

**Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти
(ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина**

На правах рукописи



ГИРФАНОВ ИЛЬДАР ИЛЬЯСОВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО
СОСТОЯНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН**

Специальность 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений (технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук, профессор
М.М. Алиев

Бугульма – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДИК ОЦЕНКИ ДЕЙСТВУЮЩИХ НАПРЯЖЕНИЙ И ДЕФОРМАЦИЙ В МАССИВЕ ГОРНЫХ ПОРОД.....	10
1.1 Методы определения действующих напряжений в естественных условиях	12
1.1.1 Определение вертикального горного напряжения.....	12
1.1.2 Определение пластового давления.....	14
1.1.3 Главные горизонтальные напряжения и их ориентация	16
1.2 Методы определения действующих напряжений при проведении геолого-технологических мероприятий	18
1.3 Методы определения деформационных характеристик горных пород лабораторными методами.....	28
1.3.1 Методы определения пределов прочности.....	29
1.3.2 Методы определения деформационных характеристик	32
1.4 Методы определения предельных напряженных состояний.....	36
1.5 Методы моделирования напряженно-деформированного состояния массива горных пород	39
Выводы к главе 1	44
ГЛАВА 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОМПОНЕНТ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН	46
2.1 Краткая характеристика.....	46
2.2 Характеристика литологического строения кыновских и пашийских отложений Республики Татарстан.....	50
2.3 Плотность пород Ромашкинского месторождения.....	52
2.4 Вертикальное горное напряжение для Ромашкинского месторождения	58
2.5 Пластовое давление Ромашкинского месторождения	60
2.6 Определение величины минимального горизонтального напряжения	64
2.7 Определение изменения горизонтальных напряжений от степени снижения пластовой энергии.....	71
2.8 Определение величины максимального горизонтального напряжения	73

2.9 Определение направления максимального горизонтального напряжения на месторождениях Республики Татарстан.....	80
Выводы к главе 2	85
ГЛАВА 3 ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН И СРЕДСТВА ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ.....	88
3.1 Виды проводимых лабораторных исследований	88
3.2 Влияние качества подготовки образцов	93
3.3 Лабораторное оборудование, применявшееся для определения прочностных и упругих свойств горных пород	96
3.4 Программное обеспечение для автоматизации обработки данных лабораторных исследований геомеханических свойств.....	101
3.4.1 Оптимизация рутинных процедур при обработке лабораторных данных ...	101
3.4.2 Разработка программного комплекса автоматизации обработки и анализа массива данных геомеханических исследований керна	103
3.4.3 Результаты разработки собственного программного обеспечения	105
3.5 РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	106
3.5.1 Выбор критерия прочности для терригенных отложений Ромашкинского месторождения	106
3.5.3 Динамические и статические упругие свойства	112
3.5.4 Предел прочности при одноосном сжатии и растяжении.....	115
3.5.4 Зависимости для расчёта упруго-прочностных свойств по данным геофизических исследований скважин	116
Выводы к главе 3	120
ГЛАВА 4 ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ ПАО «ТАТНЕФТЬ».....	124
4.1 О создании цифровых инструментов для геомеханического моделирования	124
4.2 Применение результатов работы на объектах разработки ПАО «Татнефть»	127

Выводы к главе 4	148
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	150
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	153
ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА.....	166
ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ.....	172

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

В настоящее время разработка месторождений углеводородов осуществляется с привлечением прикладных методов науки, таких как нефтегазовая геомеханика, в рамках которой моделируется и исследуются упруго-прочностные свойства горных пород в зависимости от их напряженно-деформированного состояния.

Республика Татарстан (РТ) является крупным нефтедобывающим регионом, на территории которого находится большое количество месторождений. Месторождения РТ, в т.ч. крупнейшее Ромашкинское месторождение, имеют продолжительную историю разработки, работает система поддержания пластового давления (ППД), широко используются технологии гидроразрыва пласта (ГРП), при разработке месторождений применяются скважины с протяженными горизонтальными стволами. Промышленные масштабы добычи нефти и развитая система ППД активно изменяют напряженное состояние массива горных пород, что также служит причиной сейсмической активности, вызванной техногенными причинами. Учёт величины и ориентации горизонтальных напряжений важен при строительстве горизонтальных скважин, проектировании процессов ГРП, планировании работы и контроле системы ППД, для выявления причин ремонтов внутрискважинного оборудования, смятия и среза эксплуатационных колонн скважин.

Для оценки изменений, происходящих в продуктивном пласте в процессе разработки, необходимо знать его упруго-прочностные свойства и прогнозировать изменение действующих напряжений. Для этого применяется геомеханическое моделирование, объединяющее в себе значительный объем данных, требующий трудоёмких анализа и вычислений, что может быть ускорено с применением специализированных программных продуктов. На данный момент отсутствуют готовые отечественные решения полного цикла геомеханического моделирования, а зарубежные коммерческие продукты имеют высокую стоимость и их применение

повышает зависимость от зарубежного программного обеспечения и риски санкционных ограничений.

Для решения стоящих задач необходимо понимание напряженного состояния горных пород. Так же требуется проведение керновых исследований упруго-прочностных свойств горных пород и получение зависимостей для их расчёта на основе данных геофизических исследований для условий РТ. Актуальность работы обусловлена необходимостью системного подхода к описанию исходного и текущего напряженно-деформированного состояния (НДС) при разработке месторождений РТ для прогнозирования ориентации трещин ГРП, определения направлений горизонтальных стволов скважин, рекомендаций по забойным давлениям для оптимизации работы систем ППД, оценки изменения свойств коллекторов, снижения вероятности выноса песка и ремонтов скважин, а также слабой изученностью механических свойств горных пород.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности разработки нефтяных месторождений РТ в терригенных коллекторах за счет учета фактического напряженно-деформированного состояния и геомеханических параметров горных пород.

Основные задачи исследований:

1. Определение величин действующих главных напряжений, их соотношения и зависимости изменения действующих напряжений в процессе разработки месторождений РТ.

2. Актуализация сведений об упруго-прочностных свойствах горных пород на основе керновых исследований и определение зависимостей для их расчёта для условий месторождений РТ.

3. Разработка программного обеспечения для геомеханического моделирования и обработки результатов керновых исследований упруго-прочностных свойств.

Методы научных исследований включали в себя анализ существующих методик из отечественных и зарубежных литературных данных, сбор и анализ промысловых данных (записей параметров процессов гидроразрыва пласта и

геофизических исследований), проведение лабораторных исследований, анализ результатов лабораторных исследований упруго-прочностных свойств керна, геомеханическое моделирование в программном обеспечении.

Научная новизна

1. Получены величины изменения действующих горизонтальных напряжений при изменении пластового давления на месторождениях РТ. Линейная зависимость величины изменения горизонтальных напряжений при изменении пластового давления составляет $\Delta Sh = 0,625 \Delta P_{пл}$ для условий Ромашкинского месторождения, для условий Татсуксинского месторождения $\Delta Sh = 0,645 \Delta P_{пл}$.

2. Оценены азимуты горизонтальных напряжений на месторождениях РТ, что позволило повысить достоверность их геомеханических моделей. Усреднённое значение азимута максимального горизонтального напряжения 140° сопоставимо с направлением горизонтальных напряжений Русской платформы (137°) и Центральной Европы (145°).

3. Для терригенных горных пород месторождений РТ получены уточненные линейные зависимости статического модуля Юнга и коэффициента Пуассона от двойного разностного параметра гамма-каротажа и глинистости.

Основные защищаемые положения

1. Предложенная методология и результаты исследования напряженно-деформированного состояния и геомеханических параметров горных пород обеспечивают повышение эффективности разработки нефтяных месторождений РТ.

2. Созданный в процессе исследований и прошедший государственную регистрацию комплекс программ для ЭВМ позволяет решать производственные вопросы разработки нефтяных месторождений, обеспечивает импортозамещение ПО для геомеханического моделирования.

3. С целью оценки поведения разломной тектоники, локальной переориентации горизонтальных напряжений и возникновения техногенной сейсмичности необходимо прогнозное геомеханическое моделирование процессов

разработки нефтяных месторождений РТ с учётом региональной специфики геомеханических параметров.

Практическая ценность

1. Систематизированы сведения о напряжённом состоянии месторождений РТ и его изменении в процессе разработки.

2. Актуализированы данные об упруго-прочностных свойствах горных пород терригенных отложений месторождений РТ, предложены линейные зависимости для расчёта геомеханических свойств по результатам радиоактивного каротажа.

3. Разработано программное обеспечение для геомеханического моделирования и обработки массивов данных лабораторных исследований. Обеспечено импортозамещение коммерческого программного обеспечения для геомеханического моделирования. 10 разработанных программ для ЭВМ прошли госрегистрацию.

4. Результаты работы внедрены в практическую деятельность ПАО «Татнефть» и образовательный процесс Альметьевского государственного нефтяного института.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы представлены на V Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (Альметьевск, 2020), Международном форуме Kazan Digital Week (Казань, 2021), конференции SPE «Нефтегазовая геомеханика» (2021), на Татарстанском нефтегазохимическом форуме получен диплом 1 степени в номинации «Цифровые технологии» (Казань, 2021), IV ежегодной научно-технической конференции «Башнефть Петротест» (Уфа, 2022), дискуссионном Нафта-клубе «Геомеханика» (Казань, 2022), научно-практической конференции им. Н.Н. Лисовского «Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее» (Казань, 2022).

Публикации

По теме диссертационной работы опубликовано 9 печатных работ, в том числе 7 работ изданы в рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России, из которых 4 статьи включены в базу Scopus. Автором получено 10 свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Личный вклад автора

Состоит в участии на всех этапах выполненной работы: анализ литературных источников, постановка задач и целей исследований, формирование технических заданий, сбор и анализ промысловых данных, работа с кернавым материалом, проведение лабораторных исследований, выполнение расчётов, написание научных статей, разработка программного обеспечения, геомеханическое моделирование. Результаты исследований получены автором лично и при его непосредственном участии. При личном участии автора в институте «ТатНИПИнефть» сформирована лаборатория геомеханических исследований керна. Им была освоена работа на всех видах оборудования лаборатории и в дальнейшем обучены работе и применяемым методикам все сотрудники лаборатории. Представление выносимых на защиту результатов, полученных в совместных исследованиях согласовано с соавторами.

Структура и объём работы.

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка используемой литературы, и содержит 165 страниц машинописного текста, 99 рисунков, 15 таблиц, 132 литературных источника.

Благодарности

Автор выражает благодарность заместителю начальника департамента разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» А.А. Лутфуллину за поддержку в развитии передовых направлений в науке и технике. Большая признательность начальнику отдела ИСКиУ института «ТатНИПИнефть» О.С. Сотникову, коллегам – И.Т. Усманову и М.М. Ремееву за обсуждения и консультации в ходе выполнения работы.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДИК ОЦЕНКИ ДЕЙСТВУЮЩИХ НАПРЯЖЕНИЙ И ДЕФОРМАЦИЙ В МАССИВЕ ГОРНЫХ ПОРОД

Введение

В настоящее время всё больше внимания уделяется учёту геомеханических факторов при разработке месторождений. Наличие объектов с продолжительной историей разработки и высокой выработкой запасов, увеличение доли новых месторождений в труднодоступных регионах, трудными геологическими условиями требуют поиска решений для повышения эффективности их разработки. Отечественными учёными и специалистами ведётся активная работа по исследованию механических свойств горных пород, изучению напряженно-деформированного состояния (НДС) и динамике геомеханических процессов в ходе разработки месторождений углеводородов.

Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин в работе [1] рассматривают механику горных пород при разработке месторождений, НДС пород коллекторов, процессы возникающие при изменении НДС на примере месторождений Западной Сибири. В работе А.Н. Попова [2] рассматриваются механические процессы в горных породах при бурении скважин. В.И. Карев и др. [3] рассматривают теоретические и экспериментальные основы моделирования геомеханических процессов для решения практических задач повышения продуктивности скважин, нефтеотдачи пластов, обеспечения устойчивости стволов скважин.

В числе общих проблем авторами отмечается недостаток накопленных данных, как по свойствам горных пород, их слабая изученность, так и теоретическим и методическим основам, необходимость принятия специалистами решений в условиях ограниченной информации.

До начала техногенного воздействия, вызванного разработкой месторождений, горные породы находятся в начальном напряженном состоянии,

которое определяют действующие силы гравитации, свойства пород, гидродинамические, термические и тектонические силы.

Для описания напряженного состояния массива горных пород необходимо определение пяти компонент (рисунок 1.1):

1. Вертикальное горное напряжение S_v .
2. Гидростатическое или поровое давление P_p .
3. Главное максимальное горизонтальное напряжение S_{Hmax} (далее S_H).
4. Главное минимальное горизонтальное напряжение S_{Hmin} (далее S_h).
5. Азимут одного из горизонтальных напряжений.

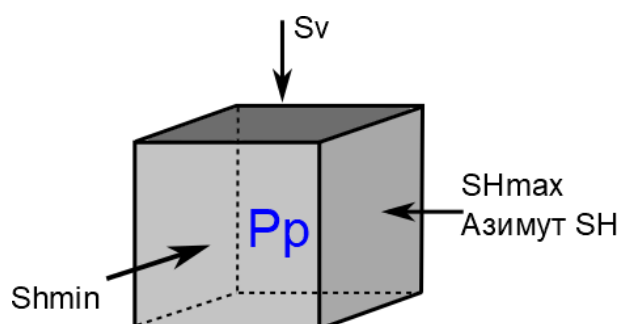


Рисунок 1.1 – Компоненты напряженного состояния

Определение указанных составляющих напряженного состояния необходимо для возможности применения инструментов геомеханики в практических целях и повышения рентабельности разработки месторождений.

Далее полные напряжения обозначаются символом S (S_v , S_H , S_h), эффективные напряжения – σ (σ_1 , σ_2 , σ_3).

1.1 Методы определения действующих напряжений в естественных условиях

1.1.1 Определение вертикального горного напряжения

Вертикальное горное напряжение S_V , направление которого задается действием гравитационных сил, возникает под действием веса вышележащих пород. Рассчитать значение вертикального напряжения на необходимой глубине можно по распределению плотности горных пород в рассматриваемом разрезе:

$$S_V = \int_0^z \rho_{гпз} g dz, \quad (1.1)$$

где S_V – вертикальное горное напряжение, Па;

z – вертикальная глубина, м;

$\rho_{гпз}$ – плотность горной породы на глубине z , кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Ключевым параметром для определения S_V является плотность горных пород, значения которых обычно получают по данным плотностного каротажа или по региональным трендам изменения вертикального горного давления по глубине.

В работе Г. Гарднера [4] была предложена эмпирическая зависимость для восстановления плотности по данным скорости продольной волны получившая широкое применение:

$$\rho = \alpha \cdot V_P^\beta, \quad (1.2)$$

где ρ – плотность горной породы, г/см³;

α – безразмерный коэффициент скорости, по Гарднеру равен 0,23;

β – безразмерный индекс скорости, по Гарднеру равен 0,25;

V_P – скорость продольной волны в горной породе, м/с.

При отсутствии плотностного каротажа возможно применение методики Гарднера для расчёта плотности по акустическому каротажу с подбором коэффициентов α и β .

В работе С. В. Смолича и В. А. Бабелло [5] представлено, что литостатическое давление возрастает с глубиной пропорционально весу вышележащих пород:

$$S_v = \gamma \text{TVD} , \quad (1.3)$$

где γ – удельный вес горных пород Н/м³;

TVD – вертикальная глубина, м.

Б.Г. Бреди и Е.Т. Браун [6] также приводят зависимость литостатического давления от глубины на основе анализа определений вертикальных напряжений по всему миру:

$$S_v = 0,027 \text{TVD} , \quad (1.4)$$

где 0,027 – градиент вертикального горного напряжения, МПа/м.

В работах А.Б. Макарова [7], С. В. Смолича и В. А. Бабелло [5] для описания гравитационных напряжений в массиве приводятся схожие формулы зависимости литостатического давления от глубины:

$$S_v = 0,026 \text{TVD} , \quad (1.5)$$

где 0,026 – градиент вертикального горного напряжения, МПа/м.

М. Зобак [8] для осадочных пород приводит градиент вертикального напряжения равным 0,023 МПа/м.

При отсутствии данных вертикальное горное давление может быть принято в пределах (0,023-0,027)TVD, что представляет широкий диапазон значений.

В общем виде литостатическое давление представляется функцией вертикальной глубины TVD и градиента вертикального напряжения SVG учитывающего удельный вес горных пород:

$$S_v = f_{(SVG, \text{TVD})} , \quad (1.6)$$

Очевидно, что региональные геологические особенности влияют на представленность различными литотипами в разрезе, что влияет на удельный вес пород, определяющий значение вертикального горного напряжения.

1.1.2 Определение пластового давления

Аналогично вертикальному литостатическому давлению S_v , поровое давление может быть определено как гидростатическое по данным распределения плотности пластовых флюидов по глубине, а также прямыми скважинными замерами или рассчитано по методикам связывающих данные акустического каротажа и каротажа сопротивления с поровым давлением:

$$P_p = \int_0^z \rho_{жz} g dz, \quad (1.7)$$

где $\rho_{жz}$ – плотность флюида на глубине z , кг/м³;

У.К. Гоинс и Р. Шеффилд [9] указывают, что градиент пластового давления для коллекторов приблизительно равен 0,0105 МПа/м, что соответствует градиенту нормального гидростатического давления.

Минерализация пластовых вод горизонтов по разрезу, например, Ромашкинского месторождения возрастает с глубиной, что необходимо учитывать и применение градиентов, рассчитанных по плотности близкой к слабоминерализованной воде, приводит к получению более низких значений пластового давления.

Одним из распространенных способов определения пластового давления является остановка скважины и запись с помощью манометров кривой восстановления давления (КВД) для добывающей скважины или кривой падения давления (КПД) для нагнетательной скважины.

В работе К.А. Аникиева [10] даётся определение аномально-высокого пластового давления (АВПД), возникающим в случае превышения пластового давления в 1,3 раза над нормальным гидростатическим. Для определения типа пластового давления используется коэффициент аномальности K_a , показывающий отношение пластового давления к условному гидростатическому давлению:

$$K_a = P_p / P_{г/ст}, \quad (1.8)$$

где $P_{г/ст}$ – условное гидростатическое давление, при $\rho_{ж}=1000$ кг/м³, МПа.

Б.Л. Александров в своей работе [11] приводит следующую классификацию пластовых давлений в зависимости от величины коэффициента аномальности: $K_a < 0,8$ – аномально низкое, $K_a = 0,8 \div 1$ – пониженное, $K_a = 1,0 \div 1,05$ – нормальное, $K_a = 1,05 \div 1,3$ – повышенное, $K_a = 1,3 \div 2,0$ – высокое, $K_a > 2$ – сверхвысокое.

В кыновском и пашийском горизонтах месторождений Республики Татарстан плотность пластовых вод достигает 1186 кг/м³, что приводит к повышенному пластовому давлению с K_a более 1,05.

Различия по региональным разрезам в минерализации пластовых вод требуют изучения их свойств по каждому рассматриваемому геологическому объекту.

Эффективное напряжение. К. Терцаги в работе [12] определил полное нормальное напряжение как сумму эффективного давления и гидростатического давления жидкости, чем ввёл ключевое понятие «эффективное напряжение» для учёта влияния порового давления в насыщенных грунтах:

$$S = \sigma + P_p, \quad (1.9)$$

В своей работе о пороупругости М.А. Био [13] дополнил уравнение эффективного напряжения коэффициентом пороупругости α , затем названным коэффициентом Био. Ж. Гиртсма [14], А.В. Скемpton [15] изучая поведение порового пространства при изменении в нем давления дали следующее определение коэффициента Био:

$$\alpha = 1 - K_b/K_g, \quad (1.10)$$

где K_b – объемный модуль породы;

K_g – объемный модуль матрицы породы.

Коэффициент Био определяет долю участия пластового давления в эффективном напряжении учитывая, что жидкость имеет определённую свободу и может покидать рассматриваемый объем:

$$\sigma = S - \alpha \cdot P_p, \quad (1.11)$$

Таким образом сведения о начальном пластовом давлении и динамике его изменения позволяют оценить изменение эффективных напряжений в пласте.

1.1.3 Главные горизонтальные напряжения и их ориентация

Главные горизонтальные напряжения S_H и S_h действующие перпендикулярно вертикальному напряжению и являющиеся реакцией на него определяются до начала разработки месторождения и получения промысловых данных по аналитическим формулам.

Для определения горизонтальной составляющей напряжений А.Н. Динником в своей работе [16] было предложено определение коэффициента бокового распора λ , исходя из условия, что деформации в горизонтальном направлении равны нулю:

$$\lambda = \frac{\nu}{1-\nu}, \quad (1.12)$$

где ν – коэффициент Пуассона.

$$S_{гор} = \lambda \cdot S_V, \quad (1.13)$$

Н.Г. Середа и Е.М. Соловьев в работе [17] так же указывают, что горизонтальное напряжение $S_{гор}$ обусловлено сопротивлением массива горных пород радиальным деформациям и является функцией горного давления S_V .

Т.к. в нефтегазовой геомеханике рассматриваются горные породы, насыщенные различными флюидами, то для определения действующих эффективных напряжений необходимо учитывать действующее поровое давление.

М.К. Hubbert и D.G. Willis [18] исследуя вопросы возникновения и распространения трещины гидроразрыва установили фундаментальный принцип распространения трещины ГРП в направлении перпендикулярном минимальному главному напряжению S_h (рисунок 1.2).

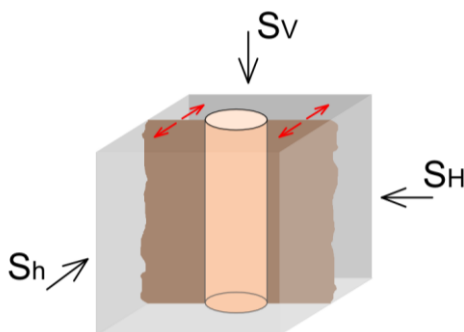


Рисунок 1.2 – Схема развития трещины ГРП в вертикальной скважине

Для района побережья Мексиканского залива М.К. Hubbert и D.G. Willis [18] предположили, что значение минимального эффективного главного горизонтального напряжения будет составлять треть от эффективного вертикального горного напряжения:

$$S_h - P_p = (S_v - P_p)/3, \quad (1.14)$$

Рассматривая вопросы гидравлического разрыва пласта W.R. Matthews и J. Kelly в своей работе [19] предложили модифицированное уравнение используя коэффициент, являющийся функцией от глубины:

$$S_h = K_i(S_v - P_p) + P_p, \quad (1.15)$$

где K_i - коэффициент являющийся функцией от глубины.

В работе Б.А. Итона [20] предложено определять величину главного минимального горизонтального напряжения используя коэффициент аналогичный коэффициенту бокового распора А.Н. Динника:

$$S_h = (S_v - P_p) \cdot \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) + P_p, \quad (1.16)$$

Исходя из обобщенного закон Гука получается:

$$S_h = \frac{\nu}{1-\nu} (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_H, \quad (1.17)$$

$$S_H = \frac{\nu}{1-\nu} (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_H + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_h, \quad (1.18)$$

где E – модуль Юнга, МПа;

ε_H – деформация в направлении максимального горизонтального напряжения;

ε_h – деформация в направлении минимального горизонтального напряжения.

1.2 Методы определения действующих напряжений при проведении геолого-технологических мероприятий

Определение действующих режимов напряжений, величины этих напряжений, их азимута требуется при проектировании траекторий скважин для снижения рисков аварий и для дизайна ГРП. При этом исследования, проводимые при бурении и анализ давления после ГРП служат основными и надежными источниками информации о магнитуде и ориентации напряжений, действующих в пласте.

Как указывается в работе О.М. Карповой и Б.Г. Ганиева [21] на всех эксплуатируемых площадях Ромашкинского месторождения во все более возрастающих масштабах применяется гидроразрыв пласта, как один из эффективных методов увеличения производительности добывающих и нагнетательных скважин.

Анализ давления процесса ГРП после остановки закачки позволяет получить оценку действующего в области скважины главного минимального напряжения. Наиболее распространёнными инструментами являются методы интерпретации производной давления. В работах К.Г. Нолти [22, 23, 24] сформулированы основные виды анализа давления процесса ГРП, которые получили развитие в работах других авторов.

В работе В.Г. Салимова и др. [25] указано, что широкое распространение получил метод анализа G-функции, цель которого заключается в идентификации типа утечки и напряжения смыкания трещины ГРП.

В работах К.Г. Нольте [26] и Р.Д. Барри [27] изложены принципы расчёта параметров необходимых для построения диагностических графиков G-функции:

$$t_D = (t - t_p)/t_p, \quad (1.19)$$

$$G_{(tD)} = (4/\pi)[g_{(tD)} - g_0], \quad (1.20)$$

$$g_{(tD)} = \int f(t_D) dt_D = \left\{ \begin{array}{l} 4/3[(1 + t_D)^{1,5} - t_D^{1,5}] \\ (1 + t_D) \sin^{-1}(1 + t_D)^{-1,5} + t_D^{1,5} \end{array} \right\}, \quad (1.21)$$

$$g_0 = \left\{ \frac{4}{3}, \frac{\pi}{2} \right\}, \quad (1.22)$$

где t_D – безразмерное время;

t – время после остановки закачки, с;

t_p – время остановки закачки, с;

$g(t_D)$ – безразмерная функция объема утечек для времени t_D ;

g_0 – верхняя и нижняя граница $g(t_D)$ равная $4/3$ и $\pi/2$ соответственно.

На рисунок 1.3 приведён пример диагностического графика G-функции для определения давления смыкания трещины гидроразрыва, принимаемого по отклонению кривой производной давления от экстраполированной кривой.

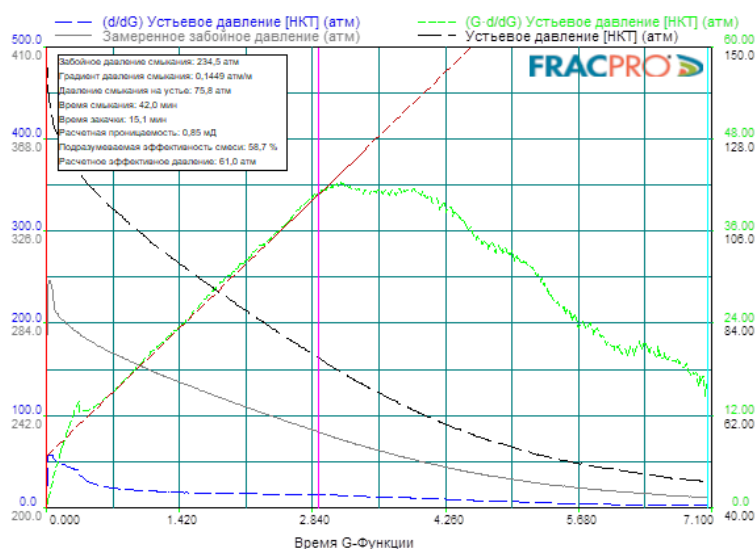


Рисунок 1.3 – Анализ G-функции давления миниГРП в скв. 244 Ромашкинского месторождения

Кроссдипольна акустика. Развитие технологий внутрискважинного акустического каротажа позволило получать ценную информацию об анизотропии свойств горных пород.

В работе Ж. Земанека и др. [28] предложена технология кросс-дипольного акустического каротажа, нашедшая применение для оценки напряженного состояния горного массива.

А.В. Шумилов и др. [29] описывая методы обработки кросс-дипольного акустического каротажа указывают на природу анизотропии, возникающей из-за внутренних структурных эффектов и неравномерной напряженности внутри породы.

На рисунок 1.4 приведён пример результатов обработки и интерпретации данных, полученных на скважине с помощью многозондовой акустической аппаратуры MPAL. Работа была выполнена ООО «ТНГ-Групп» на одной из скважин Ромашкинского месторождения (Миннибаевская площадь). Были получены значения коэффициента анизотропии по скоростным характеристикам кросс-диполей, а также по изменению энергии кросс-диполей и проведена оценка направления максимального напряжения горных пород:

$$ANI = \frac{2(V2-V1)}{V1+V2} 100\%, \quad (1.23)$$

где $V1$ – скорость быстрой поперечной волны, м/с;

$V2$ – скорость медленной поперечной волны, м/с.

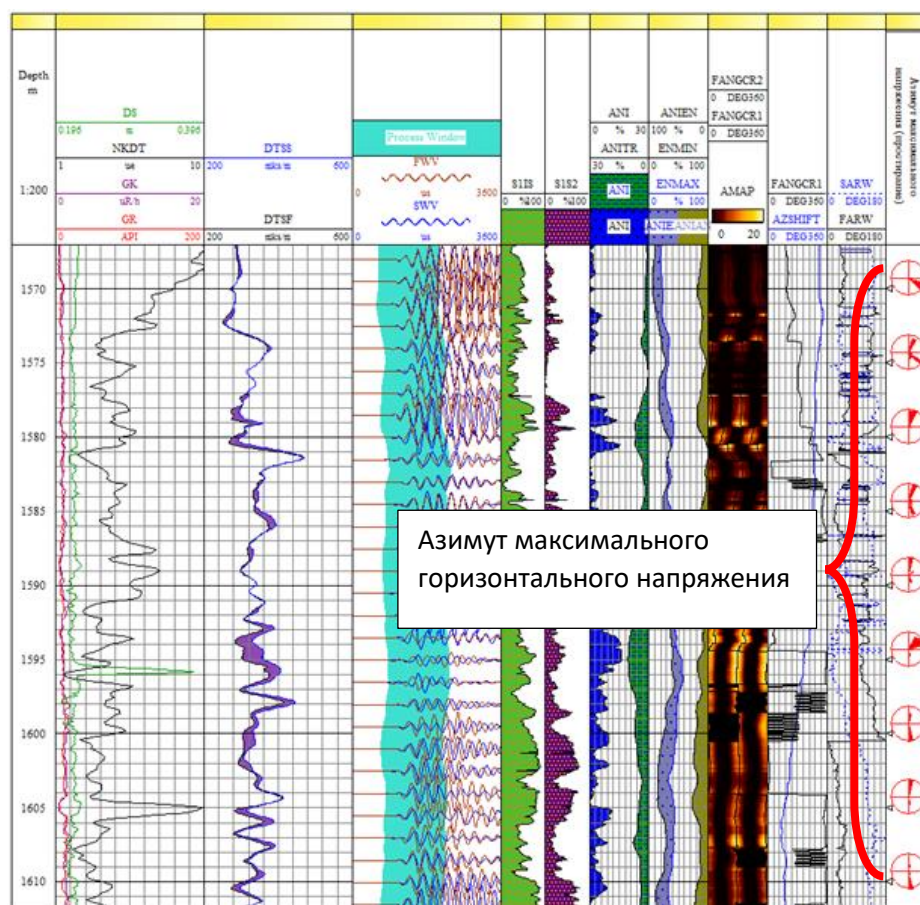


Рисунок 1.4 – Пример анизотропии, связанной с напряженным состоянием горных пород по результатам интерпретации данных кроссдипольной акустики

Микросейсмика. Ф.Д. Шмаков [30] приводит описание процесса распространения трещины ГРП сопровождающийся деформацией пласта и упругими колебаниями – сейсмическими событиями, которые можно

регистрировать датчиками, размещенными в соседних скважинах или на дневной поверхности. В работе П.Б. Бортникова и С.М. Майнагашева [31] дана принципиальная схема наземного микросейсмического мониторинга процесса ГРП (рисунок 1.5).

В. М. Александровым в работе [32] указывается, что по результатам обработки данных микросейсмического мониторинга ГРП можно оценить направление развития трещины гидроразрыва и определить азимут действующего главного максимального напряжения, в направлении которого развивается трещина ГРП.

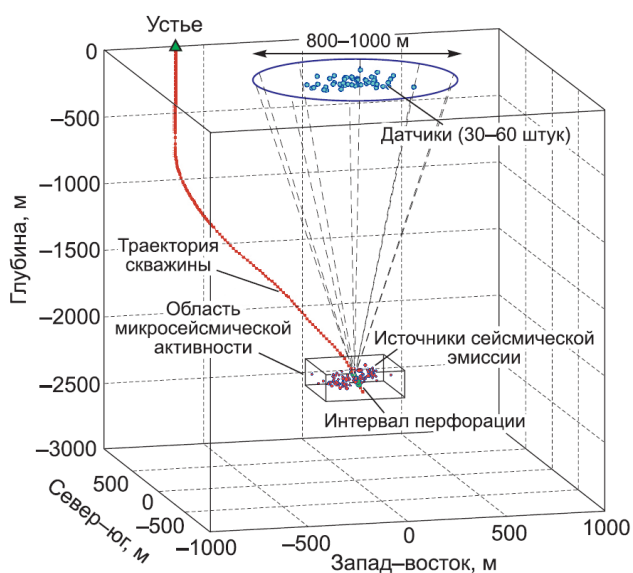


Рисунок 1.5 – Схема наблюдения наземного микросейсмического мониторинга

На рисунке 1.6 приведён пример результатов микросейсмического мониторинга проведенного микросейсмического мониторинга в процессе ГРП и 3D визуализация событий из области максимальной микросейсмической активности, выполненного ЗАО «Градиент» на скважине № 20617 Ромашкинского месторождения с целью определение азимутов, протяженности, характера развития зон трещинообразования. В процессе локации микросейсмических событий, на этапе основного ГРП было заложено 83 события. Последующий анализ и построение зон микросейсмической активности в рамках куба визуализации выполнялись на основе заложённых событий.

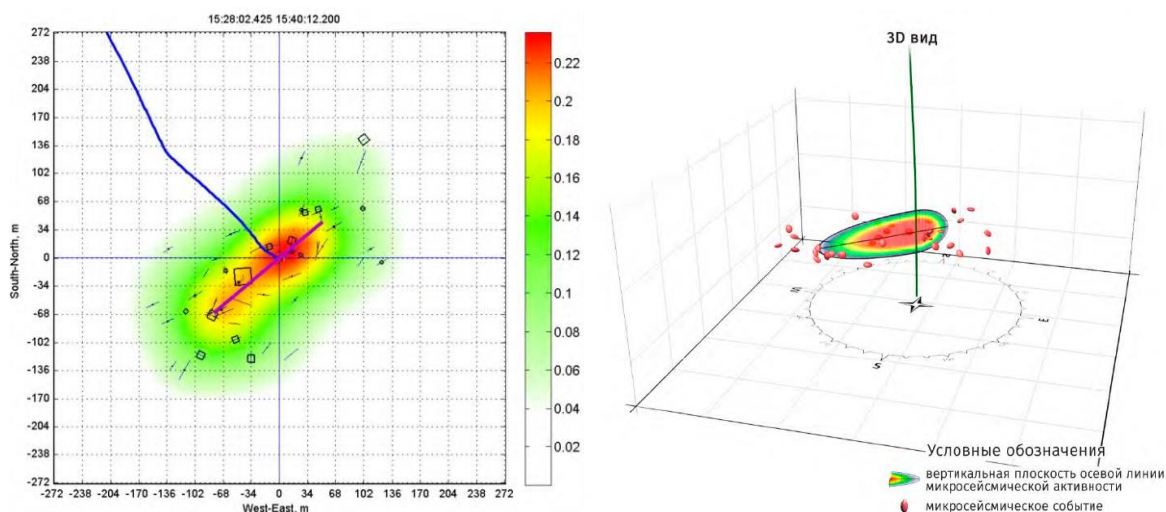


Рисунок 1.6 – Результаты обработки данных микросейсмического мониторинга
ГРП в скв. № 20617

Имиджеры. В работе [33] Ю.П. Желтова указано, что в процессе бурения скважин или создания горных выработок напряженное состояние вблизи места выемки породы существенно изменяется. Одной из важнейших задач в горном деле является обеспечение устойчивости горных сооружений и для её решения необходимо знать возникающие при этом на стенках сооружений напряжения.

После извлечения породы из вертикальной скважины, её стенки поддерживаются давлением столба жидкости, находящейся в скважине, а снаружи на стенки скважины воздействуют главные максимальное и минимальное напряжения.

Ш. К. Гиматудинов [34] пишет, что если рассматривать скважину как толстостенный цилиндр, сечения которого представлены концентрическими окружностями, то на его стенках (рисунок 1.7) действуют радиальные и тангенциальные напряжения.

Столб жидкости в скважине создает радиальные напряжения σ_{rr} , а под воздействием горизонтальных напряжений возникают сжимающие кольцевые (тангенциальные) напряжения $\sigma_{\theta\theta}$.

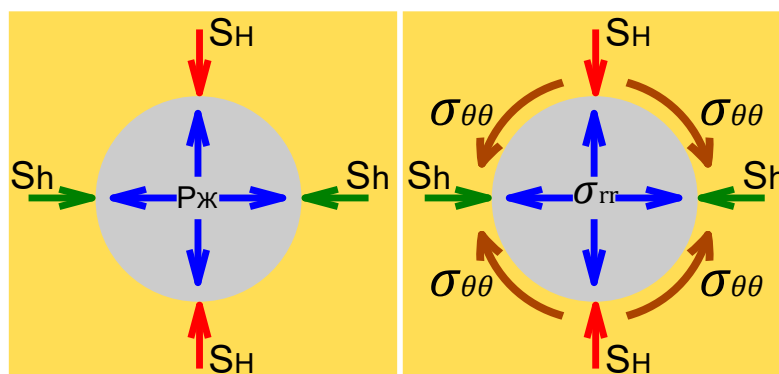


Рисунок 1.7 – Действие радиальных и тангенциальных напряжений на стенке скважины

В.Г. Колосовым [35] было установлено, что максимальные напряжения определяются кривизной отверстия. Благодаря работам В.Г. Колосова было введено понятие «концентрация напряжений».

Г. Кирш [36] решив задачу об одноосном растяжении прямоугольной пластины с круговым отверстием пришел к выводу, что напряжения на краю отверстия превышают напряжения в точках, удалённых от края отверстия.

В.З. Партон в своей работе [37] приводит решение Кирша, согласно которому на контуре малого кругового отверстия напряжения в 3 раза превышают напряжения в удаленных точках.

Л.С. Jager и др. [38] на основе уравнений Кирша приводят уравнения для определения распределения концентраций напряжений в окрестности вертикальной цилиндрической горной выработки (рисунок 1.8):

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{1}{2}(S_H + S_h - 2P_p) \left[1 + \left(\frac{a}{r}\right)^2 \right] - P_p \left(\frac{a}{r}\right)^2 - \frac{1}{2}(S_H - S_h) \left[1 + 3\left(\frac{a}{r}\right)^4 \right] \cos 2\theta, \quad (1.24)$$

$$\sigma_{rr} = \frac{1}{2}(S_H + S_h - 2P_p) \left[1 - \left(\frac{a}{r}\right)^2 \right] + P_p \left(\frac{a}{r}\right)^2 + \frac{1}{2}(S_H - S_h) \left[1 - 4\left(\frac{a}{r}\right)^2 + 3\left(\frac{a}{r}\right)^4 \right] \cos 2\theta, \quad (1.25)$$

где a – радиус выработки, м;

r – расстояние от центра выработки, м;

θ – угол от направления максимального напряжения, град.

Случаи, когда давление столба жидкости в скважине не компенсирует внешнего горизонтального давления или наоборот превосходит его, приводят к образованию вывалов и трещин растяжения на стенках скважин.

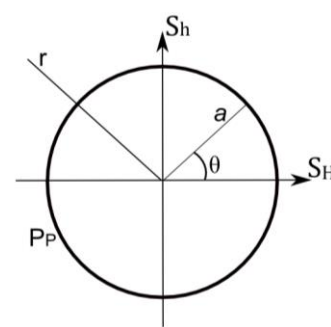


Рисунок 1.8 – К расчёту распределения напряжений в окрестности цилиндрической выработки

В работе [39] Д. Митчел даёт подробное описание механизма разрушения стенок скважины и потери стабильности ствола. При недостаточной плотности бурового раствора на стенках скважины могут образовываться вывалы, вплоть до обрушения ствола, в таком случае вывалы образуются в направлении главного минимального напряжения S_h . Трещины растяжения, служащие причиной поглощений, образуются при превышении создаваемого буровым раствором давления гидроразрыва и эти трещины образуются на стенках скважины в направлении главного максимального напряжения S_H . Д. Митчел приводит иллюстрацию (рисунок 1.9) описывающую соответствие возникающих вывалов и трещин растяжения на стенках скважины, и направления действующих главных горизонтальных напряжений.

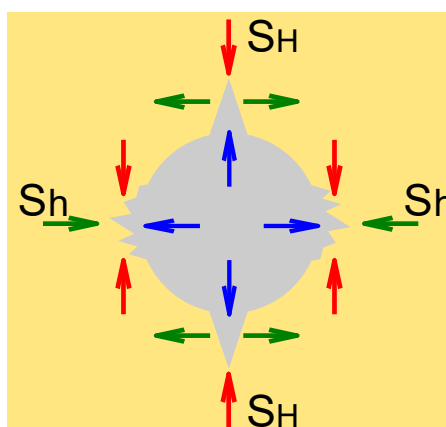


Рисунок 1.9 – Схема соответствия направлений образования трещин растяжения и вывалов и направлений главных горизонтальных напряжений

Анализ изображений стенок скважины (имиджей) и выявление на них трещин растяжения и вывалов является эффективной технологией определения направления и величины действующих в пласте напряжений.

В работе С.А. Бартона и М.Д. Зобака [40] описывается применение полученных с помощью акустического сканера или электрический микроимиджера имиджей стенок скважины для выявления вывалов и трещин растяжения. Пример изображения стенки скважины с трещинами растяжения, образовавшимися при бурении, полученный с помощью электрического микроимиджера приведён на рисунке 1.10.

Б.С. Адной в своей работе [41] приводит методику определения величины и направления действующих горизонтальных напряжений, основанную на том что, если стенка скважины подвергается растяжению с последующим образованием трещины, то она может служить индикатором направления главного максимального горизонтального напряжения S_H . Наибольшее усилие сжатия кольцевыми напряжениями создается в направлении главного минимального горизонтального напряжения, что может вызвать обрушение стенок скважины с образованием вывалов, по ориентации которых при выявлении их на имиджере можно определить направление главного минимального горизонтального напряжения S_h .

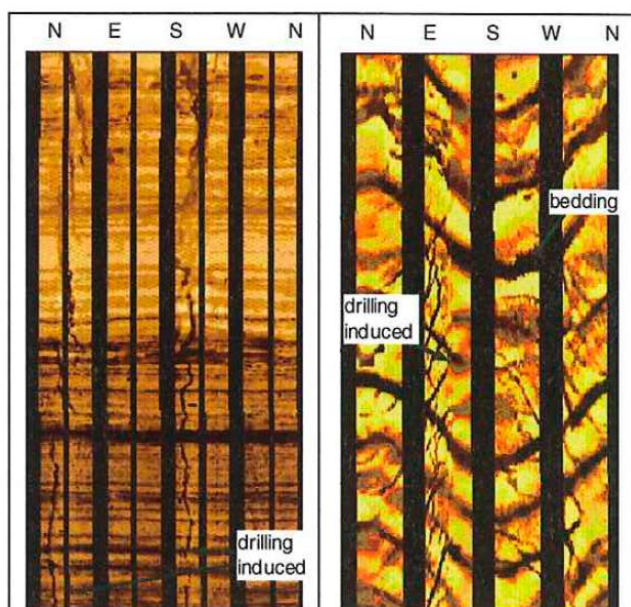


Рисунок 1.10 – Электрический имиджер стенки скважины, отображающий типичные трещины растяжения (drilling induced), образующиеся при бурении

С.А. Бартон и др. [42] предлагают способ определения значения S_H на основе полученной по имиджеру ширине вывала (рисунок 1.11), известному

главному горизонтальному минимальному напряжению S_h и значения прочности породы:

$$S_H = \frac{(\sigma_{сж} + \Delta P_W + 2P_P)}{(1 - 2\cos 2\theta)} - S_h \frac{(1 + 2\cos 2\theta)}{(1 - 2\cos 2\theta)}, \quad (1.26)$$

где $\sigma_{сж}$ – прочность при одноосном сжатии, МПа;

ΔP_W – разность давления бурового раствора и порового давления, МПа;

θ – угол от направления S_h до границы вывала, град.

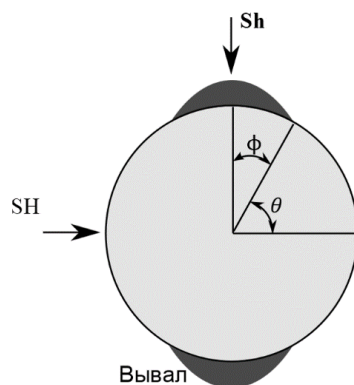


Рисунок 1.11 – Схема вывала на стенке скважины

В 1986 запущен проект World Stress Map (WSM) собирающий сведения о напряженном состоянии земной коры (рисунок 1.12) из различных источников по всему миру (данные бурения, гидроразрыва, геологические индикаторы, фокальные механизмы и пр.) для исследования геодинамических процессов и глобальной тектоники плит [43].

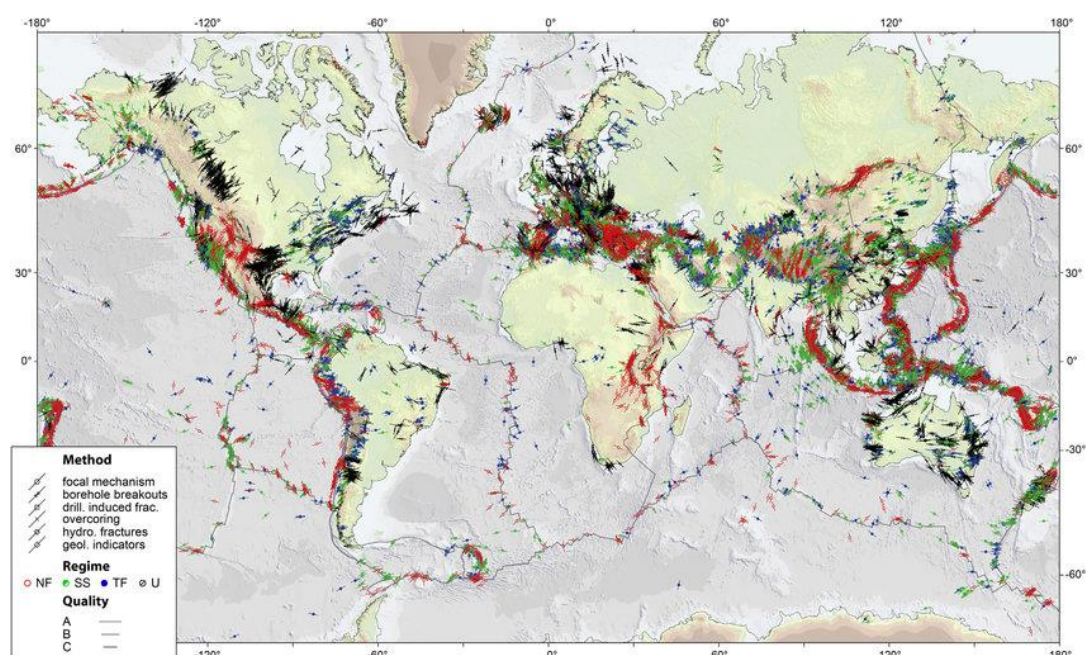


Рисунок 1.12 – Мировая карта стрессов

Ромашкинское месторождение – супергигант, и промышленные масштабы добычи нефти в совокупности с развитой системой ППД активно изменяют напряженное состояние массива горных пород юго-востока Татарстана, что приводит к увеличению сейсмической активности, вызванной техногенными причинами. Мировой опыт разработки нефтяных и газовых месторождений доказал, что при добыче углеводородов растёт число сейсмических событий и просадки земной поверхности вплоть до катастрофических последствий.

