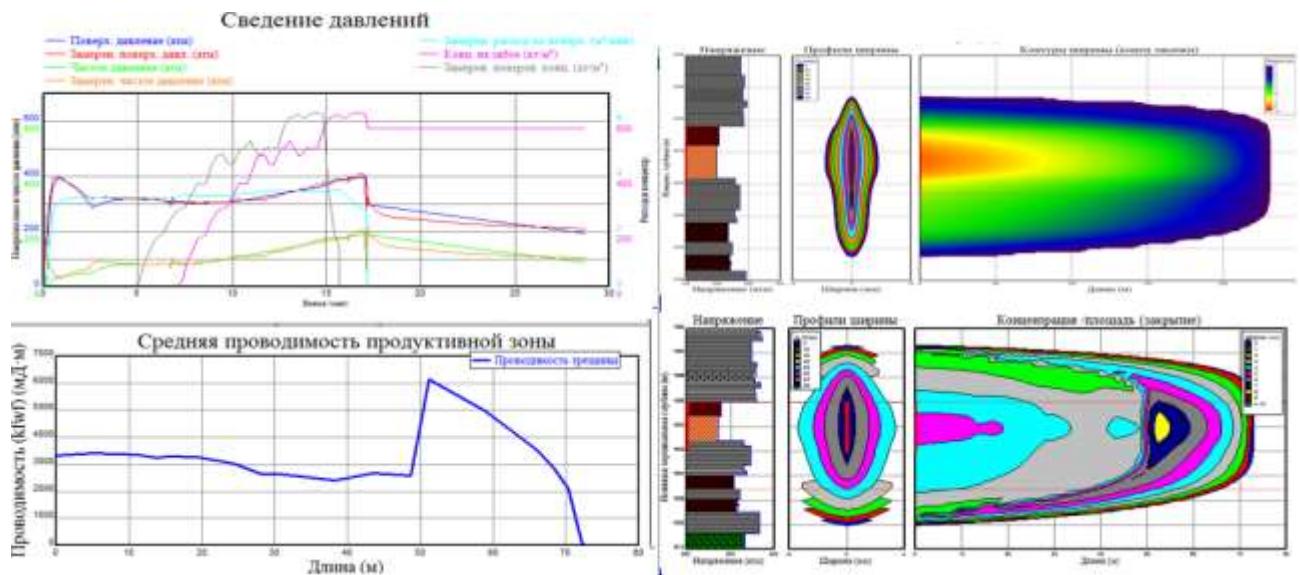


Рисунок 5.2 – Полученная откалиброванная модель

Также была разработана первая версия электронных форм, позволившая сформировать единую базу данных проведенных процессов с зафиксированными технологическими параметрами, в том числе данными, полученными в симуляторе

ГРП. Всего фиксировалось 118 параметров на стадии формирования геологического отчета. Всего за 2017 г. была сформирована база данных из 763 процессов ГРП, 249 из которых при непосредственном участии автора.

После внедрения научно-технического сопровождения ГРП терригенных коллекторов, в 2018 г. была доработана методика моделирования ГРП карбонатных пластов. На рисунке 5.3 представлена откалиброванная модель ГРП карбонатных пластов Верейского горизонта.

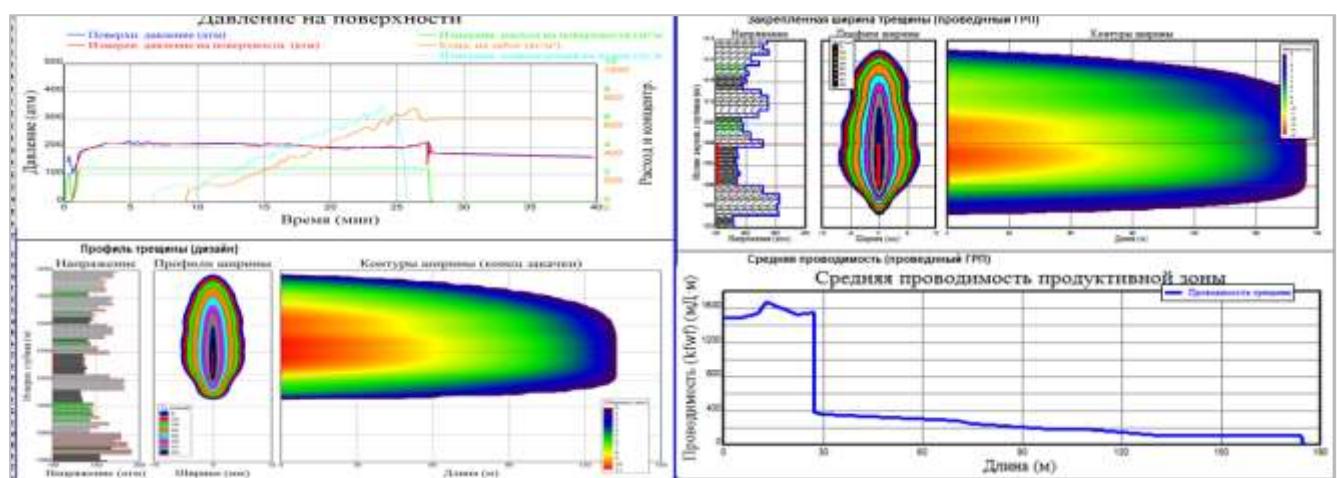


Рисунок 5.3 – Откалиброванная модель ГРП карбонатного коллектора

Усовершенствованные системы деструкции геля также были опробованы и внедрены в 2018 г. Рецептуры жидкостей разрыва были обновлены с учетом требований к использованию деструкторов жидкой формы. Из 840 процессов ГРП в 2018 г. 102 процесса проведены с использованием обновленной системы деструкции и с 2019 г. на всех процессах с пропантным ГРП применяется усовершенствованная система. Подробно описание данной технологии представлено в главе 2.

Проведение ГРП на более сложных, расчлененных, многослойных объектах потребовало повышения точности моделирования. Так, в 2019 г. была предложена и внедрена в производственную практику геомеханическая модель высокого разрешения. Повышение точности моделирования было достигнуто за счет перехода к цифровой интерпретации данных ГИС без усреднения параметров по блокам. На рисунке 5.4 показано увеличение точности модели при переходе к цифровой интерпретации.

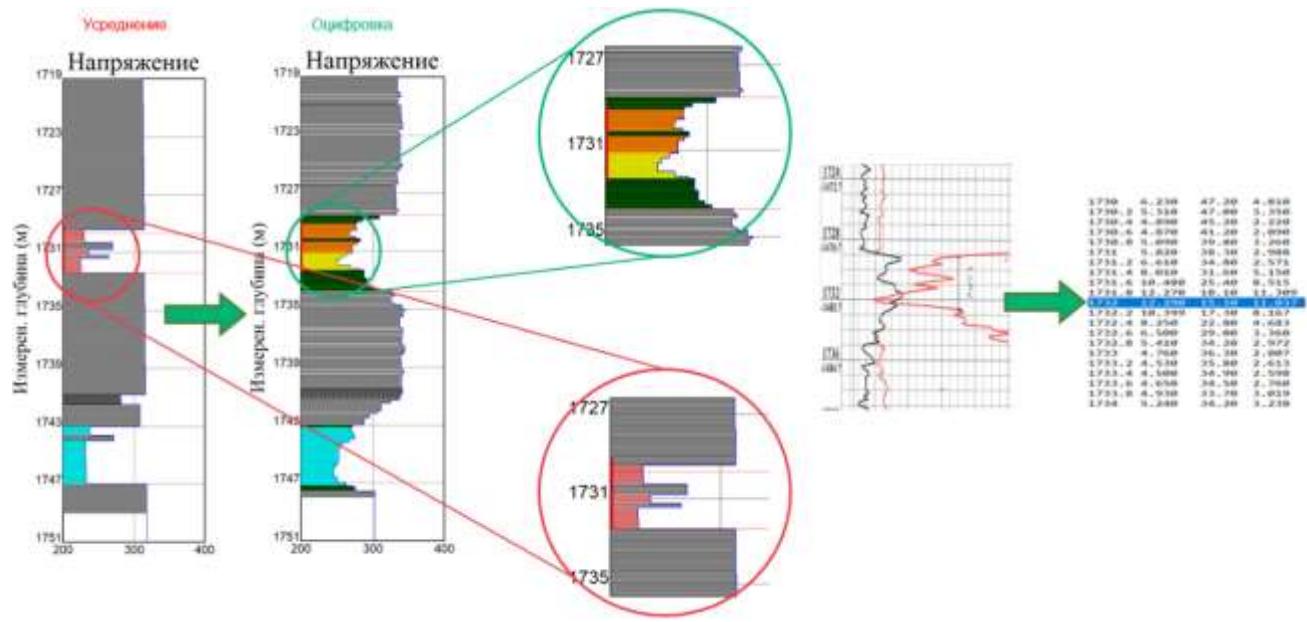


Рисунок 5.4 – Геомеханическая модель высокого разрешения

Также в 2019 г. была предложена и внедрена расширенная база данных и обновленные электронные формы проекта и геологического отчета ГРП. Это позволило отслеживать расширенный перечень параметров – фиксируемые ранее 118 параметров были дополнены до 255. Такая база формируется с 2019 г. и продолжает наполняться по состоянию на 2024 г.

Для дальнейшего повышения точности моделирования был проведен анализ ГРП с маркированным пропантом [119]. В состав маркированного пропанта входит гадолиний (Gd) и его изотопы – химические элементы, отличающийся высоким сечением радиационного захвата нейтронов и являющийся одним из наиболее сильных из известных поглотителей нейтронов. Высота трещины ГРП определяется по содержанию гадолиния по данным С/О-каротажа. По результатам серии исследований внесены изменения в корреляции ГИС. Уточнены армирующие свойства ранее не исследованного репера «верхний известняк». Корректировки позволили уточнить прогнозирование высоты трещины, что наиболее актуально в условиях ограниченных перемычек и близкого расположения водонасыщенных зон коллектора. На рисунке 5.5 показана эволюция построения моделей в симуляторе ГРП.

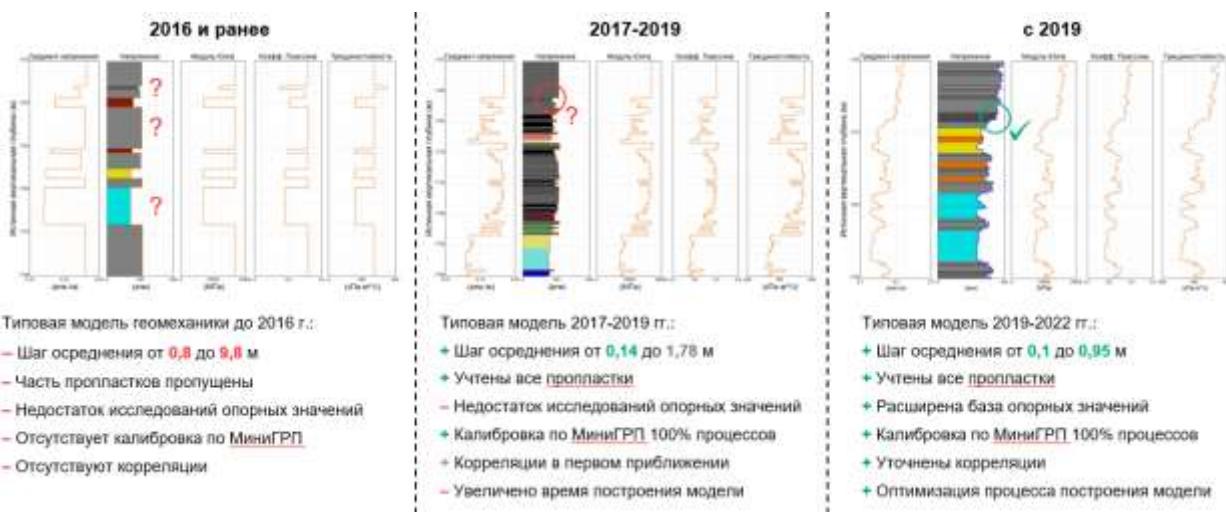


Рисунок 5.5 – Эволюционный подход к уточнению моделирования

Как для планирования, так и для анализа проведенных процессов требуется оценка таких данных, как объем обработки, типы применяемых пропантов и реагентов, оценка геометрических, фильтрационных параметров трещины по модели, а также параметры, измеряемые при анализе МиниГРП – эффективность жидкости, чистое давление разрыва, напряжения. Эти параметры сопоставляются с полученными показателями по добыче и при достаточном накопленном объеме данных позволяют уточнять планирование, прогноз и оценку рисков при подборе скважин для ГРП и технологий по скважинам.

