

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ
им. А. А. ТРОФИМУКА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи

КИНДЮК ВЛАДИМИР АНАТОЛЬЕВИЧ

**ОЦЕНКА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ
ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА
С УЧЕТОМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
В НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЙ СРЕДЕ**

25.00.10 – геофизика, геофизические методы поисков
полезных ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
к.т.н. Нестерова Галина Владимировна

Новосибирск

2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
Введение.....	4
ГЛАВА 1. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ	12
1.1. Известные гидродинамические модели в нефтепромысловой отрасли... 12	12
1.2. Стандартная интерпретация данных электромагнитного каротажа..... 23	23
1.3. Аналитические решения для частных случаев уравнений гидродинамики	28
1.4. Численная модель двухфазной фильтрации..... 31	31
1.5. Учет глинистой корки..... 33	33
1.6. Расчет радиального распределения удельного электрического сопротивления	37
1.7. Применение гидродинамического моделирования при интерпретации данных электромагнитного каротажа	38
1.7.1. Учет давления..... 40	40
1.7.2. Параметризация гидродинамической модели..... 41	41
1.7.3. Результат интерпретации данных ГИС с использованием гидродинамической модели	43
1.8. Примеры реализации электрогидродинамической инверсии данных ГИС (ВИКИЗ, БКЗ, ВИК-ПБ)	46
ГЛАВА 2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ.....	56
2.1. Известные способы обработки данных ГИС..... 56	56
2.2. Восстановление модуля Юнга с использованием нейронных сетей..... 60	60
2.3. Двухосные испытания на керне..... 63	63
2.4. Оценка коэффициента дилатансии..... 69	69
2.5. Зависимость проницаемости от эффективного напряжения..... 71	71

2.5.1. Экспериментальные данные, описанные в литературе.....	71
2.5.2. Аналитическое описание изменения проницаемости при деформации.....	86
ГЛАВА 3. УЧЕТ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ СРЕДЫ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ.....	90
3.1. Влияние напряжений в среде на процесс фильтрации флюидов.....	90
3.2. Главные напряжения вблизи скважины.....	102
3.2.1. Аналитическая оценка распределения напряжений вокруг скважины.....	107
3.2.2. Определение геомеханических характеристик.....	107
3.3. Примеры гидродинамической интерпретации каротажных данных с учетом напряженного состояния среды.....	108
3.3.1. Обработка и интерпретация материалов Когалымского месторождения	110
3.3.2. Обработка и интерпретация материалов месторождения севера НСО	117
3.3.3. Анализ влияния геомеханических процессов на интерпретацию данных электромагнитного каротажа.....	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	127
СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ	130
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	134

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования является окружающая скважину область геологической среды, в которой происходят перераспределение поля напряжений и фильтрация бурового раствора в пласт, вызванные бурением скважины. В этой области исследуются фильтрационные и электрофизические свойства среды, изменившиеся в результате бурения.

Актуальность. С целью повышения эффективности и сокращения времени строительства скважин добывающим компаниям необходимо уменьшать временной интервал, начинающийся с остановки бурения и заканчивающийся освоением скважины. Отечественные каротажные комплексы, такие как ВИК-ПБ, позволяют проводить каротаж во время бурения по качеству не уступающий зарубежным аналогам.

Получение данных сразу после окончания бурения позволяет ускорить процесс освоения скважины, уменьшая потерю времени на дополнительные технические и геофизические работы и, подобрав оптимальную схему заканчивания скважины, выбрать эффективный метод освоения запасов. Разработанные в ИНГГ СО РАН программные средства для решения прямой и обратной задачи для данных многозондового электромагнитного каротажа (ЭМК) позволяют провести интерпретацию данных ЭМК с использованием гидродинамической модели и определить фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора, необходимые для составления оптимальной схемы заканчивания скважины.

В стандартной схеме интерпретации каротажных данных не учитываются такие геомеханические характеристики породы, как предел прочности на сжатие, коэффициент дилатансии, упругие параметры. В околоскважинной области при бурении скважины вместе с перераспределением поля напряжения одновременно происходит фильтрация бурового раствора в проницаемые породы. Локальное изменение напряжения влечет за собой изменение проницаемости и пористости

коллектора. Этот эффект влияет на показания геофизической аппаратуры, и, если не учитывать изменения ФЕС коллектора, вызванные изменением поля напряжения, то появляется большая вероятность ошибки при интерпретации данных геофизических исследований скважины (ГИС), искажения результатов гидродинамических исследований в скважине. Все это говорит о необходимости учета геомеханических процессов в окрестности скважины для получения достоверной оценки фильтрационно-емкостных свойств коллектора в сложных геологических условиях, когда геомеханические характеристики среды влияют на результат интерпретации. Предлагаемое решение, основанное на применении единой гидродинамической и геомеханической (ЕГДиГМ) модели среды, позволяет учесть геомеханические характеристики породы и тем самым повысить достоверность определения ФЕС по данным ЭМК.

Цель исследования – повышение качества и достоверности интерпретации данных электромагнитного каротажа посредством применения модели среды, учитывающей и гидродинамические и геомеханические процессы, происходящие в окрестности скважины.

Научная задача – разработать методику интерпретации данных электромагнитного каротажа на основе моделирования гидродинамических процессов, с учётом данных каротажа во время бурения, изменения напряженно-деформированного состояния среды, вызванного бурением скважины, и данных, полученных в результате геомеханических экспериментов на керне.

Этапы решения задачи:

(1) анализ и обобщение имеющихся подходов к интерпретации данных геофизических исследований с учетом гидродинамических процессов;

(2) разработка методики интерпретации данных электромагнитного каротажа, полученных во время бурения скважины, на основе моделирования гидродинамических процессов в ее окрестности;

(3) определение численных значений параметров единой гидродинамической и геомеханической модели среды по данным геофизических исследований скважины, нейросетевого моделирования, данных петрофизических

и геомеханических лабораторных измерений и экспериментальной зависимости проницаемости пород от эффективного напряжения;

(4) создание методики интерпретации данных электромагнитного каротажа на основе единой гидродинамической и геомеханической модели среды.