Статистика землетрясений, зарегистрированных на территории восточной части Татарстана приведена на рисунке 1.13 [44].



Рисунок 1.13 – Динамика сейсмической активности востока Республики Татарстан

В число сейсмически активных залежей Ромашкинского месторождения входят – Альметьевская, Северо-Альметьевская, Миннибаевская и Берёзовская площади. Анализ сейсмической активности показывает связь между режимами добычи нефти и закачки воды [45].

Оценка сейсмической активности (рисунок 1.14) в Республике Татарстан указывает на техногенную причину, обусловленную темпами и давлениями закачки воды системой ППД [46]. Для снижения влияния техногенного характера рекомендовано исключить «ударную» закачку воды с резкими перепадами давлений [47].

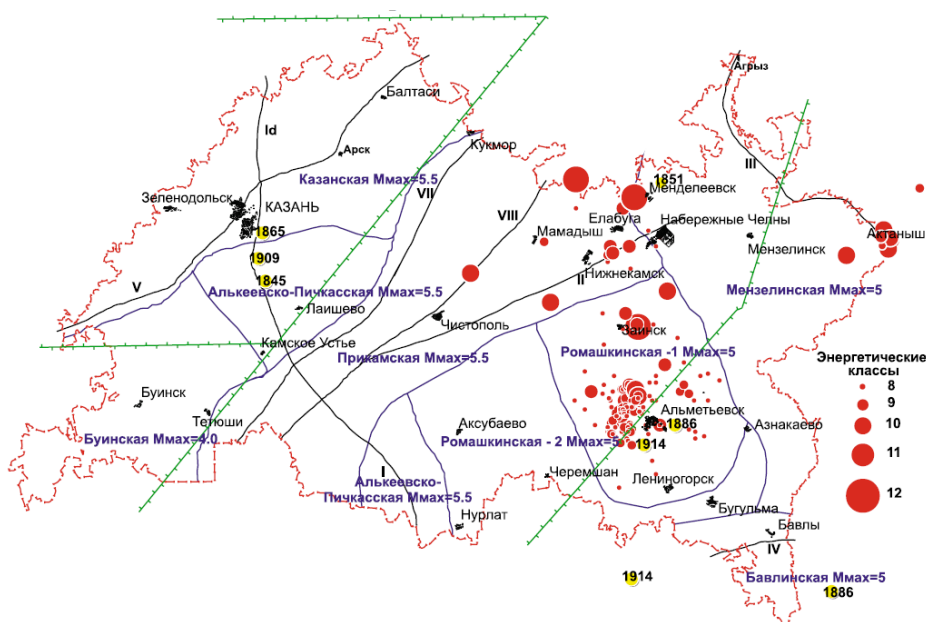


Рисунок 1.14 – Карта сейсмической активности Республики Татарстан

В работе [48] рассмотрено влияние термоупругого эффекта на напряженное состояние, так как сезонные колебания температуры нагнетаемой системой ППД воды для месторождений Татарстана может варьироваться от 18 до 10 °С. Изменение термоупругих напряжений приводит к снижению местного минимального горизонтального напряжения в охлажденной зоне, что необходимо учитывать при рассмотрении возможности развития трещин автоГРП в нагнетательных скважинах. Однако, т.к. температуры продуктивных горизонтов месторождений Татарстана колеблются в среднем в пределах 25÷40 °С поэтому не наблюдается ярко выраженных проявлений эффекта термоупругих изменений напряжений

1.3 Методы определения деформационных характеристик горных пород лабораторными методами

Определение деформационных и прочностных свойств, применяемых при расчётах напряженно-деформированного состояния (НДС) горных пород, осуществляется на образцах керна в лабораторных условиях.

Виды лабораторных исследований подразделяются на два типа: разрушающие и неразрушающие образец для получения требуемого параметра.

При исследовании пределов прочности горных пород требуется доводить образцы до разрушения, а исследования упругих характеристик возможны без доведения образцов до потери механической прочности.

Для проведения всех видов лабораторных экспериментов по определению геомеханических свойств используется оборудование обеспечивающее регулируемое нагружение, регистрацию нагрузки, осевых и поперечных деформаций в ходе эксперимента и запись всех параметров в цифровые файлы для их последующей обработки.

В перечень проводимых лабораторных исследований прочностных и упругих свойств горных пород входят следующие виды:

- определение предела прочности при одноосном сжатии;
- определение предела прочности при растяжении;
- определение динамического модуль Юнга;
- определение динамического коэффициента Пуассона;
- определение статического модуля Юнга;
- определение статического коэффициента Пуассона.

1.3.1 Методы определения пределов прочности

Ключевыми параметрами, характеризующими механические свойства горных пород, являются прочность пород при растяжении, одноосном неограниченном сжатии и трехосном или псевдотрехосном сжатии (рисунок 1.15).

Предел прочности при растяжении характеризует максимальное растягивающее напряжение, при котором происходит разрушение образца. Общепринятым является метод, называемый «бразильским тестом».

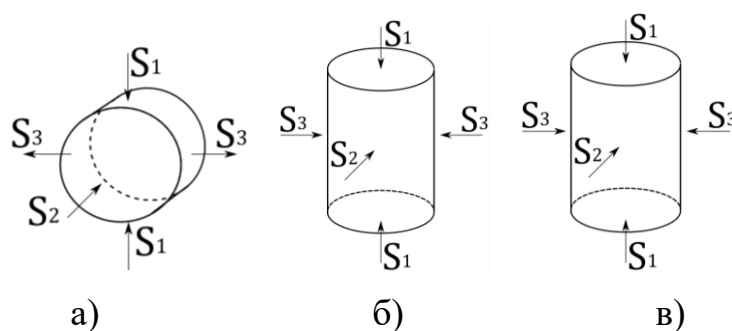


Рисунок 1.15 – Схемы нагружения образцов при определении пределов прочности: а) при растяжении $S_1 > 0$, $S_2 = 0$, $S_3 = -\sigma_p$ б) при неограниченном сжатии $S_1 > 0$, $S_2 = S_3 = 0$ в) $S_1 > S_2 > S_3$ (при псевдотрёхосном сжатии $S_2 = S_3$)

J. Claessona и В. Bohloli в работе [49] приводят формулу для вычисления предела прочности горной породы при растяжении:

$$\sigma_p = 0,636 \cdot \frac{P}{d \cdot l}, \quad (1.27)$$

где σ_p – предел прочности при растяжении, МПа;

P – разрушающая сила, Н;

d – диаметр образца, мм;

l – ширина, мм.

В работе [50] приведена схема оснастки для проведения «бразильского» теста (рисунок 1.16).

Предел прочности при одноосном сжатии характеризует максимальное сжимающее напряжение, при котором происходит разрушение образца.

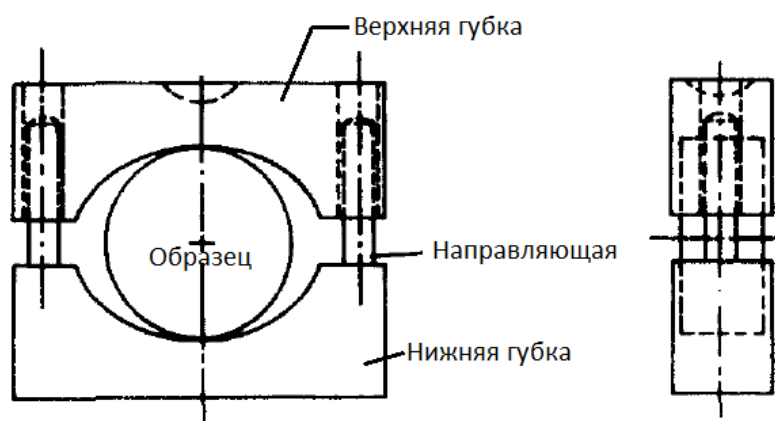


Рисунок 1.16 – Схема размещения образца в оснастке для проведения «бразильского» теста

Предел прочности при одноосном сжатии проводится по ГОСТ 21153.2-84 [51], согласно которому метод заключается в измерении максимального давления, приложенного к плоским торцам цилиндрического образца горной породы при котором произошло его разрушение:

$$\sigma_{сж} = K_{в} \cdot \frac{P}{S} \cdot 10 , \quad (1.28)$$

где $K_{в}$ – безразмерный коэффициент высоты образца;

P – разрушающая сила, кН;

S – площадь поперечного сечения образца, см².

В работе А.К. Порцевского и Г.А. Коткова [52] отмечается, что горные породы имеют гораздо большие пределы прочности при одноосном сжатии по сравнению с пределом прочности при растяжении, и их соотношение в среднем составляет

$$\frac{\sigma_{сж}}{\sigma_p} \approx 10 , \quad (1.29)$$

Определение предела прочности для пород, находящихся в объемном напряженном состоянии, требуется создание условий нагружения моделирующих действие напряжений на заданной глубине.

В работе И.В. Баклашова [53] описывается применение схемы Кармана позволяющей создавать условия напряженного состояния массива. Распространённой реализацией является оборудование, позволяющее создавать условия псевдотрёхосного нагружения когда $\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3$. Равенство боковых напряжений $\sigma_2 = \sigma_3$ или давления обжима образца обусловлено тем, что в большинстве случаев лабораторные исследования проводятся на цилиндрических образцах. Редкость проведения неравнокомпонентного нагружения ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$) связано с дороговизной требуемого оборудования и его малой распространённостью.

Такие виды испытаний полезны в случаях проверки правильности того или иного критерия прочности или разрушения, включающие все три главные напряжения. Однако смысл критерия прочности состоит в том, что прочностные

показатели должны быть определены из простых испытаний, например, определения σ_R , $\sigma_{СЖ}$.

Получаемые экспериментальным путем механической характеристики прочности горных пород применяются для прогноза предельных состояний при расчётах стабильности ствола скважины, деформаций пластов при разработке и изменении коллекторских свойств пласта, определении действующих напряжений.

1.3.2 Методы определения деформационных характеристик

Важными параметрами, характеризующими поведение пород при деформации, являются такие упругие свойства как модуль Юнга и коэффициент Пуассона. Определение упругих свойств возможно в лабораторных экспериментах с образцами горных пород. Результаты этих исследований востребованы при всех геомеханических расчётах для целей бурения и геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

Ж. Гиртсма и Ф. де Клерк в своей работе [54] по исследованию прогноза ширина трещины ГРП показали, что ширина трещины соотносится с модулем Юнга:

$$w \sim (1/E)^{1/4}, \quad (1.30)$$

где w – ширина трещины, мм.

А.Н. Шашенко в работе [55] приводит определение модуля Юнга как отношение нормального напряжения к соответствующей этому напряжению относительной продольной деформации и характеризует способность сопротивления материала деформациям:

$$E_{СТ} = \frac{\sigma}{\varepsilon_{прод}}, \quad (1.31)$$

где $E_{СТ}$ – статический модуль Юнга, ГПа;

$\varepsilon_{прод}$ – относительная продольная деформация.

Ю.Н. Работнов в работе [56] описывая упругие свойства твердых тел изложил, что с изменением напряжения изменяется и относительная деформация согласно тождественного закону Гука уравнения:

$$\sigma = f(\varepsilon_{\text{прод}}), \quad (1.32)$$

Для определения модуля Юнга из керна отобранного в процессе бурения скважины изготавливают цилиндрический образец с соотношением диаметра и высоты равным 1/2. Полученный образец размещают между параллельными плитами пресса и осуществляют его нагружение с измерением продольной деформаций образца. Относительная продольная деформация образца ε рассчитывается как отношение замеренной деформации к первоначальной длине образца.

В работе В.А. Алешкевича и др. [57] отмечается, что линейная зависимость упругих деформаций от напряжения находится в области пропорциональности $0 \leq \sigma \leq \sigma_{\text{п}}$, когда после снятия нагрузки деформации исчезают (рисунок 1.17).

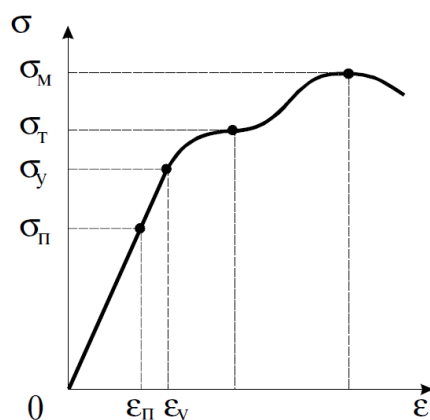


Рисунок 1.17 – Зависимость относительных продольных деформаций от напряжения

Наряду с модулем Юнга одной из основных упругих характеристик материала является коэффициент Пуассона, описывающий изменение поперечных размеров тела вследствие приложения продольного сжатия или растяжения (эффект Пуассона). При проведении экспериментов на сжатие или растяжение образцов горных пород вместе с фиксацией продольных деформаций проводят замер изменения поперечных размеров образца.

А.П. Филином в работе [58] дано определение коэффициент Пуассона материала, как отношение относительных поперечных деформаций к относительным продольным:

$$\nu = \frac{\varepsilon_{\text{попер}}}{\varepsilon_{\text{прод}}}, \quad (1.33)$$

где $\varepsilon_{\text{попер}}$ – относительная поперечная деформация.

По результатам полученных замеров изменения габаритных размеров образцов, происходящих под воздействием прикладываемого напряжения, определяют статические модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

Другой способ определения упругих свойств горных пород основан на измерении скоростей прохождения через исследуемый образец продольных и поперечных ультразвуковых волн. Получаемыми результатами будут динамические модуль Юнга и коэффициент Пуассона:

$$E_D = \frac{V_P^2 \rho (1+\nu)(1-2\nu)}{1-\nu}, \quad (1.34)$$

$$\nu_D = \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{V_P^2 - V_S^2}, \quad (1.35)$$

Значения динамических модуля Юнга и коэффициент Пуассона выше аналогичных статических. Причиной этому, очевидно, является более жесткое сопротивление горной породы воздействию, которое протекает намного быстрее, чем статическое приложение внешней нагрузки. В связи с этим используются зависимости для пересчёта динамических параметров в статические. В работе Е.С. Ватолина [59] отмечается, что динамический модуль Юнга может быть в 2-4 раза больше статического.

Н.Л. Бельтюков и А.В. Евсеев в работе [60] рассматривают сопоставление упругих свойств известняка, песчаника и каменной соли и приводят линейную зависимость следующего вида:

$$E_D = kE_{\text{ст}} + b, \quad (1.36)$$

где k и b – эмпирические коэффициенты, подбираемые для различных пород.

В работе [61] М.С. Кинга посвященной изучению упругих свойств горных пород Канадского щита также приводится линейная зависимость:

$$E_{CT} = 1,263E_D - 29,5, \quad (1.37)$$

Е.А. Eissa и А. Kazi в своих исследованиях [62] связи динамического и статического модулей Юнга предлагают использовать следующее уравнение:

$$\lg E_{CT} = 0,02 + 0,77 \lg(\rho E_D), \quad (1.38)$$

Т.М. Брочер в своей работе [63] посвященной исследованию соотношения между скоростями продольных волн в земной коре предложил зависимость для определения динамического коэффициента Пуассона в диапазоне скоростей волн от 1,5 до 8,5 км/с:

$$\nu_D = 0,8835 - 0,315V_P + 0,0491V_P^2 - 0,0024V_P^3, \quad (1.39)$$

Л.С. Бурштейн [64] изучая влияние различных факторов на значения коэффициента Пуассона отмечает, что увеличение влажности породы увеличивает статический коэффициент Пуассона, но практически не сказывается на величину динамического коэффициента Пуассона.

В работе А.М. Капитонова и В.Г. Васильева [65] представляющей результаты исследования физических свойств горных пород западной части Сибирской платформы описывается, что для одного литотипа пород упругие свойства пород могут отличаться из-за разного возраста отложений.

Р. А. Anderson [66] при отсутствии результатов лабораторных керновых исследований предложил связать значение коэффициента Пуассона со степенью глинистости породы, которая оценивается по результатам геофизических исследований:

$$\nu = 0,125 * A_{ГК} + \nu_0, \quad (1.40)$$

где $A_{ГК}$ – двойной разностный параметр по гамма-каротажу;

ν_0 – коэффициент Пуассона чистого песчаника.

Значения коэффициента Пуассона чистого песчаника могут находиться в широком диапазоне и для получения корректных значений необходимо проведение лабораторных исследований на образцах керна.

В работах Салимова В.Г., Салимова О.В., Насыбуллина А.В. [25, 67] рассматриваются вопросы технологического сопровождения ГРП, в т.ч. определения и применения геомеханических параметров для условий Республики Татарстан. В связи с отсутствием керновых исследований указанные авторы использовали зависимости по переводу динамических параметров в статические из работ различных авторов. Значения динамического и статического коэффициента Пуассона приняты равными, а нижней границей коэффициента Пуассона для карбонатных и глинистых пород Татарстана указывается значение 0,236.

На месторождениях Татарстана акустический каротаж проводится в исключительно малых объемах, что требует поиска зависимостей для расчёта геомеханических свойств на основе других геофизических методов.

1.4 Методы определения предельных напряженных состояний

Изменение действующих напряжений может послужить причиной разрушения горной породы, изменения объема порового пространства, активацией существующих разломов, изменения проводимости естественной трещиноватости и т.д.

В процессе техногенного воздействия (добыча пластового флюида, применение системы ППД, осуществление ГРП и т.д.) происходит изменение пластового давления, эффективных напряжений, режима напряжений, температуры, как на локальных участках, так и по месторождению в целом.

Условия, которые приводят к разрушению горной породы могут быть описаны критериями напряжений или так называемым критерием прочности.

Критерии прочности, описываемые через напряжения, являются наиболее распространенными для описания критериев прочности в механике горных пород. Большинство из них используют только минимальные и максимальные главные напряжения, без учёта промежуточного главного напряжения. Кривая огибающая

круги предельных напряжений, построенных в координатах (σ, τ) представляет собой критерий, называемый паспортом прочности горной породы.

С.А. Кулон в работе [68] рассмотрел зависимость касательных напряжений от приложенных нормальных напряжений. О. Мором была определена зависимость формул для напряжений с уравнением окружности и предложено откладывать нормальные напряжений по горизонтальной оси, а по вертикальной оси касательные напряжения. Построенные таким образом окружности получили название кругов Мора. Аппроксимированная прямая огибающая предельные круги напряжений является формой критерия разрушения Мора-Кулона:

$$\tau = \sigma \cdot \operatorname{tg} \varphi + C, \quad (1.41)$$

где τ – величина касательных напряжений, МПа;

C – значение когезии, МПа;

σ – величина нормальных напряжений, МПа;

φ – угол внутреннего трения.

А.А. Гриффитс [69] в своей работе по изучению прочности стекла сделал выводы о том, что прочность любого реального тела связана с наличием в нём дефектов и нарушений сплошности.

Е. Хоеком и Е.Т. Брауном в работе [70] предлагается использовать эмпирический критерий нелинейной формы, включающий применение параметров, учитывающих изменение прочности нетронутого массива при изменении нагрузок по причинам природного или техногенного характера:

$$\sigma_1 = \sigma_3 + \sigma_{сж} \cdot \left(m \cdot \frac{\sigma_3}{\sigma_{сж}} + s \right)^a, \quad (1.42)$$

где m, s, a – параметры зависящие от свойств породы.

М.М. Протодяконовым предложен критерий прочности [71] основанный на попытке определения общего уравнения предельной кривой на основе большого массива лабораторных данных. По методике М.М. Протодяконовым построение паспорта прочности предусматривает определение координат точек огибающей расчётным путём по эмпирическому уравнению:

$$\tau = \tau_{\max} \cdot \left(\frac{\sigma_k^2}{\sigma_k^2 + a^2} \right)^{3/8}, \quad (1.43)$$

где τ_{max} – максимальное сопротивление породы сдвигу при гипотетически полностью закрывшихся под действием давления трещинах и порах;

σ_k – нормальное напряжение относительно начала координат, перенесенного в точку пересечения огибающей с осью абсцисс;

a – параметр формы огибающей кривой.

В работе [72] приводится критерий прочности З.Т. Бенявского разработавшего нелинейный критерий прочности, предельная кривая которого, однако не учитывает зону растягивающих напряжений:

$$\sigma_1 = A\sigma_{сж}^{0,25}\sigma_3^{0,75} + \sigma_{сж}, \quad (1.44)$$

где A – эмпирическая константа.

Г.Н. Кузнецовым в своей работе [73] рассмотрел вопрос достаточности данных по пределам прочности на разрыв и одноосное сжатие для построения параболы характеризующей предельные состояния породы при любых напряжениях. Г.Н. Кузнецов предложил уравнения параболы второй степени, огибающей круга Мора в следующем виде:

$$\tau = \sqrt{(\sigma_p - \sigma)[2\sigma_p - 2\sqrt{\sigma_p(\sigma_p + \sigma_{сж})} + \sigma_{сж}]}, \quad (1.45)$$

где σ – напряжение, МПа.

Все предлагаемые методики построения паспортов прочности имеют различные ограничения по применимости в зависимости от типа пород, формы предельной огибающей, диапазона корректного описания границ предельных состояний. В связи с этим требуется проверка применимости критериев для геомеханических расчётов на основе результатов лабораторных экспериментов на образцах горных пород в различных напряженных состояниях для конкретного объекта разработки.

1.5 Методы моделирования напряженно-деформированного состояния массива горных пород

В.Мори и Д. Фурментро в работе [74] приводят, что в области добычи нефти и газа с 80-х годов 20 века главными задачами геомеханики являлись эффективности бурения скважин и прогноз техногенных геодинамических процессов.

К концу XX века на основе опыта разработки месторождений Северного моря и Мексиканского залива сформировалось самостоятельное направление «нефтегазовая геомеханика» - вобравшее в себя теорию и практику бурения, геологии, геофизики, лабораторных исследований упруго-прочностных свойств горных пород, гидравлического разрыва пластов, сейсмики и современное представление о тектонике Земли.

Как указано в работах Н. Ласта и др. [75], Р. Пламба и др. [76] в процессе решения проблем с устойчивостью ствола скважин на месторождении Кузиана в Южной Америке, компанией Schlumberger были определены принципы создания модели механических свойств (ММС). В основу ММС легли определение действующих напряжений, упруго-прочностных свойств горных пород, механизмы обрушения стенок скважины, корреляционные зависимости ГИС-керна для расчёта механических свойств пород по данным каротажа.

Развитие информационных технологий и рост вычислительных мощностей позволили создать специализированное программное обеспечение (далее ПО), в котором реализованы инструменты для геомеханического моделирования распространения упруго-прочностных свойств и напряжений.

Как отмечает М.В. Хлопцова [77] геомеханическое моделирование, как и геологическое и гидродинамическое моделирование, будет идти по пути создания постоянно действующих цифровых моделей став рутинной процедурой.

На рисунке 1.18 приведены решаемые геомеханическим моделированием задачи для основных направлений деятельности нефтедобывающих компаний.

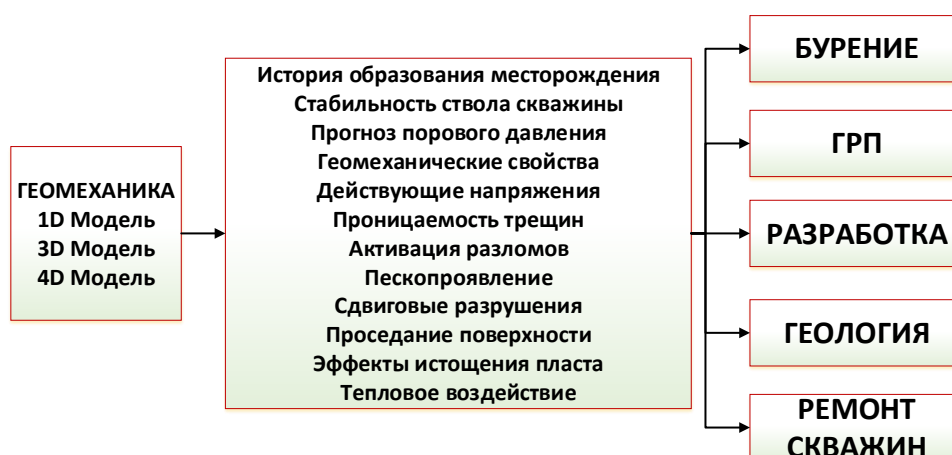


Рисунок 1.18 – Решаемые геомеханическим моделированием задачи

Программное обеспечение «Techlog» компании Schlumberger [78] (рисунок 1.19) осуществляет расчет геостатического давления, расчет упругих статических и динамических свойств, расчет окна безопасной плотности бурового раствора, прогноз порового давления, создание одномерной модели механических свойств, анализ устойчивости ствола скважины, анализ чувствительности параметров окна бурового раствора от угла и азимута траектории скважины на заданной глубине, учет температурных деформаций при расчете напряжений.

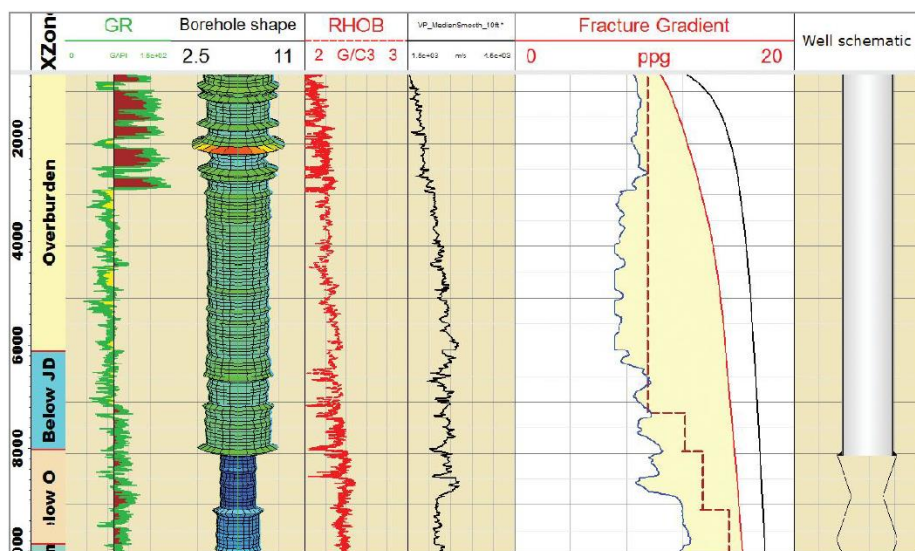


Рисунок 1.19 – Пример рабочего планшета ПО «Techlog» [78]

Компанией Baker Hughes предлагается комплексное решение [79] JewelSuite™. Построение MMC (рисунок 1.20) применяется для расчётов устойчивости ствола скважины, оптимизации траектории скважины и её конструкции в настоящее время находит применение в области проектирования

ГРП, влияния истощения на коллекторские свойства пласта, оценки изменения напряжений при добыче и закачке агентов для поддержания пластового давления, активации разломов и т.д.

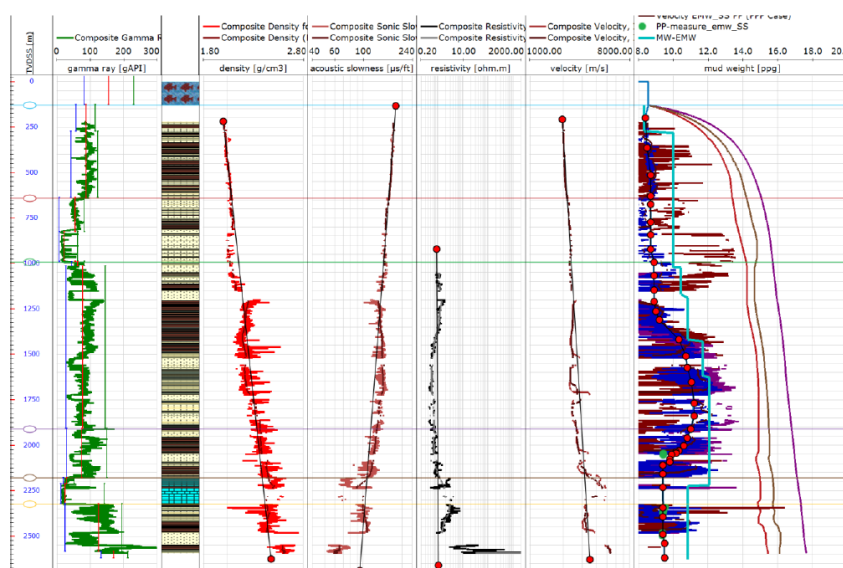


Рисунок 1.20 – Пример рабочего планшета модуля JewelSuite™ 1D Model [79]

В настоящее время и крупнейшие нефтяные компании России разрабатывают собственное геомеханическое ПО, что связано с рисками санкционных ограничений на зарубежное ПО, снижением затрат на закупку коммерческого ПО и желанием создать инструменты «под себя» с учётом специфики собственных объектов разработки.

ПАО «НК «Роснефть» [80] активно развивает проект по созданию собственного геомеханического ПО «RN-Сигма» (рисунок 1.21) для обеспечения широкого круга специалистов и повышения экономической и производственной эффективности нефтегазодобычи.

Помимо добывающих компаний свои решения на рынке начинают предлагать и сервисные компании АО «Литосфера» [81], НПО «Союзнефтегазсервис» [82] и др.

Предлагаемые ГК «Цифра» [83] решения направлены предотвращение буровых рисков и общего непроизводительного времени, снижение временных и материальных затрат на строительство скважин, увеличение сроков эксплуатации скважин.

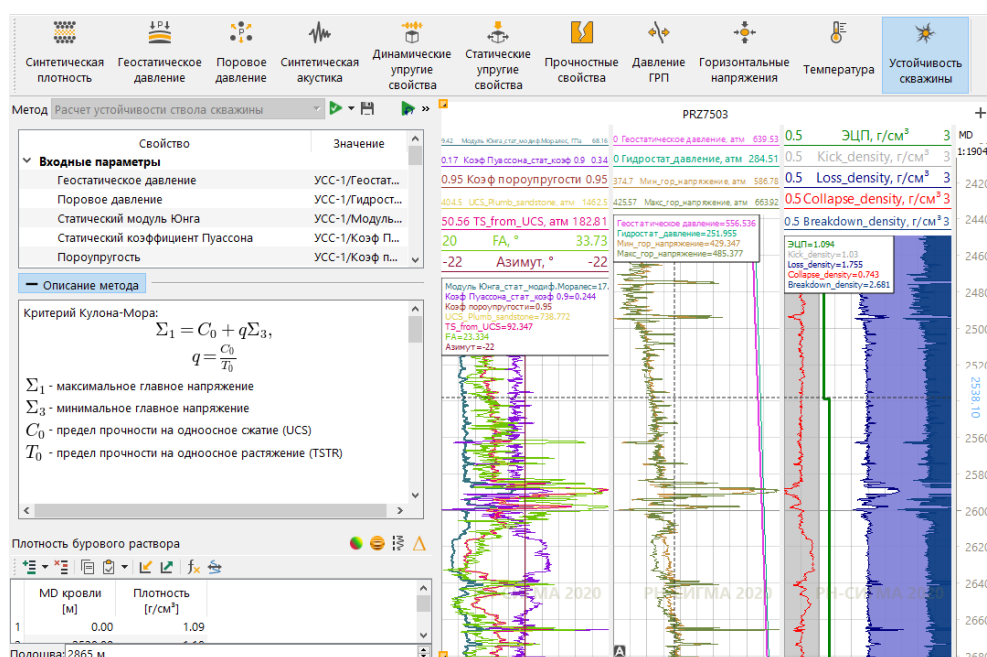


Рисунок 1.21 – Пример рабочего планшета в ПО «RN-Сигма» [80]

Этапы геомеханического моделирования. Процесс геомеханического моделирования включает в себя сбор и обработку большого массива разнообразных данных и включает в себя следующие основные пункты:

1. Анализ наличия и достаточности исходных данных по процессам бурения, конструкции скважин, ГРП, истории пластовых давлений, геофизическим исследованиям скважин (ГИС) и кернавым исследованиям.
2. Поиск или определением методик для построения петрофизических зависимостей ГИС-ГИС, ГИС-керна и восстановления отсутствующих данных.
3. Построение опорных одномерных 1D геомеханических моделей по скважинам с достаточным наличием данных. Этапы 1D геомеханического моделирования приведены на рисунке 1.22. Одномерные модели дают оценку прочностных и механических свойств разреза.



Рисунок 1.22 – Основные этапы 1D геомеханического моделирования

Исходные данные. Исходные данные, включающие в себя большой массив сведений из различных источников, требуют проверки на корректность,

достаточность и точность. Согласованность данных крайне важно для при построении геомеханической модели, которая сводит в себе всю информацию от бурения до разработки в виде математической модели. Качество и полнота данных напрямую влияет на точность получаемых результатов. Сбор исходных данных проводится по следующим направлениям:

1. Геологическая информация - карты расположения скважин на месторождении, структурные карты по кровле коллектора, выше и ниже лежащих горизонтов, карты разломов, стратиграфический разрез, литология моделируемого разреза, 3D геологическая модель.

2. Геофизические исследования – различные виды каротажа (акустический DTP-DTS, плотностной, ГК, НГК, сопротивление, каверномер, определение пластового давления, гидродинамические испытания скважин, результаты сканирования стенок скважин, определение ориентации напряжений).

3. Данные бурения – отчёты по бурению, паспорта скважин, конструкция скважин, отчёты по применяемым растворам, плотности применяемых растворов, механический каротаж, инклинометрия, испытания при бурении.

4. Результаты процессов ГРП – запись давлений в процессе ГРП и после остановки закачки, анализ давлений, определение давлений смыкания трещин и градиента гидроразрыва.

5. Сейсмические данные – амплитудные кубы по времени и глубине, кубы интервальных (пластовых) скоростей по глубине и времени, отчёт по обработке сейсмики.

6. Результаты геомеханических исследований керна – скорости продольных и поперечных волн, динамические модуль Юнга и коэффициент Пуассона, определение деформационных характеристик и статических модуля Юнга и коэффициента Пуассона, угол внутреннего трения, сцепление (когезия), пределы прочности на одноосное и трехосное сжатие, растяжение.

На основе собранных исходных данные в специализированном программном обеспечении для геомеханического моделирования осуществляются расчёты геомеханических свойств, даётся оценка профиля напряженного состояния

и прогноз его изменения в зависимости, например, от величины пластового давления или для различных вариантов траектории скважины.

Выводы к главе 1

1. Нефтегазовая геомеханика развивая собственную теорию и инструменты исторически стоит на уже имеющихся основах механики грунтов, механики сплошных сред и деформируемого твердого тела. Современное состояние проработки вопросов нефтегазовой геомеханики позволяет применять всю имеющуюся теоретическую базу и знания для прогнозирования напряженного состояния объекта.

2. Многолетний опыт добывающих компаний подтверждает экономическую целесообразность применения инструментов геомеханики в процессах оптимизации бурения, ГРП, разработки нефтегазовых месторождений в сложных условиях, старых месторождений с истощенными коллекторами и нетрадиционных коллекторов.

3. Разнообразие условий и особенностей объектов разработки требуют поиска индивидуальных решений. Для учёта региональной специфики геомеханических свойств горных пород месторождений Республики Татарстан требуется проведение исследований геомеханических свойств керна и широкого спектра геофизических скважинных исследований по всему разрезу рассматриваемых объектов. Имеющиеся сведения о напряженном состоянии месторождений носят разрозненный характер, результаты проведённых исследований практически не применяются. Для большинства расчётов используются справочные значения и зависимости, полученные различными авторами для месторождений других регионов и т.д. Внедрение в производственную деятельность геомеханики требует консолидации имеющихся сведений и уточнения или изменения принятых подходов.

5. Геомеханическая модель соединяет в себе значительный объем данных из большого количества источников, требующих трудоёмкого анализа, проверки качества, корректности и сопоставимости исходной информации, что может быть ускорено с применением вычислительных мощностей и специализированных программных продуктов. Программное обеспечение для геомеханического моделирования полного цикла представлено коммерческими решениями западных компаний. При наличии возможности целесообразно разрабатывать собственные программные продукты с реализацией возможностей, не предоставляемых унифицированными коммерческими предложениями.

ГЛАВА 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОМПОНЕНТ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

2.1 Краткая характеристика

В Республике Татарстан находится большое количество нефтяных месторождений (рисунок 2.1). Нефтеносные территории Республики Татарстан занимают четверть её территории. Промышленные запасы нефти относятся к карбонатным отложениям каменноугольного периода и к девонским терригенным отложениям. Среди крупных месторождений выделяются Бавлинское, Ново-Елховское и Ромашкинское – относящиеся к крупнейшим в мире.

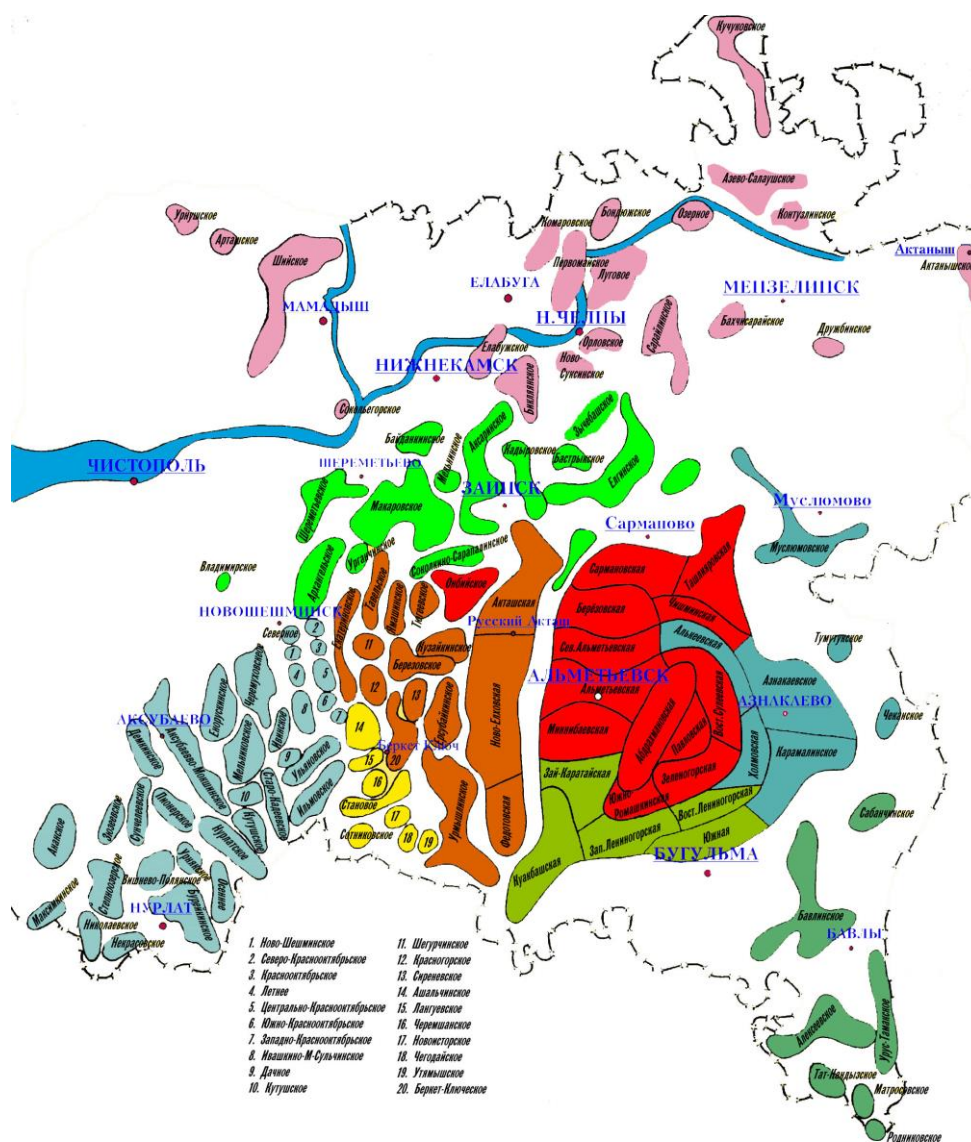


Рисунок 2.1 – Карта размещения нефтяных месторождений Республики Татарстан

Ромашкинское месторождение территориально приурочено к юго-восточной части Татарстана и является крупнейшим многообъектным и многопластовым месторождением платформенного типа Волго-Уральской провинции. В административном отношении Ромашкинское нефтяное месторождение находится на землях Альметьевского, Лениногорского, Сармановского, Бугульминского, Азнакаевского районов Республики Татарстан [84].

Месторождение открыто в 1942 году, в промышленную разработку введено в 1945 году. Разведка месторождения длилась около 50 лет, когда шло оконтуривание и были разведаны основные запасы нефти. Недропользователем является ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

Основным объектом эксплуатации являются залежи нефти терригенного девона – пашийский и кыновский горизонты (рисунок 2.2).

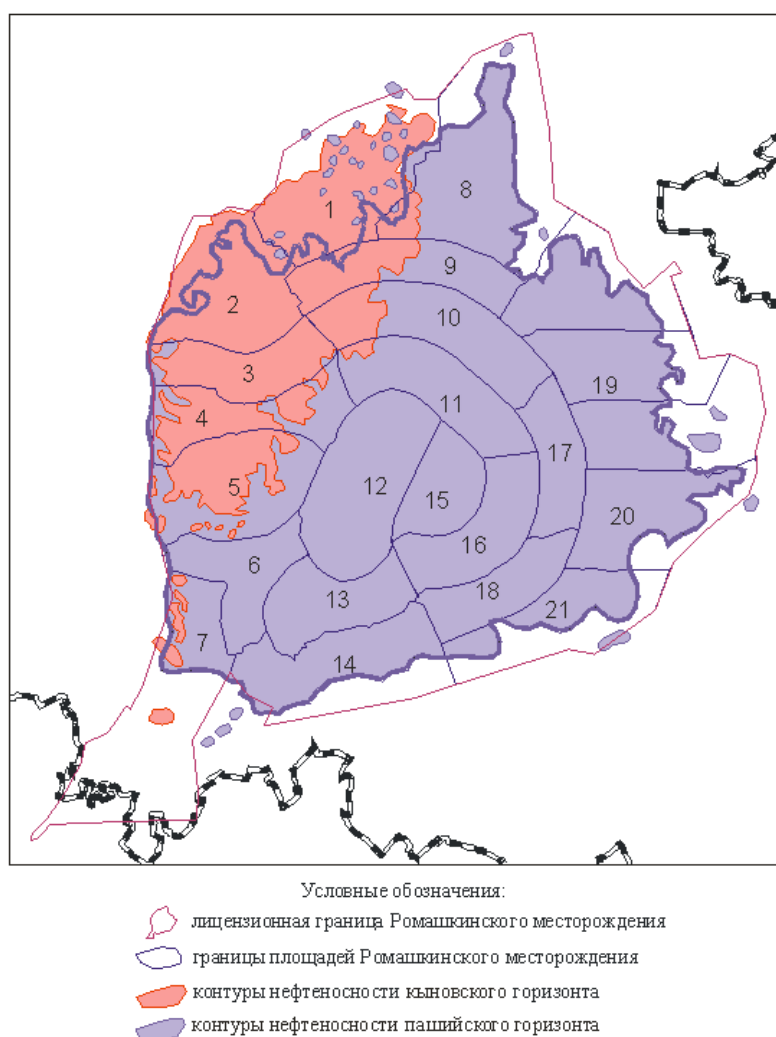


Рисунок 2.2 – Схема расположения площадей Ромашкинского месторождения

На долю этих горизонтов приходится 79,3 % разведанных запасов. Следующими по промышленной значимости являются терригенно-карбонатные отложения нижнего карбона, содержащие 10,9 % разведанных запасов месторождения. В карбонатных отложениях девона (данково-лебедянский и мендым-семилукский горизонты), а также терригенных отложениях живетского яруса среднего девона содержится в сумме 2,7 % разведанных запасов месторождения. Промышленное значение имеют также залежи верхнетурнейского подъяруса нижнего карбона и верейско-башкирско-серпуховские отложения среднего карбона, к которым приурочено 7,1 % разведанных запасов. Остальные горизонты ввиду локальной нефтеносности и небольших размеров представляют меньший промышленный интерес. Сводный геологический разрез РТ приведён на рисунке 2.3.