Для формирования массива данных, пригодного для последующего статистического анализа, необходимо выделить численный показатель, соответствующий каждому из рассматриваемых параметров. В ряде случаев выбор одного численного показателя из ряда данных требует обоснованного уточнения. Методы моделирования КГРП без пропантных стадий разработаны и представлены Р. Д. Каневской и А. В. Новиковым. Проведено подробное исследование кислотных составов и их влияние на получаемые параметры трещины. Отмечается, что введение дополнительных коэффициентов утечек не всегда может привести к получению достаточно точных результатов. Предлагается применение численных крупномасштабных и математических моделей для определения параметров КГРП, реализованных в соответствующем программном комплексе [111, 112].

Для ряда новых технологий ГРП не существует соответствующих опций в симуляторе. В общем случае это требует доработки симулятора, что является дорогостоящим, и не всегда выполнимым процессом. Тем не менее, если технология подразумевает комбинированную закачку ранее известных стадий, возможно проведение нескольких единиц моделирования отдельно взятых компонентов.

Результат моделирования отдельно взятого компонента назовем базовой единицей моделирования. Результаты моделирования отдельно взятых компонентов закачки сами по себе не позволяют получить достоверные данные, но были найдены способы их корректного объединения – комплексирования. Рассмотрим случаи комплексирования при проведении гибридного кислотно-пропантного ГРП и при обработке пласта с переслаиванием, что в некоторых случаях требует определения численного показателя.

Термин «гибридный ГРП» применяется для достаточно широкого спектра технологий и для рассматриваемых задач требует уточнения [89]. Эффективная часть трещины ГРП, влияющая на продуктивность работы скважины, должна быть закреплена пропантом. В случае, если пласт сложен растворимыми в кислоте породами, эффективная часть трещины может быть создана кислотой. Гибридная технология ГРП в рамках данной работы рассматривается, как создание проводимости одновременно кислотой и пропантом. Данная технология не предусмотрена симулятором ГРП, но присутствуют отдельно кислотные и пропантные ГРП. Это позволяет разбить процесс моделирования такого ГРП на две базовые единицы: кислотную и пропантную. Структуры базовых единиц моделирования ГРП и КГРП имеют некоторые различия. В таблице представлены значимые для поставленных задач параметры и их наличие в выгрузках симулятора при моделировании.

Чтобы получить результирующую выгрузку для параметров, присутствующих как в ГРП, так и в КГРП, необходимо определить и обосновать приоритетный источник данных. Кроме того, для ряда параметров необходимо выполнить соответствующие вычисления.

Таблица 5.2 – Параметры при гибридном ГРП

Параметр	Выгрузка ГРП	Выгрузка КГРП	Принимаемое значение
Общий объем смеси разрыва	+	-	Π
Общий объем чистой жидкости	+	+	Π
Масса пропанта по фракциям	+	-	Π
Эффективность жидкости разрыва	+	+	$0,5 \cdot (\Pi + K)$
Чистое давление разрыва	+	+	Π
Общая высота трещины	+	+	$\max(\Pi, K)$
Гидравлическая длина трещины	+	+	K
Длина трещины, закрепленная пропантом	+	-	Π
Длина трещины, протравленная кислотой	-	+	K
Средняя гидравлическая ширина трещины	+	+	$0,5 \cdot (\Pi + K)$
Ширина трещины, закрепленная пропантом	+	-	Π
Проводимость трещины	+	+	$\Pi + K$
Объем растворенной породы	-	+	K

В таблице Π – значение пропантного модуля, K – значение кислотного модуля.

Общий объем смеси разрыва для расчетов ГРП и КГРП не идентичен. Для КГРП не учитывается дополнительный объем, занимаемый частицами пропанта. Для корректного учета объема смеси разрыва, результирующее значение должно быть принято по данным пропантного ГРП.

Общий объем чистой жидкости и масса пропанта по фракциям в данных КГРП отсутствуют. Значения принимаются по данным пропантного ГРП.

Эффективность жидкости разрыва присутствует как в модуле пропантного, так и в модуле кислотного ГРП. Принимаемое значение необходимо выбрать в соответствии с запланированными информационными стадиями. Если планируется только пропантный МиниГРП, значение будет откалибровано в пропантном модуле и должно быть принято по пропантному ГРП. В случае с МиниГРП на основе кислоты – результирующее значение принимается

по кислотному ГРП. При наличии двух информационных ГРП – отдельно с пропантном и отдельно с кислотой – рекомендуется коэффициенты фильтрации откалибровать по типам жидкости, а результирующее значение принять осредненное.

Чистое давление разрыва, в связи со значительным влиянием пропанта на формирование трещины, принять по данным пропантного ГРП.

Для оценки общей высоты трещины необходимо учитывать все возможные сценарии. На распространение трещины в высоту оказывает влияние ряд факторов, часть которых может как сдерживать рост высоты, так и способствовать увеличению охвата. Для оценки рисков необходимо принимать во внимание максимальный охват трещины по высоте.

Гидравлическая длина трещины в пропантном модуле может быть занижена в связи с эффектом упаковки трещины пропантом. Тем не менее, оценка гидравлической длины производится, как правило, с точки зрения рисков охвата обводненных зон, либо нежелательных зон, таких, как разломы. Таким образом, гидравлическая длина должна быть принята по кислотному модулю симулятора [116].

Эффективная длина трещины, закрепленная пропантом, либо протравленная кислотой, определяется в соответствующем модуле и принимается напрямую по результатам расчетов.

Средняя гидравлическая ширина трещины – параметр для обобщенной оценки созданной трещины. Значения, получаемые по пропантному и кислотному модулю, значительно не отличаются. Для корректной оценки принимается среднее арифметическое значений пропантного и кислотного модуля.

Ширина трещины, закрепленная пропантом, определяется только по пропантному модулю и принимается по этому значению.

Проводимость трещины при кислотно-пропантном ГРП создается закрепленной пропантом эффективной частью трещины и кислотой. Суммарное значение проводимости по пропантному и кислотному модулю может быть принято при условии подбора коэффициентов остаточной проводимости по фактическим данным на участке.

Объем растворенной породы определяется только по кислотному модулю и принимается по этому значению.



Рисунок 5.6 – Комплексирование результатов моделирования КПГРП

Таким образом получены обоснованные источники данных при моделировании кислотно-пропантных ГРП с использованием двух модулей симулятора. Распределение по модулям симулятора представлено на рисунке 5.6.

В ряде случаев проводится ГРП с одновременной закачкой жидкости разрыва в несколько интервалов перфорации. При этом, в зависимости от расстояния между интервалами и механическими напряжениями в области между ними, может создаваться как две отдельные трещины, так и единная трещина ГРП.

В случае прогнозирования единой трещины ГРП, для корректной оценки создаваемой трещины и наполнения баз данных, рекомендуется указать в симуляторе интервал обработки как единый, с целью получения обобщенных результатов расчета [116].

Если расстояние, механическое напряжение и условия закачки между интервалами инициации способствуют формированию отдельных трещин, в выгрузке симулятора будут содержаться две базовые единицы расчета. Дальнейшая работа с полученными базовыми единицами зависит от структурных особенностей. Если обрабатываемые интервалы рассматриваются как отдельные объекты разработки, то полученные базовые единицы необходимо рассматривать и хранить в базах данных отдельно. В случае, если интервалы разделены,

но относятся к одному объекту разработки и процесс ГРП рассматривается как интенсификация данного объекта в целом, полученные значения базовых единиц должны быть объединены для последующего анализа. Не рекомендуется объединять интервалы, значительно отличающиеся по коллекторским и механическим свойствам.

В таблице 5.3, представлен принцип объединения данных.

Таблица 5.3 – Принцип объединения данных

Параметр	Принимаемое значение
Общий объем смеси разрыва*	A+B
Общий объем чистой жидкости	A+B
Масса пропанта по фракциям*	A+B
Эффективность жидкости разрыва	0,5·(A+B)
Чистое давление разрыва	0,5·(A+B)
Общая высота трещины	A+B
Гидравлическая длина трещины	max (П, К)
Длина трещины, закрепленная пропантом*	max(П, К), 0,5·(A+B)
Длина трещины, протравленная кислотой**	max(П, К), 0,5·(A+B)
Средняя гидравлическая ширина трещины	0,5·(A+B)
Ширина трещины, закрепленная пропантом*	0,5·(A+B)
Проводимость трещины	A+B
Объем растворенной породы**	A+B

В таблице 5.3 А – расчет для первой зоны; Б – расчет для второй зоны; \* – параметры только для пропантных ГРП; \*\* – параметры только для кислотного ГРП.

Жидкость разрыва распределяется по интервалам в соответствии с формированием и ростом трещин. При этом сохраняется материальный баланс, а показатели общего объема жидкости и пропанта определяются, как сумма показателей по зонам обработки. Эффективность жидкости и чистое давление разрыва для каждого интервала будут отличаться в зависимости от условий. Тем не менее, если для оценки процесса ГРП принято объединенное значение, корректно использовать среднее арифметическое данных показателей. Общая высота трещины часто используется для оценки эффективности. Для этих целей, чтобы величина характеризовала высоту, охваченную трещиной, необходимо сложить высоты трещин по интервалам.

Гидравлическая, а также закрепленная пропантом или проравленная кислотой длина трещины, используется для оценки эффективности, а также для оценки рисков. Максимальное значение позволит провести оценку рисков, а среднее арифметическое – оценку эффективности.

Средняя гидравлическая и закрепленная пропантом ширина трещины – это средние показатели, среднее арифметическое которых позволяет оценить проведенный процесс в целом. Проводимость трещины и объем растворенной породы используются для оценки эффективности, при этом принимаются суммы показателей.

Предлагаемый способ применим для случаев проведения гибридных кислотно-пропантных ГРП, а также при одновременной обработке нескольких интервалов. При этом подразумевается, что в применяемой стратегии моделирования ГРП на рассматриваемом месторождении принято использование псевдо-трехмерных моделей распространения трещины ГРП [113, 114].

В 2021 г. был предложен способ переинтерпретации профиля минимального горизонтального напряжения, представленный в главе 4. Способ был применен при разработке проектов на месторождениях за пределами РТ, в условиях отсутствия накопленных статистических данных по проведенным процессам ГРП.

Усовершенствованные методы статистического анализа, предложенные в 2022 г., применяются для задач, описание которых приведено в главе 3.

В 2023 г. предложена методика работы с факторами снижения информативности МиниГРП. Выявленные закономерности используются при анализе в рамках научно-технического сопровождения процессов ГРП.

Динамика отклонений по фиксируемым показателям демонстрирует эффективность внедряемых решений – применение более точных подходов к моделированию позволяет прогнозировать параметры с меньшей погрешностью. На рисунке 5.7 показано изменение отклонений по показателям с момента начала формирования БД.