Защищаемый научный результат

Методика интерпретации данных электромагнитного каротажа на основе моделирования гидродинамических процессов, с учетом данных каротажа во время бурения, изменения напряженно-деформированного состояния среды, вызванного бурением скважины, и данных, полученных в результате лабораторных геомеханических экспериментов.

Научная новизна работы:

- Использование данных электромагнитного каротажа, полученных прибором каротажа во время бурения ВИК-ПБ, вместе с данными прибора каротажа на кабеле ВИКИЗ уточняет электрогидродинамическую модель пласта, что повышает качество интерпретации каротажных данных и достоверность оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта.
- Для определения геомеханических параметров единой гидродинамической и геомеханической модели разработан комплексный подход, использующий данные геофизических исследований скважины, результаты петрофизических и геомеханических измерений на керне, а также метод нейронных сетей.
- Количественно оценено влияние геомеханических параметров породы на результаты интерпретации данных электромагнитного каротажа при использовании гидродинамической модели прискважинной зоны.

Личный вклад

1. В результате анализа данных ВИК-ПБ внесены предложения по оптимизации процесса регистрации прибором данных. Предложено проводить каротажное зондирование при проработке ствола скважины на каждом этапе бурения и дублировать измерения по завершению бурения на подъеме.

2. С использованием разработанного соискателем программного обеспечения VikizGydro, выполнена электрогидродинамическая инверсия данных отечественного каротажного прибора ВИК-ПБ, полученных во время бурения с четырех скважин трех месторождений России.
3. Оценены характерные соотношения горизонтальных напряжений в окрестности скважины по литературным данным для 17 месторождений земного шара. Соотношения используются при параметризации единой гидродинамической и геомеханической модели.
4. На отобранных автором коллекциях керна и при его участии проведены лабораторные измерения на уникальном оборудовании Центра коллективного пользования СО РАН. В результате экспериментально определены геомеханические характеристики образцов в условиях двухосного напряженного состояния. Результаты измерений вошли в базу данных петрофизических и геомеханических свойств пород PetroMechBD.
5. Для двух месторождений Западной Сибири (Когалымского и месторождения севера Новосибирской области) определены численные значения параметров единой гидродинамической и геомеханической модели.
6. Разработана методика оценки коллекторских свойств пород по данным электромагнитного каротажа на основе гидродинамического моделирования с учетом напряженно-деформированного состояния среды.
7. Показано увеличение точности определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора в результате учета геомеханических свойств пород при интерпретации синтетических данных электромагнитного каротажа на основе гидродинамического моделирования.

Достоверность полученных результатов подтверждена

- теоретической основой - использованием классических уравнений теории фильтрации несмешивающихся флюидов в пористой среде: закона сохранения массы, уравнения переноса консервативной примеси, закона Дарси; уравнения Арчи-Дахнова; уравнениями геомеханики: закона Гука, соотношения Коши и условия Кулона-Мора;
- использованием апробированных и зарегистрированных программных средств построения численных моделей, разработанных в институтах ИНГГ и ИГД СО РАН: EMF PRO [Эпов и др., 2010] и GENM [Назаров и др., 2012];
- высоким качеством использованных практических данных;
- сопоставлением результатов
 - с лабораторными измерениями на керне,
 - с результатами стандартной интерпретации данных ГИС, выполненными геофизическими предприятиями (ОАО «Когалымнефтегеофизика» и ОАО «Сургутнефтегазгеофизика»).

Фактический материал и методы исследования.

В диссертации используются результаты геофизических, петрофизических, геолого-технологических и геомеханических измерений, полученные компаниями «Лукойл АИК», «Сургутнефтегаз», исследования керна, проведенные в ИНГГ СО РАН и Центре коллективного пользования СО РАН. Также использованы результаты исследований, проведенных в рамках интеграционных проектов СО РАН № 6 и № 60 за 2009–2011 гг. и № 89 за 2012–2014 годы.

При исследовании использована разработанная ранее в ИНГГ СО РАН методика совместной интерпретации каротажных данных ВИКИЗ и БКЗ [Власов и др., 2008; Пудова и др., 2008; Эпов и др., 2012]. Также применяются численные методы решения гидродинамических уравнений для пористой флюидонасыщенной среды [Кашеваров др., 2003; Ельцов и др., 2004, 2005, 2009]. С целью учета геомеханических параметров добавляются отдельно решаемые уравнения: закона Гука, равновесия и критерия Кулона – Мора, описывающие

геомеханическое состояние среды. Для определения петрофизических свойств коллектора используются данные электромагнитного каротажа, которые интерпретируются с использованием апробированных и зарегистрированных программных средств EMF PRO [Эпов и др., 2010] для построения численных геоэлектрических моделей среды. При настройке геомеханического блока единой гидродинамической и геомеханической модели используются деформационные и прочностные характеристики пород, определенные в результате лабораторных геомеханических экспериментов. В условиях неполного комплекса ГИС для определения деформационных характеристик пород используется метод нейронных сетей.

Практическая значимость работы заключается в повышении оперативности и достоверности интерпретации данных электромагнитного каротажа за счёт моделирования гидродинамических процессов в окрестности скважины.

- В случае использования данных каротажа во время бурения фильтрационно–емкостные свойства коллектора определяются сразу после вскрытия пласта, что позволяет сэкономить время на принятие решения.