ПАЛЕОЗОИЧЕСКАЯ																	КАМЕННОУГОЛЬНАЯ		ДЕВОНСКАЯ																
ГРУППА	СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	ПОДЪЯРУС	НАДГОРИЗОНТ	ГОРИЗОНТ	МОЩНОСТЬ, М	ЛИТОЛОГИЯ	ПЛАСТЫ-КОЛЛЕКТОРЫ	ОТРАЖАЮЩИЕ ГОРИЗОНТЫ, РЕПЕРА	КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ПОРОД																								
КАИНЗОЙСКАЯ	ЧЕТ ВЕРХНИЙ ЧАСТ						0-10				Суглинки, алевролиты, пески, гравий																								
	НЕОГЕНОВАЯ						0-250				Глины вязкие, пластичные, серые, буровато-серые. Пески рыхлые, гравий кварцевого состава																								
ПЕРМСКАЯ	ВЕРХНИЙ		Татарский				5-25		Кш-5 Кш-4 Кш-3 Кш-2 Кш-1 Вр-6 Вр-5 Вр-4 Вр-3 Вр-2 Вр-1 Бш-2 Бш-1	Рр"у"	Переслаивание глин, песчаников, мергелей и известняков																								
			Казанский				14-60				Переслаивание известняков, доломитов, песчаников, алевролитов и глин																								
			Уфимский				40-190				Переслаивание глин, песчаников, алевролитов и известняков																								
		НИЖНИЙ	Сакмарский				103-140				Доломиты, известняки перекристаллизованные с включениями гипса																								
			Ассельский				15-60				Переслаивание доломитов, известняков перекристаллизованных, с прослоями окремнелых с частыми конкрециями кремния.																								
			Касимовский-Гжелский				30-50				Известняки серые, желтовато-серые, тонкозернистые, доломитизированные, с включениями аргиллита; доломиты серые, тонкозернистые, окремнелые, прослоями глинистые, с прослоями гипса																								
	СРЕДНИЙ		Московский				75-130					Смх Сал Стп-2-4 С66 С66-1 С66-2 и т.д.	"Со"	Известняки и доломиты с тонкими прослоями зеленовато-серых глин. Породы часто окремнелые и сульфатизированы																					
				Каширский										50-70	Известняки серые, коричневато-серые, органогенно-обломочные, глинистые доломиты, мергеля, с участками нефтенасыщенные (в пл. Кш-1, Кш-2, Кш-3, Кш-4, Кш-5)																				
				Верейский										17-42	Представлен двумя пачками пород. Нижней карбонатной в различной степени нефтенасыщенными (пласты Вр-1, Вр-2, Вр-3, Вр-4, Вр-5) верхней- карбон.-терригенной																				
			Серпуховский				20-42							Известняки серые, органогенно-обломочные, прослоями перекристаллизованными, неоднородные, прослоями нефтенасыщенные (пласты Бш-1, Бш-2)																					
				Протвинский										80-110	Известняки и доломиты серые, кристаллически-зернистые, трещиноватые, прослоями кавернозные																				
				Тарусский-Стешевский										100-125	Известняки темносерые, мелко-зернистые и доломиты коричневато-серые, плотные, перекристаллизованные, сахаровидные																				
	НИЖНИЙ	ВИЗЕЙСКИЙ	ВЕРХНИЙ	Окский	Михайловско-Веневский									14-25		Скз Счр	"С"	Аргиллиты углистые, алевролиты и песчаники с прослоями глинистых известняков, участками нефтенасыщенные.																	
					Алексинский									1-57				Песчаники, алевролиты, аргиллиты в различной степени нефтенасыщенные с незначительными прослоями углисто-глинистых сланцев и углей																	
					Тульский									0-21				Аргиллиты темносерые, алевролиты темно-серые, сильно-глинистые до перехода в аргиллит, углистые																	
			НИЖНИЙ	Касимовский-Малынский	Радаевский									0-25				Известняки серые, органогенно-обломочные, прослоями перекристаллизованными, неоднородные, прослоями нефтенасыщенные (пласты Бш-1, Бш-2)																	
					Елховский									0-25				Известняки темносерые, алевролиты темно-серые, сильно-глинистые до перехода в аргиллит, углистые																	
					Кизеловский									0-25				Известняки коричневатого-серые, мелкозернистые, участками нефтенасыщенные																	
ВЕРХНИЙ	ФАМЕНСКИЙ	ВЕРХНИЙ	Шураковский	Черепетский			0-45		До Д-I Д-II Д-III	Рр "аяксы"				Известняки коричневатого-серые, мелкозернистые, прослоями интенсивно нефтенасыщенные																					
				Упинский			0-45							Известняки светло-желтовато-серые, коричневато-серые и темно-серые, неравномерно пористые, трещиноватые, участками нефтенасыщенные																					
				Малевский			60-86							Известняки серые, светло-серые, часто перекристаллизованные и доломиты серые с включениями ангидрита и гипса																					
			НИЖНИЙ	Заволжский			56-80							Известняки светло-серые, белые, прослоями глинистые, участками перекристаллизованные. Доломиты с включениями гипса и ангидрита																					
				Данково-Лебедянский			95-200							Известняки светло-серые, разномзернистые, прослоями сильно перекристаллизованными, часто доломитизированными, с прослоями мергелей и глин, участками окремнелые																					
				Елецкий			80-180							Известняки светло-серые, коричневато-серые, часто глинистые с прослоями мергелей, окремнелые																					
СРЕДНИЙ	ФРАНКСКИЙ	ВЕРХНИЙ		Задонский			23-65					Рр "аяксы"	Рр"ср. известняк"	Известняки серые, разномзернистые, прослоями сильно перекристаллизованными, часто доломитизированными, с прослоями мергелей и глин, участками окремнелые																					
				Евланово-Ливенский			23-45							Известняки серые, разномзернистые, прослоями сильно перекристаллизованными, часто доломитизированными, с прослоями мергелей и глин, участками окремнелые																					
				Воронежский			15-25							Известняки серые, разномзернистые, прослоями сильно перекристаллизованными, часто доломитизированными, с прослоями мергелей и глин, участками окремнелые																					
			НИЖНИЙ	Мендымский			30-36							Известняки серые, разномзернистые, прослоями сильно перекристаллизованными, часто доломитизированными, с прослоями мергелей и глин, участками окремнелые																					
				Семилукский (Доманиковский)			0-10							Известняки серые, разномзернистые, прослоями сильно перекристаллизованными, часто доломитизированными, с прослоями мергелей и глин, участками окремнелые																					
				Саргаевский			6-25							Известняки серые, разномзернистые, прослоями сильно перекристаллизованными, часто доломитизированными, с прослоями мергелей и глин, участками окремнелые																					
СРЕДНИЙ	ЖИВЕТСКИЙ			Кыновский (Тиманский)			40-50								Рр"ср. известняк"	Рр"ср. известняк"	Известняки серые, разномзернистые, прослоями сильно перекристаллизованными, часто доломитизированными, с прослоями мергелей и глин, участками окремнелые																		
				Пашийский			6-25										Известняки серые, разномзернистые, прослоями сильно перекристаллизованными, часто доломитизированными, с прослоями мергелей и глин, участками окремнелые																		
				Муллинский			40-50										Известняки серые, разномзернистые, прослоями сильно перекристаллизованными, часто доломитизированными, с прослоями мергелей и глин, участками окремнелые																		
				Ардатовский (Старооскольский)			40-50										Известняки серые, разномзернистые, прослоями сильно перекристаллизованными, часто доломитизированными, с прослоями мергелей и глин, участками окремнелые																		
							40-50										Известняки серые, разномзернистые, прослоями сильно перекристаллизованными, часто доломитизированными, с прослоями мергелей и глин, участками окремнелые																		
							40-50										Известняки серые, разномзернистые, прослоями сильно перекристаллизованными, часто доломитизированными, с прослоями мергелей и глин, участками окремнелые																		
КАРБОНАТНАЯ																	Представлен двумя пачками пород: нижней песчано-алевритовой, верхней- алевролитно-аргиллитовой (пласт Д-II)																		
																	Сложен нижней песчано-алевритовой и верхней глинисто-карбонатной пачками																		
																	Гранито-гнейсы с включениями полевых шпатов																		

Условные обозначения



Рисунок 2.3 – Сводный геологический разрез РТ

2.2 Характеристика литологического строения кыновских и пашийских отложений Республики Татарстан

Описание основных терригенных горизонтов девона представлено в труде Т.Е. Даниловой и др. [85], вобравшем многолетние исследования нефтегазоносных горизонтов восточной части Республики Татарстан.

В работах И.А. Антропова и Г.П. Батанова [86], Е.Д. Войтовича и Н.С. Гатиятуллина [87] отмечается, что формирование продуктивных горизонтов нижнефранского яруса происходило в условиях мелководного моря.

Пашийский горизонт. Верхней границей продуктивного пашийского горизонта является карбонатный репер «верхний известняк», распространённый практически повсеместно в Татарстане.

В работах Т.Е. Даниловой и И.К. Байдовой [88], А.И. Кринари [89] в строении пашийского горизонта (D_1) отмечаются следующие закономерности:

1. Широкое площадное развитие мощных песчано-алевритовых толщ.
2. На Ромашкинском месторождении представлены наиболее полные разрезы пашийского горизонта.
3. Уменьшение глинистости по разрезу сверху вниз, до полного отсутствия глинистого цемента в пластах $D_{1-Г}$.
4. Большое количество участков слияний пластов и пропластков пашийского горизонта образует единый гидродинамический резервуар.

Кыновский горизонт. Нефтеносный кыновский горизонт D_0 является вторым по промышленным запасам нефти, имеет менее сложное строение и меньшую толщину пластов-коллекторов по сравнению с пашийским горизонтом.

Согласно Т.Е. Даниловой и др. [85] к основным особенностям горизонта D_0 относятся:

1. Ритмичное чередование пластов-коллекторов и глинистых разделов.
2. Большая роль глинистых пород в сложении горизонта.
3. Меньшее площадное развитие коллекторов.

4. Выдержанность карбонатных прослоев – реперных пачек.

Продуктивные горизонты D_0 и D_1 представлены литологически близкими породами, которые по фракционному составу подразделяются на 6 групп:

I. Песчаники разномзернистые и среднезернистые.

II. Песчаники мелкозернистые и их алевроитовые разности.

III. Алевролиты крупнозернистые и их песчаные разности.

IV. Алевролиты разномзернистые, песчаные.

V. Алевролиты мелкозернистые, глинистые разности алевролитов и песчаников.

VI. Пелиты кварцевые, аргиллиты.

В работе, посвященной изучению трещиноватости пород терригенной толщи девона Т.Е. Данилова [90] отмечает, что уже литифицированные породы подвергались воздействию тектонических напряжений, под воздействием которых формировались тектонические трещины значительной протяженности иногда с незначительными сдвигами. Трещины имеют вертикальную и горизонтальную ориентацию, что свидетельствует о преобладающих горизонтальных напряжениях над вертикальными в момент образования трещин.

Среднее значение коллекторских свойств кыновско-пашийских отложений принятые при проектировании разработки, составляет для пористости 0,199 единиц, нефтенасыщенности – 0,829 единиц, проницаемости - 0,374 мкм².

2.3 Плотность пород Ромашкинского месторождения

На Ромашкинском месторождении основным методом определения плотности горных пород вдоль ствола скважины является плотностной гамма-каротаж (ГГК). Данный метод основан на измерении характеристик полей рассеянного γ -излучения, возникающего при облучении горных пород источником γ -квантов.

Согласно различным авторам [91, 92, 93] плотность осадочных пород (таблица 2.1) колеблется в диапазоне 1200-3000 кг/м³, наиболее распространённый диапазон 1,7-2,7 г/см³.

Таблица 2.1 – Плотность осадочных пород [87]

Порода	Пределы изменений, кг/м ³	Наиболее часто встречающееся значение, кг/м ³
Глина	1200-2400	-
Аргиллит	1700-2900	2300-2400
Алевролит	1800-2800	2300-2500
Песчаник	2000-2900	2500-2650
Известняк	1800-2900	2600-2700
Доломит	1900-3000	2600-2800

Для расчёта литостатического напряжения необходимо наличие сведений о плотности пород начиная с земной поверхности до рассматриваемой глубины.

При проведении плотностного каротажа запись кривой плотности в скважинах Ромашкинского месторождения обычно начинается с алексинского горизонта и не захватывает верхней части разреза (рисунок 2.4), поэтому неохваченная часть восстанавливается экстраполяцией.

Плотность пород поверхностных грунтов (рисунок 2.5), представленных пролювиально-делювиальными отложениями четвертичного возраста перекрывающие верхнепермские элювиальные отложения, определялась в ходе лабораторных исследований при проведении инженерно-геологических изысканий. Усреднённые результаты (таблица 2.2) этих исследований были взяты за начальную точку при построении кривой восстановления тренда плотности до алексинского горизонта.

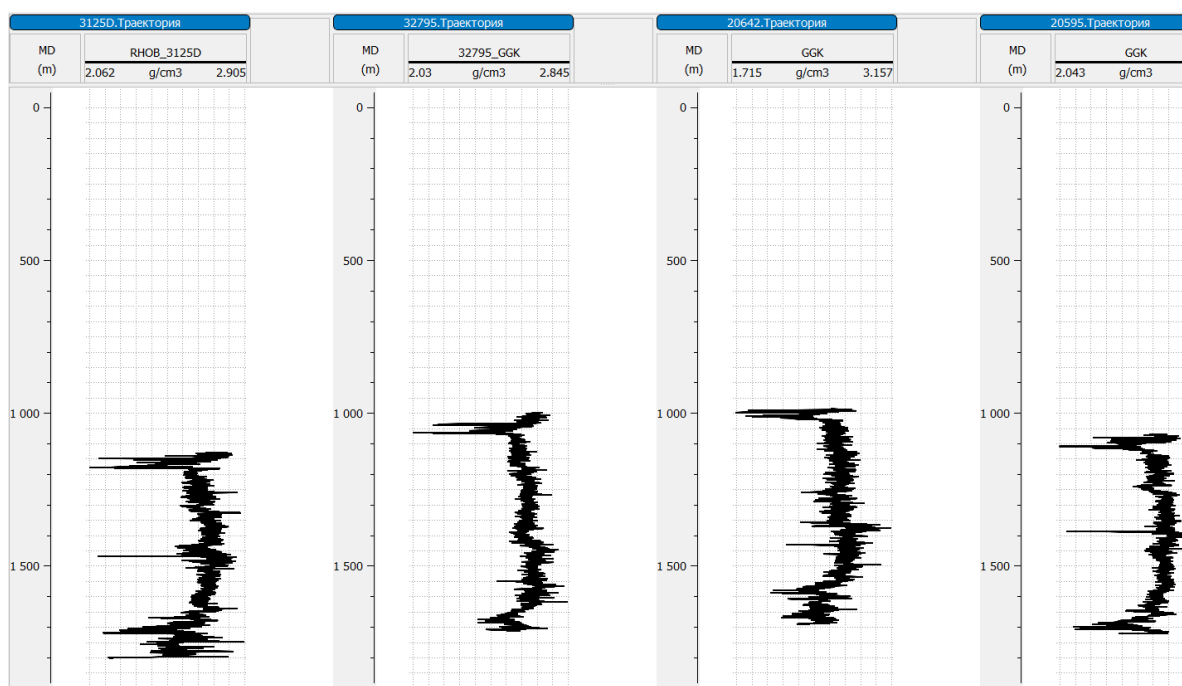


Рисунок 2.4 – Пример отсутствия данных плотностного каротажа в верхней части разреза

Таблица 2.2 – Плотность грунтов РТ

Литология	Глубина отбора проб	Интервал значений плотности, кг/м ³	Среднее значение плотности, кг/м ³
Элювиальные песчаники	до 130 м	1980-2220	2110
Элювиальные алевролиты		1890-2320	2140
Элювиальные глины		1660-2210	2020
Элювиальный известняк		2110-2220	2170

По данным плотностного каротажа, проведенного в скважинах Ромашкинского месторождения в интервале алексинского и пашийского горизонтов, плотность пород варьируется в диапазоне от 1800 до 3000 г/см³. Гистограмма распределения значений плотности приведена на рисунке 2.6.

Для экстраполяции значений плотности в интервале отсутствия значений была построена линия по логарифмическому тренду:

$$\rho_{\text{ext}} = a + b \cdot \ln(\text{TVD}) \quad (2.1)$$

где, ρ_{ext} – экстраполированная плотность горной породы, кг/м³;

a – расчётный коэффициент, принимаемый равным средней плотности глин на поверхности, в данном случае 2000 кг/м³;

b – безразмерный расчётный коэффициент, принятый равным 93.

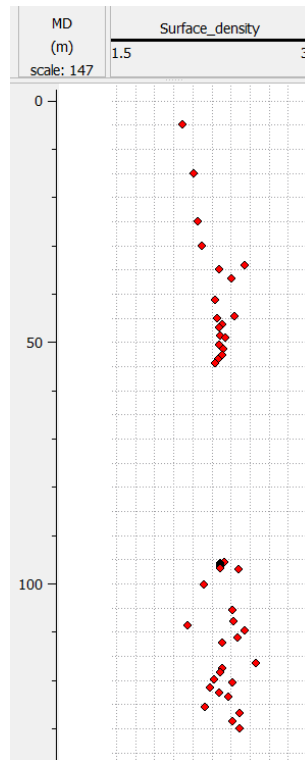


Рисунок 2.5 – Плотность пород поверхностных грунтов

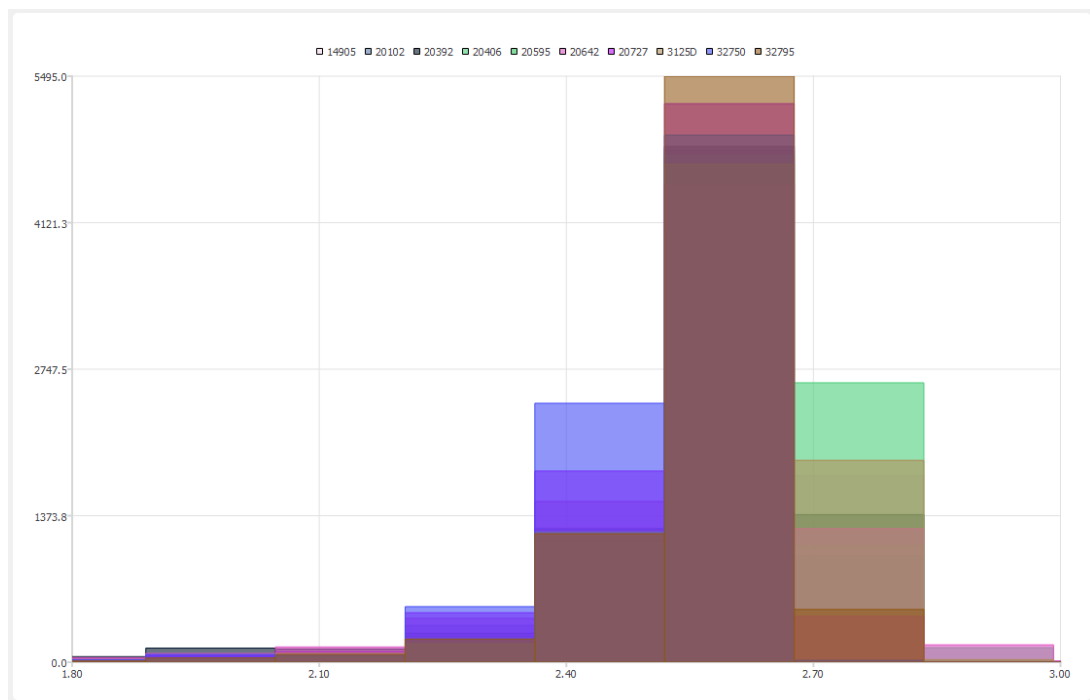


Рисунок 2.6 – Гистограмма распределения плотности по данным каротажа в скважинах Ромашкинского месторождения

По рассчитанной экстраполированной плотности и плотностному каротажу (рисунок 2.7) наблюдается тренд увеличения плотности, что обусловлено уплотнением горных пород с глубиной.

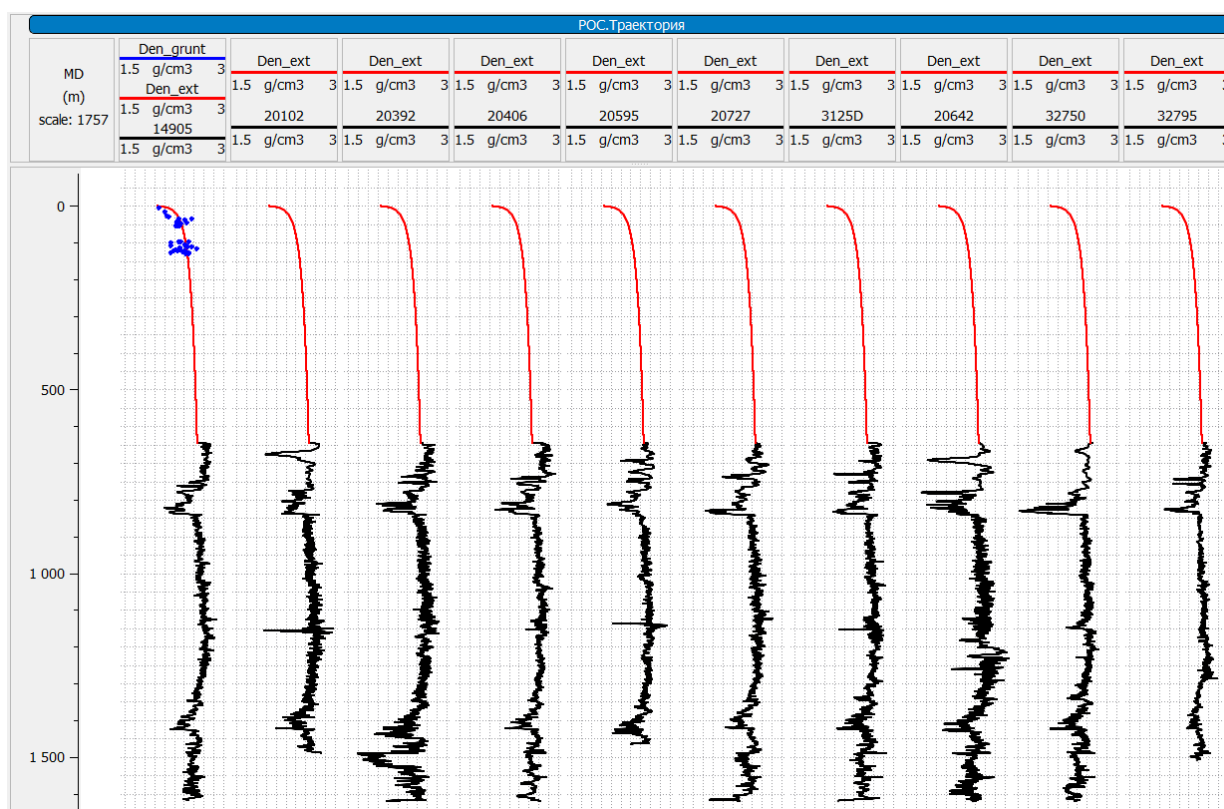


Рисунок 2.7 – Экстраполированная плотность горных пород верхней части разреза

При отсутствии плотностного каротажа возможно применение методики Гарднера [4] для расчёта плотности по акустическому каротажу с подбором коэффициентов α и β .

По имеющемуся акустическому каротажу, проведенному в скважинах Ромашкинского месторождения коэффициент α принят равным 0,25, а индекс $\beta = 0,275$ при V выраженной в м/с формула (1.2) выглядит следующим образом:

$$\rho = 0,25 \cdot V_p^{0,275} \quad (2.2)$$

Т.к. скорость продольной волны величина, рассчитанная из интервальной скорости продольной волны DTP (формула 2.2), то более удобным будет расчёт плотности горной породы сразу по значению DTP и тогда формула (2.2) будет выглядеть следующим образом:

$$V_p = \frac{10^6}{DTP} \quad (2.3)$$

$$\rho = 0,25 \cdot (10^6 \cdot DTP^{-1})^{0,275} = 0,25 \cdot 10^{1,65} \cdot DTP^{-0,275} \quad (2.4)$$

$$\rho = 11,167 \cdot DTP^{-0,275} \quad (2.5)$$

Сравнение синтетических кривых плотности, полученных по формуле (2.5), с фактическими кривыми ГГК приведено на рисунке 2.7 и показывает хорошее

совпадение в основной части разреза. По полученным результатам (рисунок 2.8) видно, что полученная формула (2.5) даёт заниженные результаты в глинах саргаевского, кыновского и пашийского горизонтах. Для интервалов глин данных горизонтов применены увеличенные коэффициенты $\alpha = 0,26$, $\beta=0,28$ и плотность глин $\rho_{\text{гл}}$ будет определяться по следующей формуле:

$$\rho_{\text{гл}} = 12,44 \cdot \text{ДТР}^{-0,28} \quad (2.6)$$

Результаты построения синтетических кривых плотности с учётом соответствующих коэффициентов α и β приведен на рисунке 2.9.

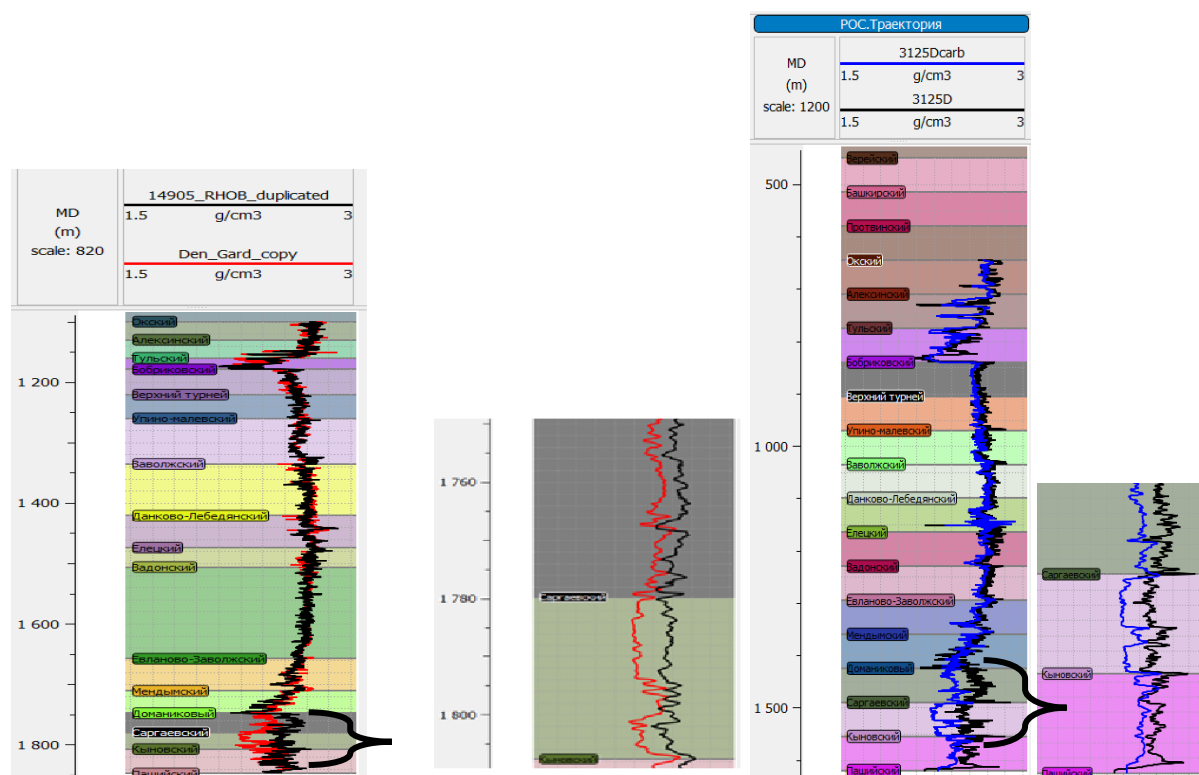


Рисунок 2.8 – Сравнение синтетических и фактических кривых плотности

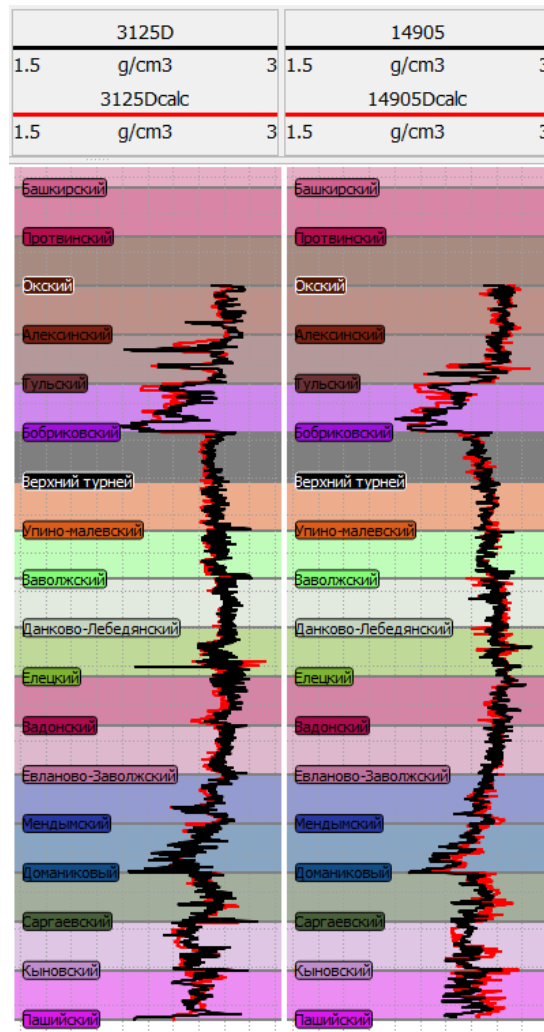


Рисунок 2.9 – Сравнение синтетических и фактических кривых плотности с учётом соответствующих коэффициентов α и β

Таким образом возможно получение данных о плотности горных пород по разрезу на основе плотностного и акустического каротажей с применением восстановления плотности в интервалах отсутствия данных по экстраполированной линии тренда.

2.4 Вертикальное горное напряжение для Ромашкинского месторождения

Плотность горных пород по основной части разреза Ромашкинского месторождения достаточно хорошо представлена данными плотностного каротажа ГГК-П, что позволяет рассчитать вертикальное горное напряжение, действующее в регионе. Различная плотность горных пород по горизонтам влияет на градиент литостатического напряжения, что может быть не учтено при использовании зависимостей с единым градиентом по всей глубине.

На рисунке 2.10 представлены результаты расчётов регионального литостатического напряжения и его градиента на основе имеющегося плотностного каротажа в скважинах Ромашкинского месторождения, а также по формулам (1.4, 1.5) приведенных в работах Б.Г. Бреди и Е.Т. Брауна [6], А.Б. Макарова [7], С. В. Смолича и В. А. Бабелло [5].

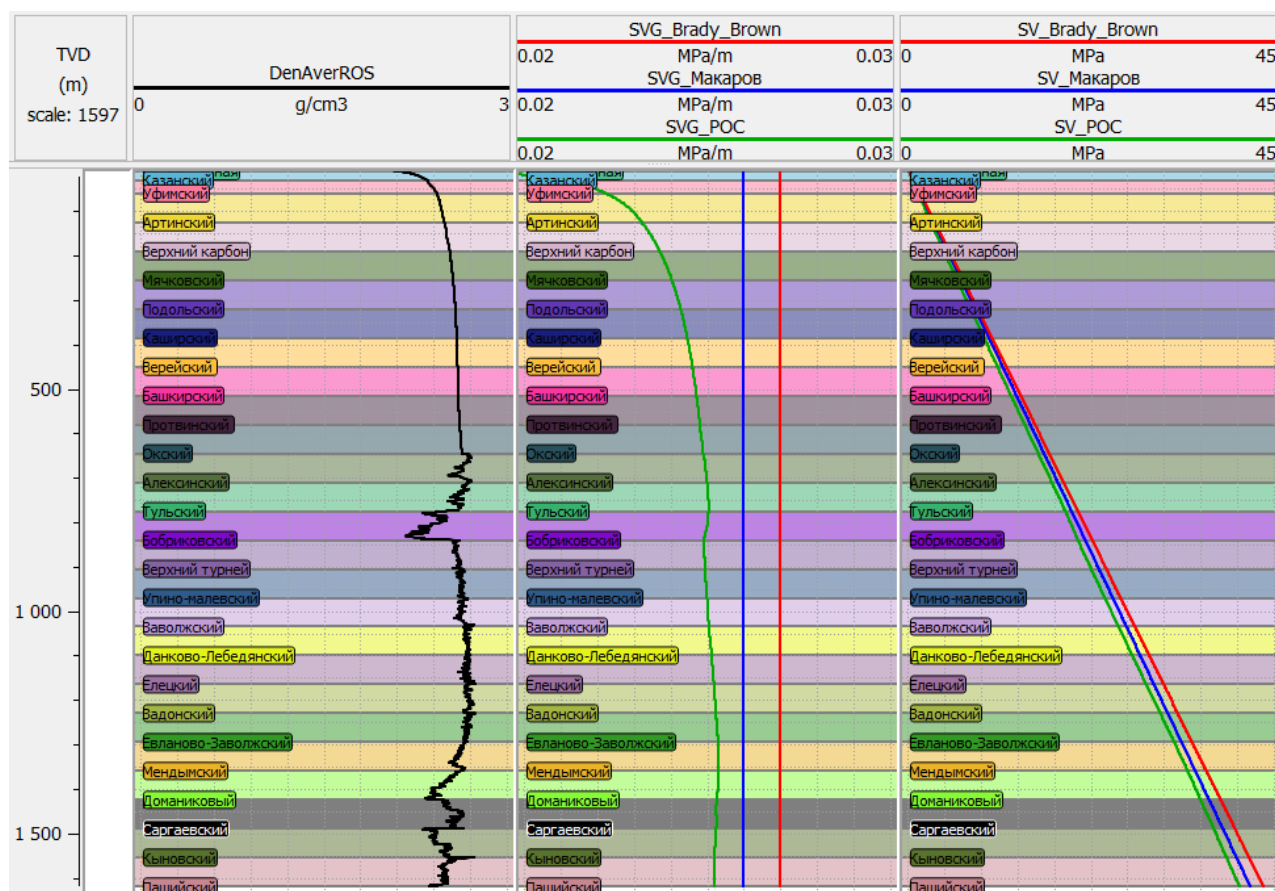


Рисунок 2.10 – Сравнение расчётных и фактического литостатического напряжения Ромашкинского месторождения

Предлагаемые указанными авторами формулы дают завышенные значения по сравнению с фактическими данными и для Ромашкинского месторождения рекомендуется использовать зависимость с использованием данных таблицы 2.3:

$$S_{vi} = SVG_i * TVD \quad (2.7)$$

где, S_{vi} – вертикальное горное давление необходимого пласта, МПа;

SVG_i – градиент вертикального горного давления для необходимого пласта.

Таблица 2.3 – Градиенты литостатического напряжения по горизонтам Ромашкинского месторождения

Ярус/Горизонт	Градиент литостатического напряжения, МПа/м
Четвертичная	0,01629
Казанский	0,02014
Уфимский	0,02175
Артинский	0,02282
Верхний карбон	0,02348
Мячковский	0,02388
Подольский	0,02416
Каширский	0,02437
Верейский	0,02453
Башкирский	0,02466
Протвинский	0,02476
Окский	0,02485
Алексинский	0,02495
Тульский	0,02503
Бобриковский	0,02499
Верхний турней	0,02492
Упино-малевский	0,02497
Заволжский	0,02502
Данково-Лебедевский	0,02510
Елецкий	0,02515
Задонский	0,02521
Евланово-Заволжский	0,02527
Мендымский	0,0253
Доманиковский	0,02529
Саргаевский	0,02525
Кыновский	0,02522
Пашийский	0,02519

2.5 Пластовое давление Ромашкинского месторождения

Гидрогеологические и характеристика режима водонапорного бассейна приведены в технологических схемах разработки Ромашкинского месторождения. На месторождения установлено наличие девяти гидрогеологических комплексов, в пределах которых состав вод водоносных горизонтов характеризуется близостью ввиду наличия гидродинамической связи. В то же время, активная гидродинамическая связь между комплексами, как правило, затруднена из-за наличия водоупоров, которые в кыновском горизонте и среднефранском подъярусе девона, в верхах яснополянского надгоризонта и низах окского горизонта нижнего карбона, в верейском горизонте среднего карбона и иногда в уфимском ярусе верхней перми в основном представлены глинистыми, глинисто-карбонатными и, реже, карбонатными породами. Кроме того, выделяются три гидрохимические зоны, содержащие хлоридные (водоносные комплексы архейско-протерозойских, рифейско-вендских, девонских и каменноугольных отложений), сульфатные (зона от намюрских до уфимских отложений) и гидрокарбонатные (начиная от отложений верхней перми и выше) воды. В таблице 2.4 приведены плотности пластовых флюидов по разрезу принятые при проектировании разработки Ромашкинского месторождения. Минерализация пластовых вод возрастает с глубиной, от 3 - 5 г/л для уфимского, казанского и татарского ярусов до 230-250 г/л для среднего и верхнего девона.

Таблица 2.4 – Свойства пластовых вод Ромашкинского месторождения

Горизонт	C ₂ vt	C ₂ b	C ₁ s	C ₁ al	C ₁ tl	C ₁ bb	C ₁ ksl	D ₃ zv	D ₃ dl	D ₃ el	D ₃ md	D ₃ sm	D ₃ f	D ₃ ps	D ₂ ml
Плотность, кг/м ³	1093	1040	1036	1160	1150	1160	1168	1161	1165	1169	1165	1165	1179	1180	1186

Гидростатическое давление в пласте, до начал влияния на него процесса разработки, определяется весом столба пластовых вод, насыщающих горизонты по вертикали от поверхности и до рассматриваемой глубины (рисунок 2.11).

М.Д. Белонин и др. [94] выделяют условное гидростатическое давление, создаваемое столбом жидкости плотностью 1000 кг/м^3 и нормальное – создаваемое весом минерализованной воды плотностью $1000\text{-}1100 \text{ кг/м}^3$.

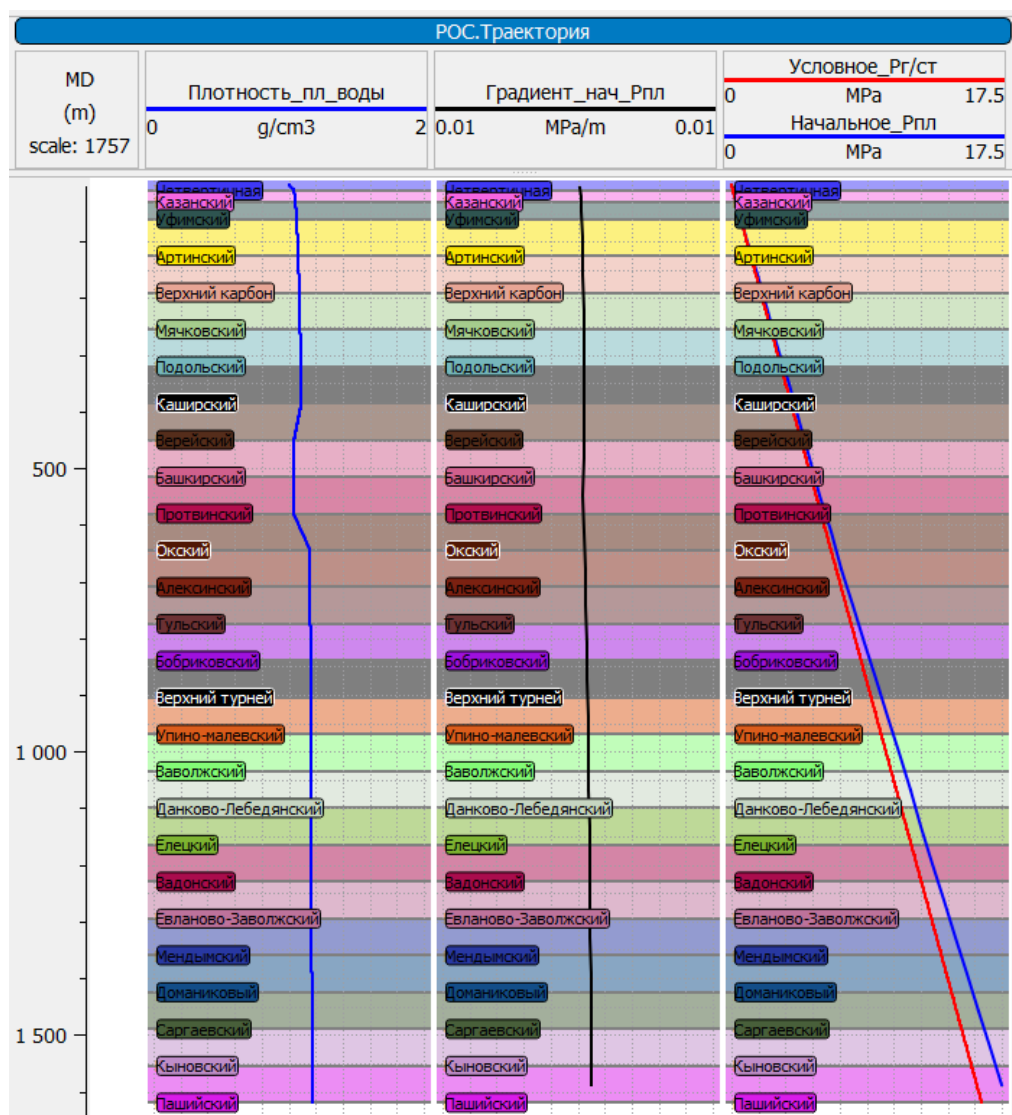


Рисунок 2.11 – Плотность пластовых вод и сравнение начального пластового давления с условным гидростатическим

Согласно первым документам по разработке и анализу разработки Ромашкинского месторождения, а также Ромашкинского месторождения начальное пластовое давление принято 17,5 МПа, что соответствует градиенту пластового давления для кыновского и пашийского горизонтов (таблица 2.5), рассчитанных с учётом минерализации пластовых вод по разрезу.

Таблица 2.5 – Градиенты гидростатического давления по горизонтам Ромашкинского месторождения

Ярус/Горизонт	Градиент гидростатического давления, МПа/м
Четвертичная	0,01020
Казанский	0,01025
Уфимский	0,01030
Артинский	0,01035
Верхний карбон	0,01040
Мячковский	0,01044
Подольский	0,01048
Каширский	0,01051
Верейский	0,01047
Башкирский	0,01044
Протвинский	0,01042
Окский	0,01050
Алексинский	0,01056
Тульский	0,01062
Бобриковский	0,01067
Верхний турней	0,01072
Упино-малевский	0,01076
Заволжский	0,01080
Данково-Лебединский	0,01083
Елецкий	0,01086
Задонский	0,01089
Евланово-Заволжский	0,01092
Мендымский	0,01094
Доманиковский	0,01097
Саргаевский	0,01099
Кыновский	0,01101
Пашийский	0,01103

В верхней части разреза до тульского горизонта на Ромашкинского месторождения действует нормальное начальное пластовое давление, а ниже начальное пластовое давление становится повышенным, что вызвано возрастающей с глубиной минерализацией пластовых вод.

На рисунке 2.12 приведено изменение коэффициента аномальности пластовых давления для Ромашкинского месторождения.

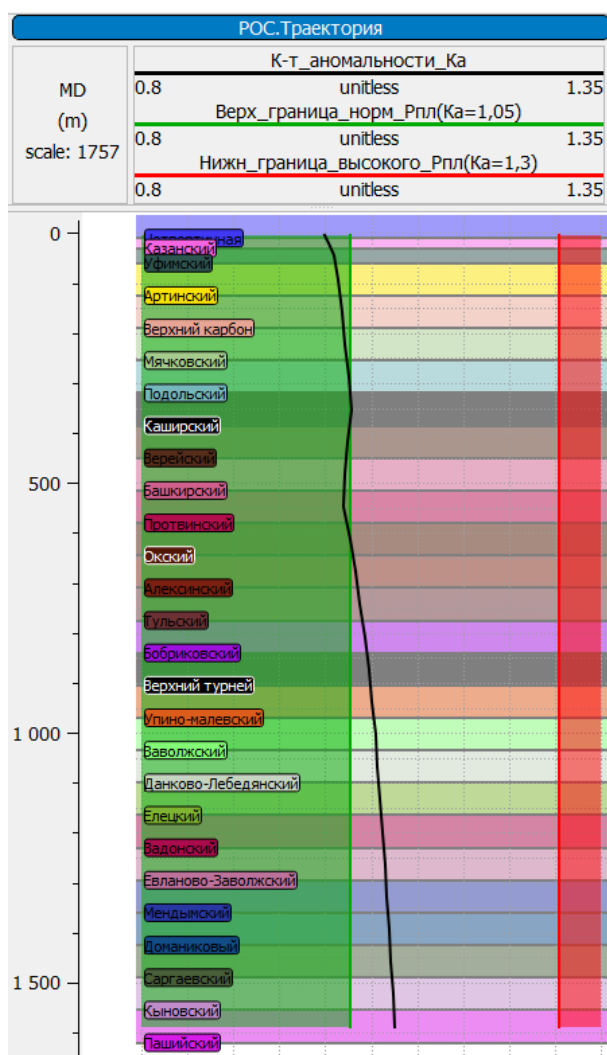


Рисунок 2.12 – Коэффициент аномальности пластовых давления по разрезу Ромашкинского месторождения

С начала активной промышленной разработки Ромашкинского месторождения для компенсации снижения пластового давления, вызванного отбором пластового флюида, была внедрена система ППД, однако не всегда удается добиться равномерности восстановления пластового давления закачкой водой. Отмечается падение пластового давления до 9-10 МПа, что приводит к возникновению зон с аномально пониженным пластовым давлением (АНПД) с коэффициентом аномальности $K_a < 0,8$.

В анализе разработки Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения отмечается развитие линзовидных зон коллекторов кыновского и пашийского горизонтов в западной и юго-западной части Миннибаевской площади. Изолированность линзовидных участков коллектора может создавать

условия для создания аномально-высокого пластового давления, что необходимо учитывать при строительстве скважин.

Сведения о начальном пластовом давлении и динамике его изменения позволяют рассчитать изменение эффективных напряжений в пласте.

2.6 Определение величины минимального горизонтального напряжения

Существует большое количество разнообразных методик определения величины минимального горизонтального напряжения, однако они все основаны на вычислениях с применением значений вертикального и порового давлений и коэффициента, учитывающего боковой распор.

В западной литературе коэффициент бокового распора λ может называться коэффициентом напряжения матрицы породы и обозначаться R_m [95]:

$$\lambda = R_m = \frac{\nu}{1-\nu} \quad (2.8)$$

Коэффициент Пуассона определяется по данным лабораторных исследований деформационных характеристик образцов керна.

Принимая равенство упругих характеристик в горизонтальной плоскости при отсутствии горизонтальных деформаций И.В. Баклашов и Б.А. Картозия [96] описывают отношение горизонтальных напряжений к вертикальному в следующем виде:

$$S_h = \frac{\nu}{1-\nu} S_v \quad (2.9)$$

Е. О Adewole и D. Healy [97] приводят, значение коэффициента бокового распора с учётом порового давления представляет собой отношение эффективного вертикального напряжения к эффективному минимальному горизонтальному напряжению:

$$\lambda = (S_h - P_p) / (S_v - P_p) \quad (2.10)$$

Из формулы (2.10) находится минимальное горизонтальное напряжение:

$$S_h = \lambda(S_v - P_p) + P_p \quad (2.11)$$

Широкое применение получили методы определения минимального горизонтального напряжения основанные на анализе поведения давления после остановки закачки в процессе ГРП, т.к. в этом случае отсутствует влияние потерь на трение и оценивается влияние самого пласта (рисунок 2.13).

На основе записей давления процессов ГРП, проведенных на скважинах Ромашкинского месторождения было определено минимальное горизонтальное напряжение с применением анализа диагностических графиков G-функции, давления от квадратного корня времени после остановки закачки и измеренной дельты давления и производной дельты давлений в зависимости от времени в двойном логарифмическом масштабе.