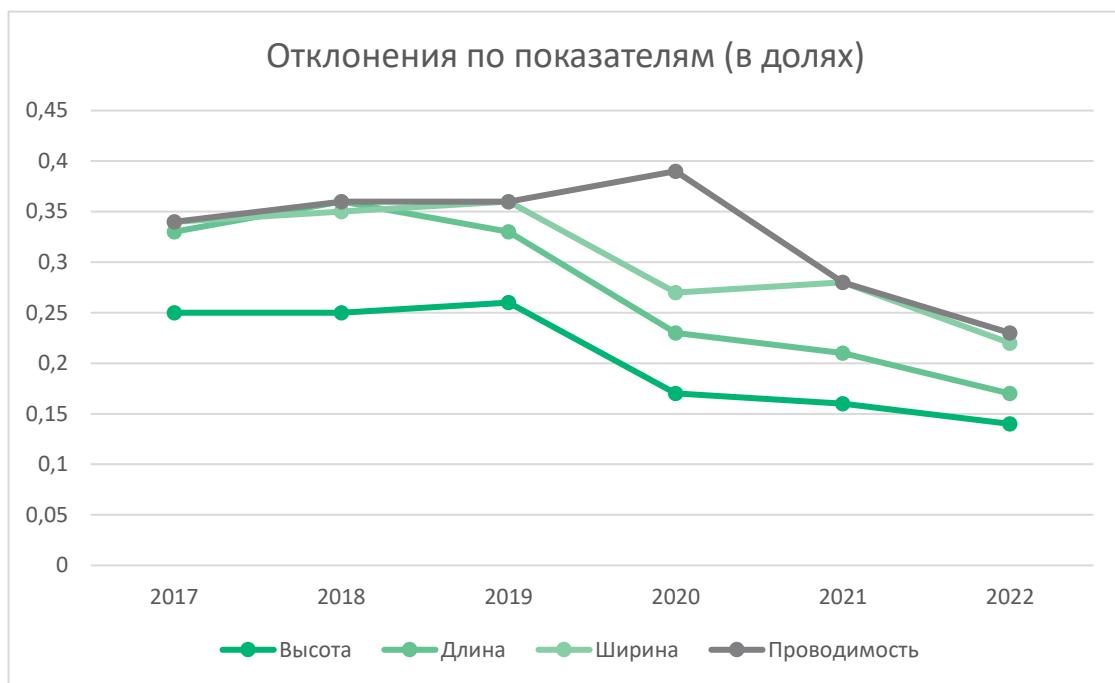


Рисунок 5.7 – Динамика отклонений по показателям

Анализ сходимости включает сопоставление планируемых и фактических технологических показателей при проведении ГРП. Отмечается, что по мере внедрения методик снижаются отклонения показателей оценки качества планирования и моделирования ГРП.

Низкопроницаемые объекты разработки часто не могут эффективно разрабатываться без применения технологий интенсификации. На территории РТ к таким объектам относятся доманиоиды, относящиеся также к I группе домниковых отложений – Данковский, Лебедянский, Елецкий горизонты,

и доманикиты, относящиеся ко II группе – Мендымский, Бурегский, Семилукский [117]. Стратиграфическая схема представлена на рисунке 5.8.

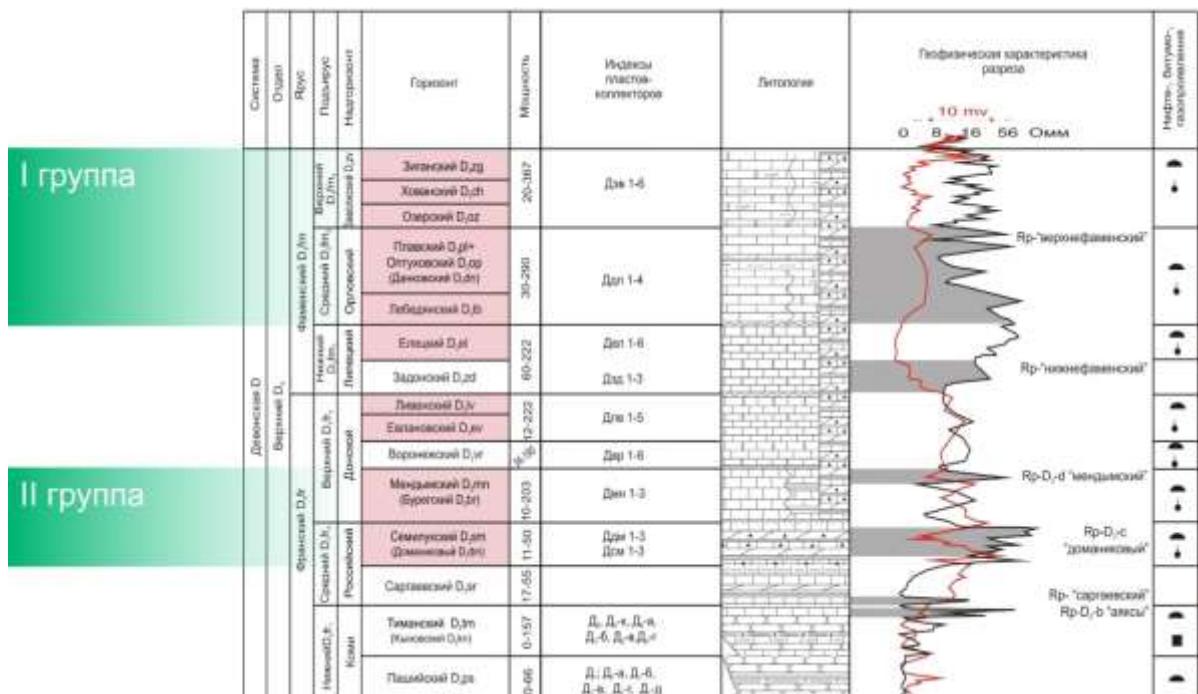


Рисунок 5.8 – Стратиграфия доманиковых объектов

Средние показатели органического и минерального состава доманиковых объектов представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Органический и минеральный состав

Объект	Органическая и минеральная доля	Состав	Содержание, %
Доманиковые объекты	Органическая часть (12,2%)	Жидкий УВ	2,44
		Кероген	9,76
	Минеральная часть (87,8%)	Кальцит	75
		Доломит	6
		Полевой шпат	3
		Пирит	2
		Гидрослюдя	5
		Кварц	9

Для различных объектов доманиковой группы применялись соответствующие технологии ГРП [118]. В качестве примера внедрения методик выбрано проведение ГРП на Бавлинской группе активов.

Технология применялась на Заволжском и Данково-Лебедянском горизонтах и характеризуется следующими особенностями:

1) стадия Замещения включает закачку кислоты HCl 15% для предварительной обработки пласта, инициации трещины и снижения рисков технологических осложнений при проведении последующих стадий ГРП с пропантом;

- 2) в качестве основного компонента жидкости разрыва применяется ксантан с концентрацией 5-7 кг/м<sup>3</sup>;
- 3) концентрация пропанта ограничена до 600 кг/м<sup>3</sup>;
- 4) в качестве основной фракции пропанта применяется 20/40;
- 5) после проведения основного ГРП и смыкания трещины проводится стадия с закачкой кислоты HCl 24% для обеспечения полного разрушения жидкости разрыва на основе ксантана.

На рисунке 5.9 приведен типовой график закачки по данной технологии.

стадия	скорость расхода скважин	объем скважин		общий объем газа		объем скважин	общий объем скважин	время спуска	тип спуска	тип жидкости	тип промывки	концентрация пропанта, кг/м <sup>3</sup>	концентрация пропанта, кг/м <sup>3</sup>	масса пропанта, кг	
		м³/дн	м³	м³/дн	м³										
<b>Информационный ГРП</b>															
1	0,3	4,0	4,0	4,0	4,0	13,3				Кислота	HCl15	—	0	0	0
2	0,3	10,3	14,3	10,3	14,3	34,3				Продавка	MVG-5.0	—	0	0	0
3	0,0	0,0	14,3	0,0	14,3	60,0				Остановка(*)	—	—	0	0	0
4	1,8	6,0	20,3	6,0	20,3	3,3				Замещение	MVG-5.0	—	0	0	0
5	1,8	9,3	29,6	9,3	29,6	5,2				Продавка	MVG-5.0	—	0	0	0
6	0,0	0,0	29,6	0,0	29,6	60,0				Остановка(*)	—	—	0	0	0
<b>Основной ГРП</b>															
1	1,8	15,0	15,0	15,0	15,0	8,3				Подушка	MVG-5.0	—	0	0	0
2	1,8	3,3	18,3	3,4	18,4	1,9				Пропант	MVG-5.0	KP2040	100	120	360
3	1,8	3,0	21,3	3,2	21,6	1,8				Пропант	MVG-5.0	KP2040	120	200	480
4	1,8	3,0	24,3	3,3	24,9	1,8				Пропант	MVG-5.0	KP2040	200	300	750
5	1,8	3,0	27,3	3,4	28,3	1,9				Пропант	MVG-5.0	KP2040	300	400	1050
6	1,8	2,8	30,1	3,2	31,5	1,8				Пропант	MVG-5.0	KP2040	400	500	1250
7	1,8	1,8	31,9	2,2	33,7	1,2				Пропант	MVG-5.0	KP2040	500	600	1010
8	1,8	1,8	33,7	2,2	36,0	1,2				Пропант	MVG-5.0	KP2040	600	600	1100
9	1,8	8,1	41,8	8,1	44,1	4,5				Продавка	WD+DM	—	0	0	0
10	0,0	0,0	41,8	0,0	44,1	30,0				Остановка(*)	—	—	0	0	0
11	0,3	10,0	51,8	10,0	54,1	33,3				Кислота	HCl24	—	0	0	0
12	0,3	10,3	62,1	10,3	64,4	34,3				Продавка	WD+DM	—	0	0	0
13	0,0	0,0	62,1	0,0	64,4	60,0				Остановка(*)	—	—	0	0	0
		91,7			94,0								Итого:	6000	

Рисунок 5.9 – Типовой график закачки ГРП Заволжского горизонта

Рассмотрим применение технологии на примере скважины 3102 Бавлинского месторождения. Интервал перфорации 1337-1342,2 м вскрывает Заволжский горизонт. На рисунке 5.10 представлен геологический разрез скважины.

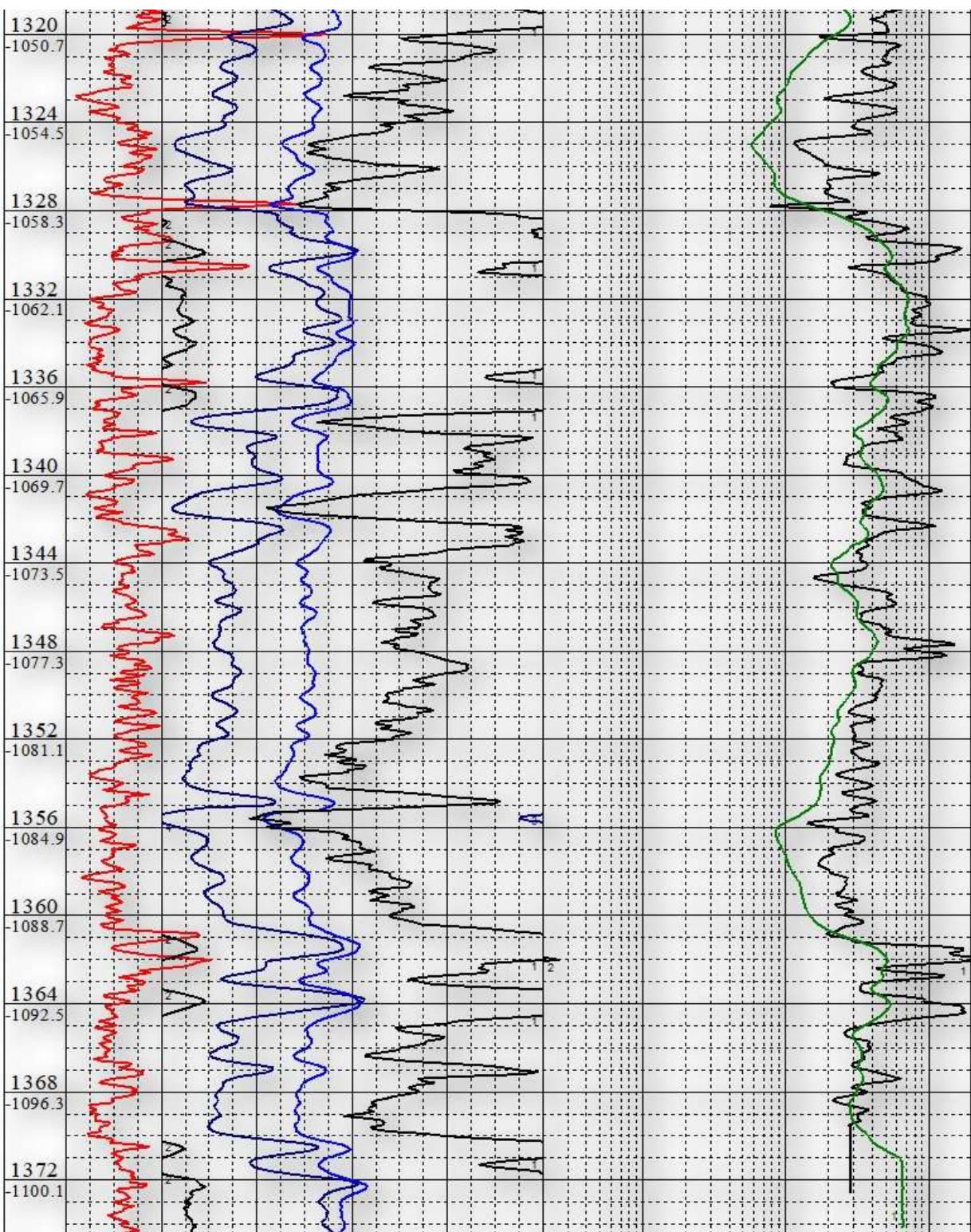


Рисунок 5.10 – Данные ГИС скважины 3102

Был запланирован ГРП с закачкой 7 т пропанта 20/40 с последующей кислотной стадией HCl 24% 10 м<sup>3</sup>. Для определения плановой геометрии трещины была построена модель ГРП. На рисунке 5.11 представлены основные параметры планируемой модели.