- В промысловых методах интерпретации данных ГИС не учитываются деформационные и прочностные характеристики пород. Технологические операции, связанные с процессом бурения, в зависимости от прочностных характеристик коллектора и условий его залеганий, могут ухудшать фильтрационные свойства прискважинной зоны коллектора, что необходимо учитывать при интерпретации данных ГИС. Предлагаемая методика, реализованная на основе совместной геоэлектрической и гидродинамической модели среды, учитывающей геомеханические процессы, повышает достоверность определения проницаемости и нефтенасыщенности коллектора, что является важной практической задачей.

- В диссертации обоснована необходимость учета геомеханических процессов на примере интерпретации данных ГИС пластов АС₇ – АС₈, БС_{11–2Б}, Ю₁ месторождений Западной Сибири, а также на синтетических примерах,

основанных на реальных свойствах образцов из базы данных PetroMechBD.

Апробация работы. Результаты работы докладывались на конференциях: научно-практических конференциях по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2013» и «Геомодель 2016», Всероссийской молодежной научной конференции «Трофимуковские чтения 2015»; Всероссийской конференции «Геофизические исследования в нефтегазовых скважинах – 2011» (Новосибирск); международных научных конгрессах «Гео-Сибирь – 2010, 2011, 2013, 2016»; 4-й Всероссийской молодежной научно-практической конференции «Геоперспектива – 2010»; VIII Уральской молодежной научной школе по геофизике (2007).

Публикации. Материалы диссертации, полученные научные результаты и выводы полностью изложены в 13 публикациях, из них две статьи в ведущих научных журналах, входящих в перечень ВАК («Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» и «Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых»), одно государственное свидетельство о регистрации базы данных, две публикации в рецензируемых изданиях (журнале «Oil&Gas Russia» и сборнике статей EAGE) и восемь – в сборниках тезисов и материалов конференций.

Структура работы. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка обозначений и сокращений и списка литературы (180 наименований). Работа изложена на 157 страницах, включая 68 рисунков, 11 таблиц.

Благодарности

Выражаю благодарность коллективам институтов СО РАН ИНГГ, ИГД и ИГМ, а в частности: Самойловой Валентине Илларионовне – за содержательные советы; Сухоруковой Карине Владимировне – за постоянную поддержку в процессе апробации модели; Нестеровой Галине Владимировне – за огромный вклад в организацию исследований, помощь в создании формулировок при описании результатов исследований, за необыкновенную моральную поддержку и заботу. Благодарю за исключительную поддержку и моральную помощь в

сложных случаях Соболева Андрея Юрьевича за лаконичные и глубокие замечания и Власова Александра Александровича за конструктивные замечания. Выражаю свою благодарность Голикову Никите Александровичу за содержательные советы, значительную помощь в обработке и представлении результатов, выполнении и планировании петрофизических исследований; Назарову Леониду Анатольевичу и Назаровой Ларисе Алексеевне за разъяснения сложных вопросов геомеханики, за возможность проведения экспериментальных измерений на оборудовании ЦКП СО РАН и консультирование по содержанию научной работы; Усольцевой Ольге Михайловне за помощь в обработке данных эксперимента; Семенову Владимиру Николаевичу за проведение измерений; Пеньковскому Валентину Ивановичу и Корсаковой Надежде Константиновне за консультации по решению численных задач в области гидродинамического моделирования; Зыкиной Марии Геннадьевне, за сотрудничество в интерпретации данных электромагнитного каротажа. Выражаю мою глубочайшую признательность научному наставнику – Игорю Николаевичу Ельцову за заботу, наставления и поддержку. Без всех этих людей данная диссертация не могла бы состояться.

Также хочу отметить дружескую помощь Шипенкова Романа Александровича и благодарю его за совместные обсуждения и поддержку в доведении работы до завершающей стадии. Отмечаю силу и терпение моей супруги Киндюк Юлии Валерьевны и благодарю за то время, что мной было отдано научной работе, а не совместному семейному досугу.

Глава 1. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

1.1. Известные гидродинамические модели в нефтепромысловой отрасли

Применение теории фильтрации при решении задач нефтегазовой геологии в значительной мере инициировано трудами французского инженера Дарси. Его эмпирическая формула [Hubbert, 1956] позволила связать кинематические характеристики жидкости с динамическими свойствами порового пространства, избежав описания процессов, происходящих в твердой части вещества. Применение уравнения Дарси для каждой из фаз в отдельности позволяет описать многофазную фильтрацию несмешивающихся фаз.

Миллер (Miller) исследует неизотермическую двухфазную фильтрацию для одномерного случая и рассчитывает распределение давления [Miller, 1950]. Фергусон (Ferguson) с коллегами в зависимости от реологических свойств бурового раствора и на основе экспериментов, проведенных в California Research Corporation, определил скорость фильтрации жидкости в пласт [Ferguson et al., 1954]. Авторы при измерении объема потерь раствора делают вывод, что толщина глинистой корки завышается при расчете по общепринятой модели образования глинистой корки. Чуть позже Дугласом (Douglas) для модели фильтрации жидкости в поровом пространстве учтены капиллярные силы [Douglas et al., 1957].

В передовой работе того времени Стон (Stone) с коллегами на основе теории несмешивающихся жидкостей для описания добычи нефти в одномерном случае изучает поведение трех фаз (воды, нефти и газа) без учета гравитационных сил, но с учетом капиллярных сил [Stone et al., 1961]. Беземером (Bezemer) с коллегами экспериментально изучены характеристики глинистой корки (толщина и проницаемость) для разных режимов бурения и типов растворов и утверждается, что скорость роста толщины корки зависит от скорости течения

бурового раствора и не зависит от давления и температуры раствора [Bezemer et al., 1966]. Д. Н. Михайлов с соавторами доказывают, что для выбора оптимального состава бурового раствора необходимо тестировать разные типы буровых растворов на конкретных типах пород, учитывая реологические свойства растворов и контролируя фильтрационные свойства глинистой корки [Михайлов и др., 2015].