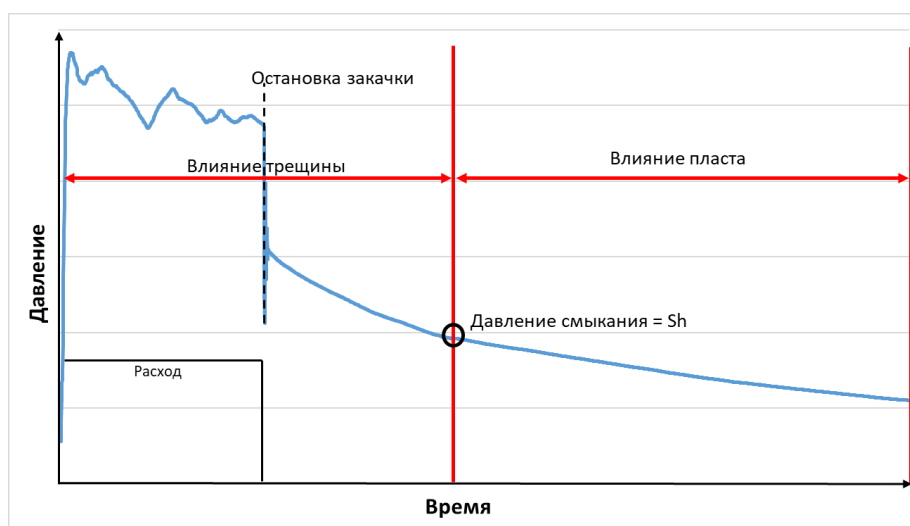


Рисунок 2.13 – Схема записи давления во время и после остановки процесса ГРП

Анализ проводился в программе Fracpro, применяемой для проектирования процессов ГРП. Значения пластовых давлений и литология в интервалах ГРП взяты из корпоративной информационной системы КИС АРМИТС ПАО «Татнефть». Вертикальное горное давление рассчитано на основе градиентов горного давления по данным плотностного каротажа скважин Ромашкинского месторождения (таблица 2.3). Значения вертикальной глубины проведения процессов ГРП рассчитаны с учётом инклинометрии скважин.

Исходя из рассчитанных значений горного и порового давлений, определенных по данным ГРП величин минимального горизонтального

напряжения по формуле (2.10) рассчитывался коэффициент бокового распора для целевого интервала проведения ГРП в каждой скважине.

На рисунке 2.14 и таблице 2.6 приведены примеры диагностических графиков и результаты определения минимального горизонтального напряжения для рассмотренных процессов.

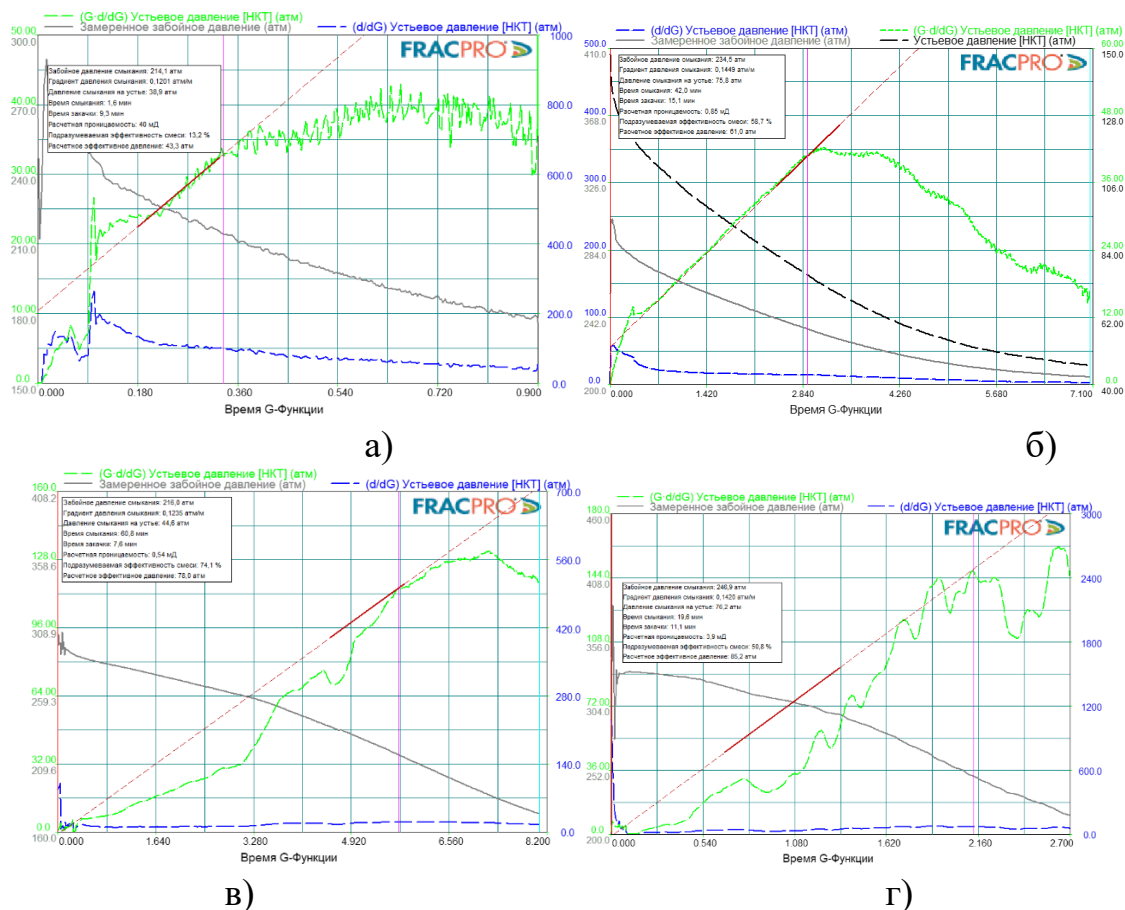


Рисунок 2.14 – Примеры диагностических графиков по скважинам 221 (а), 244 (б), 149789 (в), 20671 (г)

Так как при определении S_h используется значение S_v , то S_h может рассматриваться как функция глубины, так I.M. Breckels и H. van Eekelen [98] предлагают применять полученную для песчаников месторождений Мексиканского залива зависимость S_h от глубины (до 3500 м):

$$S_h = 5.294TVD^{1.145} \quad (2.12)$$

По полученным данным анализа процессов ГРП было восстановлено начальное минимальное горизонтальное напряжение $S_{hнач}$ при начальном гидростатическом давлении (таблица 2.7), принятом равному гидростатическому

Таблица 2.6 – Результаты анализа процессов ГРП

Скважина, номер	Литология интервала проведения ГРП	Вертикальная глубина TVD, м	Минимальное горизонтальное напряжение Sh, МПа	Пластовое давление Pp, МПа	Горное давление Sv, МПа	Коэффициент бокового распора λ
24019	заглин. песч./алевр.	1565	20,6	14,8	39,4	0,235
21336	заглин. песч./алевр.	1593	23,9	18	40,1	0,266
32018	песчаник	1598	22,4	12,3	40,3	0,361
5652	заглин. песч./алевр.	1598	22,6	16,5	40,3	0,257
20133	песчаник	1615	26,9	17,7	40,7	0,400
244	песчаник	1620	23,5	14,8	40,8	0,334
32660	заглин. песч./алевр.	1637	22,5	12,1	41,3	0,357
20154	заглин. песч./алевр.	1640	18,6	12,5	41,3	0,211
20259	алевролит	1670	22,6	11	42,1	0,373
39458	песчаник	1680	21,3	14	42,3	0,258
10772	заглин. песч./алевр.	1707	24,7	14,3	43,0	0,362
261	заглин. песч./алевр.	1710	27,3	18,5	43,1	0,358
20197	песчаник	1720	25,3	13,1	43,3	0,403
3169	песчаник	1725	23,8	15,4	43,5	0,299
9509	алевролит	1730	25,9	12	43,6	0,440
179	песчаник	1732	27,0	15	43,6	0,419
15755	алевролит	1734	27,0	18,4	43,7	0,340
20623	заглин. песч./алевр.	1736	22,6	13,6	43,7	0,299
20671	заглин. песч./алевр.	1738	23,0	12,7	43,8	0,331
169д	песчаник	1740	26,1	15,3	43,8	0,378
32668	заглин. песч./алевр.	1742	25,0	16,1	43,9	0,320
11304	заглин. песч./алевр.	1748	25,3	17,8	44,0	0,284
14978	заглин. песч./алевр.	1750	21,6	13	44,1	0,277
83н	алевролит	1753	27,7	16	44,2	0,415
8420	песчаник	1768	27,2	13,2	44,6	0,445
9638	алевролит	1770	24,0	10,7	44,6	0,392
221	песчаник	1783	21,4	10,3	44,9	0,321
20333	заглин. песч./алевр.	1785	23,7	13,4	45,0	0,326
28816	песчаник	1793	32,7	20,4	45,2	0,494
20191	заглин. песч./алевр.	1797	22,7	15,8	45,3	0,235
750	заглин. песч./алевр.	1804	26,5	12	45,5	0,433

Таблица 2.7 – Результаты расчётов начального и текущего минимального горизонтального напряжения и его изменения относительно пластового давления

Скважина, номер	Горное давление S_v , МПа	Текущее минимальное горизонтальное напряжение $S_{\text{тек}}$, МПа	Текущее пластовое давление $P_{\text{тек}}$, МПа	Коэффициент бокового распора λ	Начальное минимальное горизонтальное напряжение $S_{\text{нач}}$, МПа	Начальное пластовое давление $P_{\text{нач}}$, МПа	Разница начального и текущего пластовых давлений ΔP_p , МПа	Разница начального и текущего минимальных горизонтальных напряжений ΔS_h , МПа
24019	39,4	20,6	14,8	0,235	22,5	17,2	2,4	1,9
21336	40,1	23,9	18	0,266	23,6	17,6	0,4	0,3
32018	40,3	22,4	12,3	0,361	25,8	17,6	5,3	3,4
5652	40,3	22,6	16,5	0,257	23,4	17,6	1,1	0,8
20133	40,7	26,9	17,7	0,400	27,0	17,8	0,1	0,1
244	40,8	23,5	14,8	0,334	25,5	17,9	3,1	2,0
32660	41,3	22,5	12,1	0,357	26,3	18,0	5,9	3,8
20154	41,3	18,6	12,5	0,211	23,0	18,1	5,6	4,4
20259	42,1	22,6	11	0,373	27,2	18,4	7,4	4,6
39458	42,3	21,3	14	0,258	24,7	18,5	4,5	3,3
10772	43,0	24,7	14,3	0,362	27,6	18,8	4,5	2,9
261	43,1	27,3	18,5	0,358	27,5	18,8	0,3	0,2
20197	43,3	25,3	13,1	0,403	28,8	19,0	5,9	3,5
3169	43,5	23,8	15,4	0,299	26,3	19,0	3,6	2,5
9509	43,6	25,9	12	0,440	29,9	19,1	7,1	4,0
179	43,6	27,0	15	0,419	29,4	19,1	4,1	2,4
15755	43,7	27,0	18,4	0,340	27,5	19,1	0,7	0,5
20623	43,7	22,6	13,6	0,299	26,5	19,1	5,5	3,9
20671	43,8	23,0	12,7	0,331	27,3	19,2	6,5	4,3
169д	43,8	26,1	15,3	0,378	28,5	19,2	3,9	2,4
32668	43,9	25,0	16,1	0,320	27,1	19,2	3,1	2,1
11304	44,0	25,3	17,8	0,284	26,3	19,3	1,5	1,0
14978	44,1	21,6	13	0,277	26,1	19,3	6,3	4,5
83н	44,2	27,7	16	0,415	29,6	19,3	3,3	1,9
8420	44,6	27,2	13,2	0,445	30,6	19,5	6,3	3,5
9638	44,6	24,0	10,7	0,392	29,4	19,5	8,8	5,4
221	44,9	21,4	10,3	0,321	27,8	19,6	9,3	6,4
20333	45,0	23,7	13,4	0,326	27,9	19,7	6,3	4,2
28816	45,2	32,7	20,4	0,494	32,3	19,8	0,6	0,3
20191	45,3	22,7	15,8	0,235	25,8	19,8	4,0	3,1
750	45,5	26,5	12	0,433	31,0	19,9	7,9	4,5

давлению $P_{г/ст}$ на соответствующей глубине с учётом плотностей пластовых флюидов:

$$S_{hнач} = \lambda(S_V - P_{г/ст}) + P_{г/ст} \quad (2.13)$$

Сравнение рассчитанных $S_{hнач}$ по результатам ГРП и S_h по формуле (2.12) приведено на рисунке 2.15, как видно общий тренд соблюдается, но предлагаемая I.M. Breckels и H. van Eekelen методика не позволяет учитывать изменения горизонтальных напряжений с учетом изменения коэффициента Пуассона горных пород, представляющих региональный разрез и минерализацию пластовых вод, определяющих гидростатическое давление. Однако, из-за простоты расчётов, формулу, предложенную I.M. Breckels и H. van Eekelen возможно применять для оценочного определения начального S_h для условий терригенного девона месторождений Республики Татарстан.

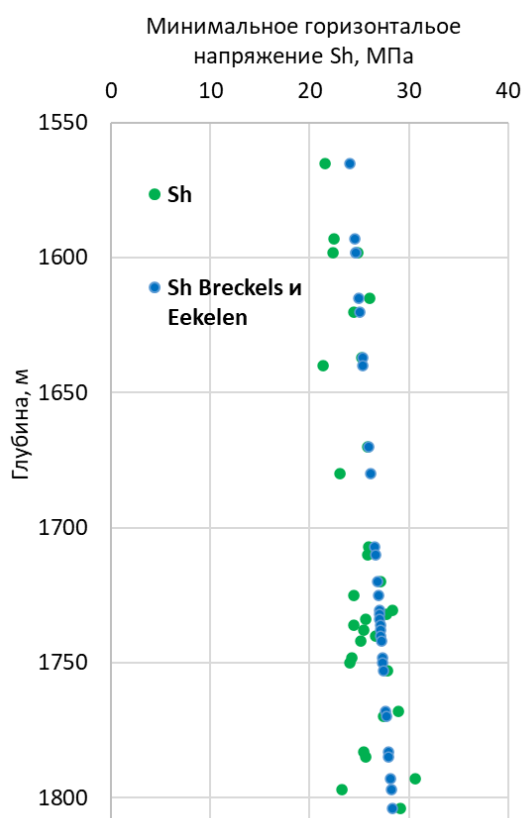


Рисунок 2.15 – Сравнение начального S_h с рассчитанным по методу I.M. Breckels и H. van Eekelen

Коэффициент бокового распора, аналогично S_h , можно представить, как функцию горного давления $\lambda=f(s_v)$, а так как λ связан с коэффициентом Пуассона,

который варьируется в зависимости от типа пород, то было проведено разделение рассмотренных скважин с ГРП на группы, по литотипу представляющему целевой интервал развития трещины. Первая группа с коллекторами представленными песчаниками, вторая группа – алевролиты, третья группа включает глинистый алевролит и заглинизированные песчаники:

$$\lambda_{\text{песчаник}} = 0,0137S_V - 0,2165 \quad (2.14)$$

$$\lambda_{\text{алевролит}} = 0,0103S_V - 0,0579 \quad (2.15)$$

$$\lambda_{\text{глин.алевр./загл.песч.}} = 0,0138S_V - 0,2876 \quad (2.16)$$

По полученным зависимостям (2.14, 2.15, 2.16) были рассчитаны значения S_h с учётом данных по горному и текущему пластовому давлениям для скважин и проведено сравнение с фактическими значениями S_h по данным ГРП (рисунок 2.16).

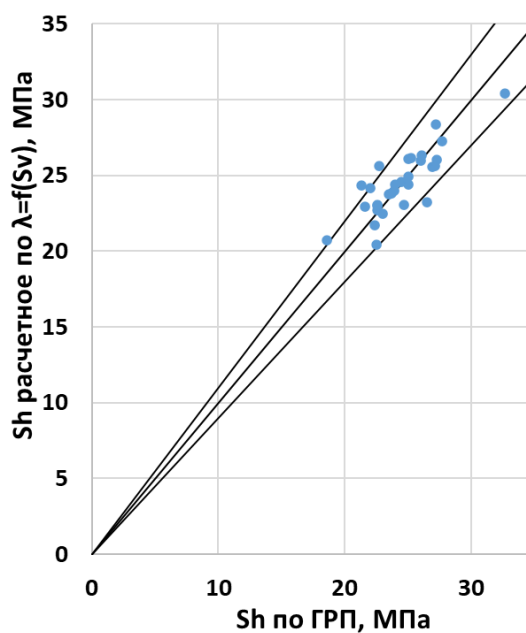


Рисунок 2.16 – Сравнение фактических и расчётных значений S_h

2.7 Определение изменения горизонтальных напряжений от степени снижения пластовой энергии

Отбора пластового флюида и применение системы ППД изменяют действующие напряжения. Снижение пластового давления при добыче нефти приводит к увеличению действующих вертикального и горизонтальных напряжений, что может служить причиной уплотнения непрочных участков пород-коллекторов и ухудшением фильтрационных характеристик истощающихся пластов. Резкие колебания пластовых давлений в истории разработки месторождений Татарстана, вызванные темпами отбора или закачки жидкости, активируют существующие разломы, что служит причиной отмечаемой техногенной сейсмичности [44, 45]. Строительство скважин в истощенных коллекторах требует особого внимания к плотности бурового раствора, т.к. изменение горизонтальных напряжений влияет на порог градиентов поглощения и гидроразрыва.

J.C. Lorenz и L.W. Teufel [99] представили формулу Итона (1.16) для определения горизонтального напряжения в виде:

$$S_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) S_V + \alpha P_p \left(1 - \frac{\nu}{1-\nu}\right) \quad (2.17)$$

При истощении пласта разница между начальным $S_{hнач}$ и текущим $S_{hтек}$ минимальными горизонтальными напряжениями ΔS_h примет вид:

$$S_{hнач} - S_{hтек} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) S_V + \alpha P_{нач} \left(1 - \frac{\nu}{1-\nu}\right) - \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) S_V - \alpha P_{тек} \left(1 - \frac{\nu}{1-\nu}\right) \quad (2.18)$$

$$\Delta S_h = \Delta P_p \alpha \left(1 - \frac{\nu}{1-\nu}\right) \quad (2.19)$$

где $P_{нач}$ – начальное пластовое давление, МПа,

$P_{тек}$ – текущее пластовое давление, МПа,

ΔP_p – разность начального и текущего пластовых давлений, МПа.

При коэффициенте Био $\alpha=1$, а коэффициенте Пуассона $\nu=0,25$ получим:

$$\Delta S_h = 0,667 \Delta P_p \quad (2.20)$$

М. Зобаком предложено оценивать изменение горизонтальных напряжений от изменения пластового давления с помощью построения траектории напряжения, обозначаемой A [8]:

$$A = \frac{\Delta S_h}{\Delta P_p} = \alpha \frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)} \quad (2.21)$$

$$\text{где } \frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)} = \left(1 - \frac{\nu}{1-\nu}\right) = (1 - \lambda)$$

при допущении, что $\alpha=1$, а $\nu=0,25$ получим:

$$A = \frac{\Delta S_h}{\Delta P_p} = 0,667 \quad (2.22)$$

Для Ромашкинского и Татсуксинского месторождений начальное $S_{\text{нач}}$ было определено с учётом начального пластового давления $P_{\text{нач}}$, текущее пластовое давление $P_{\text{тек}}$ при проведении ГРП взято по данным динамики работы скважин из корпоративной информационной системы КИС АРМИТС. Результаты расчётов, начальные и текущие напряжения, коэффициенты бокового распора, рассчитанные по формуле (2.10), разница между начальными и текущими условиями приведены в таблице 2.7.

На основе полученных данных о начальных и текущих значениях минимального горизонтального напряжения автором определено, что при разработке изменение минимального горизонтального напряжения относительно изменения пластового давления представляет зависимость (рисунок 2.17) для Ромашкинского месторождения:

$$\Delta S_h = 0,625 \Delta P_p \quad (2.23)$$

Для Татсуксинского месторождения:

$$\Delta S_h = 0,645 \Delta P_p, \quad (2.24)$$

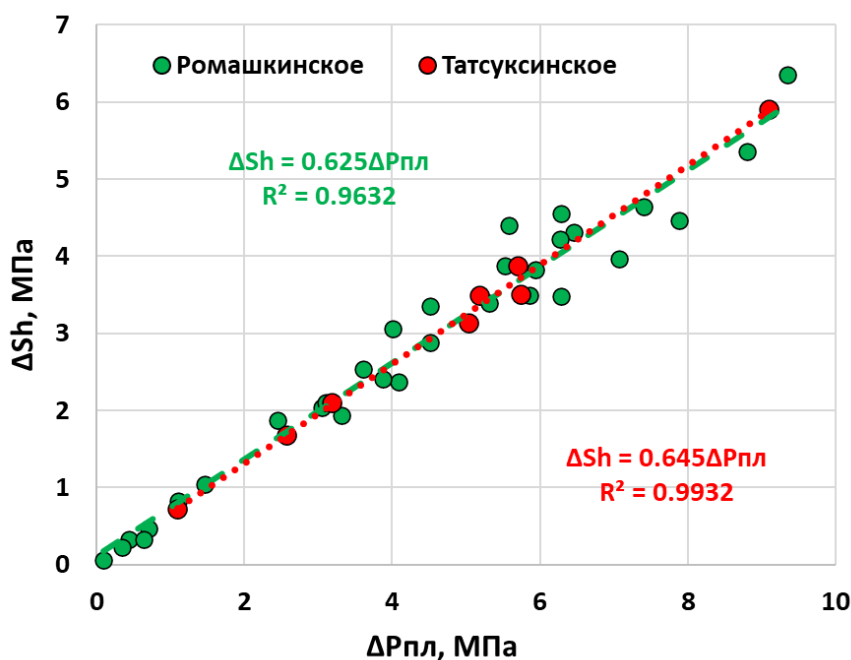


Рисунок 2.17 – Зависимость изменения ΔS_h от изменения $\Delta P_{пл}$ для Ромашкинского и Татсуksинского месторождений

2.8 Определение величины максимального горизонтального напряжения

Промежуточное, между минимальным горизонтальным и вертикальным горным напряжениями при нормальном режиме напряжений, максимальное горизонтальное напряжение S_H является наиболее затруднительным для определения его величины.

В работах В. Haimson и С. Fairhurst [100], В. Amadei и О. Stephansson [101] предлагается определять величину S_H на основе данных, получаемых по результатам анализа записи давления в процессе ГРП и данных о пластовом давлении (рисунок 2.18):

$$S_H = 3S_h - P_b - P_p + \sigma_p \quad (2.25)$$

где P_b – предел прочности породы на разрыв, МПа.

Значение предела прочности породы на разрыв составляет незначительную величину и его зачастую не учитывают.

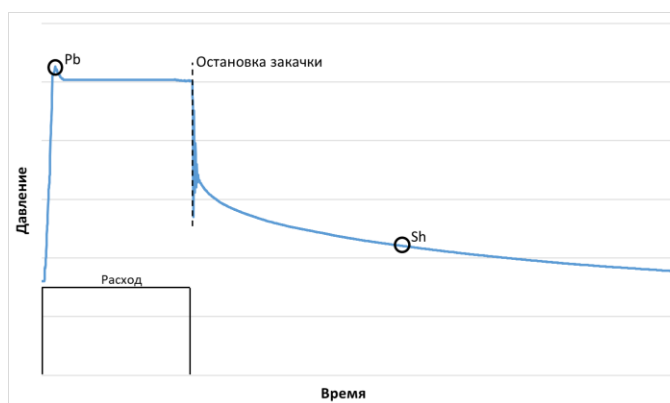


Рисунок 2.18 – Схематичное представление записи давления в процессе ГРП

Данный метод ограничен применением только для процессов ГРП проводимых в открытом стволе скважины.

При наличии имиджеров с выявленными вывалами на стенках скважин, результатов керновых исследований по пределам прочности пород при одноосном сжатии и данных о минимальном горизонтальном напряжении возможно определение величины S_H [41] по формуле (1.26).

На Ромашкинского месторождения ГРП проводится в обсаженных скважинах, имиджеры открытого ствола проведены в малом объеме и в основном выше интервалов терригенного девона, по рассмотренным имиджерам вывалов не наблюдается. В связи с этим определение величины S_H прямыми измерениями невозможно и требуется разработка аналитических подходов.

С.А. McPhee и др. [102] в случаях отсутствия данных по результатам тестовых закачек для определения давления образования трещины, анализу имиджеров значение максимального горизонтального напряжения предлагается определять, как среднее значение суммы вертикального и минимального горизонтального напряжений:

$$S_H = \frac{S_v + S_h}{2} \quad (2.26)$$

При наличии данных кроссдипольного акустического каротажа возможно определение величины максимального горизонтального напряжения по методике J. A. Donald с применением скоростей продольных, поперечных волн и волны Стоунли [103]:

$$S_H = \left[\frac{C_{55} - C_{44}}{C_{55} - C_{66}} \right] (S_V + S_h) + S_h \quad (2.27)$$

$$C_{44} = \rho V_S^2 \quad (2.28)$$

$$C_{55} = \rho V_P^2 \quad (2.29)$$

$$C_{66} = \rho V_{St}^2 \quad (2.30)$$

где V_{St} – скорость волны Стоунли, м/с;

На основе статистики данных о действующих напряжениях в земной коре на глубине до 3 км (рисунок 2.19) Б.Г. Бреди и Е.Т. Браун приводят соотношение напряжений по глубине залегания определяющее граничные значения действующих напряжений [4]:

$$k = \frac{S_H + S_h}{2S_V} \quad (2.31)$$

где k – коэффициент соотношения напряжений.

Нижняя граница соотношения напряжений при $k=0,3$, а верхний предел определяется выражением:

$$k = 0,3 + \frac{1500}{TVD} \quad (2.32)$$

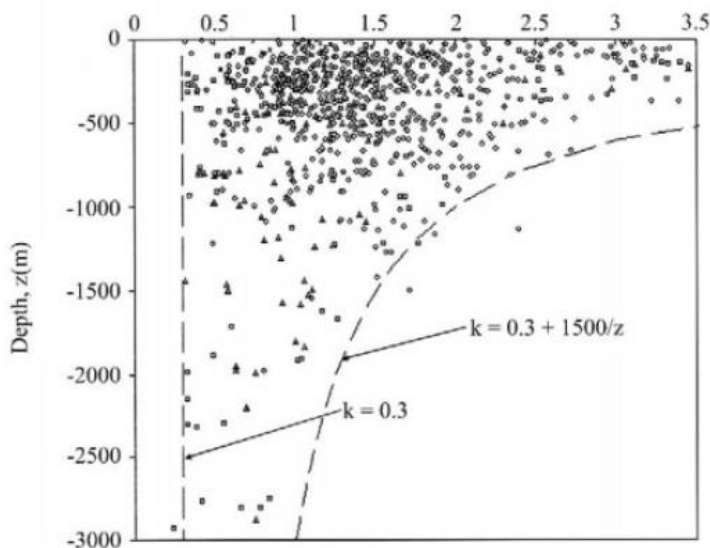


Рисунок 2.19 – Отношение среднего измеренного горизонтального напряжения к вертикальному напряжению по Б.Г. Бреди и Е.Т. Брауну [4]

Используя соотношение (2.30) автором, предлагается методика оценки магнитуды действующего максимального горизонтального напряжения. Когда значение коэффициента k неизвестно и данные о S_H отсутствуют, а S_h и S_V

оцениваются по промысловым данным или аналитическим решениям, то возможно определить диапазон значений k . Для определения минимального значения k_{\min} приравняем значение S_H к S_h , $S_H = S_h$, и получаем формулу (2.31) в следующем виде:

$$k_{\min} = \frac{S_H + S_h}{2S_V} = \frac{S_h + S_h}{2S_V} = \frac{S_h}{S_V} \quad (2.33)$$

Для определения максимального значения k_{\max} приравняем значение S_H к S_V , $S_H = S_V$:

$$k_{\max} = \frac{S_H + S_h}{2S_V} = \frac{S_V + S_h}{2S_V} \quad (2.34)$$

Среднее значение $k_{\text{ср}}$ составит:

$$k_{\text{ср}} = \frac{k_{\max} + k_{\min}}{2} \quad (2.35)$$

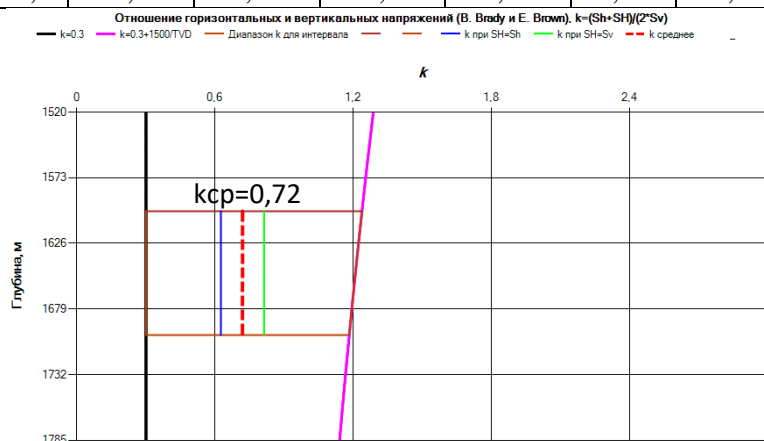
Тогда из формулы (2.31) можно вычислить S_H :

$$S_H = k_{\text{ср}} 2S_V - S_h \quad (2.36)$$

Т.к. S_h изменяется в зависимости от типа пород с учётом соответствующего коэффициента Пуассона, то для определения диапазона коэффициента k действующего в интервале продуктивных отложений кыновского и пашийского горизонтов рассмотрена зависимость $k=f(v)$, в диапазоне коэффициента Пуассона от 0,1 до 0,4 характерном для пород терригенного девона. Для расчёта были приняты следующие исходные данные – вертикальная глубина $H_{\text{TVD}}=1650$ м, для расчёта вертикального горного напряжения S_V принят градиент 0,0252 МПа/м, пластовое давление P_P принято гидростатическим с градиентом 0,01102 МПа/м, коэффициент Био $\alpha=1$, минимальное горизонтальное напряжение S_h рассчитано по формуле Итона (1.16). Расчёты произведены в программе «Stress ratio», разработанной автором, пример графика с результатом приведен на рисунке 2.20 [104]. Результаты расчёта представлены в таблице 2.8. По рассчитанному коэффициенту $k_{\text{ср}}$ определены значения максимального горизонтального напряжения S_H (формула 2.36) и соотношение максимального к минимальному напряжению S_H/S_h .

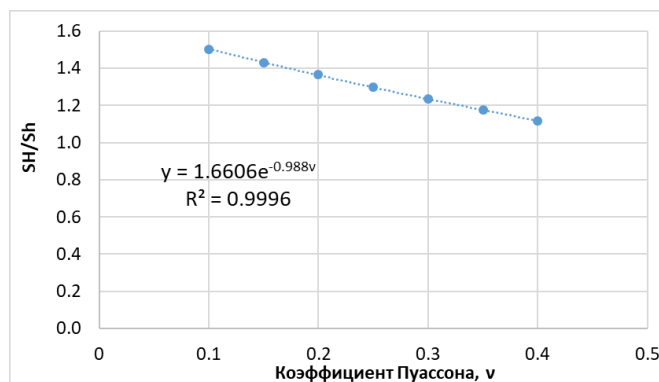
Таблица 2.8 – Результаты расчёта коэффициента соотношения напряжений k

TVD, м	P_p	S_v	ν	λ	S_h	k_{\min}	k_{\max}	$k_{\text{ср}}$	S_H	S_H/S_h
1650	18,2	41,6	0,1	0,11	20,78	0,50	0,75	0,62	31,2	1,50
1650	18,2	41,6	0,15	0,18	22,31	0,54	0,77	0,65	31,9	1,43
1650	18,2	41,6	0,2	0,25	24,03	0,58	0,79	0,68	32,8	1,37
1650	18,2	41,6	0,25	0,33	25,98	0,62	0,81	0,72	33,8	1,30
1650	18,2	41,6	0,3	0,43	28,21	0,68	0,84	0,76	34,9	1,24
1650	18,2	41,6	0,35	0,54	30,78	0,74	0,87	0,81	36,2	1,18
1650	18,2	41,6	0,4	0,67	33,78	0,81	0,91	0,86	37,7	1,12

Рисунок 2.20 – Пример графика с отображением результатов расчёта в программе «Stress ratio» для условий $H_{TVD}=1650$ м и коэффициента Пуассона $\nu=0,25$

На основе данных в таблице 2.8 соотношение горизонтальных напряжений S_H/S_h так же возможно представить, как зависимость от коэффициента Пуассона ν (рисунок 2.21):

$$\frac{S_H}{S_h} = 1,6606e^{-0,988\nu} \quad (2.37)$$

Рисунок 2.21 – Зависимость соотношения горизонтальных напряжений S_H/S_h от коэффициента Пуассона ν

По формуле (2.37) получаем возможность расчёта S_H для горных пород кыновского и пашийского горизонтов Ромашкинского месторождения:

$$S_H = S_h 1.6606e^{-0.988v} \quad (2.38)$$

На Ромашкинском месторождении в скважине № 32795 в интервале 1665-1692 м саргаевского горизонта, находящегося над кыновским, был проведен плотностной каротаж, кроссдипольный акустический каротаж и получены данные по скоростям продольной, поперечной вол и волны Стоунли и рассчитан коэффициент Пуассона (рисунок 2.22).

Эти данные были использованы для расчёта S_H по формуле (2.37). Также для сравнения были рассчитаны значения S_H по формулам (2.26, 2.27). Вертикальное напряжение S_V определено с градиентом 0,0252 МПа/м, пластовое давление P_p принято гидростатическим с градиентом 0,01102 МПа/м, коэффициент Био $\alpha=1$, минимальное горизонтальное напряжение S_h рассчитано по формуле Итона (1.16). Результаты расчётов приведены на совмещенном графике (рисунок 2.23). Определено соотношение горизонтальных напряжений. В среднем соотношение S_H/S_h составило 1,2.

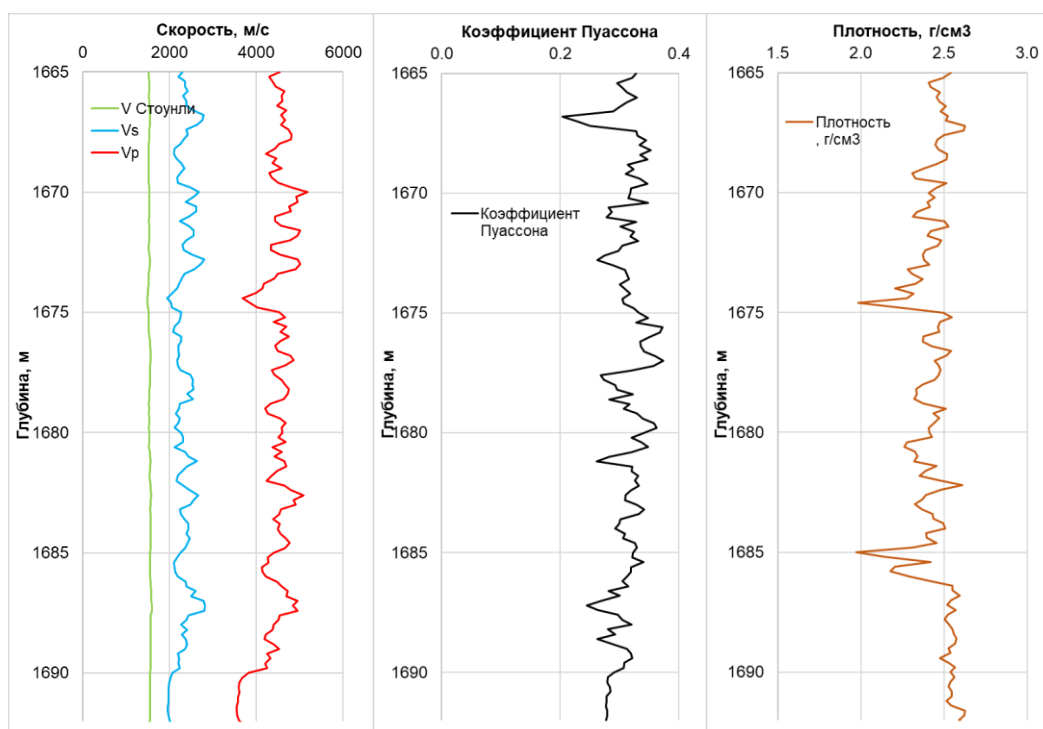


Рисунок 2.22 – Результаты кросс-дипольного каротажа в скважине 32795

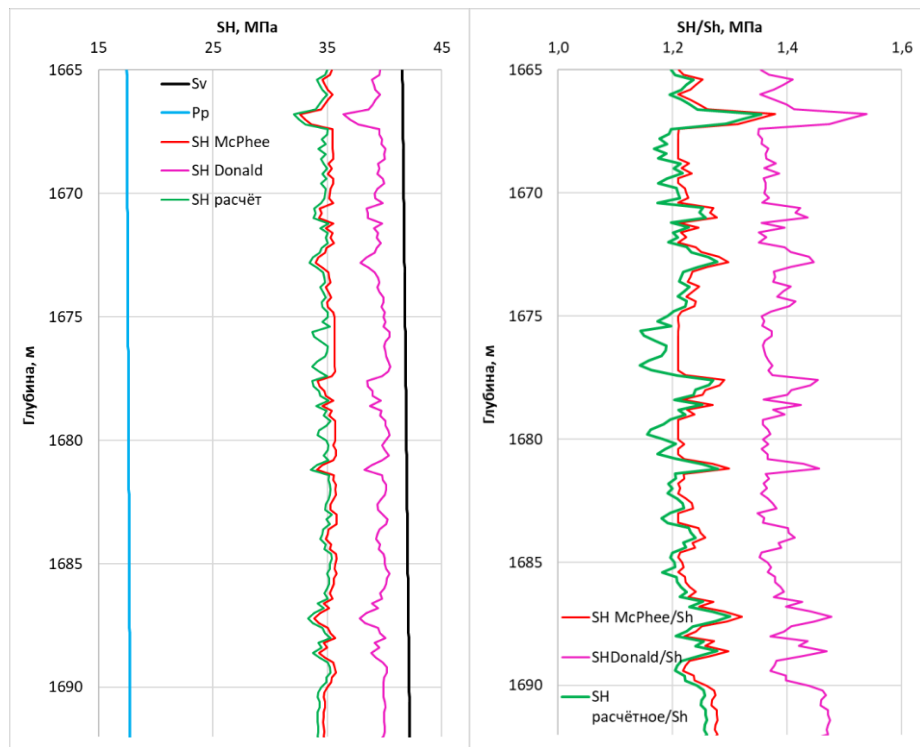


Рисунок 2.23 – Сравнение расчётных значений S_H полученных по методикам McPhee (формула 2.26), Donald (формула 2.27) и собственной зависимости (формула 2.37)

технологией, то проведение многозонного ГРП в горизонтальном стволе (рисунок 2.25), пробуренном в направлении S_H не позволит охватить планируемый объем пласта для дренирования и снизит ожидаемый эффект от увеличения дебита.

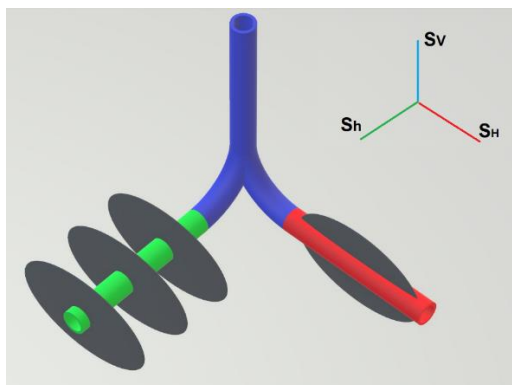


Рисунок 2.25 – Ориентация трещины ГРП в горизонтальном стволе относительно азимута S_H

Восточно-Европейская платформа (Русская платформа) практически не освещена результатами исследований ориентации горизонтальных напряжений [42] (рисунок 2.26). В работе [105] приводятся результаты исследований направлений действующих горизонтальных напряжений по ориентации вывалов на стенке скважины, расположенной в 60 км от Нижнего Новгорода. Полученные результаты показали, что наблюдаемое направление максимального горизонтального напряжения имеет азимут 137° согласующийся со средним азимутом S_H 145° в Центральной Европе.

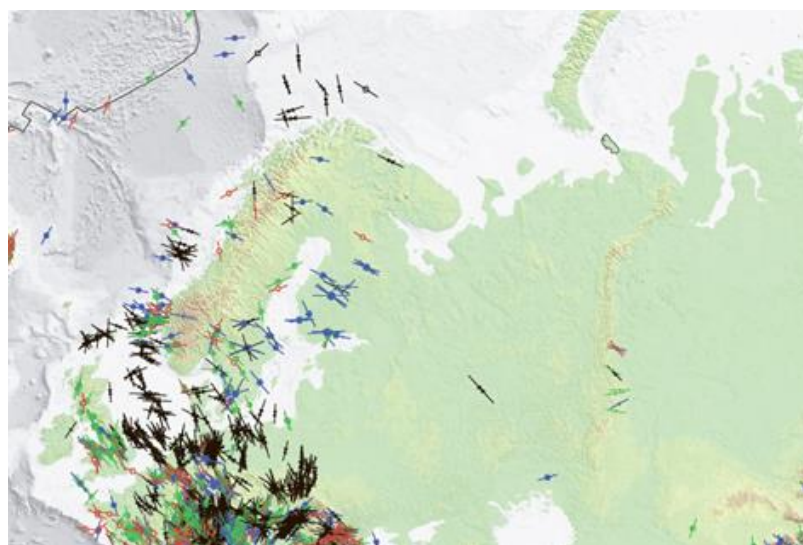


Рисунок 2.26 – Результаты исследований ориентации горизонтальных напряжений Русской платформы [42]

Рассмотрим региональную ориентацию горизонтальных напряжений на территории Республики Татарстан расположенной в восточной части Русской платформы.

Для определения азимута действующих горизонтальных напряжений были собраны и рассмотрены результаты микросейсмического мониторинга процессов ГРП, кросс-дипольного каротажа, исследований многорычажным ориентированным каверномером, проведённых в скважинах на месторождениях Республики Татарстан. На рисунке 2.27 приведены значения азимута главного горизонтального напряжения по каждому исследованию. На рисунке 2.28 показаны полученные результаты с указанием месторождений.

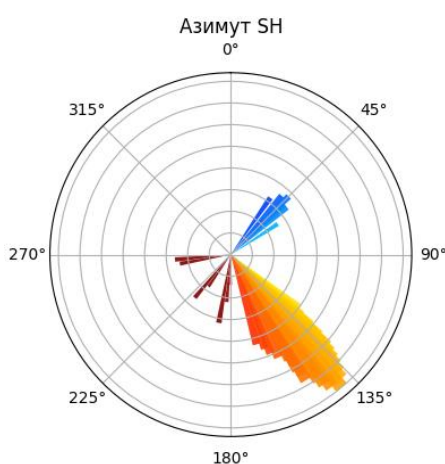


Рисунок 2.27 – Азимуты максимального горизонтального напряжения по результатам исследований в скважинах Республики Татарстан



Рисунок 2.28 – Азимуты максимального горизонтального напряжения по месторождениям Республики Татарстан

Большая часть результатов находится в диапазоне $130-150^\circ$, что коррелирует с результатами полученными другими исследователями для Русской платформы и Центральной Европы.

Однако имеются значения азимутов S_H отличающиеся от преобладающего диапазона, причём даже в границах одного месторождения или площади. Например, на Ново-Елховском месторождении азимут S_H варьируется от 47° до 265° . На Минибаевской площади Ромашкинского месторождения в скважине № 20617 в интервале отложений терригенного девона по результатам микросейсмического мониторинга ГРП и кросс-дипольного каротажа получен азимут S_H 50° , а в скважине № 10755 в интервале верей-башкирских отложений азимут S_H составил 180° .

В дополнение к исследованиям по определению азимутов горизонтальных напряжений была рассмотрена техногенная сейсмическая активность, регистрируемая на месторождениях Татарстана. Причинами которой служат несбалансированность темпов добычи и закачки воды системой ППД, т.к. сейсмическая активность связана с периодами роста объемов закачки и снижением объемов добычи [44, 46]. Наибольшее количество эпицентров находится на территории Минибаевской, Альметьевской, Северо-Альметьевской, Берёзовской площадях Ромашкинского месторождения и Ново-Елховском месторождениях (рисунок 2.29).



Рисунок 2.29 – Карта основных эпицентров современных (1982-2003 г.г.) землетрясений в западной части Ромашкинского месторождения [46]

Можно предположить, что причинами отличия от региональных азимутов горизонтальных напряжений по некоторым площадям и месторождениям Республики Татарстан служит перераспределение напряжений при сейсмических событиях, вызванных процессами активной разработки объектов разработки.

На месторождениях Республики Татарстан имеются случаи смятия или даже среза (слома) эксплуатационных колонн. По результатам обследований выявляются сужение диаметра до полного перекрытия сечения или смещение с разрывом колонны. Наибольшее количество подобных случаев фиксируется на северо-западе Ромашкинского месторождения. Предполагаемой причиной нарушений целостности эксплуатационных колонн называется разбухание глинистых пород под воздействием закачиваемой системой ППД пресной воды.

С учётом полученных при выполнении данной работы представлений о поведении напряженно-деформированного состояния в процессе разработки месторождений Республики Татарстан следует, что деформации или слом эксплуатационных колонн происходят из-за подвижек в массиве горных пород, происходящих при изменении напряженного состояния или комбинироваться с последствиями разбухания глин.

Разработка месторождений Республики Татарстан осуществляется также с применением горизонтальных скважин (ГС), боковых стволов и боковых горизонтальных стволов. Данный подход требуется в связи с развитой наземной инфраструктурой, ограничивающей размещение скважин, наличием месторождений с высокой степенью выработанности, необходимостью вовлечения запасов с высокой геологической неоднородностью и расчленённостью. На большинство горизонтальных скважин после завершения их строительства проводятся многозонные ГРП (МГРП). Строительство ГС с последующими МГРП имеет высокую стоимость, что повышает требования к качеству их проектирования, в т.ч. связанного с геомеханическим моделированием для снижения рисков неполучения планируемых показателей разработки.

На данный момент направления ГС закладываются без учёта направлений действующих горизонтальных напряжений, анизотропии величин горизонтальных

напряжений, принимается их равенство ($S_{гор}=S_h=S_H$), и влияния этих факторов на успешность строительства ГС и процессов ГРП. Наличие анизотропии горизонтальных напряжений подтверждается и результатами микросейсмического мониторинга при ГРП, когда наблюдается развитие трещины ГРП в каком-либо преимущественном направлении. Проектирование процессов разработки ведётся с использованием геологических и гидродинамических моделей без применения результатов геомеханического моделирования.