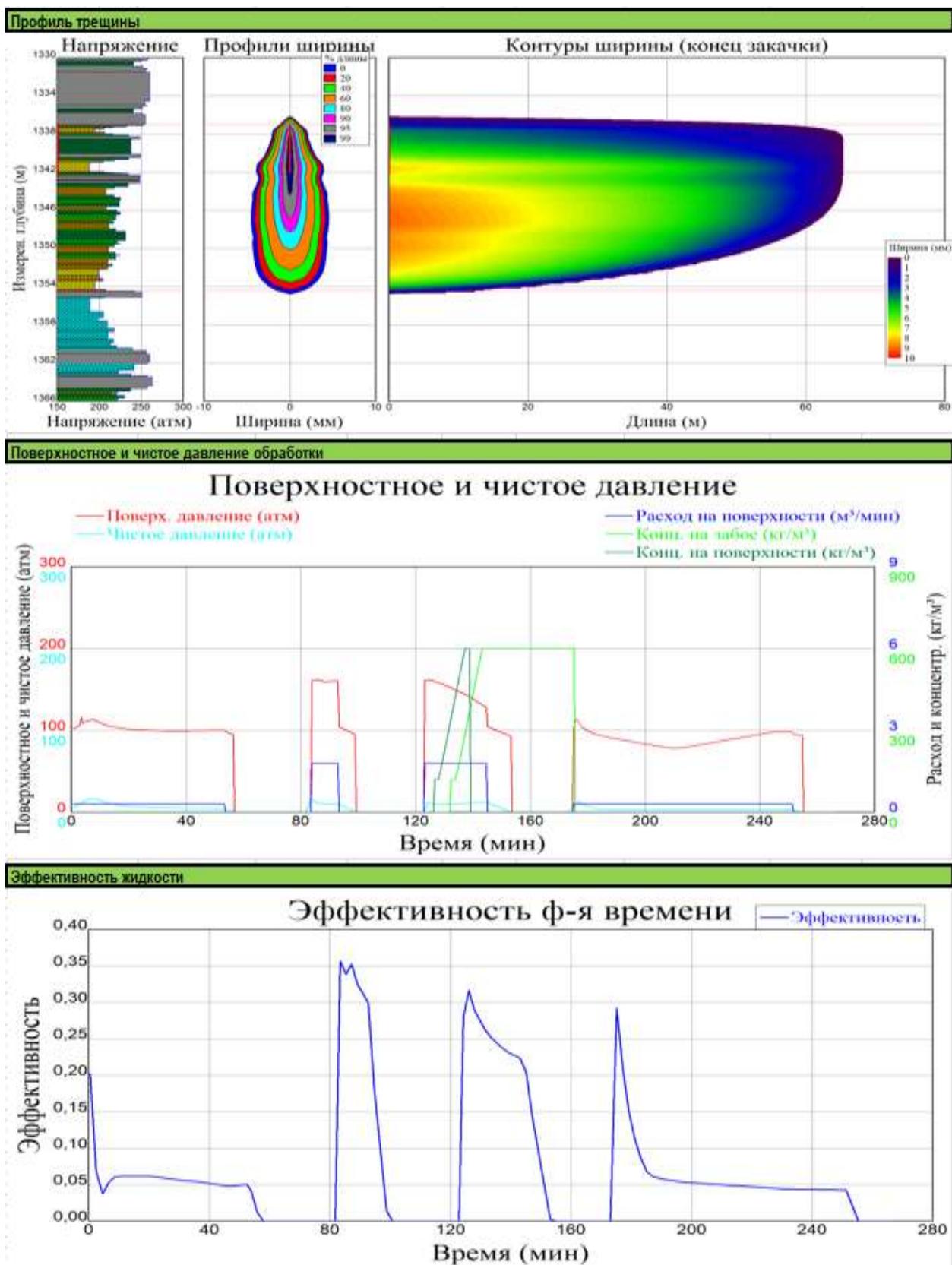


Рисунок 5.11 – Плановые параметры ГРП скважины 3102

При проведении работ на скважине предварительная закачка кислоты прошла без повышения устьевого давления. График стадии предварительной закачки кислоты представлен на рисунке 5.12.

## Закачка кислоты на скв №3102 пласт "Дзаволж" НГДУ "БН" 10.10.2022

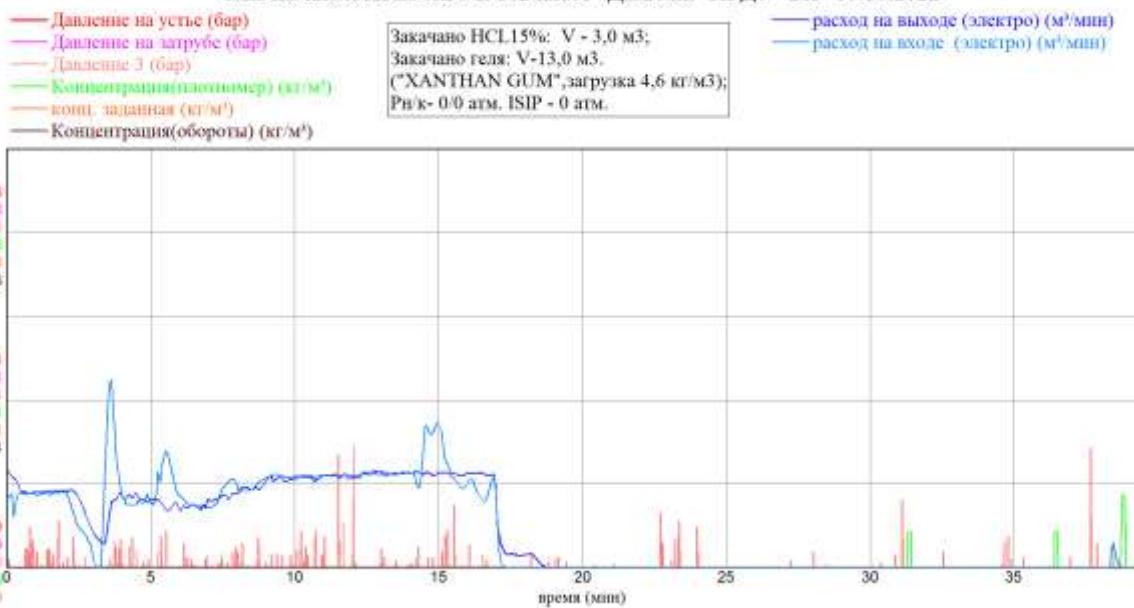


Рисунок 5.12 – Стадия с предварительной закачкой кислоты

После закачки кислоты провели МиниГРП. Установилось устьевое давление, позволившие определить МДОЗ (ISIP) и провести анализ спада давления МиниГРП. На рисунке 5.13 показан график закачки МиниГРП.

## МиниГРП на скв №3102 пласт "Дзаволж" НГДУ "БН" 10.10.2022

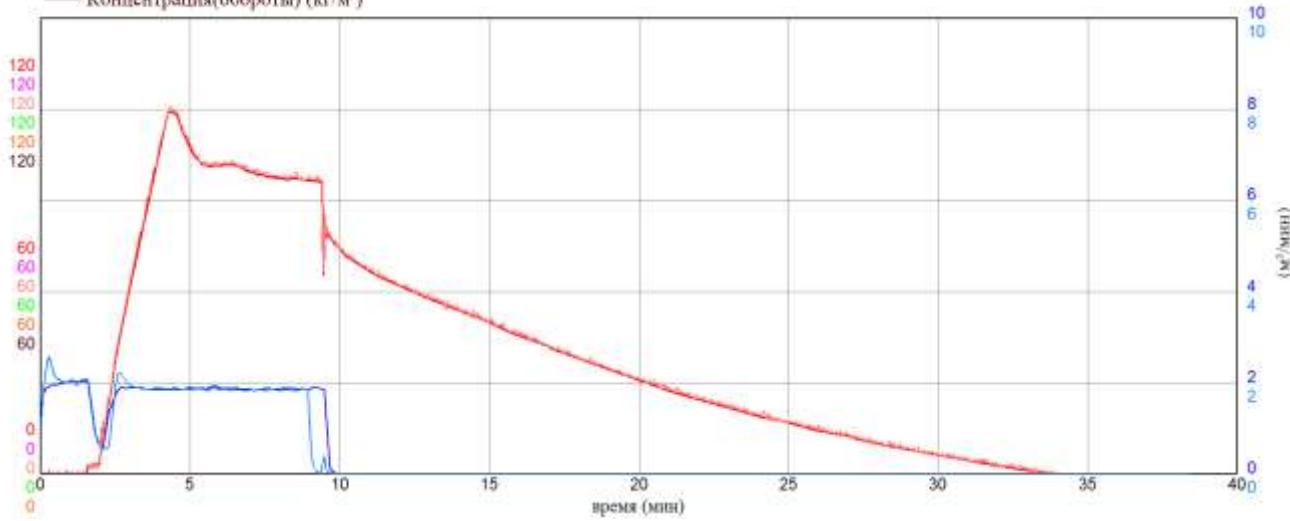
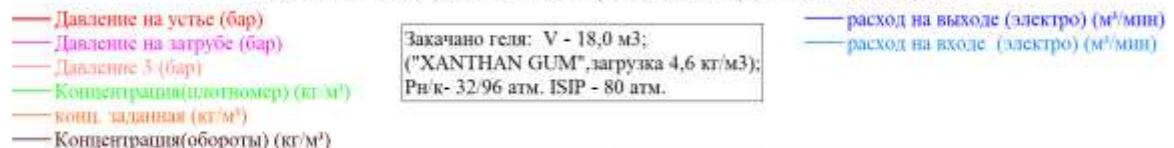


Рисунок 5.13 – Стадия МиниГРП

Сопоставление ожидаемых и полученных параметров анализа МиниГРП представлено в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Сопоставление параметров МиниГРП

	Дизайн	МиниГРП	ед. измерения
Дельта времени закрытия	-	5,8	мин
ISIP поверхность	10,4	8,1	МПа
Поверхностное давление закрытия	-	2,8	МПа
Чистое давление	1,8	5,3	МПа
Градиент напряжения	0,0144	0,0120	МПа/м
Эффективность	30	31	%
Предполагаемое давление пласта	8,5	9,3	МПа
Общие потери давления на трения	-	1,6	МПа

Аналитический график спада давления МиниГРП представлен на рисунке 5.14.