В работе [Breitenbach et al., 1968] подробно описано разработанное авторами решение уравнения фильтрации и предложена схема решения: по давлению – неявная, по водонасыщению – явная. Результаты исследования Бритэнбаха и коллег послужили основой для создания быстрого метода решения уравнений фильтрации, названным методом ИМПЕС (implicit pressure – explicit saturation, IMPES) [Breitenbach et al., 1968].

В работе [Hiatt, 1968] исследуется влияние гравитационных и капиллярных сил на двухфазную фильтрацию жидкостей. Автор делает вывод, что при большой скорости фильтрации нефти и газа капиллярные и гравитационные силы не оказывают значительного воздействия на процесс фильтрации.

Чтобы избавиться от ошибок, вызванных временной дискретизацией уравнения, и сделать решение устойчивым для больших шагов по времени, в работе [Blair et al., 1968] используется полностью неявная схема с линеаризацией по методу Ньютона, вводятся коэффициенты подвижности фаз, учитывается сжимаемость фаз. Аналогичная работа проделана немного ранее [Fagin, 1965] для двумерного случая и для трехфазной фильтрации. Автор рассчитывает изолинии давления для месторождений, что необходимо при анализе способов стимулирования добычи нефти.

В работе [Tsutsumi et al., 1972] предложена учитывающая капиллярные и гравитационные силы математическая модель двухфазной фильтрации (нефть, газ). Результаты расчета хорошо согласуются с экспериментальными данными.

Фордхем (Fordham) с коллегами по результату практических экспериментов процесса фильтрации бурового раствора в пласт классифицирует потери давления в зависимости от режима бурения [Fordham et al., 1988].

Ричардсон (Richardson) с коллегами систематизировали все известные достижения в области решения задач фильтрации и их применения [Richardson, et al., 1973]. Авторы фундаментального труда [Aziz et al., 1979] в доступной форме и исчерпывающим образом изложили основы и достижения теории фильтрации с рассмотрением численных подходов к решению 1D, 2D и 3D задач. Книга [Chen et al., 2006] дополняет книгу Азиза новыми конечно-разностными методами, содержит информацию о способе учета влияния температуры и химических реакций на процесс фильтрации. В книге [Chin, 2002] в доступной форме изложены методы решения уравнений теории фильтрации.

В работе [Dewan et al., 1993] авторы, имея большой опыт моделирования образования глинистой корки, выделили основные процессы, участвующие в фильтрации бурового раствора. Исследования Девана (Dewan) с коллегами послужили толчком для дальнейшего изучения процесса образования глинистой корки. Авторы делали оценки по интегральным величинам: скорости фильтрации за определенный период, перепаду давления и пр. Их разработки при известных параметрах эксперимента (давлении нагнетания, времени воздействия и др.) дают возможность определять сопротивление глинистой корки.

Систематизация подходов к решению системы уравнений теории фильтрации (см., например, [Aziz et al., 1979]) и внедрение в промышленную эксплуатацию разноглубинных геофизических методов зондирования сделали возможным при интерпретации данных ГИС использовать гидродинамическое моделирование, по результату которого определяется радиальный профиль удельного электрического сопротивления (УЭС).

В работе [Allen et al., 1993] авторы используют результаты инверсии данных индукционного каротажа, для расчета радиального профиля УЭС с целью оценки водонасыщенности коллектора.

В статье [Semmelbeck et al., 1995] описана методика, использующая простые уравнения фильтрации и позволяющая определить проницаемость породы по каротажным данным многозондового разноглубинного индукционного прибора Array Induction Tool (AIT). Также по этой методике можно определить

проницаемость и толщину глинистой корки при постоянной скорости фильтрации (статическое условие) и при переменной скорости фильтрации (динамическое условие). В своей модели Семелбек (Semmelbeck) с соавторами не учитывают гравитацию, так как вертикальная проницаемость принимается малой. Авторы также задают пористость постоянной величиной (скелет коллектора и флюиды – несжимаемы). Эти исследователи исходят из того, что газ не может растворяться в воде. Они исследуют две фазы – газ и воду, при этом учитываются капиллярные силы, а давление капиллярных сил определяется по результатам экспериментов. Авторы определяют зависимость относительной проницаемости воды K_{rw} и газа K_{rg} от среднего размера пор по формулам:

$$K_{rw,dr} = (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}}, \quad (1.1)$$

$$K_{rg,dr} = (S_g^*)^2 \left[1 - (1-S_g^*)^{(2+3\lambda)/\lambda} \right], \quad (1.2)$$

где $S_w^* = (S_w - S_{wr})(1 - S_{wr})$ и $S_g^* = (S_g)(1 - S_{wr})$ – нормированные насыщенности, а S_w – водонасыщенность, S_{wr} – остаточная водонасыщенность, S_g – газонасыщенность, λ – эмпирический параметр, выбираемый в зависимости от размера пор; для больших пор $\lambda = 0.5$, для малых $\lambda = 4$; и бесконечность для неопределенного размера. Свой метод Семелбек с соавторами проверяют на карбонатных породах проницаемостью менее 1 мД. В этом режиме, как подтверждается в работе Деван (Dewan) с соавторами [Dewan et al., 1993], проницаемость глинистой корки мало влияет на процесс фильтрации, так как корка очень долго формируется.

В этой же работе [Semmelbeck et al., 1995] приводятся удачные примеры применения программного продукта PermLog для оценки петрофизических свойств породы по данным разноглубинного электромагнитного каротажа.