Полученные в ходе выполнения данной работы сведения о региональной ориентации горизонтальных напряжений, величинах максимального и минимального горизонтальных напряжений и их изменении в процессе разработки позволят внести вклад в рентабельность разработки месторождений Республики Татарстан и повышение эффективности применяемых технологий.

Выводы к главе 2

1. На территории Республики Татарстан имеются месторождения как с небольшой, так и с продолжительной историей разработки, такое как Ромашкинское – месторождение гигант.

2. Выработка запасов с высокой геологической неоднородностью, необходимость вовлечения в разработку низкопродуктивных коллекторов, применение методов увеличения нефтеотдачи, технологий ГРП, бурения горизонтальных стволов, зарезки боковых горизонтальных стволов, наличие техногенной сейсмичности связанной с добычей и активной системой поддержания пластового давления требуют применения инструментов геомеханики, учёта изменения напряженно-деформированного состояния, изучения геомеханических свойств горных пород месторождений Республики Татарстан.

3. Проведён сбор и изучение имеющихся исследований по определению действующих главных напряжений – вертикального горного, минимального и максимального горизонтальных напряжений. на основе имеющихся данных

плотностного каротажа определены градиенты литостатического напряжения по горизонтам представляющих геологический разрез юго-востока Татарстана.

4. На основе анализа записей давлений процессов ГРП предложены подходы к расчёту минимального горизонтального напряжения как функции глубины с разделением по литотипу коллектора в горизонтах терригенного девона месторождений Республики Татарстан. При отсутствии данных по давлениям ГРП для оценки начального минимального горизонтального напряжения возможно применение методики I.M. Breckels и H. van Eekelen, представляющей собой зависимость напряжения от вертикальной глубины. Данный подход возможен к адаптации для различных месторождений при наличии данных по проведённым процессам ГРП и определению давлений смыканий.

5. Для условий Ромашкинского и Татсуksинского месторождений определены зависимости изменения действующих горизонтальных напряжений при изменении пластового давления. Для Ромашкинского месторождения $\Delta S_h = 0,625 \Delta P_{пл}$, для Татсуksинского месторождения $\Delta S_h = 0,645 \Delta P_{пл}$.

6. Промежуточное, между минимальным горизонтальным и вертикальным горным напряжениями при нормальном режиме напряжений, максимальное горизонтальное напряжение S_H является наиболее затруднительным для определения его величины. Рассмотрены существующие методики определения максимального горизонтального напряжения S_H . Предложена методика оценки S_H на основе подхода Б.Г. Бреди и Е.Т. Брауна к определению соотношения действующих главных напряжений. Определено соотношение горизонтальных напряжений для условий месторождений Республики Татарстан. В среднем соотношение S_H/S_h составило 1,2.

7. Внесен вклад в изучение направлений действующих горизонтальных напряжений на Восточно-Европейской (Русской) платформе. Осуществлён сбор и систематизация результатов различных видов исследований ориентации горизонтальных напряжений. Установлено, что на месторождениях Республики Татарстан азимут S_H находится в диапазоне 130° - 150° , в среднем 140° . Это

коррелирует с результатами полученными другими исследователями для Русской платформы (Нижний Новгород 137°) и Центральной Европы (145°).

8. В дополнение к исследованиям по определению азимутов горизонтальных напряжений была рассмотрена техногенная сейсмическая активность, регистрируемая на месторождениях Татарстана. Причинами которой служат несбалансированность темпов добычи и закачки воды системой ППД. Тектонические подвижки, вызванные техногенными факторами, служат причиной локальной переориентации действующих горизонтальных напряжений, выявленной по ряду скважин на месторождениях с наибольшей сейсмической активностью, где также происходит наибольшее количество случаев смятия или даже среза эксплуатационных колонн (северо-запад Ромашкинского месторождения). Это вносит изменения в представления о причинах деформаций эксплуатационных колонн, ранее предполагалось, что к этому приводит набухание интервалов глин при контакте с закачиваемой системой ППД пресной водой.

9. Полученные сведения о региональной ориентации напряжений позволит учитывать данное условие для оптимизации размещения и направления горизонтальных скважин (боковых горизонтальных стволов) для снижения рисков при их бурении, достижения проектных забоев и дебитов, прогноза направления развития трещин ГРП и повышения качества контроля разработки месторождений Республики Татарстан.

ГЛАВА 3 ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН И СРЕДСТВА ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ

3.1 Виды проводимых лабораторных исследований

Определение предела прочности при одноосном сжатии. Согласно ГОСТ Р 50544-93 [106] предел прочности горной породы при одноосном сжатии есть предельное одноосное сжимающее напряжение, при котором происходит разрушение горной породы.

Предел прочности при одноосном сжатии проводится по ГОСТ 21153.2-84 [51]. Сущность метода заключается в измерении максимального значения разрушающего давления, приложенного к плоским торцам правильного цилиндрического образца горной породы через плоские стальные плиты.

Испытания проводятся на образцах цилиндрической формы, которые выбуриваются из керна с помощью камнерезной машины. Перед проведением испытания измеряют соотношение высоты и диаметра образца, рекомендуемое соотношение 2:1:

$$m = \frac{l}{d}, \quad (3.1)$$

где m – соотношение высоты и диаметра образца;

l – высота образца, мм;

d – диаметр образца, мм.

При проведении испытания образцы равномерно нагружают до разрушения со скоростью 1-5 МПа/с и фиксируют величину разрушающей образец силы в кН.

Принятая скорость нагружения при проведении испытаний равна 1 МПа/с или 0,7 кН/с для образцов диаметром 30 мм.

Предел прочности при одноосном сжатии в МПа, для каждого образца вычисляется по формуле (1.28) с учётом безразмерного коэффициента высоты образца K_B (таблица 3.1) согласно ГОСТ 21153.2-84 [50].

Таблица 3.1. Определение безразмерного коэффициента высоты образца K_B

m	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
K_B	0,68	0,72	0,76	0,80	0,86	0,90	0,94	0,97	1,0

В работе К. Макфи и др. [107] при отношении высоты и диаметра образца меньше 2 предлагается корректировать замеренный предел прочности для учёта граничных эффектов коротких образцов и рассчитывать скорректированный предел прочности при одноосном сжатии по следующей формуле:

$$\sigma_{сж\ cor} = \frac{\sigma_{сж}}{0,25 \cdot \frac{d}{l} + 0,875}, \quad (3.2)$$

где $\sigma_{сж\ cor}$ – скорректированное значение предела прочности при одноосном сжатии, МПа.

Определение предела прочности при растяжении. Согласно ГОСТ Р 50544-93 [106] предел прочности горной породы при одноосном растяжении представляет собой предельное одноосное растягивающее напряжение, при котором происходит разрушение породы.

Наибольшее распространение, благодаря оперативности получения данных и простоты проведения, получил метод определения предела прочности при растяжении называемый «бразильским» тестом.

Определение предела прочности горных пород при одноосном растяжении проводится методом разрушения цилиндрических образцов сжатием по образующим с определением максимальной разрушающей силы.

В результате приложения силы по образующей цилиндрического образца породы в нем возникают растягивающие напряжения, приводящие к его разрушению в плоскости продольного сечения.

В ISRM 1978 «Suggested methods for determining tensile strength of rock materials» [48] и [50] приводится формула для определения предела прочности при растяжении «бразильским» тестом:

$$\sigma_p = 0,636 \cdot \frac{P}{d \cdot l}, \quad (3.3)$$

Длина образца должна быть примерно равна половине диаметра, рекомендуемая скорость нагружения 0,2 кН/с, но отмечается, что скорость может

корректироваться для обеспечения равномерности нагружения образца и достаточного времени записи процесса. Проведение испытаний образцов горных пород месторождений Республики Татарстан со скоростью нагружения 0,2 кН/с показало, что данная скорость велика и разрушение образцов часто происходило в момент начала нагружения. Поэтому для дальнейшей работы скорость нагружения снижена и принята равной 0,1 кН/с.

Определение динамических модуля Юнга и коэффициента Пуассона. Динамические методы определения деформационных (упругих) свойств пород основаны на измерении скоростей упругих колебаний, возбуждаемых в исследуемых образцах в диапазоне звуковых и ультразвуковых частот.

Скорости распространения в образце упругих волн вычисляют согласно ГОСТ 21153.7-75 [108]. Преобразователи ультразвуковых колебаний прижимают к противоположным торцам образца так, чтобы оси их максимальной чувствительности совпали. По шкале масштабных меток или специальному измерительному устройству берут в отсчет время t_p и t_s от момента излучения импульса до момента его первого вступления, характеризуемого началом первой фазы колебаний продольной и поперечной волн на экране осциллографа (рисунок 3.1).

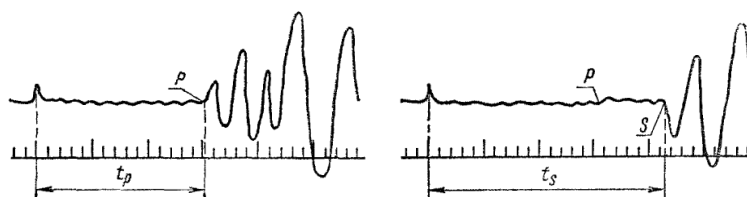


Рисунок 3.1. Начало первых фаз колебаний продольной и поперечной волн

Скорости распространения в образцах продольной V_P и поперечной V_S волн для каждого измерения вычисляют по формулам:

$$V_P = \frac{L}{t_p - t_3}, \quad (3.4)$$

где L – расстояние между преобразователями по оси прозвучивания, м,

t_p – время пробега упругого импульса продольной волны от излучателя до приемника, с,

t_3 – время задержки импульса в аппаратуре и преобразователях, с.

$$V_s = \frac{L}{t_s - t_3}, \quad (3.5)$$

где t_s – время пробега сдвигового импульса от излучателя до приемника, с.

По значениям скоростей распространения упругих колебаний рассчитываются динамические упругие характеристики – динамический модуль Юнга E_D и динамический коэффициент Пуассона ν_D , согласно формулам:

$$E_D = \rho \cdot V_s^2 \cdot \frac{(3 \cdot V_p^2 - 4 \cdot V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}, \quad (3.6)$$

$$\nu_D = \frac{1}{2} \cdot \frac{(V_p/V_s)^2 - 2}{(V_p/V_s)^2 - 1}, \quad (3.7)$$

Модуль Юнга и коэффициент Пуассона, определяемые динамическими методами, обычно несколько выше, чем при статических измерениях.

Определение статических модуля Юнга и коэффициента Пуассона. Согласно ГОСТ 28985-91 [109] сущность статического метода определения деформационных характеристик заключается в измерении сжимающей силы, приложенной к торцам образца, продольных и поперечных деформаций образца, вызванных этой силой.

Образец с датчиками осевых и поперечных деформаций, подключенными к регистрирующей аппаратуре, размещают в испытательной машине. В процессе нагружения осуществляется запись нагрузки и деформации образца.

По результатам записи данных эксперимента строятся графики «осевая нагрузка – относительные продольные деформации» и «осевая нагрузка – относительные поперечные деформации».

На построенных графиках для каждого образца горных пород определяют участки необходимого диапазона нагрузок и соответствующие ему относительные продольные и поперечные деформации.

Статический модуль Юнга – это отношение приращения нормальных напряжений в образце к соответствующему приращению относительных продольных деформаций:

$$E_{СТ} = \frac{\sigma_K - \sigma_H}{\varepsilon_{1K} - \varepsilon_{1H}}, \quad (3.8)$$

где σ_K – конечное напряжение в рассматриваемом интервале напряжений, ГПа,

σ_H – начальное напряжение в рассматриваемом интервале напряжений, ГПа,

ε_{1K} – конечная относительная продольная деформация образца в рассматриваемом интервале напряжений,

ε_{1H} – начальная относительная продольная деформация образца в рассматриваемом интервале напряжений.

Статический коэффициент Пуассона – отношение относительной поперечной деформации образца горной породы к относительной продольной деформации в рассматриваемом интервале напряжений:

$$\nu_{ст} = \frac{\varepsilon_{поп}}{\varepsilon_{прод}}, \quad (3.9)$$

Относительные поперечные деформации и относительные продольные деформации рассчитываются по формулам:

$$\varepsilon_{прод} = \frac{\varepsilon_{1K} - \varepsilon_{1H}}{l}, \quad (3.10)$$

где ε_{1K} – конечная относительная продольная деформация образца,

ε_{1H} – начальная относительная продольная деформация образца.

$$\varepsilon_{попер} = \frac{\varepsilon_{2K} - \varepsilon_{2H}}{d}, \quad (3.11)$$

где ε_{2K} – конечная относительная поперечная деформация образца,

ε_{2H} – начальная относительная поперечная деформация образца.

Подготовка образцов керна к геомеханическим исследованиям. Для проведения испытаний по определению предела прочности при одноосном растяжении из полноразмерного керна изготавливаются образцы цилиндрической формы с диаметром $(30 \pm 0,5)$ мм и длиной $(15 \pm 0,5)$ мм.

Цилиндрические образцы для проведения испытаний по определению предела прочности при одноосном сжатии и статических и динамических модулей Юнга и коэффициента Пуассона подготавливались согласно ГОСТ 21153.8-88 «Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии» [71].

Измерения производят штангенциркулем с погрешностью не более $\pm 0,1$ мм. Диаметр измеряют в трех местах по длине образца (в середине и у торцов) в двух взаимно перпендикулярных направлениях. За расчетный диаметр принимают среднее арифметическое результатов всех измерений.

Торцевые поверхности образца должны быть плоскими, параллельными друг другу и перпендикулярными к боковой поверхности. Отклонение от параллельности измеряют индикатором, установленным на стойке, по двум взаимно перпендикулярным направлениям; величина его по диаметру (стороне квадрата) должна быть не более 0,2 мм при сравнительных и 0,4 мм при массовых испытаниях.

Отклонение от перпендикулярности контролируют слесарным угольником на отсутствие просвета. Отклонение от прямолинейности контролируют линейкой штангенциркуля или боковой поверхностью слесарного угольника по образующей в четырех положениях, смещенных друг относительно друга на 90° . Допускаемое отклонение от прямолинейности – 0,5 мм.

3.2 Влияние качества подготовки образцов

Для получения достоверных результатов крайне важна подготовка образцов при выпиливании их из полноразмерного керна и доведение до установленных регламентирующими документами габаритных размеров, в таблице 3.2 приведены требования к изготовлению образцов [51].

Предел прочности принимается равным отношению максимального значения силы, приложенной к площади поперечного сечения образца:

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{max}}}{S}, \quad (3.12)$$

Как видно из формулы (3.13) значение предела прочности при одноосном сжатии зависит от площади контакта, поэтому строгие требования к параллельности и перпендикулярности торцов относительно боковой поверхности

необходимы для правильного и равномерного нагружения образца, чтобы избежать перекосов и несоосности приложенной нагрузки.

Таблица 3.2 – Максимально допустимые отклонения цилиндрических образцов керна согласно ГОСТ 21153.2-84 [50]

Наименование допуска	Размеры допуска, мм, при испытаниях	
	сравнительных	массовых
Отклонение от плоскостности	0,03	0,05
Отклонение от параллельности	0,20	0,40
Отклонение от перпендикулярности	0,50	1,00

В работе И.И. Гирфанова и др. [110] приведены два примера проведения испытаний на одноосное сжатие для правильно подготовленного образца 36р (рисунок 3.2) и образца 32р, при подготовке которого не удалось добиться параллельности торцов и их полного контакта с плитами пресса (рисунок 3.3).

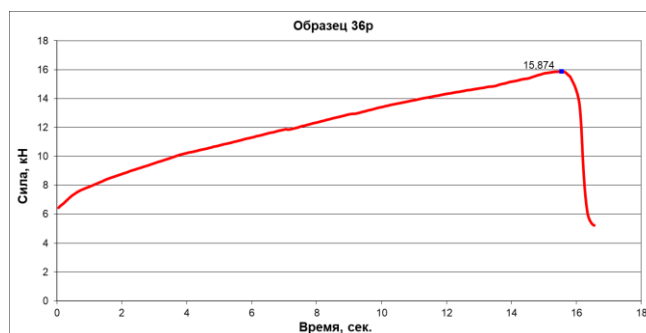


Рисунок 3.2 – Динамика нагружения при одноосном сжатии при полном контакте торцов образца с плитами пресса для образца 36р

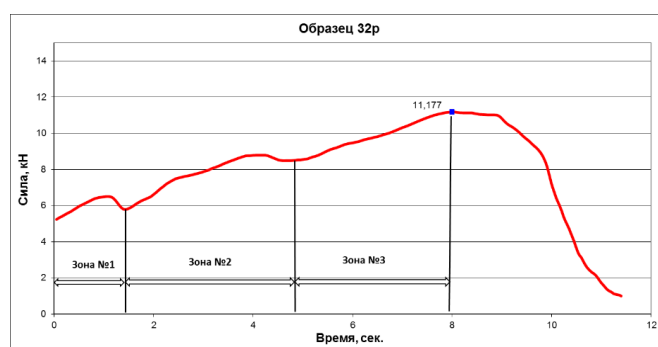


Рисунок 3.3 – Динамика нагружения при одноосном сжатии при неполном контакте торцов образца с плитами пресса для образца 32р

При соответствующей требованиям (таблица 3.2) подготовке образцов обеспечивается полный контакт с плитами пресса по всей площади торцов и

соосное равномерное распределение нагрузки по всей площади контакта торца образца с прессом. На рис. 3.4 схематично показан контакт образца с прессом.

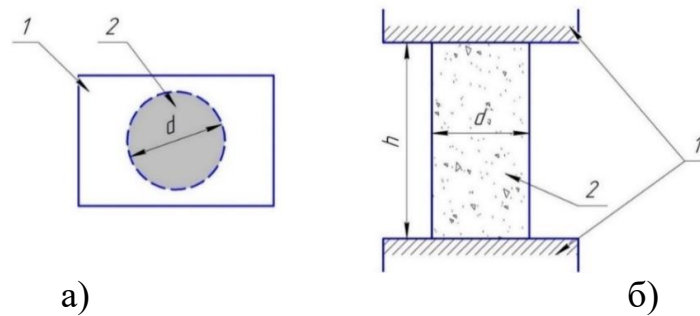
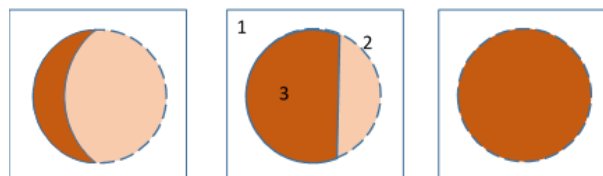


Рисунок 3.4 – Изображение пятна контакта образца с плитой пресса по всей площади торца (а – вид сверху, б – главный вид): 1 – плита пресса, 2 – образец породы, d – диаметр образца, h – высота образца

По графику на рисунке 3.3 видна неравномерность динамики нагружения образца с непараллельными торцами, и условно можно выделить три зоны разрушения (рисунок 3.5). Зона 1 характеризует начало нагружения и самую малую площадь контакта, что приводит к большим напряжениям и сколам по торцам образца, регистрируемым на графике нагружения. При дальнейшем нагружении образца происходит смятие торца и увеличение площади контакта, что приводит к дальнейшему частичному разрушению (зона 2). Зона 3 характеризует образование максимального пятна контакта торца образца с плитой пресса и полное разрушение образца.

Из-за неполного контакта даже при небольших начальных нагрузках в образце создаются большие напряжения, которые инициируют появление трещин, частичное разрушение и ослабление образца, что приводит к заниженному значению предела прочности при одноосном сжатии.



а) Зона №1

б) Зона №2

в) Зона №3

Рисунок 3.5 – Увеличение площади контакта торца образца с плитой пресса по мере нагружения, 1 – плита пресса, 2 – образец породы, 3 – пятно контакта торца с прессом

Для исключения получения недостоверных результатов испытаний необходим тщательный входной контроль образцов на их соответствие требованиям на параллельность торцов и их перпендикулярности граням. Подготовка образцов должна проводиться тщательно и аккуратно, без приложения к ним излишнего механического воздействия при выпиливании и торцевании.

Горные породы представляют собой неоднородные тела, имеющие пористость, кавернозность, различные включения и не во всех случаях возможно подготовить образцы. В таких случаях необходимо доводить образцы до приемлемой параллельности граней путем нанесения на один из торцов слоя эпоксидной смолы и его шлифовки до необходимого уровня.

3.3 Лабораторное оборудование, применявшееся для определения прочностных и упругих свойств горных пород

При определении предела прочности при растяжении по методу бразильского теста образец устанавливают между полуэллиптическими зажимающими элементами как показано на рисунке 3.6 и нагружают до разрушения.



Рисунок 3.6 – Пример разрушения образцов керна при испытании (бразильский тест)

Нагружение производится с применением автоматического двухдиапазонного пресса MATEST E161-01N с гидравлической системой и блоком управления (рисунок 3.7). Данное оборудование предназначено для проведения 2 типов испытаний:

- на сжатие кубических образцов со стороной до 150 мм, а также цилиндров диаметром 160 мм и высотой до 320 мм;

- на изгиб цементных балочек в соответствии с основными стандартами.

Пресс оборудован электронным блоком Cyber-plus Evolution который отображает текущее значение прилагаемого нагружения, отображает текущую скорость приложения нагружения, фиксирует момент разрушения образца и величину максимального нагружения, с помощью инструментов интерфейса записывает идентификационные сведения об образце, его габаритных размерах, скорости нагружения, сохраняет результат испытаний в памяти, позволяет распечатать полученные результаты или перенести их для обработки на персональный компьютер.



Рисунок 3.7 – Автоматический двухдиапазонный пресс на сжатие/изгиб
MATEST E161-01N

Результаты проведенных экспериментов записываются в файлы формата «.txt» для каждого образца. пример получаемого графика приведены на рисунках 3.8.

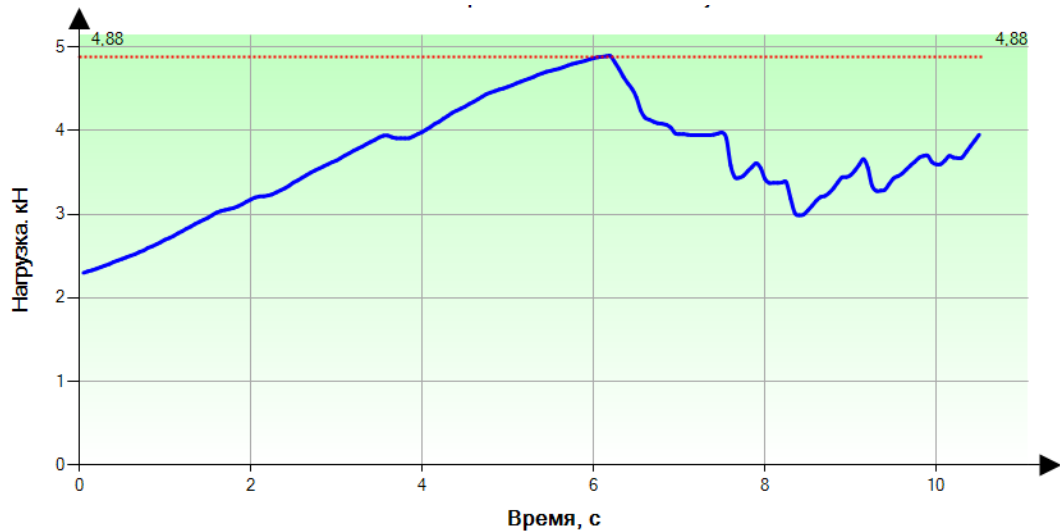


Рисунок 3.8 – Пример графика нагружения образца при испытаниях на растяжение

Определение предела прочности при одноосном сжатии проводится также на прессе MATEST E161-01N. Пример графика нагружения образца при испытаниях на одноосное сжатие приведён на рисунке 3.9.

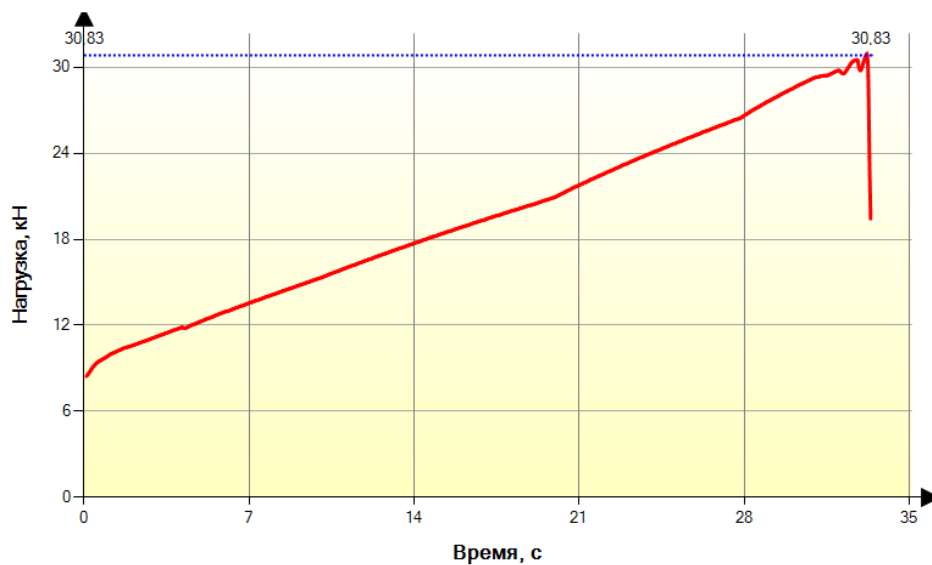


Рисунок 3.9 – Пример графика нагружения образца при испытаниях на одноосное сжатие

Определение упругих статических и динамических свойств образцов горных пород проводится на установке «ПИК-УИДК/ПЛ» производства ЗАО «Геологика» г. Новосибирск (рисунок 3.10).

Установка для исследования прочностных свойств керна «ПИК-УИДК/ПЛ» предназначена для определения:

- изменение размеров образца в процессе испытаний на сжатие в условиях, моделирующих пластовые;
- предела прочности на сжатие;
- модуля Юнга и коэффициента Пуассона;
- измерения скоростей продольных (P) и поперечных (S) волн в образцах в любой момент нагружения;
- непрерывной фиксации осевой и поперечной деформации, напряжений, температуры, порового давления;

Установка оснащена блоком насосов для создания осевого нагружения, давления обжима и порового давления в образце, камерой высокого давления, комплектом плунжеров с интегрированными датчиками для волн сжатия и сдвига для образцов диаметром 30 мм, комплектом монтажных колец (верхнее и нижнее) для двух датчиков деформации LVDT, расположенных на противоположных сторонах под углом 180° для контроля осевой деформации, приспособлением для монтажа датчика для измерений поперечных (окружных) деформаций, программно-управляемым источником-генератором ультразвуковых колебаний для возбуждения продольных (P) и поперечных (S) волн.

Программное обеспечение позволяет задавать условия эксперимента и управлять его ходом, записывать в выходные файлы параметры эксперимента, нагрузку на образец, его деформации, формы сигнала, записи времени прохождения P и S волн, скоростей прохождения и динамических модулей, а также пластовых условий.

Образец горной породы устанавливается в измерительную ячейку (рисунок 3.11), оснащенную силовыми пуансонами, датчиками продольных и поперечных деформаций, а также датчиками, предназначенными для измерения скорости распространения упругих постоянных волн в образце.



Рисунок 3.10 – Установка для исследования прочностных свойств керна «ПИК-УИДК/ПЛ»

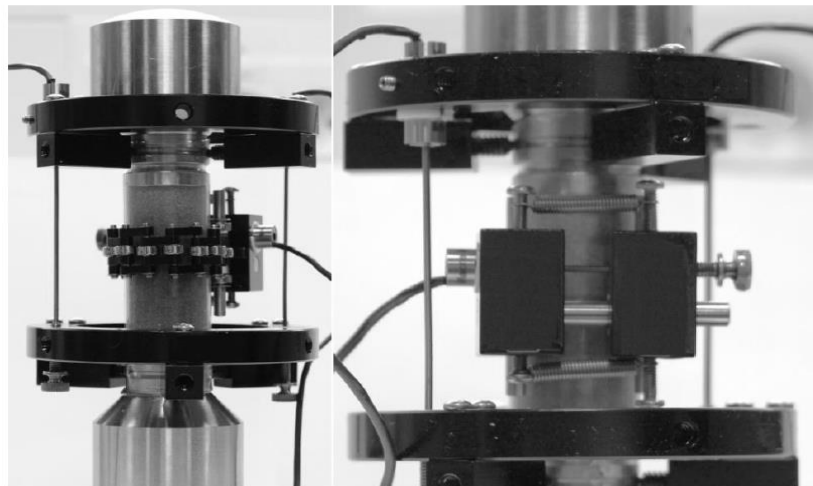


Рисунок 3.11 – Пример установленного образца горной породы в измерительную ячейку

Образец помещают в термоусадочную трубку для его разобщения с флюидом, создающим внешнее давление обжима и возможности создания в образце необходимого порового давления.

Собранная измерительная ячейка помещается в камеру прочности керна установки «ПИК-УИДК/ПЛ», которая заполняется жидкостью (маслом) для создания давления обжима. При необходимости осуществляется нагрев образца до пластовой температуры. Образец вдоль оси нагружается с заданной скоростью до

разрушения, при этом производится запись деформаций и времени прохождения Р и S волн.

По результатам записи данных эксперимента строятся графики «осевая нагрузка – относительные продольные деформации» и «осевая нагрузка – относительные поперечные деформации», графики времен пробега импульсов Р и S волн. По завершению эксперимента сохраняются два типа файлов с расширением «.deform.csv» и «.sonic.csv» содержащие данные о габаритных размерах образца, его массе, плотности, давлении обжима, поровом давлении в образце, температуре, скорости нагружения, динамике осевого нагружения, соответствующих деформациях и времени пробега ультразвуковых волн.

3.4 Программное обеспечение для автоматизации обработки данных лабораторных исследований геомеханических свойств

3.4.1 Оптимизация рутинных процедур при обработке лабораторных данных

В настоящее время основная часть лабораторного оборудования, применяемого для проведения исследований сопряжена с персональными компьютерами или имеет собственные вычислительные мощности, что позволяет следить за ходом выполнения экспериментов и сохранять все параметры условий и состояний образцов от начала до конца процедуры. В ходе деятельности лабораторий происходит накопление большого объема данных по проведённым исследованиям. Обработка получаемых массивов информации осложняется тем, что различные производители оборудования предусматривают сохранение данных в разных форматах расширений и разных формах структуры файлов. Последующий анализ результатов экспериментов требует значительных трудозатрат на первичную обработку выходных файлов в инструментах стандартного офисного программного обеспечения. В число рутинных процедур, требующих оптимизации можно отнести следующие действия:

1. Чтение данных выходных файлов.
2. Визуализация динамики изменения необходимых параметров в ходе эксперимента.
3. Расчёт требуемых параметров.
4. Генерация визуальной информации в виде графиков по каждому виду исследования для отчётной документации
5. Генерация таблиц результатов по каждому виду исследований с привязкой к идентификационным сведениям об образце и условиях эксперимента для отчётной документации.

Перечисленные выше задачи были решены в программном обеспечении, разработанном на языке программирования С#, И.И. Гирфанов и др. [111, 112, 113, 114], представляющем собой отдельные модули по видам исследований по определению пределов прочности при растяжении, при одноосном сжатии, статических и динамических модуля Юнга и коэффициента. В перечисленном программном обеспечении реализованы пофайловая загрузка записей процессов, считывание необходимых данных для расчётов, автоматическое определение пределов прочности, автоматический расчёт статических модуля Юнга и коэффициента Пуассона в диапазоне 40%-60% от пиковой нагрузки и расчёт в диапазонах определяемых пользователем, расчёт динамических модуля Юнга и коэффициента Пуассона, визуализация информации на графиках с автоматической генерацией легенды с идентификационными сведениями об образце, сведение результатов в таблицу с последующей выгрузкой полученных и графической части для отчетной документации.

Указанные программы [111, 112, 113, 114] установлены на рабочих местах специалистов лаборатории геомеханики в институте «ТатНИПИнефть» для расчёта требуемых параметров на основе данных записи процессов испытаний. Практика использования показала, что подобные разрозненные по видам исследований компьютерные программы, хоть и существенно снизили трудозатраты, но не обеспечивают полностью запроса на совокупную обработку лабораторных данных и совместный анализ полученных результатов.

3.4.2 Разработка программного комплекса автоматизации обработки и анализа массива данных геомеханических исследований керна

Развитие в ПАО «Татнефть» направления геомеханических исследований свойств горных пород, геомеханического моделирования и расширение областей применения результатов лабораторных исследований упруго-прочностных свойств потребовали создания качественного инструмента по обработке поточных данных получаемых при керновых исследованиях, организации структурированного хранения и доступа к данным с возможностью формирования селективной формы выгрузки по запросу специализированных служб, а также снижения трудозатрат на обработку, анализ результатов и создание отчётной документации.

Производители геомеханического лабораторного оборудования зачастую не обеспечивают свою продукцию программным обеспечением для работы с получаемыми результатами (расчёты параметров, визуализация, анализ и т.д.). Большое количество видов оборудования, видов исследований, проводимых в лаборатории геомеханики, получаемых файлов записи процессов, различия в методиках расчётов требуют создания унифицированного программного комплекса для анализа данных, возможности загрузки любых видов и форм выходных файлов записей процессов по шаблонам пользователей для исключения привязки ПО к типу оборудования в случае его замены или появления нового.

Для разработки лабораторного программного обеспечения были определены главные структурные элементы и принципиальная схема работы ПО для анализа данных лабораторных исследований (рис. 3.12).

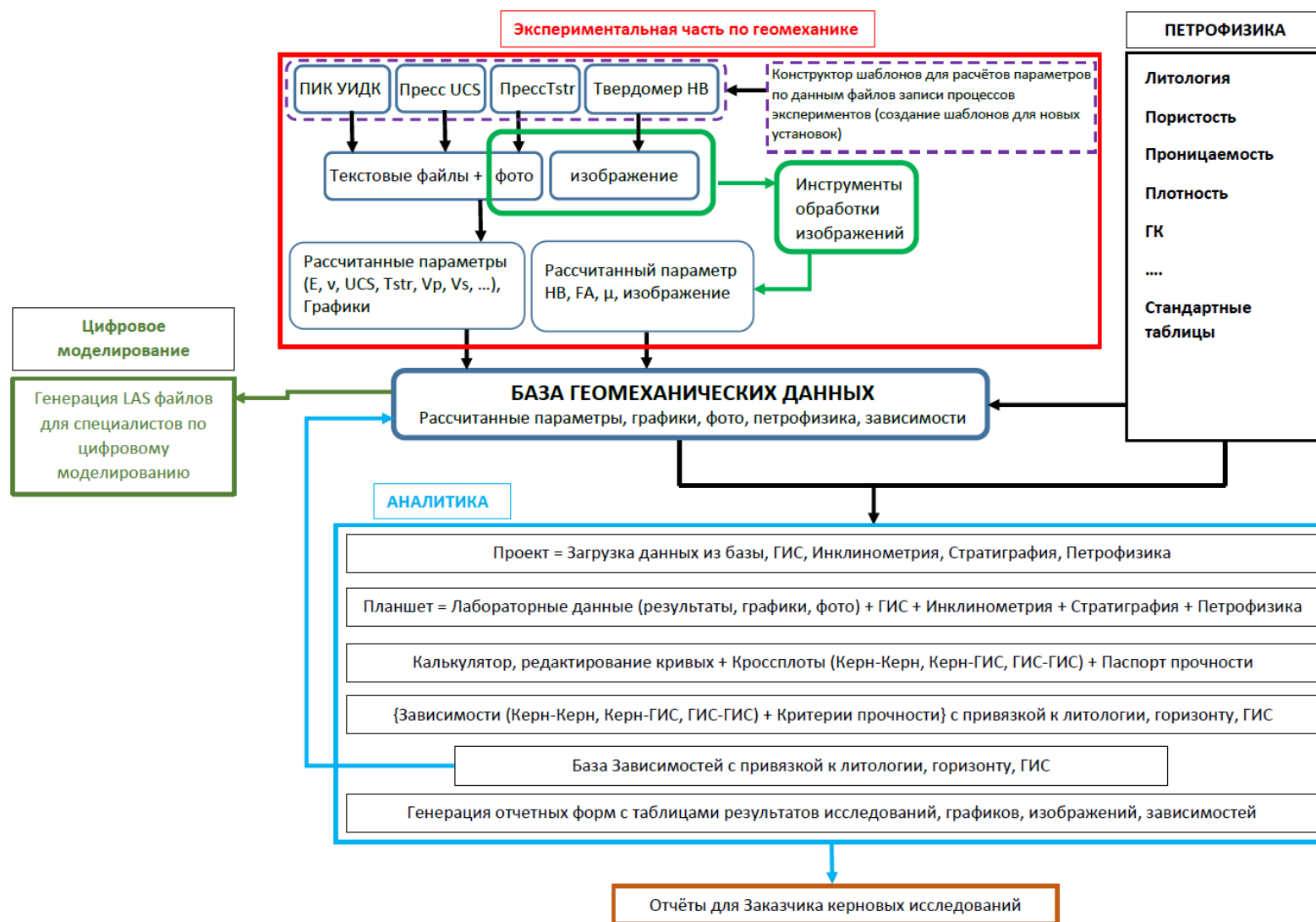


Рисунок 3.12 – Принципиальная схема работы ПО для анализа данных лабораторных исследований геомеханических свойств горных пород

3.4.3 Результаты разработки собственного программного обеспечения

Комплексное решение позволило отказаться от необходимости работы в разрозненном ПО, используемом ранее и свести всю обработку выходных файлов и анализ результатов на единой платформе, обеспечивающей связь всех данных.

В перечень реализованных возможностей созданного программного обеспечения GMS-CORE [115] вошел следующий функционал – пакетная загрузка файлов записи испытаний, автоматический пакетный расчёт свойств (σ_p , $\sigma_{сж}$, V_p , V_s , E_D , ν_D , E_{CT} , ν_{CT}), автоматическое формирование графиков по загруженным файлам, автоматическое формирование графической и табличной части для отчётов, работа с изображениями образцов (измерение углов слома, подписи, корректировка изображений и т.д.) и привязка изображений к образцам, автоматическое определение времени вступления волн по всем загруженным файлам, автоматическое формирование паспортов прочности по полученным значениям пределов прочности с подбором оптимальных критериев прочности и соответствующих графиков, система адаптации чтения данных из файлов для случаев замены или пополнения оборудования, сохранение файлов записи испытаний, полученных результатов, изображений в единой БД.

Получено универсальное ПО с возможностью обработки файлов с любого оборудования.

Сокращение времени, затрачиваемого на «ручной» труд, позволило перераспределить его при необходимости на увеличение доли, приходящейся на анализ результатов или сокращение сроков выполнения проектов. Цифровизация деятельности лаборатории геомеханики в ПАО «Татнефть» обеспечила оперативный доступ службам Компании к геомеханическим данным для решения своих задач исключив формальные процедуры запросов. Внедрение разработанного ПО позволило снизить трудозатраты на рутинные процедуры являющихся частью процессов «расчёт-анализ результатов», «результаты-потребитель», «результаты-отчёты».

3.5 РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

3.5.1 Выбор критерия прочности для терригенных отложений Ромашкинского месторождения

Критерий прочности или предельная поверхность напряжений представляет собой комбинацию касательных и нормальных напряжений, при которых происходит разрушение материала.

Подбор подходящего критерия производится на основе данных лабораторных экспериментов и накопленных результатов.

В данной работе использованы результаты проведённых автором исследований керна [116], отобранного из пашийского горизонта в скважине № 14403р Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения, проведённых на шести комплектах образцов, представленных песчаником. Каждый комплект включал в себя три образца, отобранных из однородных участков с одной глубины и использованного для определения пределов прочности при растяжении, одноосном и объемном сжатии, соответствующему пластовым условиям. Результаты экспериментов приведены в таблице 3.3. На рисунке 3.13 приведены примеры построения паспортов прочности по ГОСТ 21153.8-88.

Как видно, критерий прочности не описывает точно окружность, построенную по значениям предела прочности и давления обжима, полученным при испытании образца при трёхосном сжатии. Обжим, создаваемый при трехосном испытании на предел прочности, увеличивает значение последнего по сравнению с испытанием на предел прочности при одноосном сжатии, проводимым при атмосферном давлении и давлении обжима, равном нулю. Это делает затруднительным применение ГОСТ 21153.8-88 для построения критерия прочности горной породы по результатам испытаний образцов керна при пластовых условиях.

Таблица 3.3 – Результаты определения пределов прочности при объемном сжатии, одноосном сжатии и растяжении

Номер комплекта	Номер образца	Глубина отбора, м	Размеры образца Dхh, мм	Тип испытания	Предел прочности, МПа
1	32	1625,6	30х60	объемное сжатие	87,5
	31	1625,55	30х60	одноосное сжатие	43,20
	33	1625,6	30х15	растяжение	2,90
2	35	1626,3	30х60	объемное сжатие	61,0
	37	1626,35	30х60	одноосное сжатие	25,58
	36	1626,3	30х15	растяжение	2,70
3	43	1628,43	30х60	объемное сжатие	119,1
	41	1628,4	30х60	одноосное сжатие	43,48
	42	1628,4	30х15	растяжение	3,50
4	45	1629,33	30х60	объемное сжатие	144,9
	47	1629,36	30х60	одноосное сжатие	61,27
	46	1629,33	30х15	растяжение	5,70
5	51	1630,43	30х60	объемное сжатие	119,0
	49	1630,4	30х60	одноосное сжатие	75,69
	50	1630,4	30х15	растяжение	3,90
6	54	1632,25	30х60	объемное сжатие	78,0
	56	1632,28	30х60	одноосное сжатие	41,45
	55	1632,25	30х15	растяжение	4,40
Среднее по образцам			30х60	объемное сжатие	102,0
			30х60	одноосное сжатие	48,45
			30х15	растяжение	3,85

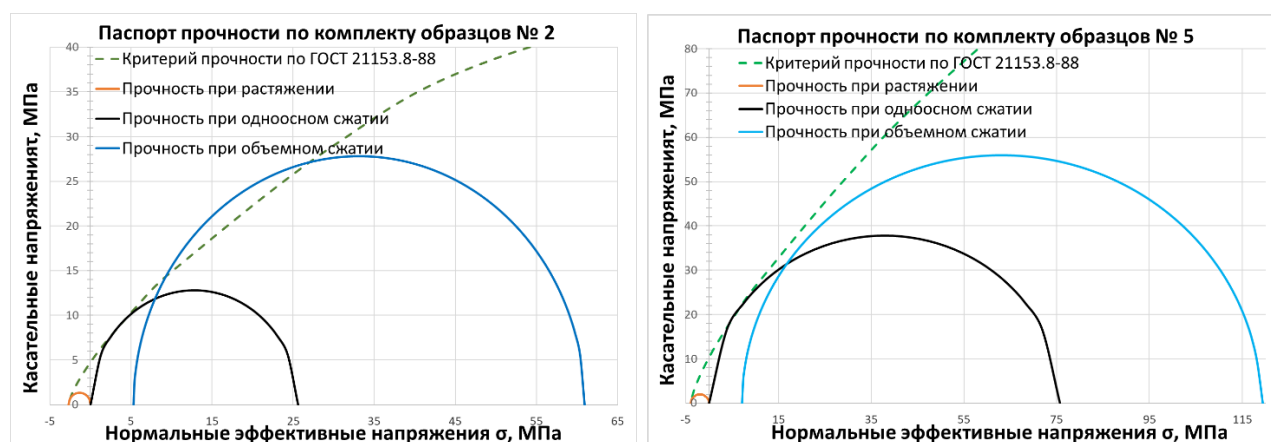


Рисунок 3.13 – Критерий прочности ГОСТ 21153.8-88 для комплектов образцов № 2 и № 5

Также рассмотренный линейный критерий прочности Мора – Кулона не удовлетворяет необходимым требованиям по описанию границы прочности горной породы:

$$\tau = C + \sigma \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.13)$$

На рисунке 3.14 представлен линейный критерий прочности Мора – Кулона. Как видно, в области прочности на разрыв критерий не проходит по касательной к окружности, и в области напряжений, лежащих дальше предела прочности при пластовых условиях, он показывает завышенную границу.

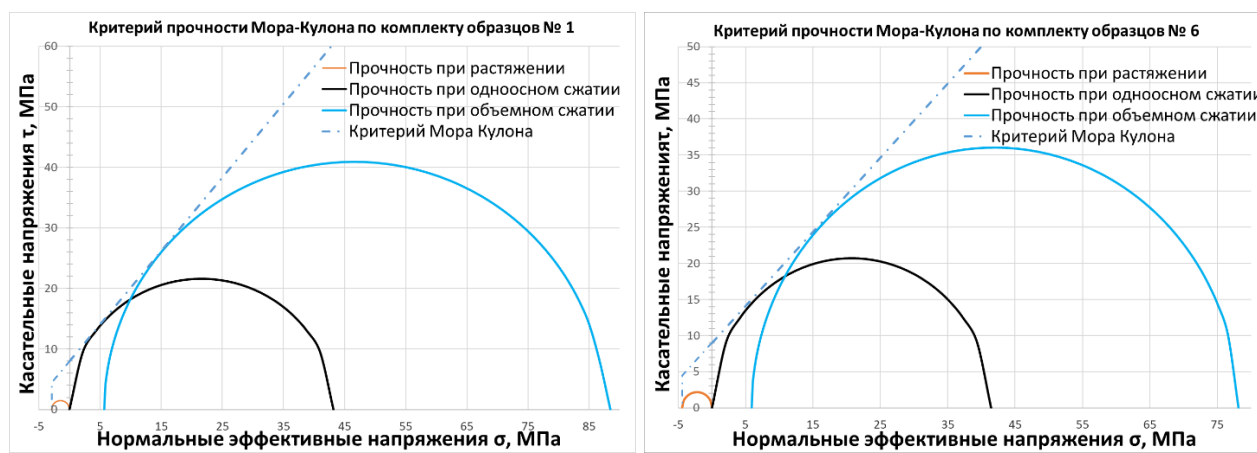


Рисунок 3.14 – Линейный критерий прочности Мора – Кулона для комплектов образцов № 1 и № 6

В качестве альтернативы способам построения критериев прочности по ГОСТ 21153.8-88 и по уравнению Мора – Кулона был рассмотрен критерий Хоека – Брауна. Он, в отличие от линейного критерия Мора – Кулона, представляет собой нелинейную параболическую форму. Критерий Хоека-Брауна – это эмпирически полученная зависимость, используемая для описания нелинейного возрастания максимальной прочности породы с возрастанием эффективного напряжения.