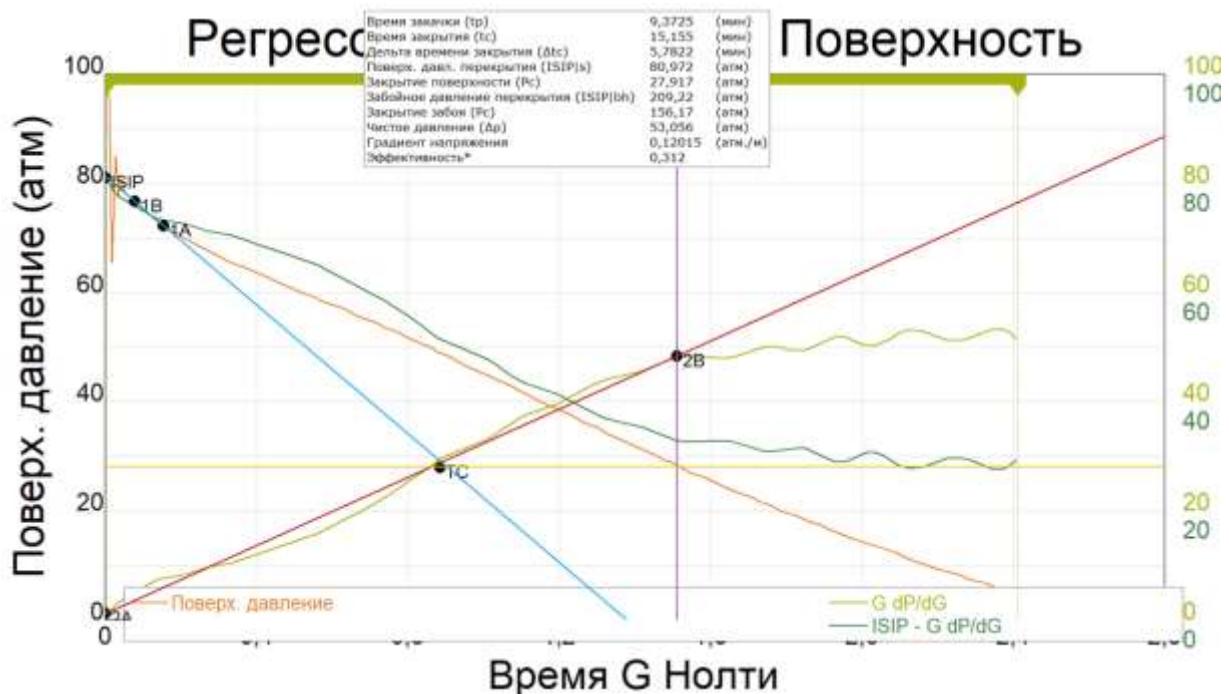


Рисунок 5.14 – Анализ МиниГРП

По давлениям МиниГРП модель была откалибрована. По результатам анализа МиниГРП принято решение увеличить объем буферной стадии до 8 м<sup>3</sup>

(план 6 м<sup>3</sup>), провести закачку 6 т пропанта фракции 20/40. В результате, ГРП проведен технически успешно. На рисунке 5.15 представлен основной ГРП.

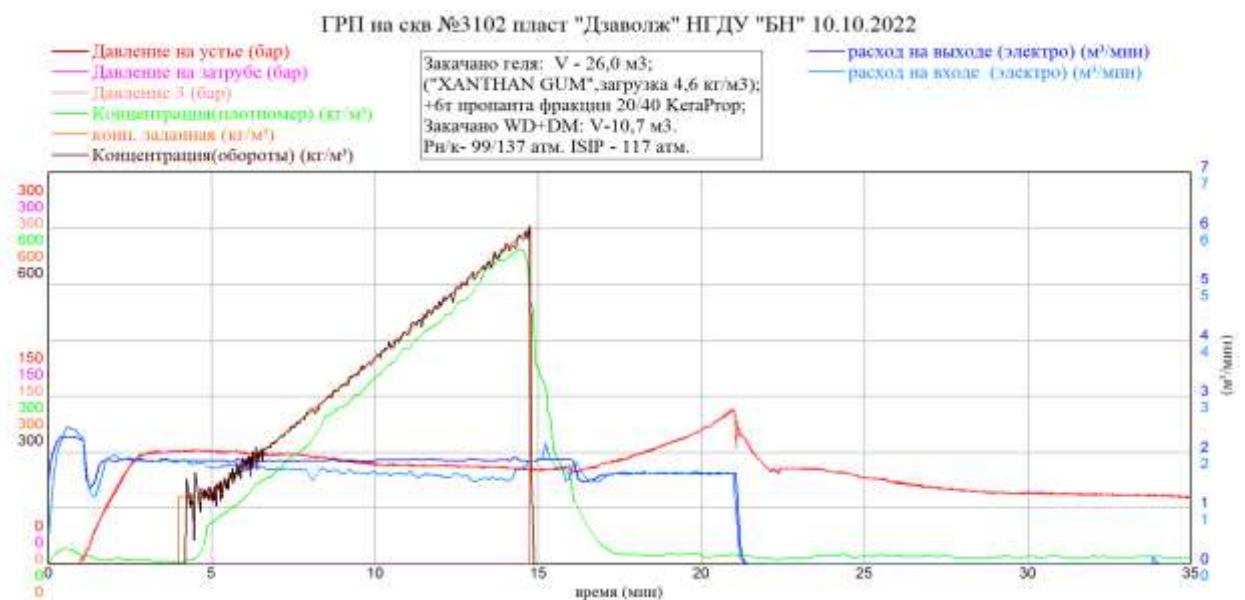


Рисунок 5.15 – Основная стадия ГРП скважины 3102

После проведения основного ГРП проведена стадия с закачкой HCl 24% в объеме 10 м<sup>3</sup>. По давлениям основного ГРП модель откалибрована повторно. Удалось получить трещину большей длины, в сопоставлении с параметрами, ожидаемыми на стадии планирования. Полученная геометрия трещины представлена на рисунке 5.16.

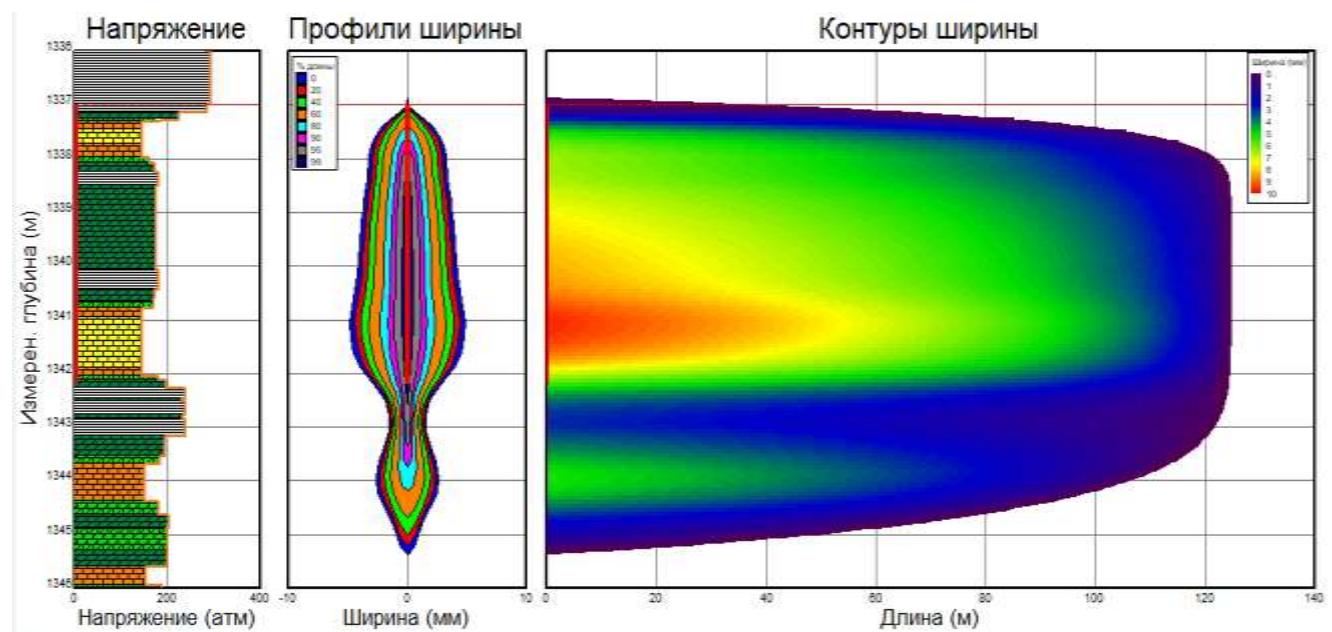


Рисунок 5.16 – Полученная геометрия трещины

## **Заключение**

По результатам работы сформулированы следующие основные выводы:

1. Разработана математическая модель, описывающая изменение концентрации пропанта, в которой переходная концентрация при применении пропанта двух и более фракций определена аналитическим решением. Применение данной модели позволило повысить точность входных данных, применяемых в симуляторах ГРП.

2. Показано, что горно-геологические напряжения оказывают сложное влияние на точность прогноза технологических параметров – для терригенных девонских отложений Ромашкинского месторождения в диапазонах МДОЗ информационного ГРП ниже 9 МПа, 9-18 МПа, 18-26 МПа и более 26 МПа отмечаются разнонаправленные значимые тренды для метрик сходимости расчетных и фактических параметров.

3. Показано, что оценить влияние зенитного угла ствола скважины и расстояния от перфорации до забоя скважины на риск возникновения технологического осложнения при проведении ГРП, при котором происходит преждевременная остановка закачки, возможно при сопоставлении средних значений градиента потерь давления на трения, возникающих при прохождении пропантно-жидкостной смеси по трубопроводам и внутреннему объёму формируемой техногенной трещины. При сопоставлении данных по зенитному углу численные значения составили 1114 Па/м для замещения и 334 Па/м для информационного ГРП с пропантной пачкой, при этом средние значения для случаев с различным расстоянием от перфорации до забоя скважины не отличаются. Полученные данные позволили сделать вывод о целесообразности исключения определенных значений зенитного угла и расстояния до забоя из перечня факторов, повышающих ожидаемые технологические риски при ГРП.

4. Достигнутые результаты внедрения методик отражаются на показателях мониторинга процессов ГРП: точность планирования, сходимость прогнозируемой геометрии трещин, доля процессов с технологическими осложнениями. Сходимость выражается в средних значениях, и за период 2017-2022 гг. для высоты

трещины отклонение снизилось с 25% до 14%, для ширины – с 33,8% до 22,7%, для длины – с 33% до 17% и для проводимости – с 34% до 23%.

5. В условиях неоднородности пластовых свойств необходимо постоянное развитие подходов моделирования и сопровождения ГРП, в том числе пополнение базы данных опорных значений и параметров, включающих геометрические характеристики создаваемых трещин. Актуальная база данных является основой для статистического анализа, позволяющего оценивать влияние технических и геологических факторов на эффективность проведенных процессов ГРП, что учитывается при принятии производственных решений.

## **Список сокращений и условных обозначений**

- ГРП – гидравлический разрыв пласта  
 МиниГРП – информационный (тестовый) ГРП  
 МГРП – многостадийный ГРП  
 КГРП – кислотный ГРП  
 МДОЗ – мгновенное давление остановки закачки  
 ЭВМ – электронно-вычислительная машина  
 РД – руководящий документ  
 СТО – стандарт организации  
 НГДУ – нефтегазодобывающее управление  
 РН-ГРИД – симулятор ГРП (программный комплекс)  
 ПО – программное обеспечение  
 КИН – коэффициент извлечения нефти  
 1D – одномерная (модель)  
 ГИС – геофизическое исследование скважин  
 Скв. – скважина  
 АК – акустический каротаж  
 ГГК-П – гамма-гамма-плотностной каротаж  
 ПХГ – подземное хранение газа  
 ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства  
 НДС – напряженно-деформированное состояние  
 ОПР – опытно-промышленные работы  
 БД – база данных  
 ОПЗ – обработка призабойной зоны  
 СКО – соляно-кислотная обработка  
 Д. ед. – доли единицы  
 Шт. – штуки  
 Ед. – единиц  
 Н. у. – нормальные условия  
 Ед. изм. – единица измерения

ИАС – информационно-аналитическая система

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ПЗП – призабойная зона пласта

ИП – испытательный пласт

ОТФМ – ограниченно-трехмерная фильтрационно-механическая (модель)

## **Список литературы**

1. Мартюшев Д. А. Образование трещин гидравлического разрыва пласта в карбонатных сложнопостроенных коллекторах с естественной трещиноватостью / Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева, Е. В. Филлипов, Ли Ювэё // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов., 2022. – № 1. – С. 85-94.
2. Влияние вязкости технологической жидкости на геометрию трещин гидроразрыва / А. В. Насыбуллин, О. В. Салимов, Р. З. Сахабутдинов, В. Г. Салимов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 4. – С. 29-34. – EDN ZCJLWN.
3. Моделирование гидродинамических процессов в условиях разработки некондиционных коллекторов скважинами с ГРП / Р. Х. Гильманова, И. Р. Сафиуллин, А. А. Рахматуллин, А. С. Беляева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 7(367). – С. 59-63. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-7(367)-59-63. – EDN ILKLSP.
4. Насыбуллин А. В. Определение эффективности стабилизатора глин в составе жидкости ГРП на образцах керна глинистых терригенных коллекторов на основе фильтрационных исследований / А. В. Насыбуллин, Р. Х. Садреева, Е. А. Бурлуцкий // Нефтяная провинция. – 2023. – № 2(34). – С. 208-226. – DOI 10.25689/NP.2023.2.208-226. – EDN SKWYKH.
5. Учет влияния геологических факторов на эффективность ГРП на примере Ново-Покурского месторождения / Ю. В. Зейгман, Р. З. Нургалиев, Н. И. Хисамутдинов, Р. Х. Гильманова, А. А. Махмутов // Нефтяная провинция. – 2018. – № 3(15). – С. 44-51. – DOI 10.25689/NP.2018.3.44-51. – EDN VKKMEM.
6. Совершенствование метода оценки эффективности технологии гидравлического разрыва пласта на основе анализа технологических параметров работы скважин / И. Р. Сафиуллин, А. А. Рахматуллин, Р. Х. Гильманова и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 2(362). – С. 56-59. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-2(362)-56-59. – EDN KOKJTR.