Для случая фильтрации двух фаз – газа и воды – в статье Билардо (Bilardo) с соавторами описывают метод определения водонасыщенности коллекторов

[Bilardo et al., 1996]. Авторы исходят из условия, что газ не растворяется в воде, обе фазы сжимаемы. Анализируется радиально симметричный случай. Авторы используют экспериментальные данные и капиллярную кривую. Влияние глинистой корки определялось по скорости фильтрации раствора в пласт как экспоненциальной функции от времени:

$$Q = Q_0[a_m + (1 - a_m)e^{-bt}]. \quad (1.3)$$

где $b = \frac{1}{t_{eq}} \ln \frac{1-a_m}{1}$ характеризует буровой раствор, t_{eq} – время установления равновесия, когда жидкость проникает в пласт с постоянной скоростью, а a_m – определяется из свойств бурового раствора и задается 0.2.

Получение значения водонасыщенности при прямом гидродинамическом моделировании не описано, а водонасыщенность из каротажных данных определяется по формуле Арчи – Дахнова:

$$S_w = \sqrt{\frac{0.81R_t}{\phi^2}}. \quad (1.4)$$

В результате получены два ряда значений водонасыщенности: первый – по каротажным данным, второй – гидродинамическим моделированием. Из их сравнительного анализа следует, что наименьшее расхождение в значении насыщенности равняется величине остаточной водонасыщенности. Это, вероятно, означает, что в газовом коллекторе остаточная вода не вытесняется в процессе фильтрации бурового раствора.

Деваном с соавторами изучено влияние перепада давления между стенкой скважины и коллектором на свойства глинистой корки, установлено, что при построении численной модели глинистой корки и непостоянной скорости фильтрации, являющейся основным режимом бурения, необходимо учитывать фактор адгезии (вероятность всех частиц из объема прилипнуть к корке): при

постоянной скорости фильтрации интенсивность адгезии не меняется, а при динамической – меняется; если величина перепада давления на глинистой корке составляет разницу между забойным давлением и пластовым, то влияние адгезии равняется нулю и рост корки прекращается [Dewan et al., 2001].

М. Г. Гуфрановым анализируется влияние зоны проникновения на показания приборов электромагнитного каротажа [Гуфранов, 2000].

Позднее рядом авторов [Alpak et al., 2002; Li et al., 2003; Alpak et al., 2003; Navarro et al., 2007] используются геофизические данные при моделировании гидродинамических процессов в околоскважинном пространстве.

В работах [Alpak et al., 2002; Alpak et al., 2003] используются два разных гидродинамических симулятора: Eclipse 100 и UTCHEM. В работе 2002 года описана двухфазная изотермическая модель с учетом гравитационной составляющей. При этом не учитываются химические реакции, перенос примеси или жидкостей и диффузионные процессы. Предполагается, что весь газ растворен в нефти. Также учитываются капиллярные силы, а относительные фазовые проницаемости воды K_{rw} и нефти K_{ro} описываются простой степенной функцией, как в книге [Lake, 1989]:

$$K_{rw} = S^{e_w}, K_{ro} = (1 - S)^{e_o}, \quad (1.5)$$

где e_w и e_o – показатели степени насыщения для воды и нефти соответственно, а S – нормированная водонасыщенность, аналогично формулам 1.3 – 1.4:

$$S = (S_w - S_{wr}) / (1 - S_{or} - S_{wr}),$$

где S_{wr} и S_{or} – остаточные водонасыщенность и нефтенасыщенность. Связь между электрофизическими и гидродинамическими параметрами описывается формулой Арчи – Дахнова. Геоэлектрическая модель характеризуется лишь двумя областями: зоной проникновения и неизменной частью пласта. Исследованы случаи анизотропии проницаемости в горизонтальном направлении, изменение угла смачиваемости.

Для модели месторождения Ву (Wu) с коллегами также на основе многофункционального симулятора UTCHEM проанализировал процесс проникновения бурового раствора в коллектор [Wu et al., 2001]. Так как в симуляторе UTCHEM нет возможности введения модели глинистой корки, Ву с коллегами определил свойства глинистой корки в зависимости от скорости течения бурового раствора. По мнению авторов, их методика интерпретации данных ГИС с использованием гидродинамической модели позволяет избавиться от ошибок, получаемых при стандартной интерпретации данных каротажа, когда не учитывается зона проникновения. Помимо определения нефтенасыщенности Ву с коллегами с использованием разработанной методики оценивают петрофизические характеристики коллектора.

Алпак (Alpak) с коллегами при исследовании 2D модели фильтрации для цилиндрически-симметричного случая с анизотропными свойствами коллектора использует уравнения (1.5) [Alpak et al., 2003]. Авторы разработали параметрический алгоритм совместной инверсии данных индукционного каротажа для оценки фильтрационно-емкостных свойств: пористости и проницаемости слоев коллектора.

Работы [Li et al., 2003; Navarro et al., 2007] содержат описание модели фильтрации, в которой учитываются капиллярные силы и глинистая корка. Сопротивление пластовой воды вычисляется по уравнению компании «Дрессер Атлас инк» [Dresser Atlas Inc., 1982]. Используется модель двухфазной фильтрация несмешивающихся жидкостей – воды и нефти. Для расчета концентрации солей используется уравнение переноса консервативной примеси. Относительные фазовые проницаемости воды K_{rw} и нефти K_{ro} выражены формулами:

$$K_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^3, \quad K_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^2,$$

где S_{wr} и S_{or} – остаточные водонасыщенность и нефтенасыщенность, соответственно.

По сути, в статьях описывается одинаковая модель, за исключением проницаемости глинистой корки, которая в первой статье оценивается по эмпирической формуле:

$$K_{mc} = K_{mc0} - \frac{2(K_{mc0} - K)}{1 + e^{\sqrt{10}Time}}$$

где K_{mc} , K_{mc0} , и K – проницаемости глинистой корки, минимальная проницаемость глинистой корки и проницаемость породы, соответственно, время $Time$ измеряется в днях. Во второй работе модель образования глинистой корки не описана, лишь указана ее проницаемость 10^{-6} Д. Подбор параметров гидродинамической модели при интерпретации каротажных данных происходит, возможно, вручную, так как эта часть методики не раскрыта.