В основу легли опыты Хоека с разрушением хрупкой породы и использованием параболической огибающей Мора, полученной из теории разрушения Гриффита, чтобы определить взаимосвязь между касательным и нормальным напряжением при возникновении трещины. Объединив возникновение трещины с распространением трещины и разрушением горных пород, Хоек и Браун предложили поправочные коэффициенты для того, чтобы

адаптировать различные параболические кривые к данным трехосных испытаний [70]. Таким образом, критерий Хоека – Брауна имеет преимущество в описании нелинейного увеличения прочности с увеличением давления обжима.

В работе [8] приводится такая запись критерия Хоека – Брауна:

$$\sigma_1 = \sigma_3 + \sigma_{сж} \cdot \sqrt{m \cdot \frac{\sigma_3}{\sigma_{сж}} + s}, \quad (3.14)$$

Для неповрежденных пород s равно единице, а для гранулированных сыпучих пород s равно нулю. Значения параметра m получают по данным лабораторных исследований образцов горных пород. Параметр m характеризует хрупкость породы: чем он меньше, тем более пластичная порода.

При отсутствии данных лабораторных тестов используются справочные данные, полученные Хоеком и Брауном. Например, для песчаников параметр m находится в диапазоне от 15 до 24 [8].

Критерий Хоек-Брауна представлен соотношением максимального и минимального напряжений, и для его преобразования в параметры нормальных и касательных напряжений Кумаром [117] был предложен способ вычисления точек касательной в координатах (σ, τ) :

$$\sigma = \sigma_3 + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{1 + \sigma'}, \quad (3.15)$$

$$\tau = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{1 + \sigma'} \cdot \sqrt{\sigma'}, \quad (3.16)$$

$$\sigma' = 1 + ma(m \frac{\sigma_3}{\sigma_{сж}} + s)^{a-1}, \quad (3.17)$$

где σ' – отношение дифференциалов σ_1 и σ_3 .

Подбор параметров a , m и s осуществляется по условию из соотношения:

$$\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{\sigma_c} = (m \frac{\sigma_3}{\sigma_{сж}} + s)^a, \quad (3.18)$$

В целях унификации для рассматриваемых терригенных отложений пашийского горизонта параметр a был принят равным 0,5, параметр s равным 1, осуществлялся только подбор параметра m по выполнению условия уравнения (3.18). Результаты определения данных параметров приведены в таблице 3.4. По комплекту 1 параметр a был взят равным 0,54 для того, чтобы добиться хорошего описания огибающей предельных кругов напряжений и выполнения условия (3.18).

Таблица 3.4 – Значения параметров a , m , s по комплектам образцов

Номер комплекта	Параметр		
	a	s	m
1	0,54	1	17
2	0,5	1	18,2
3	0,5	1	33
4	0,5	1	33,4
5	0,5	1	12,7
6	0,5	1	14,3
Средние значения параметров свойств породы	0,5	1	21,4

Примеры построения критерия прочности Хоека-Брауна по результатам лабораторных исследований пределов прочности приведены на рисунке 3.15.

Как показано на рисунке 3.16, по комплекту образцов № 6 не удалось добиться полного описания огибающей предельных кругов напряжений в области растягивающих напряжений. Недостающая часть была достроена линией по тренду продолжения критерия.

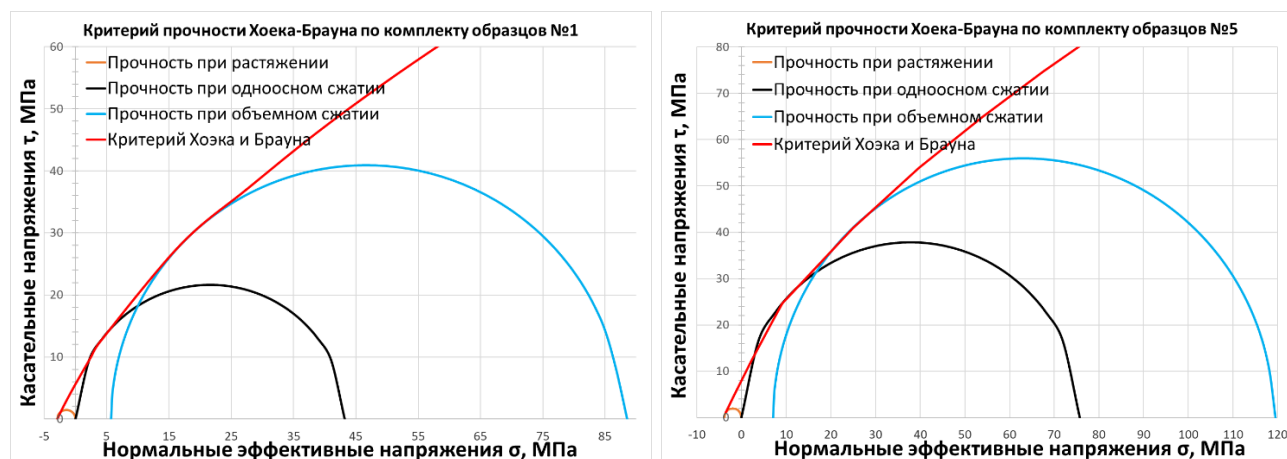


Рисунок 3.15 – Критерии прочности Хоека – Брауна для комплектов образцов № 1 и № 5

Для определения общих параметров интервала пашийского горизонта были взяты средние значения пределов прочности, определённые по результатам испытаний комплектов образцов.

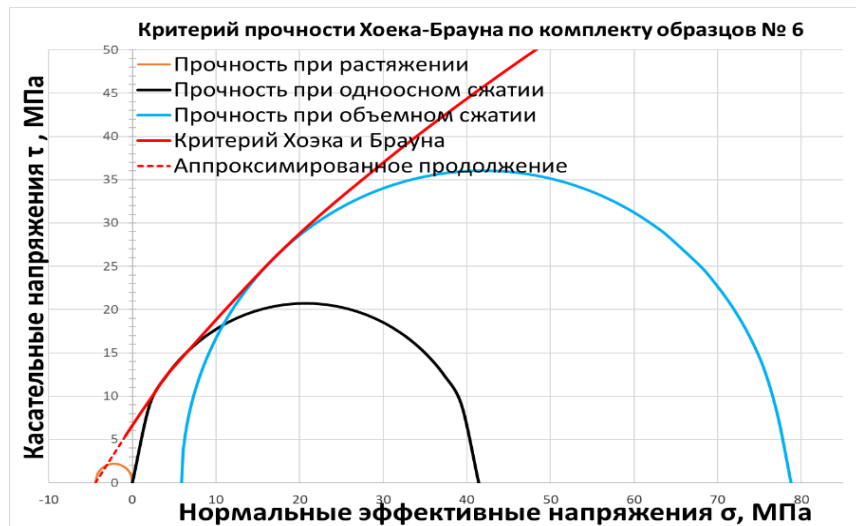


Рисунок 3.16 – Критерий прочности Хоека-Брауна для комплекта образцов № 6

Параметры a , m приняты равными 0,5 и 1 соответственно, а параметр s принят средним по результатам тестов и равен 21,4. На рисунке 3.17 приведены построенные критерии прочности по ГОСТ 21153.8-88, линейному критерию Мора – Кулона и критерий прочности Хоека – Брауна на основе средних значений для пашийского горизонта.

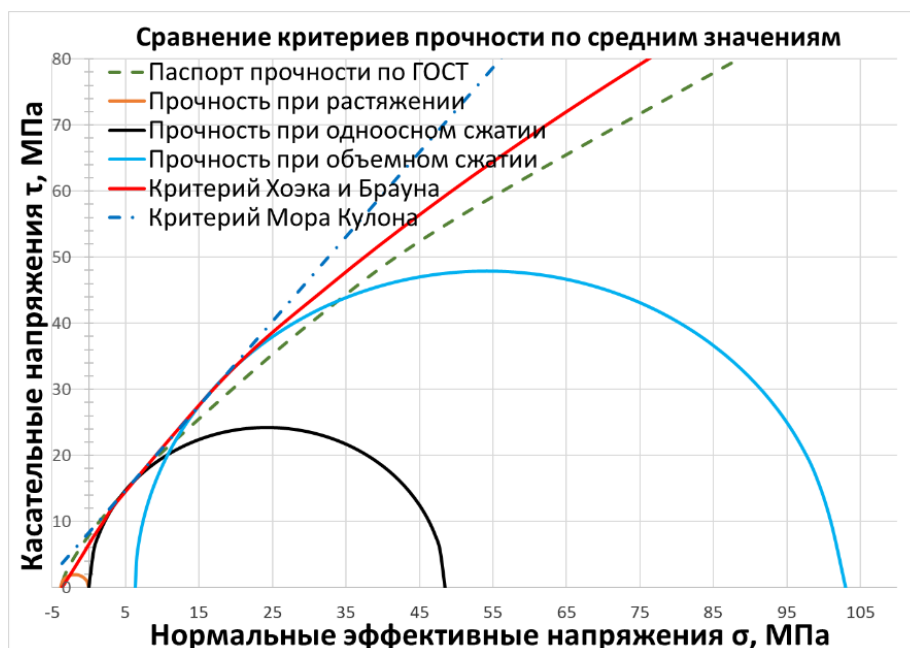


Рисунок 3.17 – Критерии прочности для средних по комплектам образцов значений пределов прочности

По графическому отображению полученных результатов видно, что линейный критерий прочности Мора – Кулона показывает завышенную границу в области растягивающих напряжений, критерий прочности, построенный по ГОСТ

21153.8-88, даёт заниженную границу с области сжимающих напряжений, а критерий Хоека – Брауна в целом удовлетворительно описывает предельные круги напряжений в области растягивающих напряжений, одноосного и объемного сжатий.

3.5.3 Динамические и статические упругие свойства

Для расчёта динамических упругих свойств необходимы данные по скоростям продольных и поперечных волн. По объектам месторождений Татарстана осуществляется скважинный акустический каротаж только с определением интервального времени пробега продольной волны, поэтому скорость поперечной волны необходимо рассчитывать по зависимостям. На керне скважин, пробуренных на терригенные отложения девона, были проведены лабораторные исследования по определению скоростей пробега и зависимостей для динамических геомеханических свойств (рисунках 3.18-3.20):

$$V_s = 0,6852 \cdot V_p - 515,83, \quad (3.19)$$

$$E_D = 2,8128 \cdot e^{0,0006 \cdot V_p}, \quad (3.20)$$

$$v_D = 281,59 \cdot V_s^{-0.895}, \quad (3.21)$$

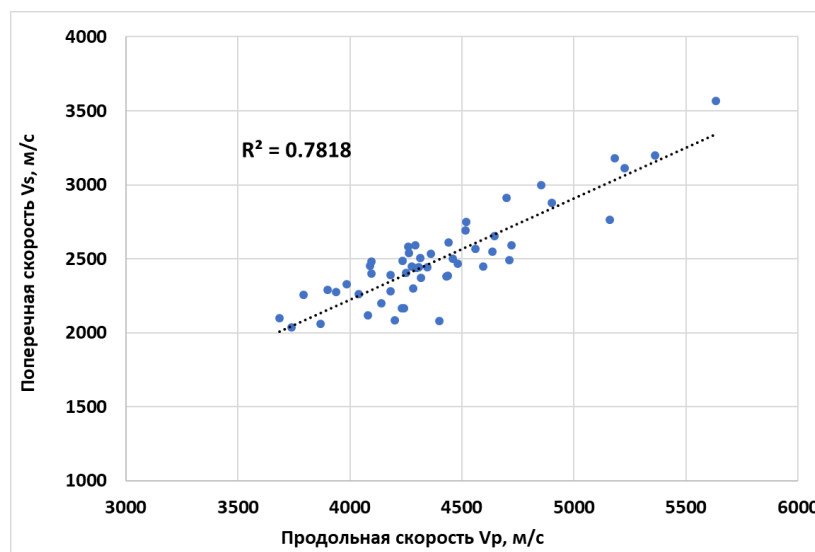


Рисунок 3.18 – Зависимость скорости поперечных волн от скорости продольных волн

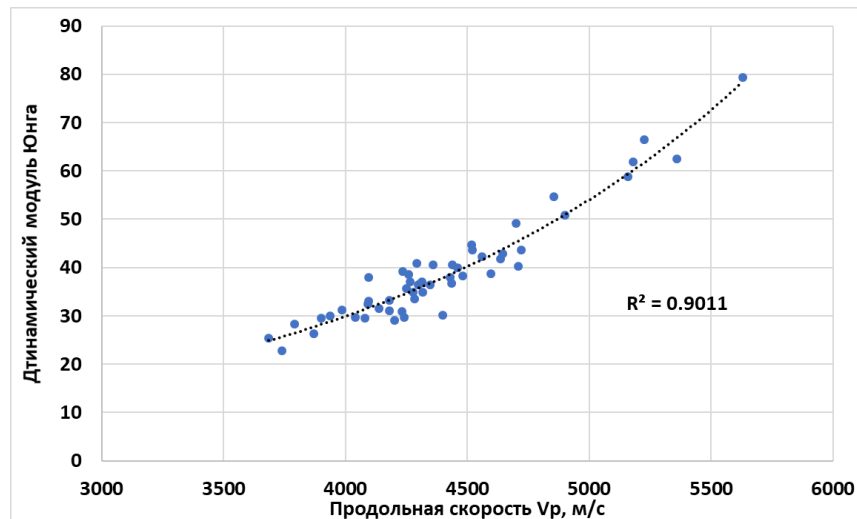


Рисунок 3.19 – Зависимость динамического модуля Юнга от скорости продольных волн

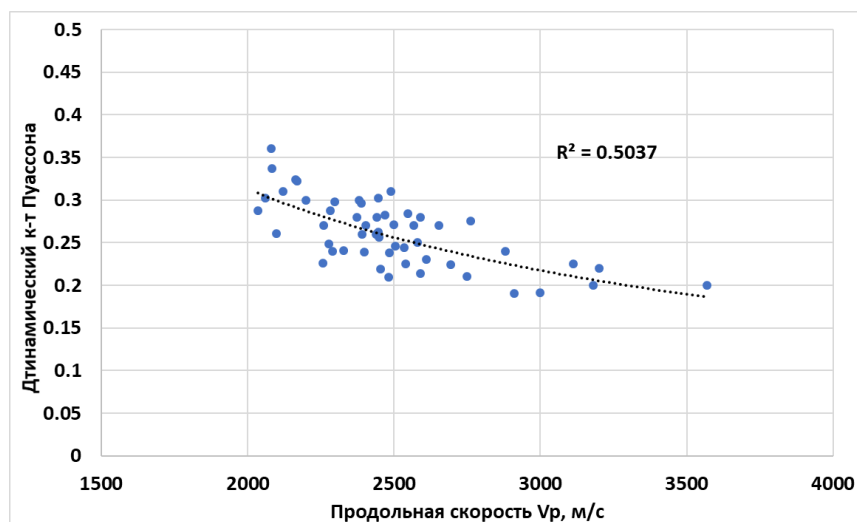


Рисунок 3.20 – Зависимость динамического коэффициента Пуассона от скорости продольных волн

Статические упругие свойства отличаются от динамических из-за скорости деформаций происходящих при измерении этих параметров. Связь статических и динамических свойств для терригенных отложений Ромашкинского месторождения представлена на рисунках 3.21, 3.22 и в нижеприведённых зависимостях:

$$E_{\text{СТ песчаник}} = 0,0083 \cdot V_p - 11,325, \quad (3.21)$$

$$E_{\text{СТ алевролит}} = 0,0267 \cdot V_p - 95,387, \quad (3.22)$$

$$v_{\text{СТ}} = -0,21 \ln(V_s) + 1,8038, \quad (3.23)$$

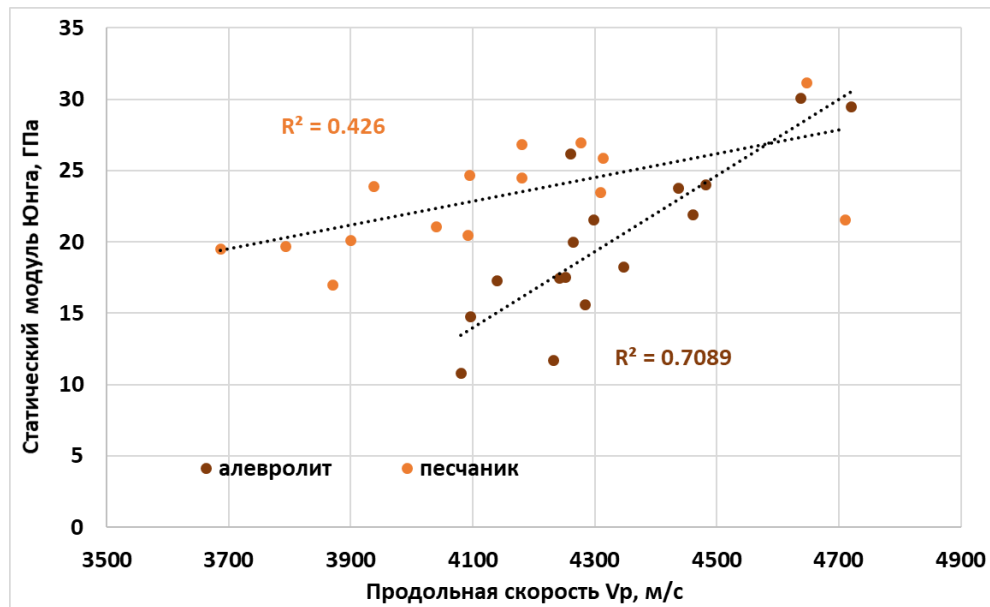


Рисунок 3.21 – Зависимость статического модуля Юнга от скорости поперечной ВОЛНЫ

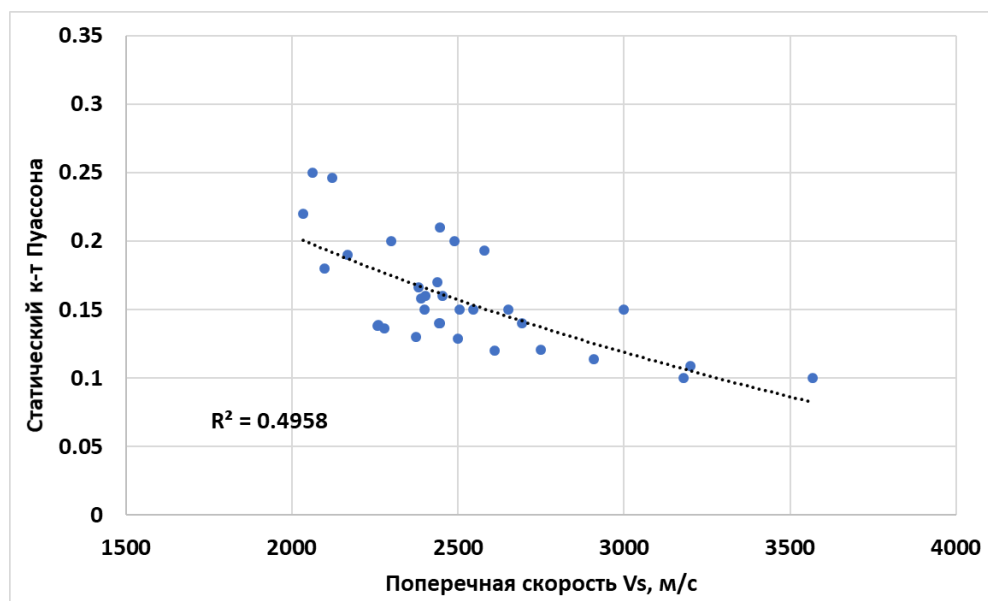


Рисунок 3.22 – Зависимость статического коэффициента Пуассона и скорости поперечной волны

Погрешность определения коэффициента Пуассона может достигать 25% [107], что связано с влиянием большего количества факторов, чем на модуль Юнга, т.к. для расчёта применяются значения и продольных и поперечных деформаций, на которых значительное влияние оказывают внутренние дефекты, неоднородность образцов горных пород и качество подготовки.

3.5.4 Предел прочности при одноосном сжатии и растяжении

Прочность горных пород при разнонаправленной нагрузке характеризуют предел прочности при растяжении и при сжатии. Эти свойства применяются при определении критериев прочности и при геомеханическом моделировании.

Минералогическая неоднородность и наличие внутренних микротрещин снижают способность образцов сопротивляться прикладываемой нагрузке, что влияет на пределы прочности. При сжатии имеющиеся нарушения сплошности не так значительно влияют на снижение прочности, как на предел прочности при растяжении. На основе результатов проведенных испытаний образцов керна терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения получена зависимость прочности при растяжении от предела прочности при одноосном сжатии:

$$\sigma_p = 0,0538 \cdot \sigma_{сж} + 1,6639, \quad (3.24)$$

На рисунке 3.23 показан график зависимости предела прочности при растяжении от предела прочности при одноосном сжатии.

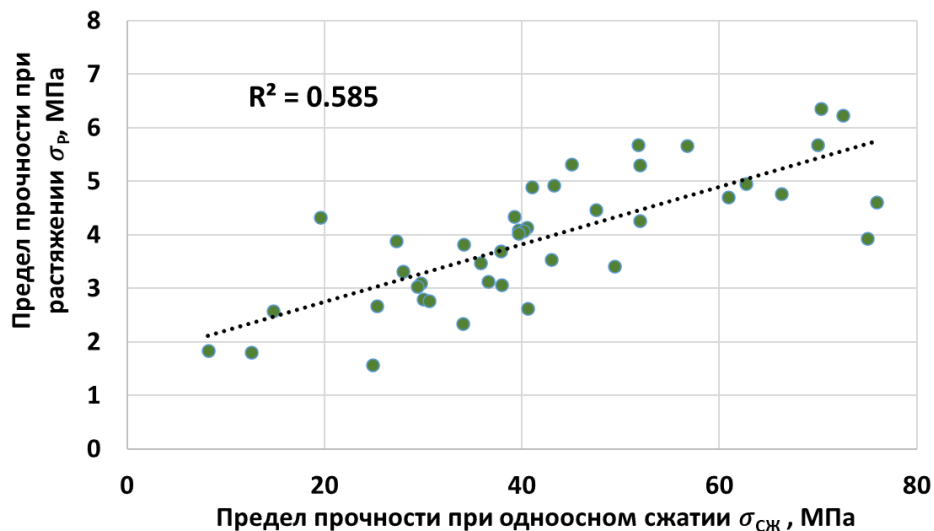


Рисунок 3.23 – Зависимость предела прочности при растяжении от предела прочности при одноосном сжатии образцов керна терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения

В среднем соотношения пределов прочности при одноосном сжатии и при растяжении для пород терригенных отложений девона составляет $\sigma_{сж}/\sigma_p=11$.

3.5.4 Зависимости для расчёта упруго-прочностных свойств по данным геофизических исследований скважин

Широкое применение ГРП на месторождениях Республики Татарстан показало необходимость в получении достоверных данных о геомеханических свойствах горных пород, необходимых для проектирования процессов ГРП. Расширение областей применения сведений о геомеханических свойствах и напряженном состоянии горного массива месторождений сделало этот вопрос еще более актуальным.

Ранние исследования [24, 66] сталкивались с отсутствием необходимых исследований на керновом материале, малым количеством проводимого в скважинах акустического каротажа (АК) и тем, что АК проводится в небольших интервалах и определяется только скорость пробега продольной волны. В связи с этим разрабатывались методы создания синтетического акустического каротажа. В итоге для расчётов статический коэффициент Пуассона приравнивался к динамическому, а для пересчёта динамического модуля Юнга в статический использовались зависимости из открытых работ по изучению геомеханических свойств горных пород других регионов мира.

Создание в ПАО «Татнефть» лаборатории по исследованиям геомеханических свойств горных пород месторождений оснащенной оборудованием, описанным в данной главе, позволило начать работу по планомерному изучению геомеханических параметров. Учитывая, что проведение акустического каротажа в скважинах месторождений Татарстана не носит массового характера было принято решение о поиске зависимостей на основе других методов скважинного каротажа.

Для определения зависимостей типа ГИС-кern было проведено сопоставление прочности на одноосное сжатие, прочности на разрыв, статического модуля Юнга, статического коэффициента Пуассона полученных по кернам

исследованиям с результатами геофизических исследований в соответствующих скважинах, где был проведён отбор исследуемого керна.

Изучены зависимости упруго-прочностных свойств от параметров радиоактивного каротажа (гамма-метод), который на месторождениях Республики Татарстан проводится в каждой скважине.

Нормированный параметр $A_{ГК}$ определяется следующим образом:

$$A_{ГК} = \frac{ГК - ГК_{min}}{ГК_{max} - ГК_{min}}, \quad (3.25)$$

где $ГК$ – значение гамма-метода, мкР/час;

$ГК_{min}$ – минимальное значение гамма-метода (в опорном пласте – турнейском ярусе), мкР/час;

$ГК_{max}$ – максимальное значение гамма-метода (в опорном пласте – кыновских глинах), мкР/час;

Преимуществом использования параметров $A_{ГК}$ является его нормировка. Если показания гамма-каротажа могут различаться даже в соседних скважинах из-за записи разными приборами, их калибровки и т.д., параметр $A_{ГК}$ не имеет этих недостатков.

На основе параметра $A_{ГК}$ так же был рассчитан коэффициент глинистости $K_{ГЛ}$, согласно принятой в ПАО «Татнефть» для разреза терригенного девона методике:

$$K_{ГЛ} = 0,5 \cdot A_{ГК}^2, \quad (3.26)$$

На рисунках 3.24, 3.25 приведены зависимости статических упругих свойств и предела прочности полученных по результатам исследований керна терригенного девона Ромашкинского месторождения проведенных автором и параметров гамма-каротажа, проведённого в скважинах, где был отобран керн.

Метод $ГК$ позволяет определять содержание глинистых минералов в горной породе. В лабораторных экспериментах исследовались образцы с различным глиносодержанием от чистого песчаника до аргиллитов, результаты исследований показали снижение модуля Юнга с ростом содержания глины (минимальные

значения соответствуют аргиллитам) и соответствующим ростом коэффициента Пуассона.

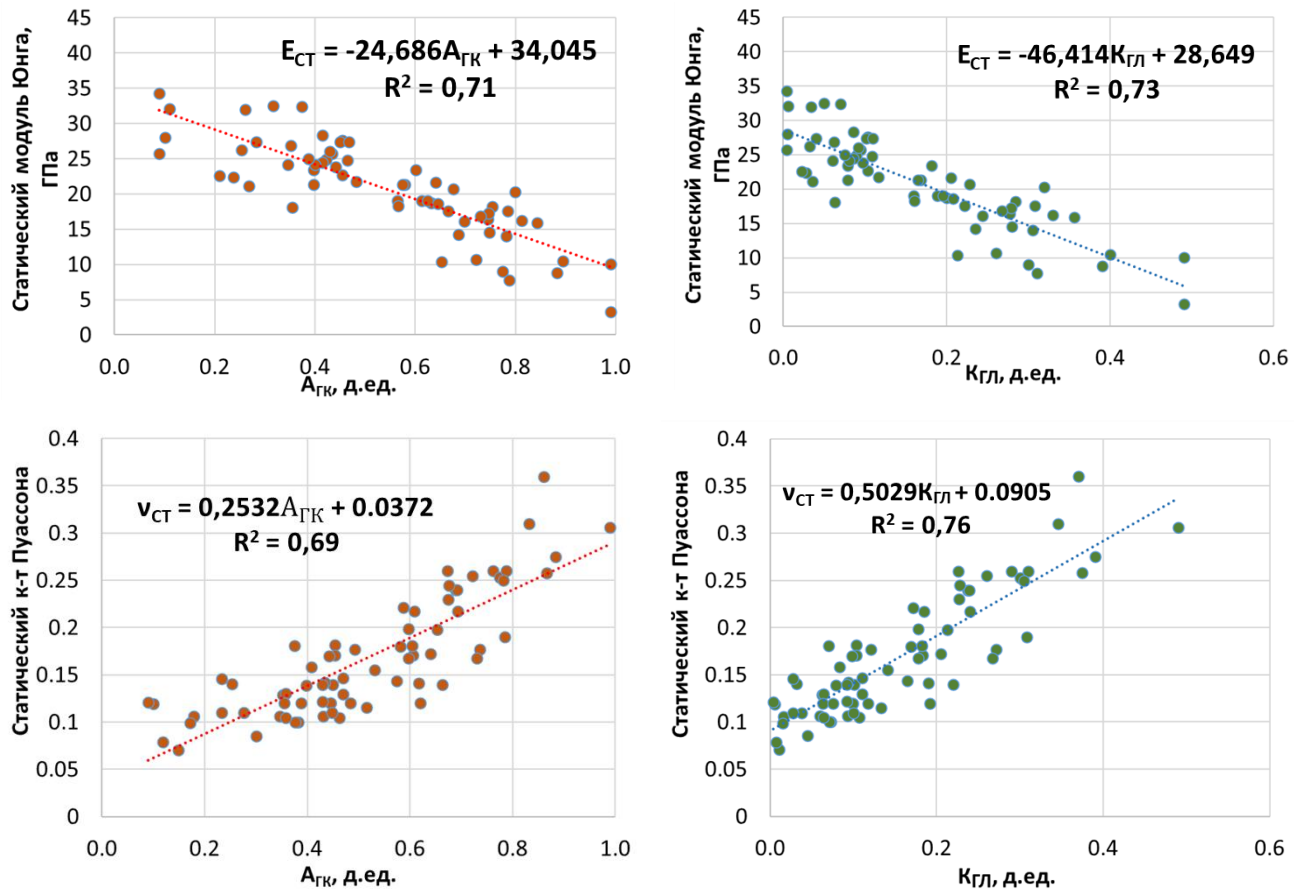


Рисунок 3.24 – Зависимости упругих свойств по результатам керновых исследований и параметров гамма-каротажа

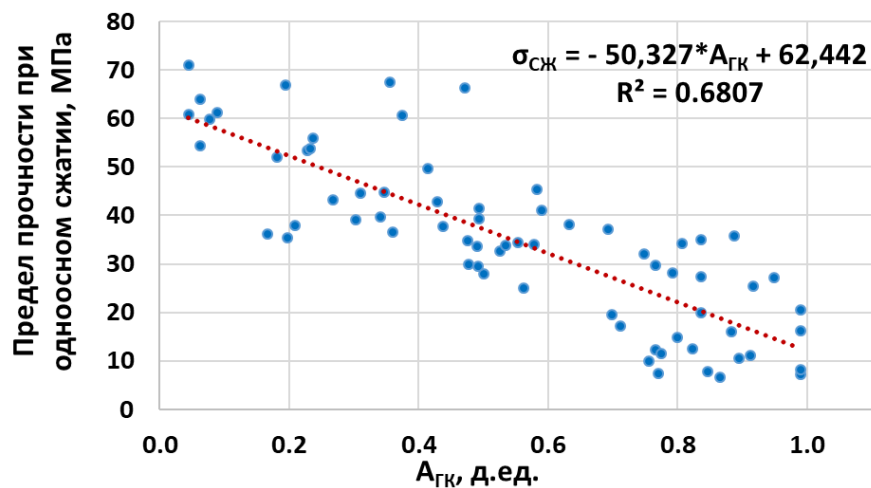


Рисунок 3.25 – Зависимость предела прочности при одноосном сжатии $\sigma_{сж}$ по результатам керновых исследований и параметра гамма-каротажа $A_{ГК}$

Проведенные исследования позволили получить характерные диапазоны значений упругих свойств горных пород терригенного девона Республики Татарстан. На рисунке 3.26 приведены диапазоны значений статического коэффициента Пуассона, ранее рекомендованные при проектировании процессов ГРП в терригенных коллекторах месторождений Республики Татарстан и диапазон значений статического коэффициента Пуассона полученных по результатам проведённых керновых исследований.

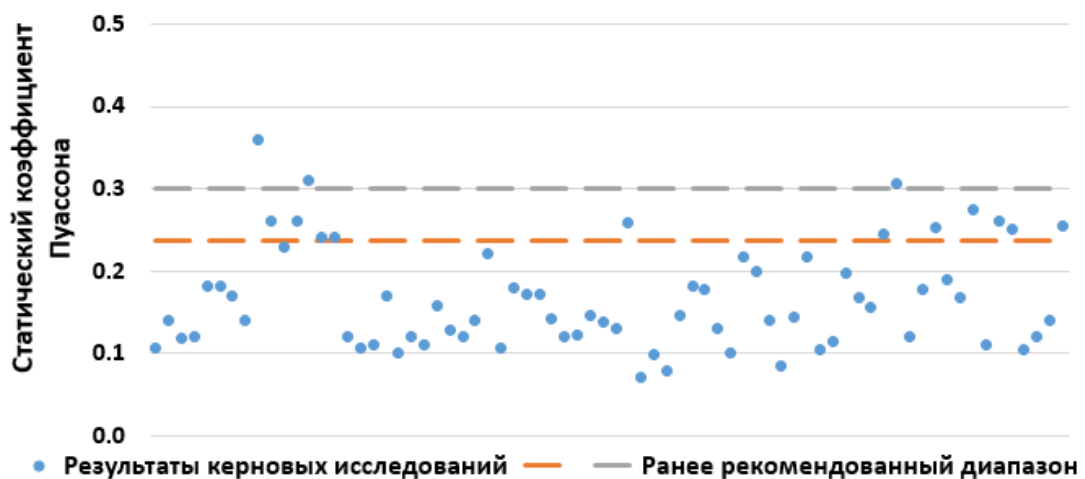


Рисунок 3.26 – Сравнение диапазонов ранее рекомендованных значений коэффициента Пуассона и полученных по результатам керновых исследований горных пород терригенного девона Республики Татарстан

Так, если ранее считалось, что для карбонатных и глинистых пород Татарстана нижний предел коэффициента Пуассона равен 0,236, то теперь видно, что нижняя граница составляет менее 0,1. Это связано с тем, что ранее статический коэффициент Пуассона приравнивался в динамическому ($\nu_{ст} = \nu_D$), получаемому по скважинному акустическому каротажу или синтетическим акустическим кривым. Данный подход приводил к тому, что коэффициент Пуассона в коллекторе и неколлекторе отличался незначительно.

Аналогично, ранее при проектировании ГРП в терригенных отложениях девона месторождений Республики Татарстан модуль Юнга принимался равным 8 ГПа для коллектора и 18 ГПа для перемычек (рисунок 3.27). Эти значения получались с применением пересчёта динамического модуля Юнга, так же рассчитываемого по акустическому каротажу или синтетическим акустическим

кривым, в статический по справочным зависимостям. Результаты проведённых исследований керна показали, что статический модуль Юнга горных пород терригенного девона Республики Татарстан варьируется в более широком диапазоне от 5 до 35 ГПа.

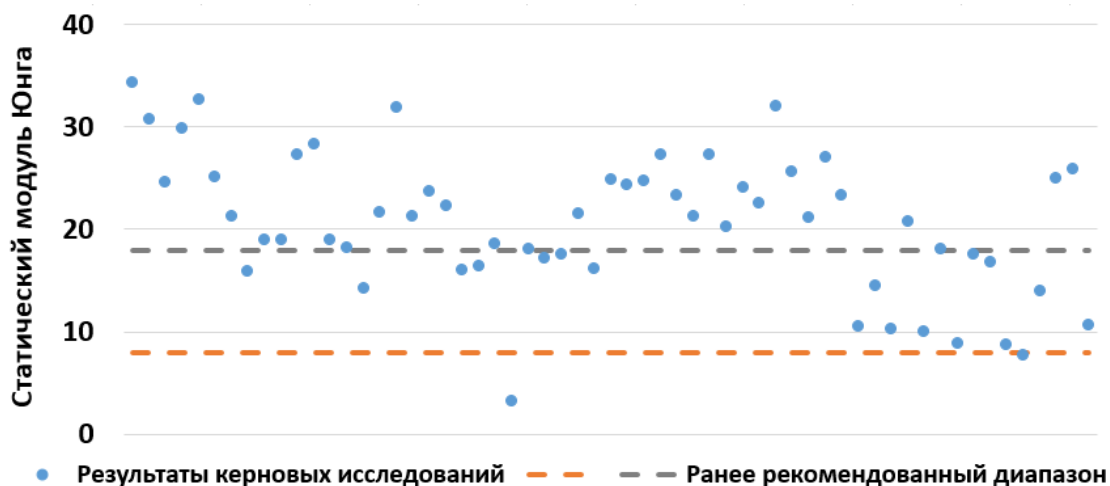


Рисунок 3.27 – Сравнение диапазонов ранее рекомендованных значений модуля Юнга и полученных по результатам керновых исследований горных пород терригенного девона Республики Татарстан

Как видно, отсутствие керновых исследований приводило к использованию подходов, не отражающих полной картины по упругим свойствам горных пород.

Полученные в ходе выполнения данной работы зависимости на основе результатов керновых исследований позволяют осуществлять расчёт геомеханических свойств на основе имеющего широкое применение гамма-каротажа и повышать точность геомеханических расчётов.

Выводы к главе 3

1. Создание собственной лаборатории по исследованиям геомеханических свойств позволило начать проведение экспериментов на керне из скважин месторождений Республики Татарстан. Лаборатория оснащена автоматическим прессом для определения прочностных свойств (пределы прочности при растяжении и при одноосном сжатии) и установки для определения упругих

(динамические и статические модуль Юнга и коэффициент Пуассона) и прочностных свойств при пластовых условиях. Дано описание применяемых методик.

2. В связи с тем, что производители не обеспечивают лабораторное оборудование программным обеспечением для постобработки получаемых файлов записей процессов испытаний и сам процесс обработки выходных файлов требует большого количества рутинных операций увеличивающих трудоёмкость были разработаны программные модули (Dynamic_VINS, Static_VINS, TSTR_VINS, UCS_VINS) по видам проводимых исследований для автоматизации рутинных процедур (подготовка данных, расчёт определяемых геомеханических параметров, создание графиков, отчётных таблиц с результатами).

Для полной унификации и максимальной автоматизации работы с выходными файлами записи процессов экспериментов было разработано комплексное программное обеспечение (GMS-CORE), объединившее в себе обработку всех видов, проводимых в лаборатории геомеханики института «ТатНИПИнефть» исследований. Это позволило проводить уже пакетную обработку файлов с автоматическим расчётом определяемых параметров, автоматическую генерацию графиков и отчетных форм с результатами. Получено максимальное снижение доли рутинных процедур и трудоёмкости процесса, для специалистов увеличено время на повышение качества анализа получаемых данных. Разработанное ПО внедрено и применяется в лаборатории геомеханики института «ТатНИПИнефть» (г. Бугульма) и лабораторно-исследовательском корпусе ПАО «Татнефть» (г. Альметьевск).

3. Проведено сравнение применимости критериев прочности (по ГОСТ 21153.8-88, линейный критерий прочности Мора–Кулона, критерий Хоека–Брауна) для продуктивных отложений Ромашкинского месторождения для определения их практической применимости. Определены параметры m , s , а критерия Хоека–Брауна для терригенных пород Ромашкинского месторождения, учитывающих изменение прочности массива горных пород при изменении нагрузок в процессе разработки ($m=21,4$, $s=1$, $a=0,5$).

4. Проведены лабораторные исследования геомеханических свойств горных пород терригенного девона Республики Татарстан. Получены зависимости керн-ГИС для горных пород терригенного девона Ромашкинского месторождения с целью их практического применения. Установлены линейная зависимость для расчёта скорости поперечной волны по скорости продольных волн ($R^2=0,78$), экспоненциальная зависимость динамического модуля Юнга от скорости продольных волн ($R^2=0,9$), степенная зависимость динамического коэффициента Пуассона от скорости продольных волн ($R^2=0,5$), линейные зависимости статического модуля Юнга для песчаника и алевролита от скорости продольной волны ($R^2=0,426$ и $R^2=0,7$), логарифмическая зависимость статического коэффициента Пуассона от скорости продольных волн ($R^2=0,49$). Применение полученных зависимостей геомеханических свойств от скоростей пробега акустических волн ограничивается крайне малым охватом акустическим каротажем скважин месторождений Республики Татарстан, который к тому же ограничивается определением только скорости продольной волны.

5. Учитывая, что проведение акустического каротажа в скважинах месторождений Татарстана не носит массового характера было принято решение о поиске зависимостей на основе других методов скважинного каротажа. В связи с этим изучены зависимости упруго-прочностных свойств от нормированных параметров радиоактивного каротажа (гамма-метод), который на месторождениях Республики Татарстан проводится в каждой скважине.

Получены зависимости статических упругих свойств, полученных по результатам проведенных автором исследований керна терригенного девона от параметров гамма-каротажа ($A_{ГК}$, $K_{ГЛ}$) проведённого в скважинах, где был отобран керн. Установлены линейные зависимости статического модуля Юнга от параметра $A_{ГК}$ ($R^2=0,71$) и $K_{ГЛ}$ ($R^2=0,73$), статического коэффициента Пуассона от параметра $A_{ГК}$ ($R^2=0,69$) и $K_{ГЛ}$ ($R^2=0,76$). С увеличением глинистости терригенных горных пород месторождений Республики Татарстан статический модуль Юнга снижается, а статический коэффициент Пуассона увеличивается.

6. Аналогично упругим свойствам были получены зависимости предела прочности при одноосном сжатии от параметра гамма-каротажа ($A_{ГК}$). Установлена линейная зависимость предела прочности при одноосном сжатии от параметра $A_{ГК}$ ($R^2=0,68$). С увеличением глинистости снижается предел прочности при одноосном сжатии.

Определено соотношение предела прочности при растяжении и предела прочности при одноосном сжатии для терригенных пород Ромашкинского месторождения ($\sigma_{сж}/\sigma_{р}=11$).

7. Полученные результаты керновых исследований терригенных горных пород месторождений Республики Татарстан позволили актуализировать и уточнить ранее имевшиеся представления о характерных диапазонах значений упругих свойств (модуля Юнга и коэффициента Пуассона). Отсутствие керновых исследований приводило к использованию подходов, не отражающих полной картины по упругим свойствам горных пород. Установлено, что диапазон значений статического модуля Юнга для терригенных пород кыновского и пашийского горизонтов составляет 5-35 ГПа, при ранее принимаемым 8-18 ГПа, а для статического коэффициента Пуассона диапазон значений составил 0,08-0,35, при ранее принимаемым 0,236-0,3.

Полученные в ходе выполнения работы данные на основе результатов керновых исследований позволяют осуществлять расчёт геомеханических свойств на основе имеющего широкое применение гамма-каротажа и повышать точность геомеханических расчётов.

ГЛАВА 4 ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

4.1 О создании цифровых инструментов для геомеханического моделирования

Деятельность ПАО «Татнефть» связана с разработкой различных месторождений – неглубокозалегающие залежи сверхвязкой нефти (СВН), истощающиеся коллектора терригенного девона, месторождения в трещиноватых карбонатных отложениях, запасы в низкопроницаемых плотных нетрадиционных коллекторах. Широко применяются технологии гидроразрыва пласта (ГРП), кислотного ГРП, большеобъемных кислотных обработок. Система ППД требует её эффективного развития и подбора оптимальных давлений закачки. В области бурения необходимо решать задачи неустойчивости ствола скважин при прохождении интервалов глин при строительстве с большим углом отхода [118].

Столь разнообразные условия месторождений и технологических вызовов требуют освоения и внедрения в производственную практику инновационных решений на основе достижений современной науки, в т.ч. развития направления геомеханики.

Общий рост возможностей в информационных технологиях и их доступность позволяет начать создание собственных цифровых продуктов, когда стоимость разработки собственного программного обеспечения (ПО) сопоставимо с приобретением ограниченного числа лицензий коммерческого ПО, представленного на мировом рынке услуг по геомеханическому моделированию. При этом разработанное ПО можно тиражировать внутри Компании без ограничений всем профильным специалистам, а также обеспечивать ассоциированные учебные заведения, готовящие магистрантов и аспирантов, собственным ПО.

С учётом стоящих задач в ПАО «Татнефть» было принято решение о разработке собственного ПО для геомеханического моделирования.

Наличие подобного ПО позволяет учесть необходимую специфику своих объектов разработки, соответствовать требованию современных вызовов по повышению качества цифровизации деятельности, обеспечить импортозамещение и снизить возможные риски санкционных ограничений.

Созданное ПО [119, 120, 121, 122] включает в себя платформенное решение, поддерживающее и обеспечивающее связь между функциональными модулями. Реализуемый инструментарий призван обеспечить максимально автономную работу специалиста по геомеханике, т.е. минимизировать обращение к стороннему программному обеспечению.

Источники данных для геомеханического моделирования являются в последующем и потребителями получаемых результатов, т.е. построение геомеханических моделей представляет собой замкнутый цикл процесса обмена информацией в том числе и с другими направлениями цифрового моделирования (рисунок 4.1).

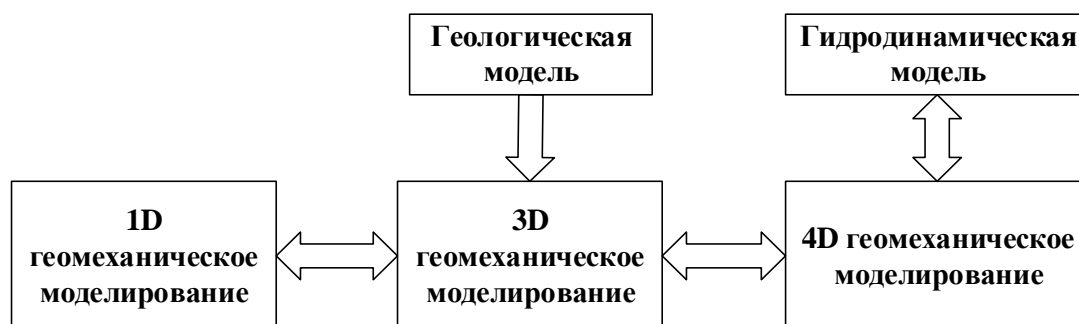


Рисунок 4.1 – Схема обмена информацией между направлениями цифрового моделирования

Разработанные модули 1D геомеханического моделирования [119, 120, 121] включает следующие инструменты – расчет упруго-прочностных свойств (библиотека зависимостей, пользовательские расчёты), геофизический планшет с инструментами настройки визуализации и работы с кривыми, расчёт действующих напряжений, прогноз порового давления, расчёт устойчивости ствола скважины, определение окна безопасной плотности бурового раствора, оптимизация конструкции скважин, стереограммы и спектрограммы действующих напряжений,

перенос свойств с опорных скважин на проектные, инструменты анализа давления после остановки процесса ГРП.