7. Интенсификация отбора нефти из периферийной залежи водогазовыми технологиями / Р. В. Вафин, А. Ф. Егоров, Р. М. Инсафов, Р. Х. Гильманова и др. // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 5(605). – С. 29-32. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-5(605)-29-32. – EDN BTJFMS.

8. Опыт размещения и организации системы заводнения на элементах пласта различной геологической структуры / И. Р. Мухлиев, Н. И. Хисамутдинов, Р. Х. Гильманова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 12. – С. 69-80. – DOI 10.30713/2413-5011-2018-12-69-80. – EDN YPHDFB.

9. Мышов А. Н. Описание применения технологии МГРП / А. Н. Мышов // Международный научный журнал «ВЕСТНИК НАУКИ». – № 2 (59). – Т. 4, 2023. – С. 254-257.

10. Каневская, Р. Д. О возможности переориентации трещин при проведении многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах / Р. Д. Каневская, А. А. Пименов // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2016. – № 4(285). – С. 75-83. – EDN XEVCKT.

11. Разработка прогнозной характеристики развития стимулированного объема пласта в баженовской свите при проведении многостадийного гидроразрыва пласта с различными геолого-геомеханическими свойствами / Д. В. Кашапов, А. С. Продан, А. В. Бочкарев и др. // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2019. – № 3(13). – С. 62-67. – DOI 10.24887/2587-7399-2019-3-62-67. – EDN SYBVTO.

12. Кашапов Д. В. К оценке поведения пропанта в горизонтальной скважине при проведении операции гидравлического разрыва пласта / Д. В. Кашапов, Ф. А. Ташбулатов, К. А. Тимасов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики: сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19-24 августа 2019 года. – Том 4. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 366-367. – EDN SPUWVA.

13. Габдуллин А. А. Совершенствование технологии проведения МГРП на горизонтальных скважинах / А. А. Габдуллин, А. А. Липаев // Управление техносферой, 2022. – Т. 5. – Вып. – 110 с.
14. Лихачева О. В. Применение технологии МГРП Texas Two Step для увеличения добычи нефти на Чутырско-Киенгопском месторождении Удмуртии / О. В. Лихачева, Г. Ю. Кашин, А. В. Дубовцев // European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. – С. 1-5.
15. Hanbin Feng. Optimization of Multi-stage and Multi-cluster Fracturing Technology for Horizontal Wells in Jilantai Buried Hil / Hanbin Feng, Yuanzhao Jia, Zhengdong Xu, Jiefeng Cao, Gangfei Wu // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 634, 2021. – 12142.
16. Меликов Р. Ф. Геомеханическое моделирование березовской свиты для планирования разработки Харампурского месторождения / Р. Ф. Меликов, В. А. Павлов, А. А. Красников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2018. – № 1. – с. 33-39.
17. Шадрин А. С. Определение геомеханических свойств юрских и доюрских отложений томской области / А. С. Шадрин, Д. В. Конощонкин, А. Е. Антонов // Известия высших учебных заведений. Горный журнал, 2022. – № 1. – с. 34-44
18. Radwan Ahmed E. Stress Path Analysis for Characterization of In Situ Stress State and Effect of Reservoir Depletion on Present-Day Stress Magnitudes: Reservoir Geomechanical Modeling in the Gulf of Suez Rift Basin, Egypt / Ahmed E. Radwan, Souvik Sen // Natural Resources Research, 2021. – № 30. – С. 463-478.
19. Юсупов Я. И. Петрофизическая подготовка данных ГИС для геомеханического моделирования на примере месторождения Красноленинского свода (Западная Сибирь) / Я. И. Юсупов, Г. А. Калмыков // Вестник Московского университета. – Серия 4: Геология, 2020. – № 6. – с. 103-109.
20. Пятахин М. В. Новый подход к геомеханическому моделированию для оптимизации разработки, бурения скважин, проведения гидроразрыва пласта /

М. В. Пятахин, Ю. М. Пятахина // Научно-технический сборник «Вести газовой науки», 2017. – № 1(29). – С. 259-266.

21. Sanei M. Building 1D and 3D static reservoir geomechanical properties models in the oil field / M. Sanei, A. Ramezanzadeh, A. Asgari // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2023. – № 13. – С. 329-351.
22. Meurer G. Integrated Modeling for 3D Geomechanics and Coupled Simulation of Fractured Carbonate Reservoir / G. Meurer, A. A. Silva, A. C. Correa, A. C. Soares, A. L. Souza, T. Araujo, V. P. Naveira, Petrobras J. Herwanger, R. Newman // Offshore Technology Conference Brasil, 2013.
23. Ливинский И. С. Комплексное геомеханическое моделирование: структура, геология, разумная достаточность / И. С. Ливинский, А. Ф. Митрофанов, А. Б. Макаров // ГОРНЫЙ ЖУРНАЛ, 2017. – № 8. – С. 51-55.
24. Начев В. А. Физико-математическое моделирование процессов механического разрушения пород-коллекторов в микро- и нано-масштабах / В. А. Начев, А. В. Казак, С. Б. Турунтаев // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти, 2019. – № 4. – С. 48-55.
25. Dubinya N. V. On numerical modeling of reservoir geomechanical problems with non-smooth solutions using finite element method / N. V. Dubinya, A. V. Vershinin, A. S. Pirogova, S. A. Tikhotsky // ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, 2022. – Том 23, № 1. – С. 30-48.
26. Власов А. Н. Конечно-элементное моделирование задач геомеханики и геофизики / А. Н. Власов, Д. Б. Волков-Богородский, В. В. Знаменский, М. Г. Мнушкин // Вестник МГСУ, 2012. – № 2. – С. 52-65.
27. Чайко В. В. Модель деформируемой диаграммы Вороного для исследования плоского напряженно-деформированного состояния / В. В. Чайко, О. Л. Коновалов // Журнал Белорусского государственного университета. Математика. Информатика, 2021. – № 1. – С. 102-112.
28. Махмутов И. Х. Результаты научно-технического сопровождения работ в области гидроразрыва пласта / И. Х. Махмутов, О. В. Салимов,

И. И. Гирфанов, Р. З. Зиятдинов, А. У. Мансуров, А. В. Кочетков // Георесурсы, 2017. – Том 19, № 4. – С. 302-392.

29. Хусаинов Р. Ф. Развитие технологий ГРП в карбонатных коллекторах в ПАО «Татнефть». Опыт работы в проектировании, мониторинге и управлении геометрическими параметрами трещин ГРП / Р. Ф. Хусаинов, А. В. Кочетков, Р. М. Гарифуллин, В. А. Сираздинов, Б. Г. Ганиев, А. А. Лутфуллин // SPE, 2018. – SPE-191716-18RPTC-MS

30. Seeyub Yang, Prashanth Siddhamshetty, Joseph Sang-II Kwon. Optimal pumping schedule design to achieve a uniform proppant concentration level in hydraulic fracturing. Computers & Chemical Engineering. – Volume 101, 9 June 2017. – Pages 138-147.

31. Prashanth Siddhamshetty, Shaowen Mao, Kan Wu, Joseph Sang-II Kwon. Multi-Size Proppant Pumping Schedule of Hydraulic Fracturing: Application to a MP-PIC Model of Unconventional Reservoir for Enhanced Gas Production, Processes 2020, 8, 570; doi:10.3390/pr8050570

32. Tong S.; Mohanty K. K. Proppant transport study in fractures with intersections. Fuel 2016, 181, 463-477.

33. Siddhamshetty P.; Yang S.; Kwon J. S. Modeling of hydraulic fracturing and designing of online pumping schedules to achieve uniform proppant concentration in conventional oil reservoirs. Comput. Chem. Eng. 2018, 114, 306-317.

34. Nolte K. G. Determination of proppant and fluid schedules from fracturing-pressure decline. SPE Prod. Eng. 1986, 1, 255-265.

35. Jiaxiang Xu, Yunhong Ding, Lifeng Yang, Zhe Liu, Rui Gao, Hanxuan Yang, Zhen Wang. Effect of proppant deformation and embedment on fracture conductivity after fracturing fluid loss. Journal of Natural Gas Science and Engineering. – Volume 71, November 2019, 102986.

36. Humoodi A., Hamoudi M., & Sarbast R. (2019, December 27). Implementation of Hydraulic Fracturing Operation for a Reservoir in KRG. UKH Journal of Science and Engineering, 3(2), 10-21.

37. Geertsma J. & Haafkens R. (1979). Comparison of the theories for predicting width and extent of vertical hydraulically induced fractures. *Journal of Energy Resource Technology*, 101(1), 8-19.
38. Dali Guo, Yunxiang Zhao, Zixi Guo, Xianhui Cui, Bo Huang. Theoretical and Experimental Determination of Proppant Crushing Rate and Fracture Conductivity. *J. Energy Resour. Technol.* Oct 2020, 142(10): 103005 (13 pages).
39. Keshavarz A., Yang Y., Badalyan A., Johnson R. and Bedrikovetsky P. 2014, «Laboratory-based Mathematical Modelling of Graded Proppant Injection in CBM Reservoirs». *Int. J. Coal Geol.*, 136, pp. 1-16. 10.1016/j.coal.2014.10.005
40. Масооми Р., Долгов С. В. Сравнение разных сценариев для жидкостей ГРП (гели на водной основе и пены) с помощью численного моделирования. – Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 150-155.
41. Шляпкин А. С., Татосов А. В. Формирование трещины гидроразрыва пласта высоковязким гелем. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 9 (345). – С. 109-112.
42. Нургалиев О. Т., Волченко Ю. А. Радиоизотопный метод и измерительный комплекс РИКП-01 для экспрессного определения концентрации пропанта в рабочих смесях, применяемых при гидравлическом разрыве нефтегазосодержащих пластов. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2016. – № 8. – С. 24-28.
43. Булгакова Г. Т., Шарифуллин А. Р., Ситдиков М. Р. Математическое моделирование тепломассопереноса в вертикальной трещине гидроразрыва пласта при закачке и очистке трещины. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Т. 6. – № 2 (22). – С. 41-62.
44. Махмуева Э. А. Реагенты и жидкости для гидравлического разрыва пласта. – Молодой ученый. – 2017. – № 33 (167). – С. 8-10.
45. Кочетков А. В. Математическая модель линейного и нелинейного повышения концентрации пропанта при проведении ГРП – решение для последовательной закачки ряда типов пропанта / А. В. Кочетков, И. Г. Фаттахов,

Б. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова, Ш. Г. Мингулов // Записки горного института, 2022. – Том 254. – С. 210-216.

46. Алиев М. М. Учебно-методическое пособие по проектированию и инженерному сопровождению ГРП / М. М. Алиев, Р. М. Гарифуллин, А. А. Лутфуллин Р. Ф. Хусаинов, А. В. Кочетков, З. Ф. Исмагилова // ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», 2020. – 70 с.

47. Лутфуллин А. А. Методические указания по проведению практических занятий и организации самостоятельной работы по дисциплине «Проектирование ГРП» / А. А. Лутфуллин, А. В. Кочетков // ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», 2019. – 41 с.