И. Г. Ярмахов с соавтором при математическом моделировании процесса внедрения фильтрата раствора в нефтеносный пласт использует модель несжимаемой жидкости [Ярмахов, Попов, 2003]. Н. Т. Данаев с коллегами при интерпретации данных электромагнитного каротажа используют модель многофазной фильтрации [Данаев и др., 2014]. А. А. Макаровой построена модель процесса фильтрации бурового раствора с переносом твердых частиц и образования внутренней корки в коллекторе с большой перспективой ее применения при моделировании сильно загрязненной призабойной зоны [Макарова, 2015а, б].

Сотрудниками институтов ИНГГ и ИГиЛ СО РАН предложена комплексная гидродинамическая модель, описанная в работах [Кашеваров и др., 2003; Эпов и др., 2004; Ельцов и др., 2009; Ельцов и др., 2012б]. Модель используется для определения ФЭС слоев коллектора, при этом распределение УЭС вблизи скважины рассчитывается по обобщенному уравнению Арчи – Дахнова. В работах [Нестерова и др., 2008а; Ельцов и др., 2011] модель оптимизирована для анализа данных повторного электромагнитного каротажа, что позволяет точно настроить гидродинамическую модель пласта и определить проницаемость коллектора. В работе [Макаров и др., 2010] был реализован подход, упростивший данную модель для оперативного расчета проницаемости коллектора по

известной величине толщины глинистой корки, образующейся после фильтрации бурового раствора в коллектор. Позднее был реализован вариант модели с использованием бурового раствора на основе нефти [Ельцов и др., 2012а]. Неопределенность, связанная с точным измерением толщины глинистой корки, осложняет применение данного подхода. Ю. Е. Антоновым с коллегами построена и изучена электрогидродинамическая модель, учитывающая влияние капиллярных сил коллектора. Оказалось, что влияние капиллярных сил в течение первых суток на распределение УЭС в глубину пласта несущественно [Антонов и др., 2011]. Это объясняется значительным преобладанием воздействия репрессии бурового раствора на пласт при бурении, по сравнению с воздействием капиллярных сил.

Соискателем осуществлено дальнейшее развитие методики интерпретации данных ЭМК в виде автоматизации подбора параметров электрогидродинамической модели, использовании наряду с данными каротажа на кабеле данных каротажа во время бурения. Также соискатель учитывает геомеханические характеристики пород и их напряженное состояние в электрогидродинамической модели, основанной на модели, представленной в работе [Кашеваров и др., 2003].

Н. К. Корсакова с соавторами анализировали солевой баланс в коллекторе, используя трехфазную гидродинамическую модель, не без учета глинистой корки [Корсакова, Пеньковский, 2009]. В работах [Пеньковский, Корсакова, 2012; Пеньковский и др., 2013] авторы показывают особенности использования уравнений теории фильтрации для создания эффективных методов добычи углеводородов на поздней стадии разработки месторождений. В работе [Пеньковский и др., 2014] показано влияние температуры бурового раствора на процесс фильтрации бурового раствора в пласт с трехфазным насыщением, а удельное электрическое сопротивление зоны проникновения зависит не только от ее насыщенности флюидами и концентрации солей в буровом растворе, но и от его температуры.

В последние годы теория фильтрации широко используется при создании инновационных методов контроля разработки. Например, для месторождения в Венесуэле авторы работы [Coll et al., 2000] применяют масштабируемую модель, с помощью которой для каждой ячейки определяется режим течения флюида. Это необходимо, так как разные виды отложений по-разному пропускают нефть (что связано с особенностями внутреннего строения, типом цемента и типом глин). Такой подход трудоемок, но позволяет для небольших участков месторождения с высокими величинами капиллярных сил точнее прогнозировать добычу нефти.

Возрос вклад использования гидродинамических моделей в прикладных задачах: Джонсон (Jonson) с коллегами успешно используют уравнения фильтрации для совместной инверсии данных наземного электромагнитного сканирования [Johnson et al., 2009].

Наиболее распространенным каротажным прибором с возможностью исследования среды на разном расстоянии от стенки скважины является прибор многозондового индукционного каротажа. В результате эффект проникновения, видимый на каротажных данных, позволяет определять радиальный профиль водонасыщенности. Такой подход основан на эмпирическом приближении, без использования гидродинамического моделирования. К примеру, индукционный прибор Array Resistivity Compensated tool – ARC5 чувствителен к эффекту проникновения фильтрата бурового раствора в пласт [Allen et al., 1993; Barber, 1985; Ellis и др., 2007]. Российский прибор ВИКИЗ и его модификация ВИК-ПБ [Каюров и др., 2014; Еремин и др., 2013] выделяют изменения в прискважинной зоне. Для учета эффекта проникновения, при интерпретации данных ВИКИЗ строится геоэлектрическая модель околоскважинного пространства, которая описывает радиальное распределение УЭС [Технология исследования ..., 2000; Киндюк и др., 2007; Сухорукова и др., 2008; Екимова и др., 2008]. Радиальное распределение УЭС связано с насыщением и фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов. Рисунки 1.1–1.4

показывают распределение УЭС для коллекторов с разным начальным насыщением.