Для определения распределения концентраций напряжений на стенках скважины при расчёте устойчивости скважины проводятся на основе уравнений Кирша. Для расчета порового давления реализованы модели Итона [123], Бауэrsa, Тау и гидростатическая по плотности жидкости. Максимальные и минимальные горизонтальные напряжения рассчитываются по модели Мора-Кулона и пороупругой модели [6].

Инструменты 3D геомеханического моделирования [122] содержат функционал с поддержкой элементов 4D моделирования – создание сетки геомеханической модели, распространение геомеханических свойств, связь 1D и 3D моделей, учёт термических эффектов для залей СВН, учёт влияния трещиноватости, учёт истощения коллекторов, связь геомеханической и гидродинамических моделей.

В разработанное ПО включены инструменты построения структурной модели с учетом разломов, создания сетки, переноса на неё скважинных данных и моделирования распространения 3D свойств. Геомеханическая сетка строится как на основе импортированной сетки гидродинамической модели, так и на основе сетки, созданной в ПО.

4.2 Применение результатов работы на объектах разработки ПАО «Татнефть»

Залежи СВН. В Республике Татарстан имеются большие запасы сверхвязких нефтей (СВН), залежи которых введены в промышленную разработку с применением технологии парогравитационного дренирования (SAGD). Закачка пара при применении паротепловых методов приводит к изменениям в полях порового давления и температур. В результате меняется распределение напряжений в горизонтах, которое отражается на уровне дневной поверхности. Изменение уровня дневной поверхности при применении технологии SAGD составляют до нескольких сантиметров в год [124]. При построении геолого-гидродинамической модели областью моделирования выступает лишь продуктивный пласт. В то же время изменения некоторых параметров модели за пределами пласта также могут быть значительными. Изменения температуры настилающих и подстилающих пород со временем могут стать большими, что способно привести к изменению напряженно-деформированного состояния как самих нагретых слоев, так и к изменению дневной поверхности [125].

В качестве объекта моделирования было выбрано Больше-Каменское поднятие Ашальчинского месторождения СВН. Целью моделирования было определение возможных пределов изменения дневной поверхности вследствие изменения температуры и расширения настилающих пород залежи тяжелой нефти, а также влияния изменения напряженного состояния с учётом температурных эффектов на целостность покрышек для оценки риска из прорыва.

Горизонтальные скважины на месторождениях СВН при применении технологии SAGD располагаются параллельно друг другу, расстояние между соседними паронагнетательными скважинами не превышает 100 м.

Геологическое строение модели, принятое для решения поставленной задачи, было взято исходя из данных геологических отчетов. На рисунке 4.2 приведен пример планшета скважины с колонкой литологии, демонстрирующий типовой разрез в исследуемой области.

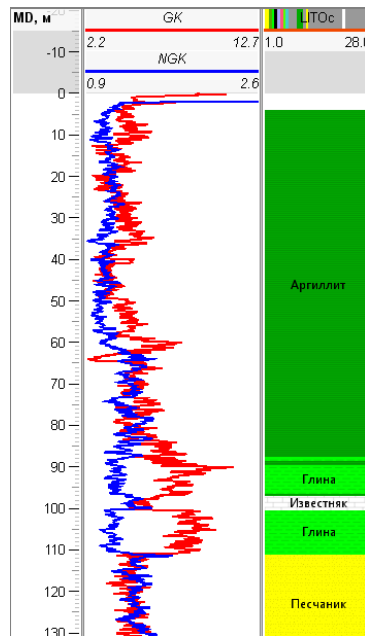


Рисунок 4.2 – Схема геологической модели залежи СВН

Распределение температуры T определяется уравнением [126] одномерного нестационарного кондуктивного теплопереноса:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(k(z) \frac{\partial T}{\partial z} \right) + f(z, t, T), \quad (4.1)$$

где $k(z)$ – коэффициент температуропроводности, $\text{м}^2/\text{с}$.

В начальный момент известно распределение температуры $T_0(z)$. На границах задано изменение температуры, $T_1(t)$ – на дневной поверхности, $T_2(t)$ – на кровле резервуара.

Температурная деформация $\varepsilon_{\text{тем}}$, вызванная тепловым расширением, рассчитывается по формуле:

$$\varepsilon_{\text{тем}} = \alpha \Delta T, \quad (4.2)$$

где α – коэффициент теплового расширения, $1/^\circ\text{C}$;

ΔT – изменение температуры при нагреве, $^\circ\text{C}$.

По результатам моделирования было выявлено, что пластовая система подвергается максимальным деформационным нагрузкам при разработке месторождений битумов методом SAGD в первые годы применения технологии. Это обусловлено высокими темпами закачки высокотемпературного теплоносителя в начале разработки, приводящими к резкому изменению температурного поля.

Деформации, вызванные влиянием теплового расширения, имеют определяющее значение для оценки напряжений и деформаций. На деформацию дневной поверхности наибольшее влияние оказывает температурное расширение, от изменения поля порового давления деформации не значительны.

Результаты моделирования сравнивались со значениями измерений вертикального движения уровня дневной поверхности, полученными по данным геодинамического мониторинга (рисунок 4.3).

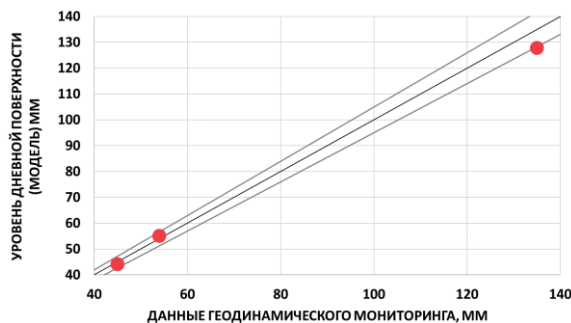


Рисунок 4.3 – Сравнение результатов моделирования с данными геодинамических наблюдений

Напряженно-деформируемое состояние рассчитывается [127] на основе решения краевой задачи теории упругости в перемещениях:

$$\operatorname{div} \sigma(u) + f = 0, \quad (4.3)$$

$u = 0$ на нижней границе,

$\sigma_n = 0$ на верхней границе,

$\sigma_n = \sigma_0$ на боковых границах,

где u – перемещения, σ – тензор полных напряжений, f – объемная сила, σ_n – нормальное напряжение на границе, σ_0 – значения напряжений на боковых границах.

Связь между тензором эффективных напряжений и тензором упругих деформаций ε_{el} задается формулой:

$$\sigma^{ef} = C\varepsilon_{el}, \quad (4.4)$$

где C – тензор упругости.

Для малых деформаций связь с перемещениями:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right), \quad (4.5)$$

Тензор деформаций ε может быть разложен суммой ε_{el} упругих, ε_{pl} пластических, ε_{th} термических и ε_{init} начальных деформаций:

$$\varepsilon = \varepsilon_{el} + \varepsilon_{pl} + \varepsilon_{th} + \varepsilon_{init}, \quad (4.6)$$

Численная реализация основана на методе конечных элементов. Для решения системы сеточных уравнений используется метод сопряженных градиентов с предобуславливателем на основе многосеточного метода.

С учетом малой глубины залегания месторождений СВН, для проведения корректного моделирования при разработке модуля термомеханических расчетов был реализован функционал загрузки и использования в расчетах поверхности рельефа по результатам топографо-геодезических работ (рисунок 4.4).

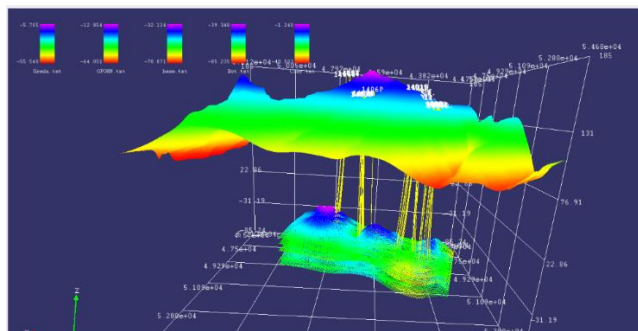


Рисунок 4.4 – Структурные поверхности при моделировании неглубокозалегающих месторождений

Изменение в процессе эксплуатации температуры и давления приводит к изменениям упруго-прочностных свойств горных пород пласта-коллектора и ограничивающих пород-покрышек.

Изменения напряженного состояния и упруго-прочностных свойств коллектора в процессе разработки Больше-Каменского поднятия Ашальчинского месторождения влияют на фильтрационно-ёмкостные характеристики из-за возникновения пластических деформаций.

Проведённое геомеханическое моделирование позволило выявить насколько сложившиеся условия повлияли на пласт-коллектор, настилающие и подстилающие породы. Зоны наличия пластических деформаций определены

только в коллекторе и при текущем режиме разработки нарушения целостности пород-покрышек не выявлено (рисунок 4.5).

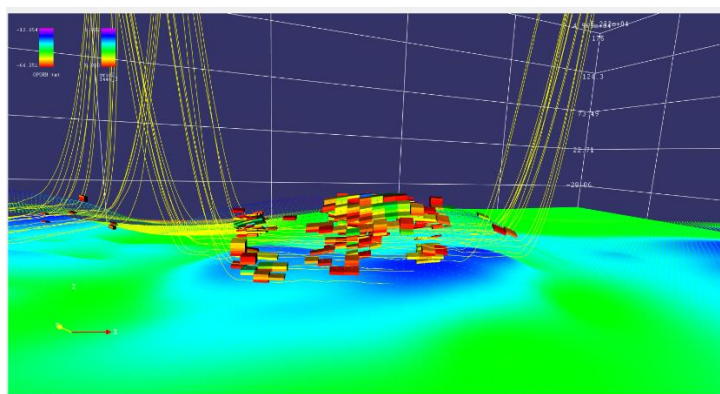


Рисунок 4.5 – Области наличия пластических деформаций (ячейки красного цвета)

Геомеханическое моделирование проектных скважин куста № 5125 Соболековского участка Елабужского месторождения. Для обеспечения выработки запасов Соболековского участка Елабужского месторождения из-за ограниченной возможности выбора площадки для размещения куста скважин № 5125 возникла необходимость строительства скважин с протяженным горизонтальным окончанием. Для получения рекомендаций и оценки рисков при строительстве скважин было проведено геомеханическое моделирование в разработанном программном комплексе GMS. Использовались модули разработанного ПО «GMS» - GMS-GMM, GMS-WBS, GMS-FracAnalysis [118, 119, 120].

В ходе моделирования были построены три модели распространения геомеханических свойств в опорных скважинах № 909Е, № 971Е, № 975Е расположенных в непосредственной близости от проектируемого куста № 5125 и по которым был в наличии необходимый набор ГИС для проведения расчётов, а также выполнен анализ процессов ГРП проведённых на рассматриваемом участке.

Процесс 1D геомеханического моделирования состоит из двух основных этапов:

- 1) Построение моделей по опорным скважинам (пробуренным);

2) Перенос результатов по опорным скважинам на траекторию проектных скважин куста № 5125, расчет напряжений, прогноз устойчивости, определение безопасного окна бурового раствора.

Для скважины № 5489 (рисунок 4.6) куста № 5125 планируемая эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) на забое предполагалась равной $1,7 \text{ г/см}^3$.

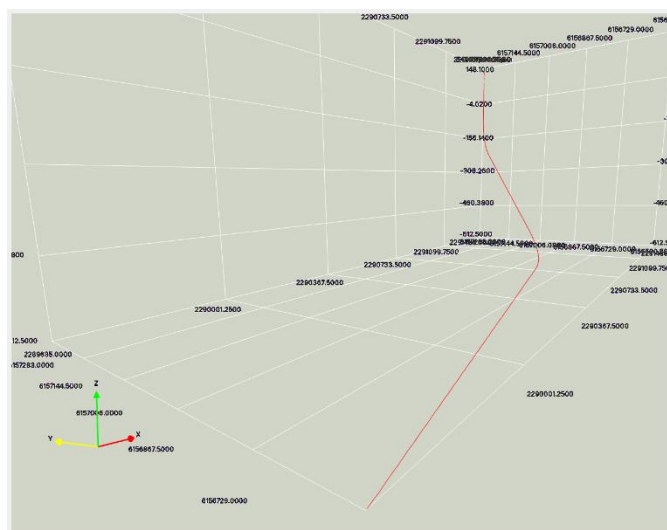


Рисунок 4.6 – Траектория проектной скважины № 5489 куста № 5125

Результаты расчётов показали, что при значении проектной ЭЦП на забое $1,7 \text{ г/см}^3$ превышает градиент трещинообразования, что создает риски разрыва стенок горизонтального ствола и критических поглощений. На основании геомеханического моделирования было рекомендовано ограничение верхней границы ЭЦП $1,55 \text{ г/см}^3$. В свою очередь риски образования вывалов отсутствуют или вывалы не носят критического характера, т.е. ограничений по нижней границе плотности бурового раствора нет. Полученные рекомендации были применены в процессе бурения куста скважин № 5125. На рисунке 4.7 показаны предполагавшаяся ЭЦП до получения рекомендаций (красный цвет), фактическая ЭЦП, скорректированная с учётом полученных результатов геомеханического моделирования (зелёный цвет) и верхняя граница рекомендуемой ЭЦП (пунктирная линия).

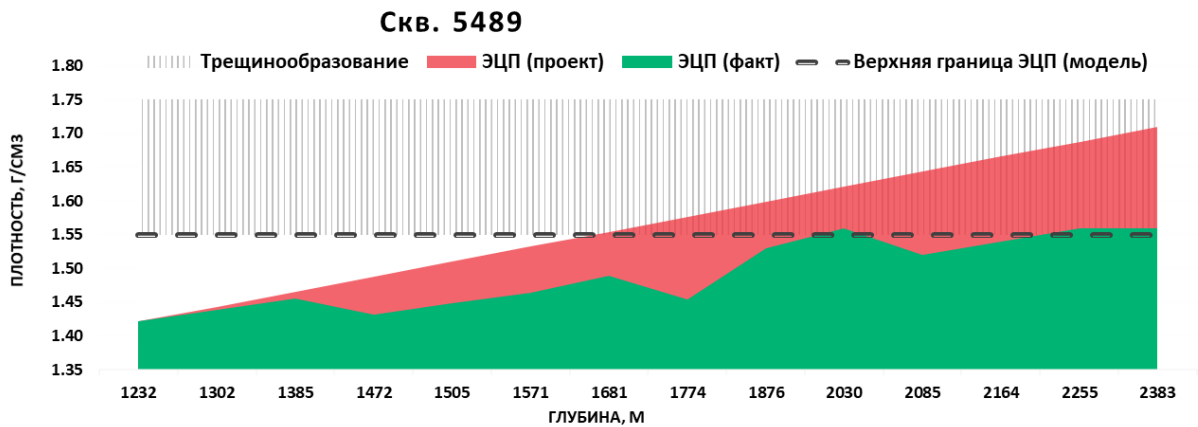


Рисунок 4.7 – Графики проектной ЭЦП и фактической (принятой по результатам моделирования) для скважины № 5489

В результате с учётом применения полученных рекомендаций по результатам геомеханического моделирования проектный забой в скважине № 5489 достигнут, аварии отсутствовали, отклонений от сроков строительства нет. Получена максимальная для региона Татарстана длина горизонтальной части ствола 1150 м.

Оценка изменений в разломной тектонике. При разработке месторождений вследствие изменения пластовых давлений негативными деформационными последствиями может быть активизация разломных зон.

Закачка больших объемов воды для поддержания пластового давления способна привести к значительному повышению пластового давления в зоне закачки с изменением поля эффективных напряжений, что в свою очередь может привести к появлению разрывных нарушений в породах, служащих крышкой для пласта и образованию нежелательных гидродинамических связей. Отдельно следует отметить риски в районах, где имеются крупные разломы на границах тектонических блоков. Подвижки вдоль разлома вследствие изменения поля эффективных напряжений могут стать причиной сейсмических событий, способных причинить значительный вред поверхностной инфраструктуре и промышленным объектам.

Объектом прогнозного моделирования закачки с большой компенсацией был Тукаевский участок недр с наличием разлома (рисунок 4.8).

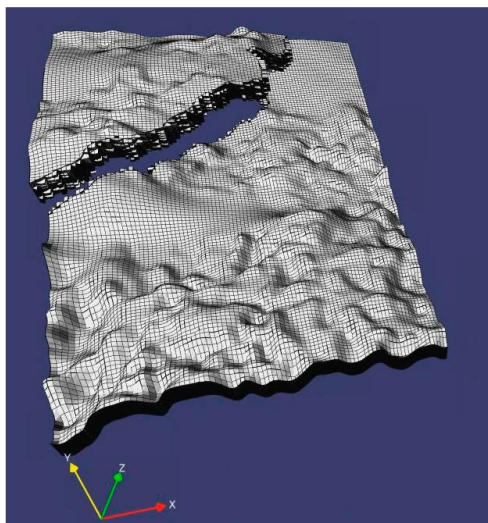


Рисунок 4.8 - Сетка геологической модели с учетом разлома

Для проведения расчета напряженно-деформированного состояния и корректного учета граничных условий построена конечно-элементная расчетная область (геомеханическая сетка), представляющая собой расширение сетки геолого-гидродинамической модели. Верхняя часть геологической сетки надстроена до дневной поверхности, нижняя часть – углублена на 5000 метров, данные построения требуются для задания на верхней и нижней границе условия отсутствия деформаций. Боковые поверхности расширены для предотвращения искажения значений напряжений в области геологической сетки. Полученная геомеханическая сетка показана на рисунке 4.9.

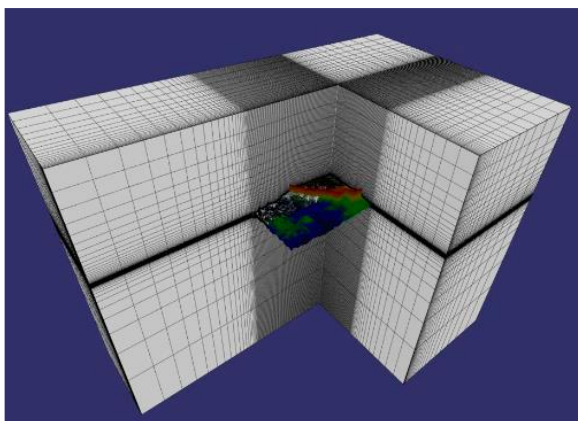


Рисунок 4.9 – Вид геомеханической сетки и области построения геолого-гидродинамической модели

В геомеханическую сетку для области геолого-гидродинамической модели перенесены 3D распределения упруго-прочностных свойств горных пород.

Режим напряжений в модели принят нормальным, поскольку область моделирования находится вдали от зон активного соприкосновения литосферных плит и движений земной коры.

На основе вариантов гидродинамических моделей с прогнозом распределения пластовых давлений для различных объемов накопленной закачки были проведены расчеты напряженно-деформированного состояния. По результатам расчетов можно заключить, что для всех вариантов гидродинамической модели необратимых деформаций перекрывающих пород не происходит.

Дальнейшие расчеты были проведены для оценки рисков активации разлома и возникновения вертикальной проводимости вследствие повышения пластового давления.

По результатам геомеханического моделирования определено, что в районе закачки при превышении критических объемов закачки образуются проводимые зоны разлома с вероятностью возникновения сейсмических событий (рисунок 4.10). Для вариантов гидродинамических моделей определены критические объемы закачки и количество лет безопасной эксплуатации (рисунок 4.11).

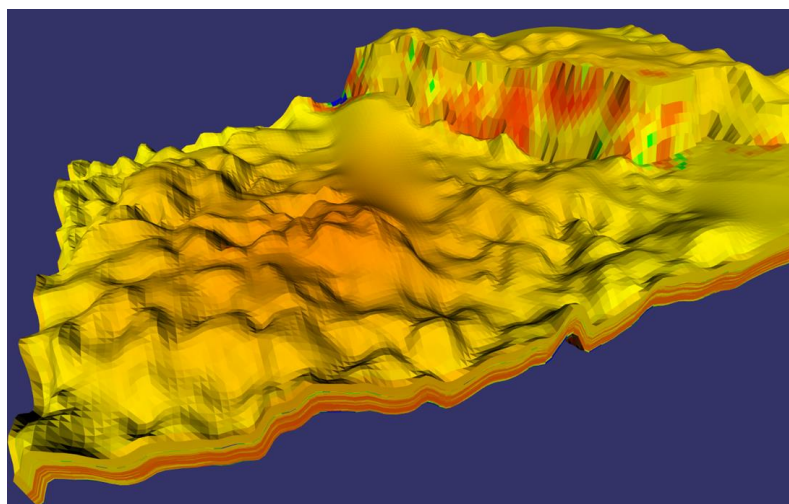


Рисунок 4.10 – Зоны необратимых деформаций вдоль разлома по результатам геомеханического моделирования

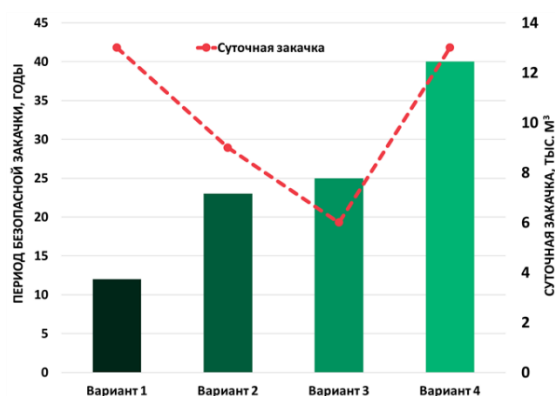


Рисунок 4.11 – Периоды безопасной эксплуатации для вариантов суточной закачки

Геомеханическое моделирование для решения задач разработки слабосцементированных коллекторов. Татсуksинское месторождение является одним перспективных объектов разработки ПАО «Татнефть». Месторождение имеет небольшую историю разработки. Объектом разработки является тульский горизонт. Специфика продуктивных отложений тульского горизонта – высокопористый слабосцементированный песчаник (рисунок 4.12). На месторождении планируется создание системы ППД, что требует получения оценки параметров по предельно допустимым давлениям закачки для нагнетательных скважин, определения размещения забоев скважин с учетом изменения коллекторских свойств, определения невыработанных зон с учетом необратимых изменений коллекторских свойств. Особенности механических свойств пород коллекторов требуют определения условий по снижению рисков пескопроявления. Для увеличения межремонтного периода работы скважин и контроля эрозии коллектора в призабойной зоне добывающих скважин необходимо определение критических депрессий, позволяющих эксплуатировать скважины с минимизацией выноса твердой фазы.

Все изменения, происходящие с коллектором при разработке, являются следствием изменения напряженно-деформированного состояния и упруго-прочностных свойств горных пород. Применение инструментов геомеханики позволяет учитывать и оценивать все перечисленные условия и получать варианты эффективной разработки [128].

Геомеханические исследования керна. Из-за низких механических свойств горных пород оказалось затруднительным изготовление образцов, соответствующих требованиям к пробоподготовке.

По результатам определения объемной плотности и пористости образцов получена зависимость, приведенная на рисунке 4.13. Точки на графике соответствующие плотности $2,5 \text{ г/см}^3$ и около $2,7 \text{ г/см}^3$ относятся к пиритизированным образцам. Для участков керна, из которых удалось изготовить образцы пористость доходит до 30% и плотность которых находится в диапазоне $1,8-1,9 \text{ г/см}^3$.



Рисунок 4.12– Примеры интервалов керна продуктивной части с полной потерей механической прочности

Лабораторная часть работ включала в себя стандартный комплекс геомеханических исследований керна, заключавшийся в определении прочности на одноосное сжатие ($\sigma_{сж}$) и на разрыв ($\sigma_{р}$), угла внутреннего трения, статического модуля Юнга и коэффициент Пуассона.

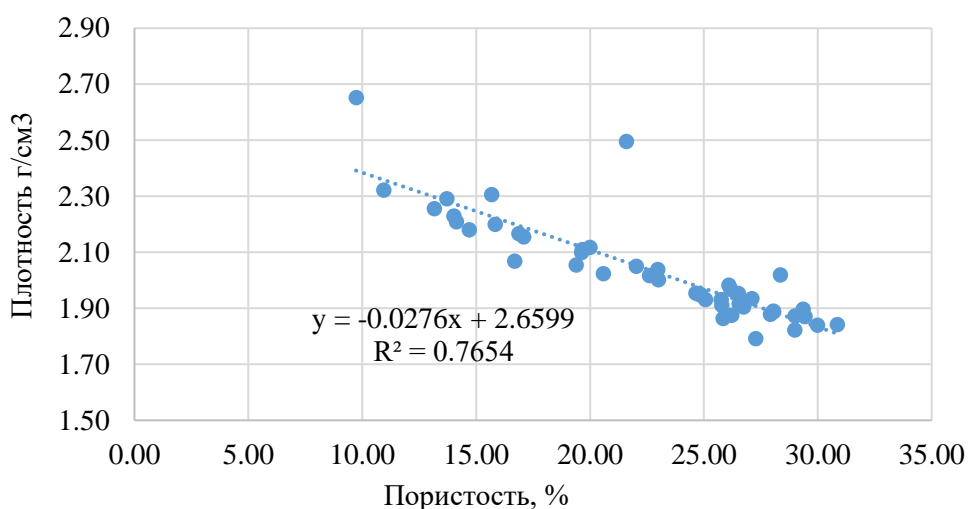


Рисунок 4.13 – Зависимости объемной плотности и пористости по образцам керна тульского горизонта Татсуксинского месторождения

Для данной работы выполнены также специальные геомеханические исследования, включающие определение параметров модели предельного состояния для расчета необратимых деформаций. Обработка и анализ результатов геомеханических исследований керна проводилась в модуле «GMS-CORE» [114].

Результаты керновых исследований геомеханических свойств были использованы для определения зависимостей типа ГИС-керна (таблица 4.1). Изучались зависимости от параметров радиоактивных методов (ГК – гамма метод, НГК – нейтронный гамма метод и его модификации, нормированные параметры $A_{ГК}$, $A_{НГК}$) [129].

Проверка результатов геомеханических исследований и полученных зависимостей проведена с применением модулей «GMS-GMM», «GMS-WBS» [118, 119] при построении 1D геомеханических моделей, пробуренных на данные объекты скважин.

Результаты моделирования устойчивости ствола скважин удовлетворительно описывают процессы при бурении, в т.ч. интервалы неустойчивости стенок скважины, пример скважины Татсуксинского месторождения приведён на рисунке 4.14.

Таблица 4.1 – Зависимости типа ГИС-керна полученные для Татсуksинского месторождения

№ п/п	Параметр	Уравнение
1	Прочность на одноосное сжатие $\sigma_{СЖ}$	$\sigma_{СЖ} = 10,38 - 7,41 * A_{ГК}$, где $\sigma_{СЖ}$ в МПа, $A_{ГК}$ в д. ед.
2	Прочность на разрыв σ_p	$\sigma_p = 1,15 + 10,15 * A_{НГК}$, где σ_p в МПа, $A_{НГК}$ в д. ед.
3	Статический модуль Юнга	$E_{СТ} = 8,0347 - 5,9013 * A_{ГК}$, $E_{СТ}$ в ГПа
4	Статический коэффициент Пуассона	$\nu_{СТ} = 0,1956 + 0,1389 * A_{ГК}$, где $\nu_{СТ}$ в д. ед.
5	Угол внутреннего трения	$FANG = 38,026 - 16,37 * A_{ГК}$, где $FANG$ в град.

Результаты керновых исследований послужили основой для проведения геомеханических расчетов, наиболее важным из которых является определение рисков необратимых изменений пласта.

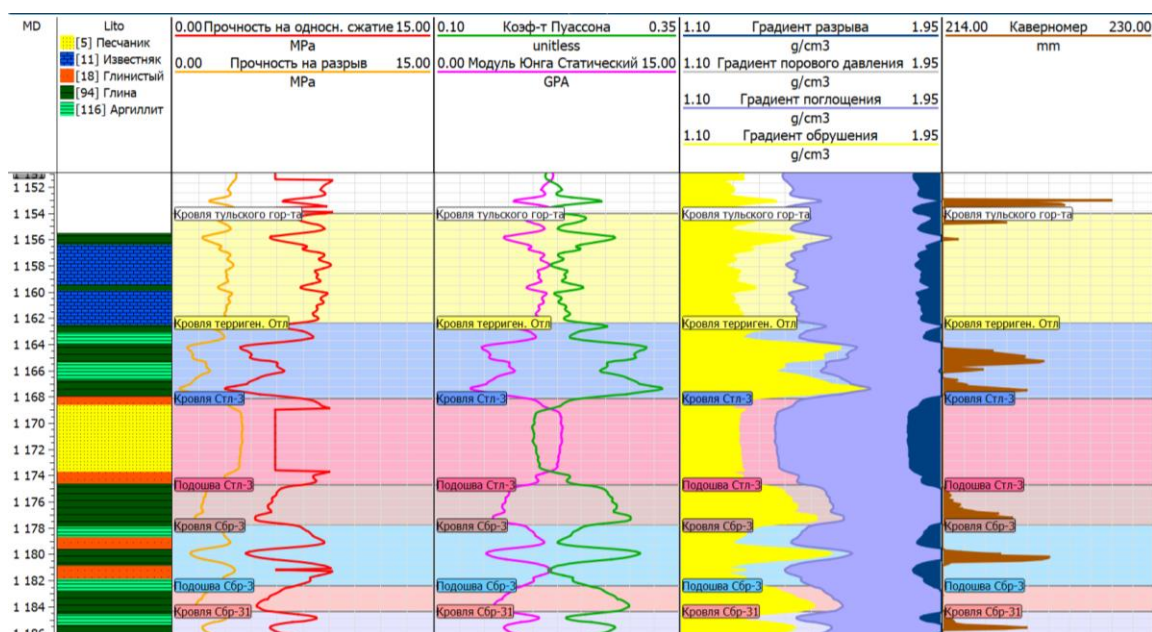


Рисунок 4.14 – Пример результатов построений 1D геомеханической модели по скважине № 1

Определение необратимых изменений пласта при снижении порового давления и изменении напряженно-деформированного состояния. Как известно необратимые (пластические) деформации горных пород могут протекать в режимах дилатанции и уплотнения. Дилатанция – расширение и/или удлинение тел

под действием температуры, давления, в данном случае будем понимать, как увеличение объема с нарушением сплошности породы при изменении напряжений. Уплотнение (компакция) – уменьшение объема с изменением строения породы при изменении напряжений.

Расчёт пластических деформаций проводился по результатам построений 3D/4D геомеханической моделей в модуле «GMS-3S» [121]. Пространственная геомеханическая модель объединяет данные 1D геомеханических моделей, геологической и гидродинамической моделей, сейсморазведочных работ, специальных геофизических и микросейсмических исследований. На рисунках 4.15-4.16 продемонстрированы примеры распределения геомеханических параметров (предел прочности на разрыв, коэффициент Пуассона) в модели Татсуксинского месторождения.

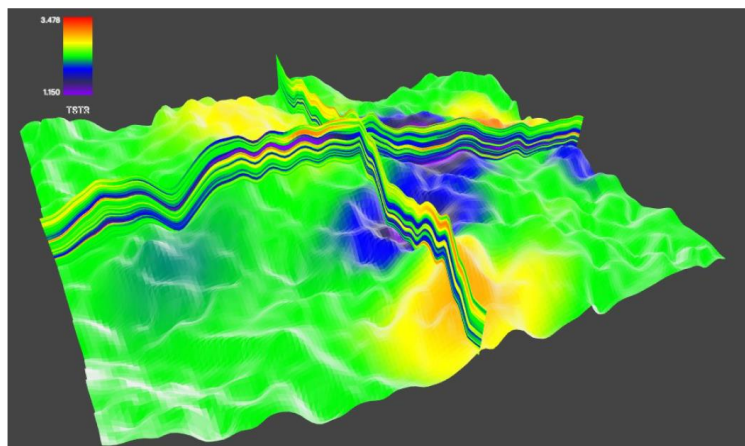


Рисунок 4.15 – 3D распределение предела прочности на разрыв

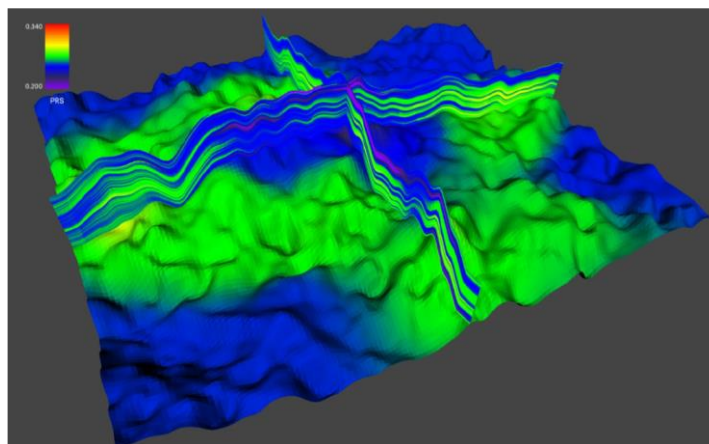


Рисунок 4.16 – 3D распределение коэффициента Пуассона

Направление максимального горизонтального напряжения определено с использованием специальных геофизических исследований таких как запись микроимджеров, кросс-дипольные и микросейсмические исследования при проведении ГРП. По результатам всех исследований азимут главного максимального горизонтального напряжения принят равным 150° .

Для расчета необратимых деформаций используется модель предельного состояния [130] описывающая объемную пластическую деформацию.

В модуле «GMS-3S» предельная поверхность уплотнения определяется уравнением:

$$\sqrt{\tau^2 + s^2} - \sqrt{3} \cdot (\sigma_M - \sigma) - s = 0 \quad (4.7)$$

где τ – касательное напряжение, МПа;

σ_M – максимальное упругое всестороннее сжатие, МПа;

s – сглаживающий коэффициент, МПа;

σ – нормальное напряжение, МПа.

По результатам керновых исследований значение параметра σ_M составило 100 МПа. Значение сглаживающего коэффициента принято равным 1 МПа. Пример образца песчаника тульского горизонта Татсуксинского месторождения с образованием зон уплотнения (темные полосы) после проведения испытаний на всестороннее сжатие приведен на рисунке 4.17.



Рисунок 4.17 – Пример образца из керна с образованием зон уплотнения после проведения испытаний на всестороннее сжатие

4D геомеханические расчёты необратимых деформаций проведены для различных вариантов изменения пластовых давлений. Рассмотрен сценарий

понижения пластового давления до 0,5 от начального в зависимости от компенсации отборов закачкой.

В результате построения 4D геомеханической модели рассчитывались компоненты тензоров упругой и пластической деформаций за рассматриваемый период моделирования. Расчеты показали равенство нулю всех компонент тензора деформации уплотнения в межскважинном пространстве для всех временных шагов. На рисунке 4.18 для примера показана zz компонента деформаций уплотнения. Равенство нулю этого параметра показывает отсутствие необратимых изменений. Остальные компоненты деформаций уплотнения также тождественно равны нулю.

В таблице 4.2 приведено изменение средних эффективных напряжений по этапам моделирования и наличия необратимых деформаций в продуктивной части объекта разработки. На рисунке 4.19 показано изменение эффективных горизонтальных напряжений в разрезах модели.

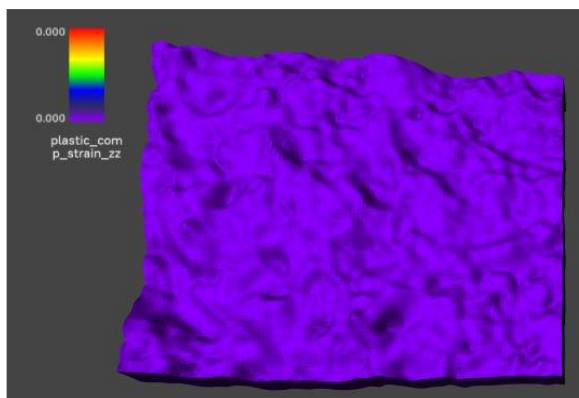


Рисунок 4.18 – Компонента zz деформаций уплотнения

Таблица 4.2 – Изменение по этапам моделирования средних эффективных напряжений и наличия необратимых деформаций в продуктивной части

Этап	Рпл, %	Среднее эффективное вертикальное напряжение, МПа	Среднее эффективное горизонтальное напряжение, МПа	Наличие необратимых деформаций
1	100	13,9	3,8	нет
2	80	15,4	4,9	нет
3	75	16,5	5,3	нет
4	50	19,1	6,9	нет

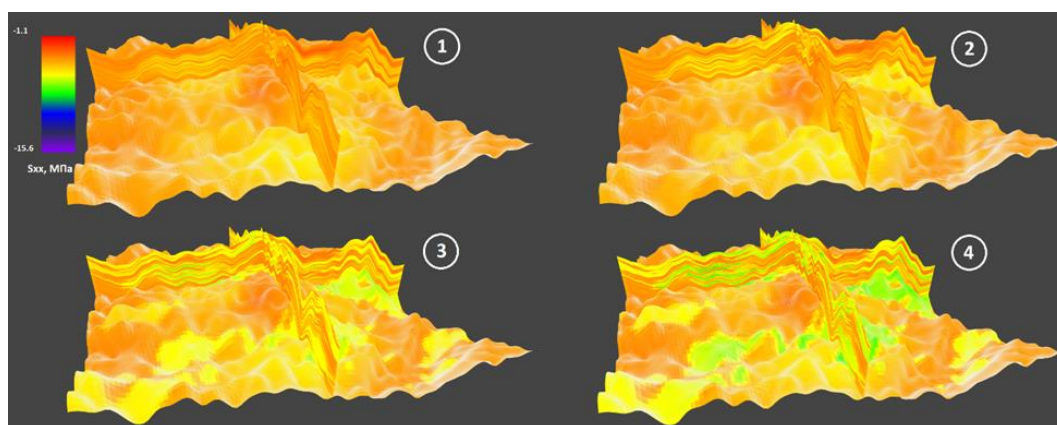


Рисунок 4.19 – Изменение эффективного горизонтального напряжения в соответствии с прогнозной динамикой пластового давления в 4D геомеханической модели Татсуксинского месторождения

Таким образом, расчёты показали, что для рассматриваемого объекта снижение пластового давления до 0,5 от начального не приводит к необратимым изменениям пласта в продуктивной части. Тем не менее, своевременная организация поддержания пластового давления является основой эффективной выработки запасов, поэтому так же рассмотрены вопросы оптимальных режимов работы нагнетательных скважин с применением инструментов геомеханики.

Расчет оптимальных забойных давлений нагнетательных скважин. В условиях Татсуксинского месторождения число нагнетательных скважин ограничено, поэтому требуется их работа с максимальной эффективностью. Было принято, что режим работы нагнетательной скважины оптимальный, если обеспечивается максимальная приемистость и исключается риск непроизводительной закачки, который может заключаться, например, в прорыве глинистой перемычки и уходе закачиваемой воды в неразрабатываемый водоносный пласт. Одним из способов обеспечения максимальной приёмистости является создание трещины, обеспечивающей увеличение площади фильтрации. Низкие механические свойства коллектора рассматриваемого объекта позволяют формировать техногенные трещины (авто-ГРП) в нагнетательных скважинах без привлечения флота ГРП.

В то же время, высокие давления закачки могут привести и к прорыву глинистой перемычки с образованием нежелательных гидродинамических связей, что требует ограничения максимальных забойных давлений.

Были определены условия эксплуатации нагнетательной скважины с трещиной автоГРП. На основе анализа давлений закрытия трещины при процессах ГРП на месторождении получены зависимости изменения минимального горизонтального напряжения при изменении пластового давления. Для продуктивных слабосцементированных отложений тульского горизонта минимальный предел забойного давления в нагнетательной скважине определяется следующим соотношением:

$$S_{\text{нтек}} = 0,0053 \cdot TVD_{\text{пласт}}^{1,1515} - 0,1378 - 0,645 \cdot \Delta P_p \quad (4.8)$$

где, $S_{\text{нтек}}$ – текущее минимальное горизонтальное напряжение, МПа;

$TVD_{\text{пласт}}$ – вертикальная глубина пласта, м.

Полученная зависимость применялась при расчётах забойных давлений в нагнетательных скважинах в процессе 1D геомеханического моделирования.

Максимальный предел изменения забойного давления в нагнетательных скважинах залежи определяется из условия отсутствия прорыва трещиной авто-ГРП перемычки. Из 1D геомеханической модели определяется средний градиент трещинообразования ($\rho_{\text{трещ.ср}}$) для перемычки и рассчитывается предельно-допустимое забойное давление нагнетательной скважины в следующем виде:

$$P_{\text{змах}} = \rho_{\text{трещ.ср}} \cdot g \cdot TVD_{\text{перемычка}} \quad (4.9)$$

где $P_{\text{змах}}$ – предельно-допустимое забойное давление нагнетательной скважины, МПа;

$\rho_{\text{трещ.ср}}$ – градиент трещинообразования перемычки, кг/м³;

$TVD_{\text{перемычка}}$ – вертикальная глубина перемычки между нефтяной и водоносной частью, м.

Режим нагнетательных скважин выбирается таким, чтобы забойное давление P_z находилось в диапазоне:

$$S_{\text{нтек}} < P_z < P_{\text{змах}} \quad (4.10)$$

Таким образом, определяется репрессия, обеспечивающая работу нагнетательной скважины с трещиной авто-ГРП в продуктивном пласте и с ограничением, предотвращающим прорыв перемычки с риском дальнейшей неэффективной закачки.

В таблице 4.3 приведены примеры результатов расчета диапазона оптимальных забойных давлений для нагнетательных скважин Татсуксинского месторождения.

Таблица 4.3 – Результаты расчета диапазона оптимальных забойных давлений для нагнетательных скважин Татсуксинского месторождения

Скважина	TVD _{пласт}	TVD _{перемычка}	ΔP_p	$\rho_{трещ.ср}$	$P_{змин}$	$P_{змах}$
1н	1158	1163	-0,3	1890	17,9	21,5
2н	1160	1165	-1,7	1900	18,8	21,7
3н	1159	1164	-2,0	1900	19,0	21,7
4н	1164	1167	-3,5	2120	20,0	24,2
5н	1169	1174	-2,0	1980	19,2	22,8
6н	1165	1171	-1,9	1970	19,1	22,6

На рисунке 4.20 приведены результаты прогнозных расчётов на гидродинамической модели для двух вариантов режимов работы нагнетательных скважин. Базовый вариант подразумевает работу нагнетательных скважин с забойными давлениями без образования трещин авто-ГРП, второй вариант предполагает поддержание забойного давления нагнетательных скважин в режиме согласно формуле (4.10).

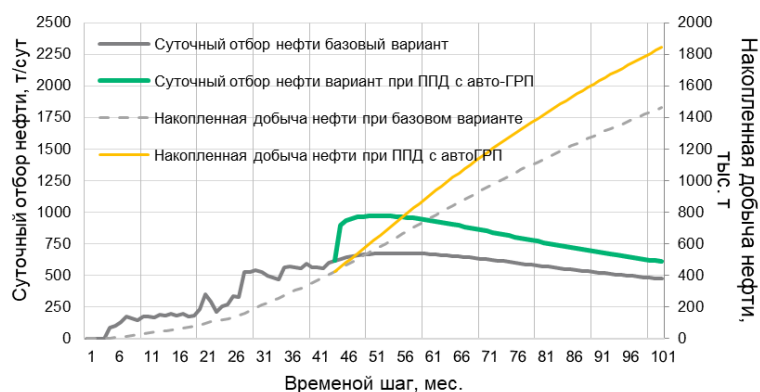


Рисунок 4.20 – Результаты прогнозных расчётов на гидродинамической модели

Как видно из графиков на рисунке 4.20 предпочтительным является вариант с работой нагнетательных скважин в режиме авто-ГРП, при котором суточный отбор нефти выше получаемого при базовом варианте.

Определение минимально допустимых давлений в добывающих скважинах.

Анализ причин ремонтов скважин, ведущих добычу из продуктивных отложений тульского горизонта Татсуksинского месторождения показал, что одной из проблем являются отложения песка в насосе. По этой причине необходимо выбирать режимы работы скважин для снижения пескопроявлений, т.к. продуктивные отложения тульского горизонта представлены слабосцементированным песчаником с низкими механическими свойствами.

Как известно [131, 132], критическая депрессия начала выноса твердой фазы наиболее зависит от прочностных свойств породы, пластового давления, диаметра и ориентации относительно главных напряжений перфорационных каналов. Прочностные свойства участвующие в расчётах определения критических депрессий для каждой скважины рассчитываются по результатам 1D геомеханического моделирования профиля прочностных свойств.

На рассматриваемых объектах подтвердилась зависимость выноса песка от всех перечисленных факторов. Например, в скважинах, где применялись перфораторы с большим диаметром каналов, отмечается наибольшее число ремонтов по причине отложения песка в насосе. Максимальный вынос отмечается в скважинах с перфорационными отверстиями диаметром 35 мм. Для определения критической депрессии начала выноса твердой фазы проведены расчёты для скважин рассматриваемого объекта.

Далее приведены примеры расчётов по трём скважинам. В скважине № 300 выполнена сверлящая перфорация в интервале 1156–1158 м ПС 112, диаметр отверстия составляет 15 мм. В скважине № 462 выполнена кумулятивная перфорация в интервалах 1230–1234 м, 1238,3–1239,3 м, диаметр отверстия составляет 11 мм. В скважине № 305У выполнена фрезерная перфорация в интервале 1373–1374,5 м, диаметр отверстия составляет 35 мм. На рисунке 4.21 показаны изменения значений критической забойных давлений, рассчитанных для

указанных скважин. Серыми точками указаны забойные давления, с которыми работали скважины.

Снижение пластового давления до значений находящихся в зелёной зоне позволяет опускать забойное давление практически до нулевых значений без риска начала выноса твердой фазы, при уменьшении пластовых давлений до значений выходящих за пределы зеленой зоны становится необходимым повышать забойное давление для исключения пескопроявлений, при достижении пластовых давлений до значений находящихся в красной зоне уже отсутствует возможность изменения забойных давлений при которых отсутствует риск пескопроявления.

Так, по истории работы скважины № 300 видно, что забойные давления были значительно выше критических, и по данной скважине отсутствуют ремонты по причине пескопроявления. Скважина № 462 эксплуатировалась с забойными давлениями близкими к критическим или даже ниже и соответственно по данной скважине фиксируется вынос песка и проводились ремонты. В скважине № 305у получены самые высокие значения критического забойного давления, при котором возможен вынос песка. Объясняется это большим диаметром перфорационных отверстий, равным 35 мм. По этой причине в данной скважине происходит вынос песка в ствол, проводились ремонты и впоследствии был заменён насос.