48. Мартюшев И. Г. Внедрение единой системы контроля и управления производством ГРП на этапах планирования – добыча, как фактор повышения качества разработки месторождений. Мартюшев И. Г., Ситдиков М. Р., Шарифуллин А. Р., Кашапов Д. В. Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 8 (261). – С. 83-87.– EDN YGJEHV.

49. Fattakhov I. G. THE USE OF A LIQUID DESTRUCTOR WITH FLOW INTO THE STREAM DURING THE INJECTION OF THE FRACTURING MIXTURE / I. G. Fattakhov, A. V. Kochetkov, I. G. Andaryanov, L. S. Kuleshova, I. F. Galiullina, A. R. Safiullina, I. R. Gizatullin // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Сеп. International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Materials, ETSSaP, 2020. – 12044.

50. Кочетков А. В. Применение статистического анализа для подтверждения и оценки степени влияния осложняющих факторов при проведении ГРП / А. В. Кочетков, И. Г. Фаттахов // УГНТУ: Международная научно-практическая конференция «Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобыче», 2023.

51. Mark A Gross-Sampson. Statistical analysis in JASP[Текст]/Mark A Gross-Sampson//JASP, 2020. – 172 с.

52. Лемешко Б. Ю. Статистический анализ данных, моделирование и исследование вероятностных закономерностей / Б. Ю. Лемешко, С. Б. Лемешко, С. Н. Постовалов, Е. В. Чимитова // Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – 888 с.
53. Симушкин С. В. Многомерный статистический анализ. Часть II / С. В. Симушкин, И. Н. Володин // Казань: Казанский государственный университет, 2009. – 114 с.
54. Фаттахов И. Г. Оценка рисков проведения ГРП в скважинах для ряда значений зенитного угла ствола скважины на основе статистического анализа / И. Г. Фаттахов, А. В. Кочетков, Р. Р. Степанова, И. Ф. Галиуллина // Нефтепромысловое дело, 2022. – № 2. – С. 31-36.
55. OGCI / PetroSkills Hydraulic Fracturing Applications, Alfred R. Jennings, Jr. PE Enhanced Well Stimulation, Inc. 2003. – 168 с.
56. Стишенко С. И., Петраков Ю. А., Соболев А. Е. Способ и система комбинированного сопровождения процесса бурения скважины // Патент России № 2687668. Бюл. №19.
57. Вотчель В. А. График закачки пропанта, исходя из эффективности жидкости по анализу падения давления // Вотчель В. А. Наука, образование и культура. – 2020. – № 6 (50). – С. 22-26.
58. Юсифов Т. Ю. Необходимость нового подхода при проведении геологотехнических мероприятий на завершающей стадии разработки месторождений // Юсифов Т. Ю., Фаттахов И. Г., Маркова Р. Г. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2014. – С. 234-238.
59. Салихов Р. Р. Анализ рассчитанного пластового давления при замещении и миниГРП, как альтернатива гидродинамическому исследованию КВД // Салихов Р. Р., Фархутдинов Р. Р. Вестник науки и образования. – 2020. – № 9-3 (87). – С. 6-8.
60. Фаттахов И. Г. Применение современной технологии гидравлического разрыва пласта в залежах с подошвенной водой // Фаттахов И. Г., Юсифов Т. Ю.,

Байбулатова З. Х., Юсифова М. Ю., Акимов А. В., Калинина С. В. Научное обозрение. – 2016. – № 17. – С. 204-208.

61. Mark D. Zoback. Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press (2007) ISBN 978-0-521-77069-9, 2007 - 449 с

62. Юсифов Т. Ю. Влияние фронта нагнетаемых вод на эффективность гидроразрыва пласта / Юсифов Т. Ю., Фаттахов И. Г., Юсифов Э. Ю., Каримова Н. Г., Петрова Л. В., Сафиуллина А. Р. // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – С. 319.

63. Гирич Н. А. Геологическая обусловленность ГРП в продуктивных пластах верхнеюрского и нижнемелового комплексов тевлинско-русскинского нефтяного месторождения и его последующий анализ // Гирич Н. А., Бурдин А. В. В сборнике: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова, студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. – 2020. – С. 65-66.

64. Фаттахов И. Г. Анализ результатов опытно-промышленных работ по интенсификации притока нефти из карбонатов с применением комплексного воздействия // Фаттахов И. Г. Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2017. – Т. 25. – № 4 (88). – С. 67.

65. Тарасенко К. Л., Использование результатов лабораторных исследований керна и расклинивающих агентов при супервайзинге работ ГРП на объектах АО «Томскгазпром» // Тарасенко К. Л., Парначев С. В., Воронков А. А., Дубов Е. С. В книге: Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем (SPRS-2020). Тезисы докладов III Международной научно-практической конференции. – Москва, 2020. – С. 50.

66. Юсифов Т. Ю. Гидроразрыв пласта и его эффективное применение // Юсифов Т. Ю., Попов В. Г., Фаттахов И. Г., Сафиуллина А. Р., Исмаилов Ф. С. Научное обозрение. – 2015. – № 8. – С. 23-28.

67. Economides M. J., Nolte K. G. Reservoir Stimulation, 3rd ed.; Wiley: New York, NY, USA, 2000; ISBN 978-0471491927

68. С. Г. Черный. Методы моделирования зарождения и распространения трещин / С. Г. Черный, В. Н. Лапин, Д. В. Есипов, Д. С. Куранаков. Ин-т вычислительных технологий СО РАН. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2016. – 312 с.
69. Фаттахов И. Г. Диагностический анализ вопроса эффективности проведения гидравлического разрыва пласта // Фаттахов И. Г., Малышев П. М., Шакурова А. Ф., Шакурова Ал. Ф., Сафиуллина А. Р. Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-27. – С. 6023-6029.
70. Газдиев А. И. Исследование существующих особенностей реализации ГРП на объекте Уренгойского месторождения // Газдиев А. И. В сборнике: Парадигмальные установки естественных и гуманитарных наук: междисциплинарный аспект. Материалы XVI Международной научно-практической конференции. Ростов-на-Дону, 2021. – С. 233-238.
71. Юсифов Т. Ю. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы пропанта // Юсифов Т. Ю., Фаттахов И. Г., Юсифов Э. Ю., Грэзина О. А., Хаертдинова Л. И. Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139-142.
72. Юсифов Т. Ю. Влияние напряженного состояния пласта на формирование трещины гидравлического разрыва // Юсифов Т. Ю., Фаттахов И. Г., Зиятдинов А. М., Ахметшина Д. И., Сафиуллина А. Р. Научное обозрение. 2015. № 19. С. 97-102.
73. Фаттахов И. Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта // Фаттахов И. Г., Степанова Р. Р., Адонкин В. В. В сборнике: Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах. Министерство образования и науки РФ; ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал в г. Октябрьском. – 2014. – С. 6-9.
74. Фаттахов И.Г., Повышение эффективности гидроразрыва пласта при подаче в поток жидкого деструктора, Фаттахов И.Г., Гарифуллина З.А., Гизатуллин И.Р., В сборнике: Проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Сборник трудов Всероссийской научно-технической конференции. – 2020. – С. 151-155.

75. Салимов В. Г. Проектирование гидравлического разрыва пласта в системе Майера // В. Г. Салимов, А. В. Насыбуллин, О. В. Салимов. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 156 с.
76. Насыбуллин А.В., Анализ результатов гидроразрыва по кривой спада давления // Насыбуллин А. В., Салимов В. Г., Салимов О. В. Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2008. – № 3. – С. 42-48.
77. Ибатуллин Р. Р. Гидравлический разрыв пластов с низким пластовым давлением // Р. Р. Ибатуллин, О. В. Салимов, В. Г. Салимов, А. В. Насыбуллин. (ТатНИПИнефть), Нефтяное Хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 108-110.
78. Кочетков А. В. Факторы снижения информативности тестовых закачек при проведении пропантных ГРП с использованием полимерных жидкостей на водной основе / А. В. Кочетков // Нефтяная провинция, 2023. – № 2(34). – С. 191-207.
79. A. Kochetkov, R. Khusnudinov, I. Sakhautdinov & I. Fattakhov. (2023). Short distance between the bottomhole and the perforation interval as a hindering factor for hydraulic fracturing. Journal of Science. Lyon, 45.
80. Шешуков С. В. Особенности проведения гидроразрыва пласта газоконденсатных месторождений // Научный журнал. – 2016. – № 7 (8).
81. Юсифов Т. Ю. Необходимость нового подхода при проведении геологотехнических мероприятий на завершающей стадии разработки месторождений // Юсифов Т. Ю., Фаттахов И. Г., Маркова Р. Г. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2014. – С. 234-238.
82. Савенок О. В. Применение метода гидроразрыва пласта для повышения дебита нефти на Вынгапуровском месторождении / О. В. Савенок, Л. В. Поварова, А. С. Аванесов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-2. – С. 133-138. – EDN PBPKYW.
83. Баи Мао. Моделирование напряжения вокруг ствола скважины // Патент России № 2589300. Бюл. №14.

84. Долингер А. А. Анализ эффективности проведения ГТМ механическими методами на Харьгинском месторождении / А. А. Долингер, О. В. Савенок // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 151-162. – EDN NEPPKG.
85. Lwisa, Essa Georges. Propellant Stimulation and Hydraulic Fracturing // International Journal for Innovation Education and Research (2021).
86. Наседкина А. А., Наседкин А. В., Жерардо Иоване. Моделирование нестационарного воздействия на многослойный пороупругий пласт с нелинейными геомеханическими свойствами /А. А. Наседкина // Journal of Mining Science. – 2009. – Т. 45. – № 4. – С. 324-333.
87. Шорохов А. Н. Снижение технологических рисков гидравлического разрыва пласта, ограниченного глинистыми барьерами малой мощности / А. Н. Шорохов, А. М. Азamatov // Георесурсы. – 2012. – № 1 (43). – С. 51-53.
88. Борхович С. Ю. Комплексный подход к проектированию гидроразрыва глинистых пластов нефтяных месторождений / С. Ю. Борхович, А. Я. Волков, А. В. Колода, К. А. Волков // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 3. – С. 42-46.
89. Кочетков А. В. Определение и адаптация программы закачки пропантного ГРП к условиям проведения процесса / А. В. Кочетков, И. Г. Фаттахов // Научно-издательский центр «Актуальность. РФ»: LI Международная научно-практическая конференция Advances in Science and Technology, 2023. – С. 106-108.
90. Кондратьев С. А., Жигалов В. А., Малышева В. Л. Прогнозирование упругомеханических свойств пласта по данным стандартного комплекса ГИС с целью оценки рисков развития трещины ГРП по вертикали пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 5. – С. 55-59.
91. Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта на Сандивейском нефтяном месторождении / А. М. Отраднов, О. В. Савенок, Д. А. Андрусевич, Я. М. Харченко // Research. Engineering. Extreme. – 2021: Материалы Международной научно-практической конференции, Краснодар, 03 июня 2021 года / ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический

университет»; Институт «Нефти, газа и энергетики», кафедра «Оборудование нефтяных и газовых промыслов». – Краснодар: Общество с ограниченной ответственностью «Издательский Дом – Юг», 2021. – С. 210-221. – EDN AAVFEV.

92. Щербаков А. В., Бабушкин Э. В., Кузнецов В. Г. Опыт проектирования скважин сложной пространственной конфигурации // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2(326). – С. 5-9.

93. Фаттахов И. Г., Кулешова Л. С., Морозов М. А., Зарипов Л. Ф. Метод повышения продуктивности пласта за счёт воздействия в динамическом режиме // Сборник трудов Всероссийской научно-технической конференции: Проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – 2020. – С. 155-162.

94. Кондратьев С. А., Шарафеев Р. Р., Новокрещеных Д. В., Ракитин Е. Л., Головнин А. В. Использование результатов промысло-геофизических исследований скважин для расчета напряжений при моделировании гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 7(631). – С. 26-34.

95. Анализ эффективности проведения геологических и технических мероприятий на Северо-Кожвинском месторождении / Н. В. Шматко, О. В. Савенок, А. Ю. Малофеева, А. А. Багдасарян // Research. Engineering. Extreme. 2021: Материалы Международной научно-практической конференции, Краснодар, 03 июня 2021 года / ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»; Институт «Нефти, газа и энергетики», кафедра «Оборудование нефтяных и газовых промыслов». – Краснодар: Общество с ограниченной ответственностью «Издательский Дом – Юг», 2021. – С. 386-395. – EDN XKOTMN.