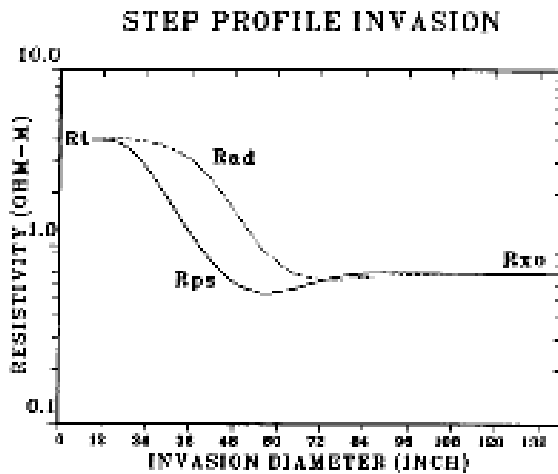


Рисунок 1.1 – Понижающее проникновение [Clark et al., 1988]

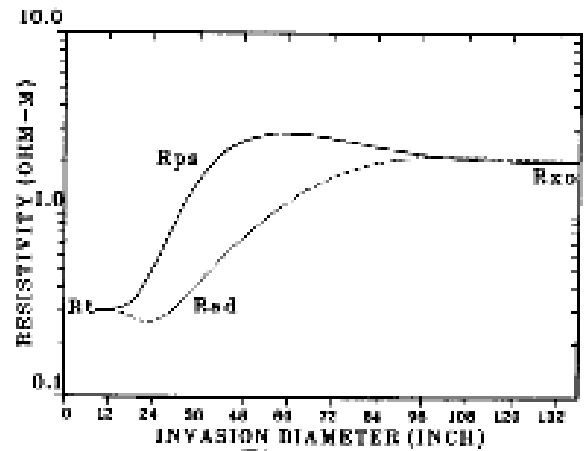


Рисунок 1.2 – Повышающее проникновение [Clark et al., 1988]



Рисунок 1.3 – Радиальное распределение УЭС в модели «зона» повышенного проникновения – пласт. [Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ, 2000]



Рисунок 1.4 – Радиальное распределение УЭС при наличии окаймляющей зоны. [Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ, 2000]

Результатом последнего этапа обработки каротажных данных является определение электрического сопротивления пласта коллектора. По величине УЭС пород, слагающих коллектор, используя нелинейные регрессионные связи и уравнение Арчи – Дахнова, определяют их нефтенасыщенность. Применение гидродинамического моделирования позволяет извлечь дополнительную информацию из данных ГИС, т.е. повысить информативность данных ЭМК: определить ФЕС коллектора. Например, на основе гидродинамического моделирования для низкоомного коллектора с УЭС 5 Ом·м было установлено, что

пласт – нефтенасыщенный. Построение электрогидродинамических моделей низкоомных коллекторов имеет практическое значение достоверной оценки их нефтенасыщенности, в частности низкоомных коллекторов Томской области [Киндюк и др., 2010].

Для корректной интерпретации данных ЭМК необходимо учитывать влияние величины УЭС бурового раствора на данные ГИС [Суролина и др., 2013], важен также подбор соответствующей петрофизической модели электропроводности [Глинских и др., 2014].

Ниже приведен стандартный (традиционный) способ определения распределения УЭС для каждого слоя продуктивного интервала [Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ, 2000]. Геоэлектрическая модель пласта представляет собой распределение УЭС для всех слоев продуктивного интервала, полученных при инверсии данных ЭМК. В дальнейшем на базе стандартного способа будет изложена методика интерпретации данных ГИС с применением гидродинамического моделирования процесса проникновения.

1.2. Стандартная интерпретация данных электромагнитного каротажа

Стандартная интерпретация данных электромагнитного каротажа (на примере ВИКИЗ) разделяется на следующие этапы:

1. Вертикальное дифференцирование разреза на коллекторы.
2. Построение начальной геоэлектрической модели для каждого слоя коллектора.
3. Совместная инверсия данных ВИКИЗ и дополняющих методов, например: БКЗ, БК (при их наличии).
4. Верификация подобранной геоэлектрической модели двухмерным моделированием сигналов ВИКИЗ, БКЗ, БК.
5. Расчет нефтенасыщенности пород.

Для инверсии и интерпретации каротажных данных ВИКИЗ используется программный комплекс EMF PRO (пришедший на смену МФС ВИКИЗ), с использованием которого проведена обработка геофизических данных в работах [Власов и др., 2008; Пудова и др., 2008; Эпов и др., 2010].

Далее на примере отложений коллектора БС_{11-2Б} на данных ВИКИЗ из скважины Когалымской площади показано построение геоэлектрической модели, которая в дальнейшем использовалась при интерпретации данных ГИС с применением гидродинамического моделирования.

Данные обрабатывались с использованием программного комплекса EMF PRO с предварительно настроенным шаблоном представления данных. Для наглядности процесса интерпретации рекомендуется на планшет данных ГИС выводить диаграммы сигналов ВИКИЗ (Рисунок 1.5) и трек с геоэлектрической моделью прискважинной области (Рисунок 1.7).