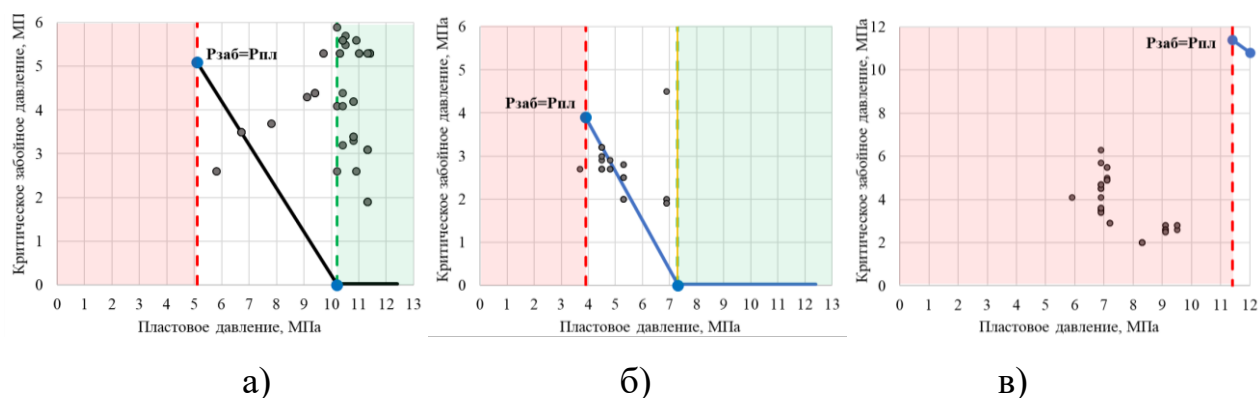


Рисунок 4.21 – Изменение критической депрессии в интервалах перфорации для скважин № 300 (а), 462 (б), № 305У (в)

Еще одним параметром, который необходимо учитывать является ориентация горизонтальных напряжений. Ориентирование перфорационных отверстий в направлении максимального горизонтального напряжения должно

способствовать меньшему выносу песка в скважину. Данная рекомендация будет применена при планировании мероприятий на скважинах, разрабатывающих рассматриваемый объект.

Выводы к главе 4

1. Разработано ПО для геомеханического моделирования позволяющее рассчитать распространение геомеханических свойств и действующих напряжений в процессе разработки месторождения. Наличие собственного ПО для позволяет исключить затраты на приобретение и техническую поддержку сторонних программных продуктов, обеспечить импортозамещение и независимость от санкционных ограничений.

2. Полученные результаты получили практическое применение на месторождениях Республики Татарстан. Для Татсуksинского месторождения - по результатам лабораторных керновых исследований определены зависимости от параметров радиоактивных методов (нормированные ГК, НГК) для расчёта геомеханических свойств слабосцементированных терригенных пород месторождений Татарстана, результаты расчетов на геомеханической модели при прогнозируемом изменении пластового давления (до 0,5 от первоначального) в межскважинном пространстве продуктивного пласта необратимых изменений не выявлено, сформированы рекомендации по диапазону репрессий обеспечивающая работу нагнетательной скважины с трещиной авто-ГРП в продуктивном пласте, показана необходимость контроля забойных давлений для снижения выноса твёрдой фазы ствол скважины, что является причиной ремонтов и вынужденных простоев.

Проведённое геомеханическое моделирование Больше-Каменское поднятия Ашальчинского месторождения СВН показало, что деформации, вызванные влиянием теплового расширения, имеют определяющее значение для оценки напряжений и деформаций. Расчёт изменения уровня дневной поверхности для

рассмотренной залежи воспроизводит данные геодинамического мониторинга поверхности на данной залежи. Зоны наличия пластических деформаций определены только в коллекторе и при текущем режиме разработки нарушения целостности пород-покрышек не выявлено.

По Елабужскому месторождению для обеспечения выработки запасов Соболековского участка требуются скважины с протяженными горизонтальными окончаниями. Корректировка проектной плотности бурового раствора на рекомендуемую, по результатам геомеханического моделирования, позволило осуществить безаварийное строительство горизонтального ствола скважины № 5489 с достижением рекордной для условий Республики Татарстан длинной горизонтального ствола 1152 м.

По Тукаевскому участку недр для участка с наличием разлома рассмотрено влияние закачки с большой компенсацией на изменение напряженно-деформированного состояния, возникновение необратимых деформаций пород-покрышек и риски активации разлома. На основе вариантов гидродинамических моделей с прогнозом распределения пластовых давлений для различных объемов накопленной закачки были проведены расчеты напряженно-деформированного состояния. По результатам расчетов получено, что для всех вариантов гидродинамической модели необратимых деформаций перекрывающих пород не происходит. По результатам геомеханического моделирования определено, что в районе закачки при превышении критических объемов закачки образуются проводимые зоны разлома с вероятностью возникновения сейсмических событий. Для вариантов гидродинамических моделей определены критические объемы закачки и количество лет безопасной эксплуатации.

Применение инструментов геомеханики позволит ПАО «Татнефть» дополнить имеющиеся технологии и разработать новые эффективные подходы к повышению рентабельности разработки истощающихся, нетрадиционных месторождений и повышению выработки запасов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно-исследовательскую работу, в которой содержатся новые решения актуальных научно-производственных задач с учётом упруго-прочностных свойств горных пород, действующих напряжений и инструментами геомеханического моделирования для повышения экономической эффективности разработки нефтяных месторождений Республики Татарстан.

1. Для условий Ромашкинского и Татсуksинского месторождений определены зависимости изменения действующих горизонтальных напряжений при изменении пластового давления. Для Ромашкинского месторождения $\Delta S_h = 0,625 \Delta P_{пл}$, для Татсуksинского месторождения $\Delta S_h = 0,645 \Delta P_{пл}$.

2. Определено соотношение горизонтальных напряжений для условий месторождений Республики Татарстан. В среднем соотношение S_h/S_h составило 1,2.

3. Осуществлён сбор и систематизация результатов различных видов исследований ориентации горизонтальных напряжений. Установлено, что на месторождениях Республики Татарстан азимут S_h находится в диапазоне 130° - 150° , в среднем 140° . Это коррелирует с результатами полученными другими исследователями для Русской платформы (Нижний Новгород 137°) и Центральной Европы (145°).

4. Рассмотрена техногенная сейсмическая активность, регистрируемая на месторождениях Татарстана. Тектонические подвижки, вызванные техногенными факторами, служат причиной локальной переориентации действующих горизонтальных напряжений, выявленной по ряду скважин на месторождениях с наибольшей сейсмической активностью, где также происходит наибольшее количество случаев смятия или даже среза эксплуатационных колонн (северо-запад Ромашкинского месторождения).

5. Проведено сравнение применимости критериев прочности (по ГОСТ 21153.8-88, линейный критерий прочности Мора–Кулона, критерий Хоека–

Брауна). Определены параметры m , s , a критерия Хоека–Брауна для терригенных пород Ромашкинского месторождения, учитывающих изменение прочности массива горных пород при изменении нагрузок в процессе разработки ($m=21,4$, $s=1$, $a=0,5$).

6. Для автоматизации работы с выходными файлами записи процессов экспериментов было разработано комплексное программное обеспечение. Разработанное ПО внедрено и применяется в лаборатории геомеханики института «ТатНИПИнефть» (г. Бугульма) и лабораторно-исследовательском корпусе ПАО «Татнефть» (г. Альметьевск).

7. Проведены лабораторные исследования геомеханических свойств горных пород терригенного девона Республики Татарстан. Установлены зависимость динамического модуля Юнга от скорости продольных волн ($R^2=0,9$), зависимость динамического коэффициента Пуассона от скорости продольных волн ($R^2=0,5$), зависимости статического модуля Юнга для песчаника и алевролита от скорости продольной волны ($R^2=0,426$ и $R^2=0,7$), зависимость статического коэффициента Пуассона от скорости продольных волн ($R^2=0,49$). Изучены зависимости упруго-прочностных свойств от нормированных параметров радиоактивного каротажа ($A_{ГК}$, $K_{ГЛ}$). Установлены зависимости от параметра $A_{ГК}$ и $K_{ГЛ}$ соответственно – для статического модуля Юнга ($R^2=0,71$, $R^2=0,73$), статического коэффициента Пуассона ($R^2=0,69$, $R^2=0,76$), предела прочности при одноосном сжатии $R^2=0,68$. Полученные результаты позволили актуализировать и уточнить ранее имевшиеся представления о характерных диапазонах значений упругих свойств (модуля Юнга и коэффициента Пуассона) горных пород месторождений Республики Татарстан.

8. Разработано ПО для геомеханического моделирования позволяющее рассчитать распространение геомеханических свойств и действующих напряжений в процессе разработки месторождения. Наличие собственного ПО для позволяет исключить затраты на приобретение и техническую поддержку сторонних программных продуктов, обеспечить импортозамещение и независимость от санкционных ограничений.

9. Полученные результаты получили практическое применение на месторождениях Республики Татарстан. Для Татсуksинского месторождения - определены зависимости для расчёта геомеханических свойств слабосцементированных терригенных пород, сформированы рекомендации по диапазону репрессий обеспечивающая работу нагнетательной скважины с трещиной авто-ГРП в продуктивном пласте, показана необходимость контроля забойных давлений для снижения выноса твёрдой фазы ствол скважины, что является причиной ремонтов и вынужденных простоев.

Проведённое геомеханическое моделирование Больше-Каменского поднятия Ашальчинского месторождения СВН показало, что деформации, вызванные влиянием теплового расширения, имеют определяющее значение для оценки напряжений и деформаций. Расчёт изменения уровня дневной поверхности для рассмотренной залежи воспроизводит данные геодинамического мониторинга поверхности на данной залежи.

По Елабужскому месторождению для обеспечения выработки запасов Соболековского участка необходимо строительство горизонтальных скважин. Применение полученных по результатам геомеханического моделирования рекомендаций позволило осуществить безаварийное строительство горизонтального ствола скважины № 5489 с достижением рекордной для условий Республики Татарстан длинной горизонтального ствола 1152 м.

По Тукаевскому участку недр для участка с наличием разлома определено, что при превышении критических объемов закачки образуются проводимые зоны разлома с вероятностью возникновения сейсмических событий. Для вариантов гидродинамических моделей определены критические объемы закачки и количество лет безопасной закачки.

Применение инструментов геомеханики позволит дополнить имеющиеся технологии и разработать новые эффективные подходы к повышению рентабельности разработки истощающихся, нетрадиционных месторождений и повышению выработки запасов месторождений республики Татарстан.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кашников, Ю. А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья = Rock mechanics in petroleum industry / Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин. - Москва : Недра-Бизнесцентр, 2007. – 466 с.
2. Попов, А. Н. Разрушение горных пород : учебное пособие / А. Н. Попов. - Вологда : Инфра-Инженерия ; Москва : [б. и.], 2021. - 179 с.
3. Карев, В. И. Моделирование геомеханических процессов в окрестности нефтяных и газовых скважин [Текст] / Карев В. И., Коваленко Ю. Ф., Устинов К. Б. - Москва : ИПМех РАН, 2018. - 528 с.
4. Gardner G. H. F., Gardner L. W., Gregory A. R. Formation velocity and density – the diagnostic basics for stratigraphic traps. Geophysics ; 39 (6) December 1974: p. 770–780.
5. Смолич С. В. Основы геомеханики : учеб. пособие / С. В. Смолич, В. А. Бабелло ; Забайкал. гос. ун-т. – Чита : ЗабГУ, 2017. – 143 с.
6. Brady B. H., Brown E. T. Rock Mechanics for Underground Mining. Edition. Kluwer Academic Publishers. New York. USA, 2005, p. 628.
7. Макаров А.Б. Практическая геомеханика: Пособие для горных инженеров. — М.: Горная книга. 2006. — 391 с.
8. Зобак, Марк Д. Геомеханика нефтяных залежей [Текст] / Марк Д. Зобак; пер. с англ. В.Л. Фрика ; под ред. специалистов ООО "Газпромнефть НТЦ". - М. ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, - 2018. - VIII-XVIII, 479 с.
9. Гоинс У.К. Предотвращение выбросов / У. К. Гоинс, Р. Шеффилд; Перевод с англ. Л. И. Цейтлина; Ред. пер. П. В. Куцын. - М. : Недра, 1987.
10. Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ [Текст]. - Ленинград : Недра. Ленингр. отд-ние, 1971. - 167 с.
11. Александров Б. Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. - М. : Недра, 1987. – 215 с.

12. Терцаги К., Пек М. Механика грунтов в инженерной практике. – М.: Госстройиздат, 1958. - 608 с.
13. Biot M.A. General Theory of Three-Dimensional Consolidation. Columbia University, Journal of Applied Physics 12, 1941.
14. Geertsma J. The Effect of Fluid Pressure Decline on Volume Changes of Porous Rocks. – SPE-728-G-MS, 1956.
15. Skempton A. W. Effective Stress in Soils, Concrete and Rocks. – Imperial College, University of London, – 1961.
16. Динник А. Н. О давлении горных пород и расчет крепи круглой шахты // Инженерный работник. – 1925. – № 7. – С. 1-12.
17. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М., Недра, 1974 г., 456 стр.
18. Hubbert, M.K. and Willis, D.G. (1957) Mechanics of Hydraulic Fracturing. Transactions of Society of Petroleum Engineers of AIME, 210, – 1957. 153-163 с.
19. Matthews W. R. and Kelly J. How to predict formation pressure and fracture gradient. Oil and Gas Journal, February, – 1967.
20. Eaton B.A. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oil Field Operations. Journal of Petroleum Technology, – 1968, – 25-32.
21. Карпова, О. М., Ганиев, Б. Г., Гумаров, Н. Ф. Об использовании гидроразрыва пласта на добывающем фонде скважин на поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения // Георесурсы. 2012. №3 (45).
22. Nolte K.G., Smith M.B. Interpretation of Fracturing Pressures. SPE 8297, Sept. 1979.
23. Nolte K. G. A general analysis of fracturing pressure decline with application to three models. JPT, Dec., – 1986.
24. Nolte K. G. Application of fracture design based on pressure analysis. SPE, Feb. 1988 – 31-41.
25. Салимов В. Г., Ибрагимов Н. Г., Насыбуллин А. В. Гидравлический разрыв карбонатных пластов [Текст] / Москва: Нефтяное хоз-во, 2013. - 471 с.

26. Nolte K. G., Maniere, J. L., Owens, K. A. After-Closure Analysis of Fracture Calibration Tests. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 1997
27. Barree R. D., Barree V. L., Craig D. Holistic fracture diagnostics: consistent interpretation of prefrac injection tests using multiple analysis methods. SPE Production & Operations, 24(03), – 2007. – 396–406.
28. Zemanek J., Angona F. A., Williams D. M., Caldwell R. L. Continuous Shear Wave Logging. In 25th Annual Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts. 1984.
29. Шумилов А.В., Белов С.В., Ташкинов И.В. Обработка данных кросс-дипольного акустического каротажа в программном комплексе СОНАТА // Каротажник. – 2014. – Вып. 10 (244). - С. 114-126.
30. Шмаков Ф.Д. Методика обработки и интерпретации данных наземного микросейсмического мониторинга ГРП // Технологии сейсморазведки. 2012. № 3. С. 65–72.
31. Бортников П.Б., Майнагашев С.М. Обратные задачи микросейсмического мониторинга // Информационные технологии и обратные задачи рационального природопользования: Материалы науч.-практ. конф. (12–14 апр. 2005 г.). Ханты-Мансийск, 2005. С. 79–83.
32. Александров В. М. Применение метода микросейсмомониторинга в задачах нефтепромысловой геологии [Текст]: монография / В. М. Александров. Тюмень: ТИУ, 2016. – 93 с.
33. Желтов Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта. – М., Недра, 1975, 216 с.
34. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. – М., Недра, 1971, 312 с.
35. Колосов Г.В. Об одном приложении теории функций комплексного переменного к плоской задаче математической теории упругости – Юрьев: тип. К. Маттисена, 1909.
36. Kirsch G. Die Theorie der Elastizitat und die Bedurfnisse der Festigkeitslehre. Zantrolblatt Berlin Deutscher Ingenieure, Vol. 42, 1898, pp. 797-807.

37. Партон В. 3. Механика разрушения: От теории к практике. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1990. – 240 с.
38. Jaeger J. C., Cook N.G.W., and Zimmerman R. W. Fundamentals of rock mechanics. – Blackwell Malden, Mass.; Oxford 2007. – 489 с.
39. Митчелл Д. Безаварийное бурение. – Drilbert Engineering Inc., – 2001, 287 с.
40. Barton A.C., Zoback M.D. Earth stress, rock fracture and wellbore failure – Wellbore imaging technologies applied to reservoir geomechanics and environmental engineering // Proceedings of the 4th SEGJ International Symposium (December 1998, Tokyo) – 49-56 с.
41. Aadnoy B.S. Inversion technique to determine the in-situ stress field from fracturing data. J. Pet. Sci. Eng., 4: – 1990. – 127-141.
42. Barton Colleen A., Zoback M. D., Burns Kerry L. In-situ stress orientation and magnitude at the fenton geothermal site, new mexico, determined from wellbore breakouts. US Department of Energy Publications. – 1988. – 87 с.
43. Heidbach, O., M. Rajabi, X. Cui, K. Fuchs, B. Müller, J. Reinecker, K. Reiter, M. Tingay, F. Wenzel, F. Xie, M. O. Ziegler, M.-L. Zoback, and M. D. Zoback. The World Stress Map database release 2016: Crustal stress pattern across scales. Tectonophysics, 2018, 744, 484-498.
44. Бурый А., Клокова Л. Сейсмоопасный бизнес. – журнал "Компания", № 13, 1998 г. (<http://nefte.ru/ecology/akolog-1.htm>)
45. Адушкин В.В., Родионов В.Н., Турунтаев С.Б. Сейсмичность месторождений углеводородов // АЕЮ Нефтегазовое обозрение 5 (1), 4-15.
46. Мирзоев К. М., Гатиятуллин Н. С., Тарасов Е. А., Степанов В. П., Гатиятуллин Р. Н., Рахматуллин М. Х., Кожевников В. А. Сейсмическая опасность территории Татарстана // Георесурсы. 2004. №1 (15).
47. Муслимов Р.Х., Мирзоев К.М., Гатиятуллин Н.С., Назипов А.К., Тарасов Е.А. Целевая программа сейсмологических исследований территории Татарстана. Мониторинг, №3, 1997. 17-21.

48. Влияние термоупругого эффекта на развитие трещин автоГРП в нагнетательной скважине с трещиной ГРП / О.В. Салимов, И.И. Гирфанов, А.В. Кочетков, Р.З. Зиятдинов, П.Г. Морозов // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 1. – С. 46-50.

49. Claesson J., Bohlooli B. (2002). Brazilian test: Stress field and tensile strength of anisotropic rocks using an analytical solution. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences - INT J ROCK MECH MINING SCI. 39. 991-1004. 10.1016/S1365-1609(02)00099-0.

50. ISRM (1978) Suggested Methods for Determining Tensile Strength of Rock Materials Part 2: Suggested Method for determining indirect tensile strength by the Brazil Test. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 15, 99-103.

51. Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии : межгосударственный стандарт ГОСТ 21153.2-84 - Москва : ИПК Изд-во стандартов, 2001. - 7 с.

52. Порцевский А.К., Катков Г.А. Основы физики горных пород, геомеханики и управления состоянием массива: Учебное пособие. - М.: МГОУ, 2004. - 120 с.

53. Баклашов И. В. Геомеханика: учебник для вузов. В 2 т. – Москва: Издательство Московского государственного горного университета, 2004. - Т. 1. Основы геомеханики. – 208с.

54. Geertsma J., De Klerk, F. A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures. Journal of Petroleum Technology, 21(12), -1969. – 1571-1581.

55. Шашенко А.Н. Механика горных пород: Курс лекций. – Днепропетровск, 2004. – 346 с.

56. Работнов Ю. Н. Механика деформируемого твердого тела : [Учеб. пособие для мех.-мат. и физ. спец. ун-тов] / Ю. Н. Работнов. - [2-е изд., испр.]. - М. : Наука, 1988. – 712 с.

57. Алешкевич В. А. Механика сплошных сред : Лекции / В. А. Алешкевич, Л. Г. Деденко, В. А. Караваев; Под ред. проф. В. А. Алешкевича. - М. : Физ. фак. МГУ, 1998. - 91 с.
58. Филин А.П. Прикладная механика твердого деформируемого тела, т.1. М.: Наука, 1975. – 832 с.
59. Ватолин Е.С. Некоторые динамические свойства и природа деформирования горных пород [Текст] / АН СССР. М-во угольной пром-сти СССР. Ин-т горного дела им. А. А. Скочинского. - Москва : Наука, 1966. - 63 с.
60. Бельтюков Николай Леонидович, Евсеев Антон Владимирович Сопоставление упругих свойств горных пород // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2010. №5.
61. King M. S. Static and dynamic elastic properties of rocks from the Canadian Shield. United States: N. p., 1983.
62. Eissa E.A., A. Kazi A. Relation between static and dynamic Young's moduli of rocks. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, Volume 25, Issue 6, 1988.
63. Brocher T. (2005). Empirical Relations between Elastic Wavespeeds and Density in the Earth's Crust. Bulletin of The Seismological Society of America - BULL SEISMOL SOC AMER. 95. 2081-2092.
64. Burshtein, L. (1968). Determination of poisson's ratio for rocks by static and dynamic methods. Journal of Mining Science, 4(3), 235-238.
65. Капитонов А. М. Физические свойства горных пород западной части Сибирской платформы : монография / А. М. Капитонов, В. Г. Васильев. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2011. – 424 с.
66. Anderson, R. A. Determining fracture pressure gradients from well logs / R. A. Anderson, D. S. Ingram, A. M. Zanier // Journal of petroleum technology. - 1973. - V. 25. - P. 1259 - 1268.
67. Прикладные задачи технологии гидравлического разрыва пластов : монография / В. Г. Салимов, А. В. Насыбуллин, О. В. Салимов. - Казань : ФЭН, 2018. - 379 с.

68. Coulomb, C. A. (1776). Essai sur une application des regles des maximis et minimis a quelques problemes de statique relatifs, a la architecture. Mem. Acad. Roy. Div. Sav., vol. 7, pp. 343—387.

69. Griffith A.A. The phenomena of rupture and flow in solids. Philosophical Transactions of the Royal Society of London, Series A, 221:163-198, 1921.

70. Hoek E., Brown E.T.. Underground Excavation in Rock. – London: The Institution of Mining and Metallurgy, 1982. – 527 с.

71. ГОСТ 21153.8-88 Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии [Текст]. – Введ. 1988–15–03. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 15 с.

72. Литвинский Г.Г. Аналитическая теория прочности горных пород и массивов. – Монография/ДонГТУ. – Донецк: Норд-Пресс, 2008. – 207 с.

73. Кузнецов Г. Н. Механические свойства горных пород. М., Углетехиздат, 1947.

74. Мори В., Фурментро Д. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. – М.: Мир, 1994. – 416 с.

75. Last N., Plumb R., Harkness R. An integrated approach to evaluating and managing wellbore instability in the Cusiana field, Colombia, South America. – SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-25 October, Dallas, Texas. – 1995.

76. Plumb R., Edwards S., Pidcock G., Lee D., Stacey B. The mechanical earth model concept and its application to high-risk well construction projects. IADC/SPE Drilling Conference, 23-25 February, New Orleans, Louisiana. – 2000.

77. Хлопцова М.В. Задачи геомеханического моделирования при разработке месторождений и эксплуатации подземных хранилищ // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2017. – № 4. – С. 107–116.

78. Геомеханический симулятор Techlog [электронный ресурс]. Режим доступа: <https://sis.slb.ru/> – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 09.11.2020).

79. JewelSuite™ Geomechanics Minimize Risk for Better Return on Investment [электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.bakerhughes.com/integrated-well-services/integrated-well-construction/evaluation/reservoir-modeling/jewelsuite->

subsurface-modeling-software/jewelsuite-geomechanics – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 09.11.2020).

80. Давлетова, А.Р. Разработка корпоративного геомеханического симулятора для моделирования устойчивости ствола скважины [Текст] / / А.Р. Давлетова, В.В. Киреев, С.Р. Кнутова, А.В. Пестриков, А.И. Федоров // Нефтяное хозяйство. – 2018, №6. – С. 88–18.

81. Геомеханика 3.0 [электронный ресурс]. Режим доступа: <http://geomechsoft.ru/> – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 01.11.2019).

82. Программа 1D геомеханического моделирования MLGEOMECHANICS [электронный ресурс]. Режим доступа: <http://nposngs.com/programms/programma-1d-geomehanicheskogomodelirovaniya-mlgeomechanics/> – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 09.11.2020).

83. ГК «Цифра» [электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.zyfra.com/ru/industries/upstream/> – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 09.11.2020).

84. Дополнение к проекту разработки Ромашкинского нефтяного месторождения – 2012 – Бугульма, фонды ТатНИПИнефть.

85. Данилова, Т.Е.; Козина, Е.А.; Морозов, В.П. и др. Основные нефтеносные горизонты палеозойских отложений Республики Татарстан - Издательство: Плутон. – 2007. – 152 с.

86. Антропов И.А., Батанова Г.П. Стратиграфия девона востока Татарии, Тр. Казанского филиала АН СССР, серия геологических наук вып. 6а Т. I Казань, 1960.

87. Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. Тектоника Татарстана. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1998. - 139 с.

88. Данилова Т.Е., Байдова И.К. О строении пашийского горизонта Ромашкинского нефтяного месторождения // Труды ТатНИИ. – Вып. 8. – Л. Недра, - 1964.

89. Кринари А.И. Новые данные о строении и коллекторских особенностях пород терригенной формации девона юго-востока Татарии // Нефтеносность Урало-Волжской области. – Изд-во АН СССР. – 1956. – Т. 3.

90. Данилова Т.Е. Трещиноватость пород терригенной толщи девона на востоке Татарии // Труды ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1977. Вып. 36. – С 50-54.
91. Добрынин В.М. Петрофизика. (Физика горных пород) : учебник для вузов / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников М. : Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004 – 367 с.
92. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика) : справочник геофизика / под ред. Н.Б. Дортман М. : Недра, 1976 – 528 с.
93. Малофеев Г.Е. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи : учебное пособие / Г.Е. Малофеев, О.М. Мирсаатов, И.Д. Чоловская М.; Ижевск : РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2008 : НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика". – 224 с.
94. Белонин М. Д., Славин В. И., Чилингар Д. В. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов. – Санкт-Петербург : Недра, 2005. – 323 с.
95. Тиаб Д., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / пер. с англ. М.Д. Углова ; под ред. В.И. Петерсилье, Г.А. Былевского. – 2-е доп. изд. – М. : Премиум Инжиниринг, 2009. – 838 с.
96. Баклашов, И. В. Механика горных пород [Текст] / И. В. Баклашов, Б. А. Картозия. - Москва : Недра, 1975. - 272 с.
97. Adewole, E. & Healy, Dave. (2013). Quantifying in Situ Horizontal Stress in the Niger Delta Basin, Nigeria. GSTF Journal of Engineering Technology. 2. 10.5176/2251-3701_2.3.88.
98. Breckels, I M, and Eekelen, H A.M. Relationship between horizontal stress and depth in sedimentary basins. United States: N. p., 1982. Web. doi:10.2118/10336-PA.
99. Regional Fractures I: A Mechanism for the Formation of Regional Fractures at Depth in Flat-Lying Reservoirs / J.C. Lorenz [et al.] // AAPG Bulletin. – 1991. – Vol. 75, № 11 (November). – P. 1714-1737.

100. Haimson B., Fairhurst C. In-Situ stress determination at great depth by means of hydraulic fracturing // The 11th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), 16-19 June 1969, Berkeley, California. – P. 559-584.

101. Amadei B., Stephansson O. Rock Stress and its Measurement. – London, Chapman & Hall, 1997. – 490 p.

102. Sand management in Bongkot field, Gulf of Thailand: an integrated approach / C.A. McPhee, Z.R. Lemanczyk, P. Helderle, D. Thatchaichawalit, N. Gongsakdi // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 16-18 October 2000, Brisbane, Australia. – 10 p. – SPE-64467-MS.

103. Stress characterization in deep boreholes using acoustoelasticity / J.A. Donald, R. Prioul, T. Lei, B. Sinha // ISRM SINOROCK, 18-20 June 2013, Shanghai, China. – 6 p.

104. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020660215. Stress ratio BB / И.И. Гирфанов, правообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2020619204 ; заявл. 20.08.2020 ; опубл. 31.08.2020.

105. Analysis of televiwer measurements in the Vorotilov drillhole, Russia - first results / Huber, K., Fuchs, K., Palmer, J., Roth, F., Khakhaev, B. N., van Kin, L., Pevzner, L. A., Hickman, S., Moos, D., Zoback, M. D., Schmitt, D. (1997): Analysis of televiwer measurements in the Vorotilov drillhole, Russia - first results. - Tectonophysics, 275, 261-272.

106. ГОСТ Р 50544-93 Породы горные. Термины и определения. - М. : Госстандарт России ; Изд-во стандартов, 1993. - 47 с.

107. Макфи, К. Лабораторные исследования кернa: гид по лучшим практикам / К. Макфи, Дж. Рид, И. Зубизаретта ; пер. с англ. И.Н. Иванова ; под ред. М.А. Тугаровой М. ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2018. - 923 с.

108. ГОСТ 21153.7-75 Породы горные. Метод определения скоростей распространения упругих продольных и поперечных волн. - М. : ИПК Изд-во стандартов, 1976. – 7 с.

109. ГОСТ 28985-91 Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии. - М. : ИПК Изд-во стандартов, 1991. - 15 с.

110. Гирфанов, И.И. О влиянии неполного контакта торцов образца керна с прессом на результаты определения предела прочности породы при одноосном сжатии / И.И. Гирфанов, О.С. Сотников, М.М. Ремеев, И.А. Исламов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО "Татнефть". - М. : Нефтяное хозяйство, 2018. - Вып. 86. - с. 36-41.

111. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019667547. Dynamic_VINS / И.И. Гирфанов ; правообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2019666594 ; заявл. 16.12.2019 ; опубл. 25.12.2019.

112. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019667586. TSTR_VINS / И.И. Гирфанов ; правообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2019666522 ; заявл. 16.12.2019 ; опубл. 25.12.2019.

113. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019667645. UCS_VINS / И.И. Гирфанов, О.С. Сотников, М.М. Ремеев ; правообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2019666541 ; заявл. 16.12.2019 ; опубл. 26.12.2019.

114. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019667441. Static_VINS / И.И. Гирфанов, О.С. Сотников, М.М. Ремеев ; правообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2019666499 ; заявл. 16.12.2019 ; опубл. 24.12.2019.

115. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021660419. GMS-CORE / И.И. Гирфанов, И.Т. Усманов, О.С. Сотников, А.А. Лутфуллин; правообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2021619422; заявл. 11.06.2021 ; опубл. 25.06.2021.

116. Гирфанов, И.И. Выбор оптимального критерия прочности для терригенных отложений пашийского горизонта Ташлиярской площади

Ромашкинского месторождения / И.И. Гирфанов, М.М. Ремеев, О.С. Сотников, А.А. Лутфуллин, И.Р. Мухлиев // Георесурсы. - 2019. - Т. 21, № 4, ч. 2. - С. 114-118.

117. Kumar, P. Shear Failure Envelope of Hoek-Brown Criterion for Rockmass / P. Kumar // Tunnelling and Underground Space Technology. 1998. - Vol. 13, №. 4. - p. 453-458.

118. Создание отечественного программного обеспечения для геомеханического моделирования / А.А. Лутфуллин, И.И. Гирфанов, И.Т. Усманов, О.С. Сотников // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 7. – С. 49-52.

119. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020660675. GMS-GMM / И.И. Гирфанов, А.А. Лутфуллин, М.М. Ремеев, И.Т. Усманов ; правообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2020619789 ; заявл. 02.09.2020 ; опубл. 09.09.2020.

120. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020661013. GMS-WBS / И.И. Гирфанов, А.А. Лутфуллин, М.М. Ремеев, И.Т. Усманов ; правообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2020619769 ; заявл. 02.09.2020 ; опубл. 16.09.2020.

121. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020660590. GMS-FracAnalysis / И.И. Гирфанов, А.А. Лутфуллин, М.М. Ремеев, И.Т. Усманов ; правообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2020619771 ; заявл. 02.09.2020 ; опубл. 07.09.2020.

122. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021664048. GMS-3S / А.А. Лутфуллин, И.И. Гирфанов, И.Т. Усманов, О.С. Сотников ; правообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2021663099; заявл. 23.08.2021 ; опубл. 30.08.2021.

123. Eaton B., Graphical method predicting pressure Worldwide, World Oil, 1972, V. 185, pp. 151–56.

124. Khakim N.Y.M., Tsuji T., Matsuoka T. Detection of Localized Surface Uplift by Differential SAR Interferometry at the Hangingstone Oil Sand Field, Alberta,

Canada // IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing. – 2013. – Vol. 6, № 6. – P. 2344-2354. – DOI: 10.1109/JSTARS.2013.2254471.

125. 1 D моделирование распределения температуры в залежи сверхвязкой нефти и оценка компонент геомеханических эффектов / И.И. Гирфанов, И.А. Исламов, И.Т. Усманов, Р.А. Хабибуллин // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2021. – Вып. 89. – С. 107-111.

126. Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики : учебное пособие для вузов. – 6-е изд., исп. и доп. – М. : Из-во МГУ, 1999. – 799 с.

127. Jaeger, J.C., Cook, N.G.W. and Zimmerman, R.W., 2007. Fundamentals of Rock Mechanics. Oxford: Blackwell Publishing Ltd.

128. Применение геомеханического моделирования для решения задач разработки слабосцементированных пластов / А.А. Лутфуллин, И.Т. Усманов, И.И. Гирфанов, Р.А. Хабибуллин, О.С. Сотников // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 28-31.

129. Гирфанов И.И., Усманов И.Т. О зависимостях для определения геомеханических свойств для условий Ромашкинского нефтяного месторождения // Нефтяная провинция.-2021.-№3(27).-С.57-66. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.57-66>

130. Стефанов, Ю.П. Режимы дилатации и уплотнения развития деформации в зонах локализованного сдвига / Ю.П. Стефанов. – Текст : непосредственный // Физическая геомеханика. – 2010. - №13. – С. 44-52.

131. Perkins, T.K. Stability and failure of spherical cavities in unconsolidated sand and weakly consolidated rock / T.K. Perkins, J.S. Weingarten. – Text : unmediated // SPE Annual Tech Conf. – 1988. – Vol 10. – P. 613

132. Lu, Y. Predicting the critical drawdown pressure of sanding onset for perforated wells in ultra-deep reservoirs with high temperature and high pressure / Y. Lu, C. Xue, T. Liu, M. Chi, J. Yu, H. Gao, X. Xu, H. Li, Y. Zhuo – Text : unmediated // Energy Science & Engineering. – 2021. – Vol. 9. – P. 1517-1529.

ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

Рисунок 1.1 – Компоненты напряженного состояния	11
Рисунок 1.2 – Схема развития трещины ГРП в вертикальной скважине	16
Рисунок 1.3 – Анализ G-функции давления миниГРП в скв. 244 Ромашкинского месторождения	19
Рисунок 1.4 – Пример анизотропии, связанной с напряженным состоянием горных пород по результатам интерпретации данных кроссдипольной акустики	20
Рисунок 1.5 – Схема наблюдения наземного микросейсмического мониторинга	21
Рисунок 1.6 – Результаты обработки данных микросейсмического мониторинга ГРП в скв. № 20617	22
Рисунок 1.7 – Действие радиальных и тангенциальных напряжений на стенке скважины	23
Рисунок 1.8 – К расчёту распределения напряжений в окрестности цилиндрической выработки	24
Рисунок 1.9 – Схема соответствия направлений образования трещин растяжения и вывалов и направлений главных горизонтальных напряжений	24
Рисунок 1.10 – Электрический имиджер стенки скважины, отображающий типичные трещины растяжения (drilling induced), образующиеся при бурении ...	25
Рисунок 1.11 – Схема вывала на стенке скважины	26
Рисунок 1.12 – Мировая карта стрессов	26
Рисунок 1.13 – Динамика сейсмической активности востока Республики Татарстан ..	27
Рисунок 1.14 – Карта сейсмической активности Республики Татарстан	28
Рисунок 1.15 – Схемы нагружения образцов при определении пределов прочности ...	30
Рисунок 1.16 – Схема размещения образца в оснастке для проведения «бразильского» теста	30
Рисунок 1.17 – Зависимость относительных продольных деформаций от напряжения	33
Рисунок 1.18 – Решаемые геомеханическим моделированием задачи	40
Рисунок 1.19 – Пример рабочего планшета ПО «Techlog»	40

Рисунок 1.20 – Пример рабочего планшета модуля JewelSuite™ 1D Model	41
Рисунок 1.21 – Пример рабочего планшета в ПО «RN-Сигма»	42
Рисунок 1.22 – Основные этапы 1D геомеханического моделирования	42
Рисунок 2.1 – Карта размещения нефтяных месторождений Республики Татарстан ..	46
Рисунок 2.2 – Схема расположения площадей Ромашкинского месторождения	47
Рисунок 2.3 – Сводный геологический разрез РТ	49
Рисунок 2.4 – Пример отсутствия данных плотностного каротажа в верхней части разреза	53
Рисунок 2.5 – Плотность пород поверхностных грунтов	54
Рисунок 2.6 – Гистограмма распределения плотности по данным каротажа в скважинах Ромашкинского месторождения	55
Рисунок 2.7 – Экстраполированная плотность горных пород верхней части разреза ..	55
Рисунок 2.8 – Сравнение синтетических и фактических кривых плотности	56
Рисунок 2.9 – Сравнение синтетических и фактических кривых плотности с учётом соответствующих коэффициентов α и β	57
Рисунок 2.10 – Сравнение расчётных и фактического литостатического напряжения Ромашкинского месторождения	58
Рисунок 2.11 – Плотность пластовых вод и сравнение начального пластового давления с условным гидростатическим	61
Рисунок 2.12 – Коэффициент аномальности пластовых давления по разрезу Ромашкинского месторождения	63
Рисунок 2.13 – Схема записи давления во время и после остановки процесса ГРП ...	65
Рисунок 2.14 – Примеры диагностических графиков по скважинам 221 (а), 244 (б), 149789 (в), 20671 (г)	66
Рисунок 2.15 – Сравнение начального Sh с рассчитанным по методу I.M. Breckels и H. van Eekelen	69
Рисунок 2.16 – Сравнение фактических и расчётных значений Sh	70
Рисунок 2.17 – Зависимость изменения ΔS_h от изменения $\Delta P_{пл}$ для Ромашкинского и Татсуksинского месторождений	73
Рисунок 2.18 – Схематичное представление записи давления в процессе ГРП	74

Рисунок 2.19 – Отношение среднего измеренного горизонтального напряжения к вертикальному напряжению по Б.Г. Бреди и Е.Т. Брауну	75
Рисунок 2.20 – Пример графика с отображением результатов расчёта в программе «Stress ratio» для условий НТВД=1650 м и коэффициента Пуассона $\nu=0,25$	77
Рисунок 2.21 – Зависимость соотношения горизонтальных напряжений S_H/S_h от коэффициента Пуассона ν	77
Рисунок 2.22 – Результаты кросс-дипольного каротажа в скважине 32795	78
Рисунок 2.23 – Сравнение расчётных значений S_H полученных по методикам McPhee (формула 2.26), Donald (формула 2.27) и собственной зависимости (формула 2.37)	79
Рисунок 2.24 – Схема действующих напряжений в горизонтальном стволе относительно ориентации напряжений	80
Рисунок 2.25 – Ориентация трещины ГРП в горизонтальном стволе относительно азимута S_H	81
Рисунок 2.26 – Результаты исследований ориентации горизонтальных напряжений Русской платформы	81
Рисунок 2.27 – Азимуты максимального горизонтального напряжения по результатам исследований в скважинах Республики Татарстан	82
Рисунок 2.28 – Азимуты максимального горизонтального напряжения по месторождениям Республики Татарстан	82
Рисунок 2.29 – Карта основных эпицентров современных (1982-2003 г.г.) землетрясений в западной части Ромашкинского месторождения	83
Рисунок 3.1. Начало первых фаз колебаний продольной и поперечной волн	90
Рисунок 3.2 – Динамика нагружения при одноосном сжатии при полном контакте торцов образца с плитами пресса для образца 36р	94
Рисунок 3.3 – Динамика нагружения при одноосном сжатии при неполном контакте торцов образца с плитами пресса для образца 32р	94
Рисунок 3.4 – Изображение пятна контакта образца с плитой пресса по всей площади торца (а – вид сверху, б – главный вид)	95

Рисунок 3.5 – Увеличение площади контакта торца образца с плитой прессы по мере нагружения	95
Рисунок 3.6 – Пример разрушения образцов керна при испытании (бразильский тест)	96
Рисунок 3.7 – Автоматический двухдиапазонный пресс на сжатие/изгиб MATEST E161-01N	97
Рисунок 3.8 – Пример графика нагружения образца при испытаниях на растяжение ..	98
Рисунок 3.9 – Пример графика нагружения образца при испытаниях на одноосное сжатие	98
Рисунок 3.10 – Установка для исследования прочностных свойств керна «ПИК-УИДК/ПЛ»	100
Рисунок 3.11 – Пример установленного образца горной породы в измерительную ячейку	100
Рисунок 3.12 – Принципиальная схема работы ПО для анализа данных лабораторных исследований геомеханических свойств горных пород	104
Рисунок 3.13 – Критерий прочности ГОСТ 21153.8-88 для комплектов образцов № 2 и № 5	107
Рисунок 3.14 – Линейный критерий прочности Мора – Кулона для комплектов образцов № 1 и № 6	108
Рисунок 3.15 – Критерии прочности Хоека – Брауна для комплектов образцов № 1 и № 5	110
Рисунок 3.16 – Критерий прочности Хоека-Брауна для комплекта образцов № 6 ...	111
Рисунок 3.17 – Критерии прочности для средних по комплектам образцов значений пределов прочности	111
Рисунок 3.18 – Зависимость скорости поперечных волн от скорости продольных волн	112
Рисунок 3.19 – Зависимость динамического модуля Юнга от скорости продольных волн	113
Рисунок 3.20 – Зависимость динамического коэффициента Пуассона от скорости продольных волн	113

Рисунок 3.21 – Зависимость статического модуля Юнга от скорости поперечной волны	114
Рисунок 3.22 – Зависимость статического коэффициента Пуассона и скорости поперечной волны	114
Рисунок 3.23 – Зависимость предела прочности при растяжении от предела прочности при одноосном сжатии образцов керна терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения	115
Рисунок 3.24 – Зависимости упругих свойств по результатам керновых исследований и параметров гамма-каротажа	118
Рисунок 3.25 – Зависимость предела прочности при одноосном сжатии $\sigma_{сж}$ по результатам керновых исследований и параметра гамма-каротажа $A_{ГК}$	117
Рисунок 3.26 – Сравнение диапазонов ранее рекомендованных значений коэффициента Пуассона и полученных по результатам керновых исследований горных пород терригенного девона Республики Татарстан	119
Рисунок 3.27 – Сравнение диапазонов ранее рекомендованных значений модуля Юнга и полученных по результатам керновых исследований горных пород терригенного девона Республики Татарстан	120
Рисунок 4.1 – Схема обмена информацией между направлениями цифрового моделирования	125
Рисунок 4.2 – Схема геологической модели залежи СВН	128
Рисунок 4.3 – Сравнение результатов моделирования с данными геодинамических наблюдений	129
Рисунок 4.4 – Структурные поверхности при моделировании неглубокозалегающих месторождений	130
Рисунок 4.5 – Области наличия пластических деформаций	131
Рисунок 4.6 – Траектория проектной скважины № 5489 куста № 5125	132
Рисунок 4.7 – Графики проектной ЭЦП и фактической (принятой по результатам моделирования) для скважины № 5489	133
Рисунок 4.8 - Сетка геологической модели с учетом разлома	134

Рисунок 4.9 – Вид геомеханической сетки и области построения геолого-гидродинамической модели	134
Рисунок 4.10 – Зоны необратимых деформаций вдоль разлома по результатам геомеханического моделирования	135
Рисунок 4.11 – Периоды безопасной эксплуатации для вариантов суточной закачки	136
Рисунок 4.12– Примеры интервалов керна продуктивной части с полной потерей механической прочности	137
Рисунок 4.13 – Зависимости объемной плотности и пористости по образцам керна тульского горизонта Татсуксинского месторождения	138
Рисунок 4.14 – Пример результатов построений 1D геомеханической модели по скважине № 1	139
Рисунок 4.15 – 3D распределение предела прочности на разрыв	140
Рисунок 4.16 – 3D распределение коэффициента Пуассона	140
Рисунок 4.17 – Пример образца из керна с образованием зон уплотнения после проведения испытаний на всестороннее сжатие	141
Рисунок 4.18 – Компонента zz деформаций уплотнения	142
Рисунок 4.19 – Изменение эффективного горизонтального напряжения в соответствии с прогнозной динамикой пластового давления в 4D геомеханической модели Татсуксинского месторождения	143
Рисунок 4.20 – Результаты прогнозных расчётов на гидродинамической модели	145
Рисунок 4.21 – Изменение критической депрессии в интервалах перфорации для скважин № 300 (а), 462 (б), № 305У (в)	147

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 – Плотность осадочных пород	52
Таблица 2.2 – Плотность грунтов РТ	53
Таблица 2.3 – Градиенты литостатического напряжения по горизонтам Ромашкинского месторождения	59
Таблица 2.4 – Свойства пластовых вод Ромашкинского месторождения	60
Таблица 2.5 – Градиенты гидростатического давления по горизонтам Ромашкинского месторождения	62
Таблица 2.6 – Результаты анализа процессов ГРП	67
Таблица 2.7 – Результаты расчётов начального и текущего минимального горизонтального напряжения и его изменения относительно пластового давления ...	68
Таблица 2.8 – Результаты расчёта коэффициента соотношения напряжений k	77
Таблица 3.1. Определение безразмерного коэффициента высоты образца K_B	89
Таблица 3.2 – Максимально допустимые отклонения цилиндрических образцов керна согласно ГОСТ 21153.2-84	94
Таблица 3.3 – Результаты определения пределов прочности при объемном сжатии, одноосном сжатии и растяжении	107
Таблица 3.4 – Значения параметров a , m , s по комплектам образцов	110
Таблица 4.1 – Зависимости типа ГИС-керна полученные для Татсуksинского месторождения	139
Таблица 4.2 – Изменение по этапам моделирования средних эффективных напряжений и наличия необратимых деформаций в продуктивной части	142
Таблица 4.3 – Результаты расчета диапазона оптимальных забойных давлений для нагнетательных скважин Татсуksинского месторождения	145