96. Дерли Н. А. Проектирование процесса ГРП в условиях Северо-Савиноборского нефтяного месторождения / Н. А. Дерли, О. В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 1. – С. 252-262. – EDN HWQSPF.

97. Nurgaliev R. Z., Kozikhin R. A., Fattakhov I. G., Kuleshova L. S., Gabbasov A. Kh. Prospects for the use of new technologies in assessing the impact of

geological and technological risks // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – T. 378. – № 1. – C. 012117.

98. Mingxian Wang, Guoqiang Xing, Zifei Fan, Wenqi Zhao, Lun Zhao and Heng Song a Novel Model Incorporating Geomechanics for a Horizontal Well in a Naturally Fractured Reservoir // Energies 2018, 11, 2584; doi:10.3390/en11102584.

99. Liwu Jiang, Tongjing Liu, Daoyong Yang. A Semianalytical Model for Predicting Transient Pressure Behavior of a Hydraulically Fractured Horizontal Well in a Naturally Fractured Reservoir With Non-Darcy Flow and Stress-Sensitive Permeability Effects // SPE J. 24 (03): 1322-1341. Paper Number: SPE-194501-PA. <https://doi.org/10.2118/194501-PA>.

100. Yang Chen, Dameng Liu, Yidong Cai, Jingjie Yao Fracturing curve and its corresponding gas productivity of coalbed methane wells in the Zhengzhuang block, southern Qinshui Basin, North China // Energy Exploration & Exploitation 2020, Vol. 38(5) page(s): 1387-1408.

101. Denglin Han, Hua Wang, Chenchen Wang, Wenfang Yuan, Juan Zhang, W. Lin, Rongrong Hu. Differential characterization of stress sensitivity and its main control mechanism in deep pore-fracture clastic reservoirs // Scientific Reports, 2021, 11:7374. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-86444-3>.

102. Flemings, P. Reservoir Pore Pressure // Cambridge: Cambridge University Press. In A Concise Guide to Geopressure: Origin, Prediction, and Applications. – 2021. – Pp. 9-33. doi:10.1017/9781107326309.002.

103. Kun Liu, Lanmin Wang, Wentong Tian, Zhenming Wang, Na Li, Yu Sun, Junjie Sun Controlling Effects of Residual Deformation on Pore Pressure: A Loess Soil Case // Hindawi. Shock and Vibration. – Volume 2019. Article ID 7142819. <https://doi.org/10.1155/2019/7142819>.

104. Souvik Sen; Shib Sankar Ganguli Estimation of Pore Pressure and Fracture Gradient in Volve Field, Norwegian North Sea // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India. 2019. Paper Number: SPE-194578-MS. <https://doi.org/10.2118/194578-MS>.

105. Abdulmalek Ahmed, S. Elkataatny, Abdulwahab Ali, M. Mahmoud, A. Abdulraheem. New Model for Pore Pressure Prediction While Drilling Using Artificial Neural Networks // Arabian Journal for Science and Engineering. – 2019. – Volume 44. – Pages 6079-6088.
106. P. Winterfeld, Yu-Shu Wu. Development of a Hydraulic Fracturing Simulator for Single-Well Fracturing Design in Unconventional Reservoirs // Hydraulic Fracture Modeling. – 2018. – V. 8. – Pages 219-263. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812998-2.00008-4>.
107. D. Vernigora, O. Olennikova, S. Parkhonyuk, A. O. Fedorov, L. Belyakova, I. Velikanov, A. Konchenko. Unveil the Unknown: Combining the Laboratory Study of Fracturing Fluids at High Pressure with a State-of-the-Art Hydraulic Fracturing Simulator // SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA. – 2018. – Paper Number: SPE-189518-MS. <https://doi.org/10.2118/189518-MS>.
108. Гидравлический разрыв карбонатных пластов // В. Г. Салимов, Н. Г. Ибрагимов, А. В. Насыбуллин, О. В. Салимов. – Москва: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2013. – 472 с. – ISBN 978-5-93623-021-9. – EDN UNFOST.
109. Салимов В. Г. Прикладные задачи технологии гидравлического разрыва пластов // В. Г. Салимов, А. В. Насыбуллин, О. В. Салимов. – Казань: Издательство «Фэн» Академии наук Республики Татарстан, 2018. – 380 с. – ISBN 978-5-9690-0457-3. – EDN ZBGIXZ.
110. Насыбуллин А. В. О результатах некоторых исследований в области гидроразрыва пласта / А. В. Насыбуллин, В. Г. Салимов, О. В. Салимов // Нефтяная провинция. – 2017. – № 1(9). – С. 127-139. – DOI 10.25689/NP.2017.1.127-139. – EDN YPSMJV.
111. Каневская Р. Д. Методы моделирования кислотного гидроразрыва пласта / Р. Д. Каневская, А. В. Новиков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 3. – С. 28-34. – DOI 10.30713/0132-2222-2018-3-28-34. – EDN YSGPHM.

112. Каневская Р. Д. Программный комплекс для моделирования кислотного воздействия на карбонатный коллектор в процессе кислотного гидроразрыва пласта / Р. Д. Каневская, А. В. Новиков, О. Н. Кочуева // Нефтепромысловая химия: Материалы IX Международной (XVII Всероссийской) научно-практической конференции, Москва, 30 июня 2022 года. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, 2022. – С. 210-213. – EDN IZYSBS.

113. Фаттахов И. Г. Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах / И. Г. Фаттахов, Л. С. Кулешова, Р. Н. Бахтизин, В. В. Мухаметшин, А. В. Кочетков // SOCAR Proceedings Special Issue, 2021. – № 2. – С. 103-111.

114. Fattakhov Irik. Solution of the problem of modeling acid hydraulic fracturing with a planned technological stop during the pumping process using standard software / Irik Fattakhov, Alexander Kochetkov, Julia Kareeva // Proceedings of STCCE: Lecture Notes in Civil Engineering, 2022. – Том 291. – С. 209-217.

115. Фаттахов И. Г. Переинтерпретация профиля минимального горизонтального напряжения с учетом изменения пороупругой компоненты механических напряжений пласта / И. Г. Фаттахов, А. В. Кочетков, Р. Р. Степанова, Ф. А. Ихсанова // Нефтяная провинция, 2022. – № 3(31). – С. 79-90.

116. Kochetkov A. Совершенствование работы с выходными данными симулятора ГРП для случаев гибридных и многотрещинных ГРП / A. Kochetkov, R. Khusnutdinov, I. Fattakhov // Norwegian Journal of development of the International Science, 2023. – С. 25-26.

117. Михайлова О. В. Новые данные о геологическом строении доманиковых отложений / О. В. Михайлова // Сборник статей молодежной научно-практической конференции института «ТатНИПИнефть», 2015. – 10 с.

118. Нуриев, А. А. Определение коэффициентов вдавливания расклинивающего материала для нефтематеринских пород доманикового комплекса и оценка их влияния при составлении дизайна гидравлического разрыва

пласта / А. А. Нуриев, Д. В. Кашапов // Геология и инновации. Проблемы и пути их решения: Сборник докладов научно-практической конференции, посвященной юбилеям М. М. Ивановой и С. А. Султанова. – Бугульма, 21 октября 2022 года. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2022. – С. 127-129. – EDN QHSTRY.

119. Kochetkov A. V. Justification for proppant concentration choice during hydraulic fracturing / A. V. Kochetkov, I. G. Fattakhov, L. S. Kuleshova, R. R. Stepanova, A. R. Safiullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2022. – 1412055

## **Список иллюстративного материала**

Таблица 2.1 Результаты детальной интерпретации МиниГРП.....	C. 27
Рисунок 2.1 Концептуальная схема циклического подхода к анализу данных и поиску новых решений.....	C. 28
Рисунок 2.2 Проектирование и анализ ГРП с применением симулятора.....	C. 29
Рисунок 2.3 Концептуальные отличия ГРП в терригенных и карбонатных коллекторах.....	C. 31
Рисунок 2.4 Азимутальное развитие трещин при МГРП.....	C. 32
Рисунок 2.5 Последовательность проведения при пропантном ГРП с последующим КГРП.....	C. 34
Рисунок 2.6 Искажения, возникающие при сохранении шага наращения концентрации при переходе между фракциями.....	C. 36
Рисунок 2.7 Линейное увеличение концентрации пропанта.....	C.37
Таблица 2.2 Принцип формирования программы работ.....	C. 39
Рисунок 2.8 Нелинейное увеличение концентрации пропанта.....	C. 41
Рисунок 2.9 Влияние неразрушенного геля на проводимость трещины ГРП.....	C. 44
Таблица 3.1 Анализ осложняющего фактора.....	C. 49
Рисунок 3.1 Предполагаемый источник рисков.....	C. 50
Таблица 3.2 Переменные для анализа.....	C. 52
Рисунок 3.2 Обзор выборки данных.....	C. 53
Таблица 3.3 Описательная статистика.....	C. 53
Рисунок 3.3 Графический анализ по Q-Q.....	C. 54
Таблица 3.4 Корреляция Спирмена потерь давления на трения и зенитного угла в интервале перфорации.....	C. 55
Рисунок 3.4 Расчет критерия Вилкоксона-Манна-Уитни.....	C. 56
Таблица 3.5 Категориальный анализ.....	C. 57
Рисунок 3.5 Категориальный анализ.....	C. 57
Рисунок 3.6 Обобщённая схема передачи данных	

при оценке условий проведения ГРП.....	C. 60
Таблица 3.6 Факторы снижения информативности МиниГРП.....	C. 61
Рисунок 3.7 Массив метрик точности тестовой закачки.....	C. 64
Таблица 3.8 Корреляционный анализ вещественных переменных.....	C. 64
Рисунок 3.8 Тренды по метрике $Ef_A$ .....	C. 64
Рисунок 3.9 Влияние МДОЗ тестовой закачки на точность анализа.....	C. 66
Рисунок 3.10 Риск осаждения пропанта при ГРП.....	C. 69
Таблица 3.8 Первое приближение категориального анализа.....	C. 71
Таблица 3.9 Расширенный категориальный анализ.....	C. 71
Таблица 3.10 Категории по объектам разработки.....	C. 72
Рисунок 3.11 Зумпф и МДОЗ-метрика, облако точек.....	C. 73
Рисунок 4.1 Обобщённое представление ограниченно-трехмерной фильтрационно-механической модели пласта.....	C. 77
Рисунок 4.2 Заполненная ячейками плоскость.....	C. 78
Рисунок 4.3 Алгоритм для двух сценариев.....	C. 80
Рисунок 4.4 Схематичное построение кривой порового давления.....	C. 85
Таблица 4.1 Оценка рисков при планировании ГРП.....	C. 86
Таблица 5.1 Хронология внедрения усовершенствованных методик.....	C. 88
Рисунок 5.1 Усреднение параметров модели по ГИС.....	C. 89
Рисунок 5.2 Полученная откалиброванная модель.....	C. 89
Рисунок 5.3 Откалиброванная модель ГРП карбонатного коллектора....	C. 90
Рисунок 5.4 Геомеханическая модель высокого разрешения.....	C. 91
Рисунок 5.5 Эволюционный подход к уточнению моделирования.....	C. 92
Таблица 5.2 Параметры при гибридном ГРП.....	C. 94
Рисунок 5.6 Комплексирование результатов моделирования КПГРП....	C. 96
Таблица 5.3 Принцип объединения данных.....	C. 97
Рисунок 5.7 Динамика отклонений по показателям.....	C. 99
Рисунок 5.8 Стратиграфия доманиковых объектов.....	C. 100
Таблица 5.4 Органический и минеральный состав.....	C. 100
Рисунок 5.9 Типовой график закачки ГРП Заволжского горизонта.....	C. 101

Рисунок 5.10 Данные ГИС скважины 3102.....	C. 102
Рисунок 5.11 Плановые параметры ГРП скважины 3102.....	C. 103
Рисунок 5.12 Стадия с предварительной закачкой кислоты.....	C. 104
Рисунок 5.13 Стадия МиниГРП.....	C. 104
Таблица 5.5 Сопоставление параметров МиниГРП.....	C. 105
Рисунок 5.14 Анализ МиниГРП.....	C. 105
Рисунок 5.15 Основная стадия ГРП скважины 3102.....	C. 106
Рисунок 5.16 Полученная геометрия трещины.....	C. 106