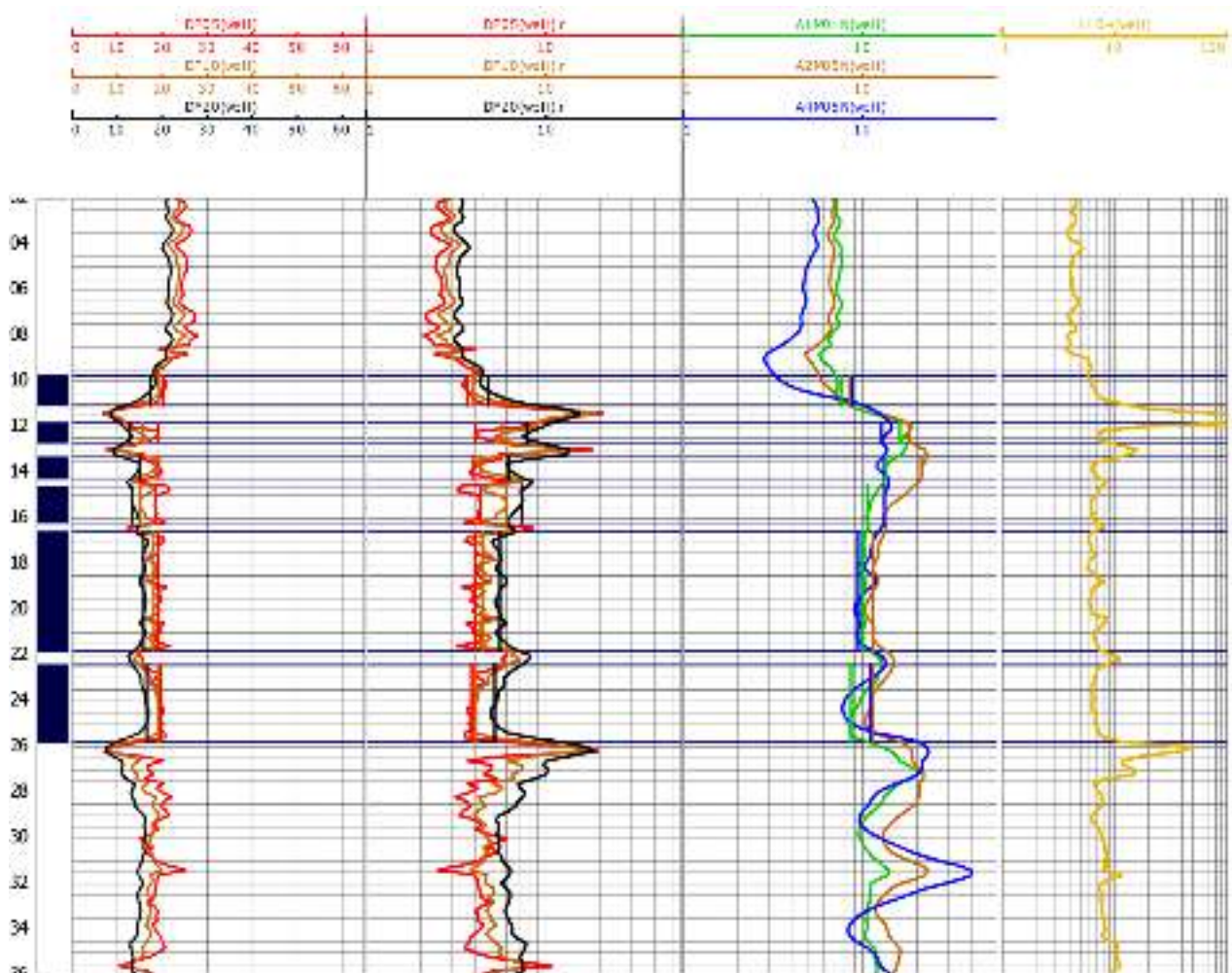


Рисунок 1.5 – Выделение слоев коллектора (EMF PRO)

Выделить коллектор можно по анализу данных нескольких каротажных методов. Как правило, продуктивный интервал связан с минимумом на каротажных кривых ПС (потенциал самополяризации) и ГК (гамма-каротаж). Показания ННКт (нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам) должны быть ниже среднего, иногда наблюдается уменьшение диаметра скважины по показаниям каверномера (ДС) и расхождение каротажных кривых ВИКИЗ, обусловленное проникновением фильтрата бурового раствора в коллектор. Расхождение кривых определяется отношением величины сопротивления бурового раствора к сопротивлению пластовой воды и нефтенасыщенностью данного интервала. Повышающее проникновение формируется в случае проникновения пресного раствора в пласт, насыщенный пластовой соленой водой (Рисунок 1.6а), понижающее – в случае фильтрации бурового раствора высокой минерализации (Рисунок 1.6б).

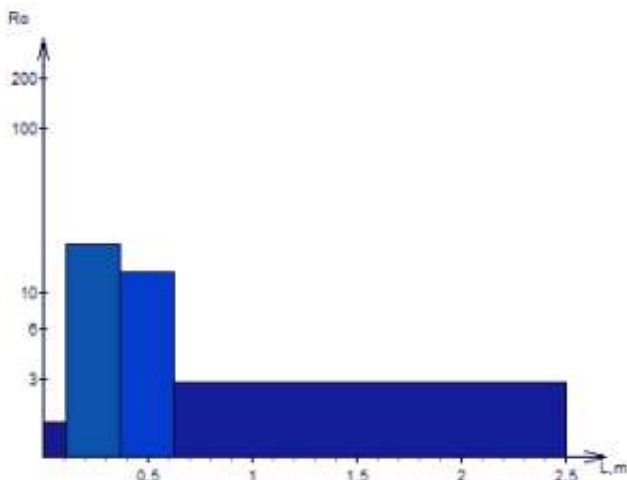


Рисунок 1.6а – Повышающее проникновение

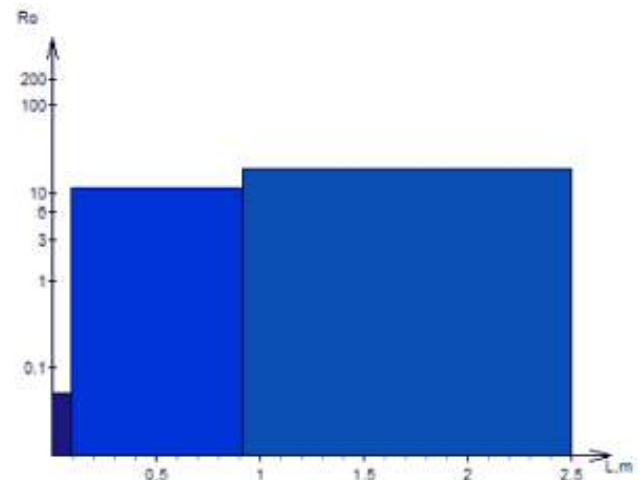


Рисунок 1.6б – Понижающее проникновение

Следующий этап обычно связан с выбором класса моделей – числа зон в модели проникновения, число которых редко превышает три. Автоматический подбор чаще всего дает хорошую стартовую модель.

Для выбранного коллектора Когалымского месторождения была получена геоэлектрическая модель (см. рисунок 1.7).

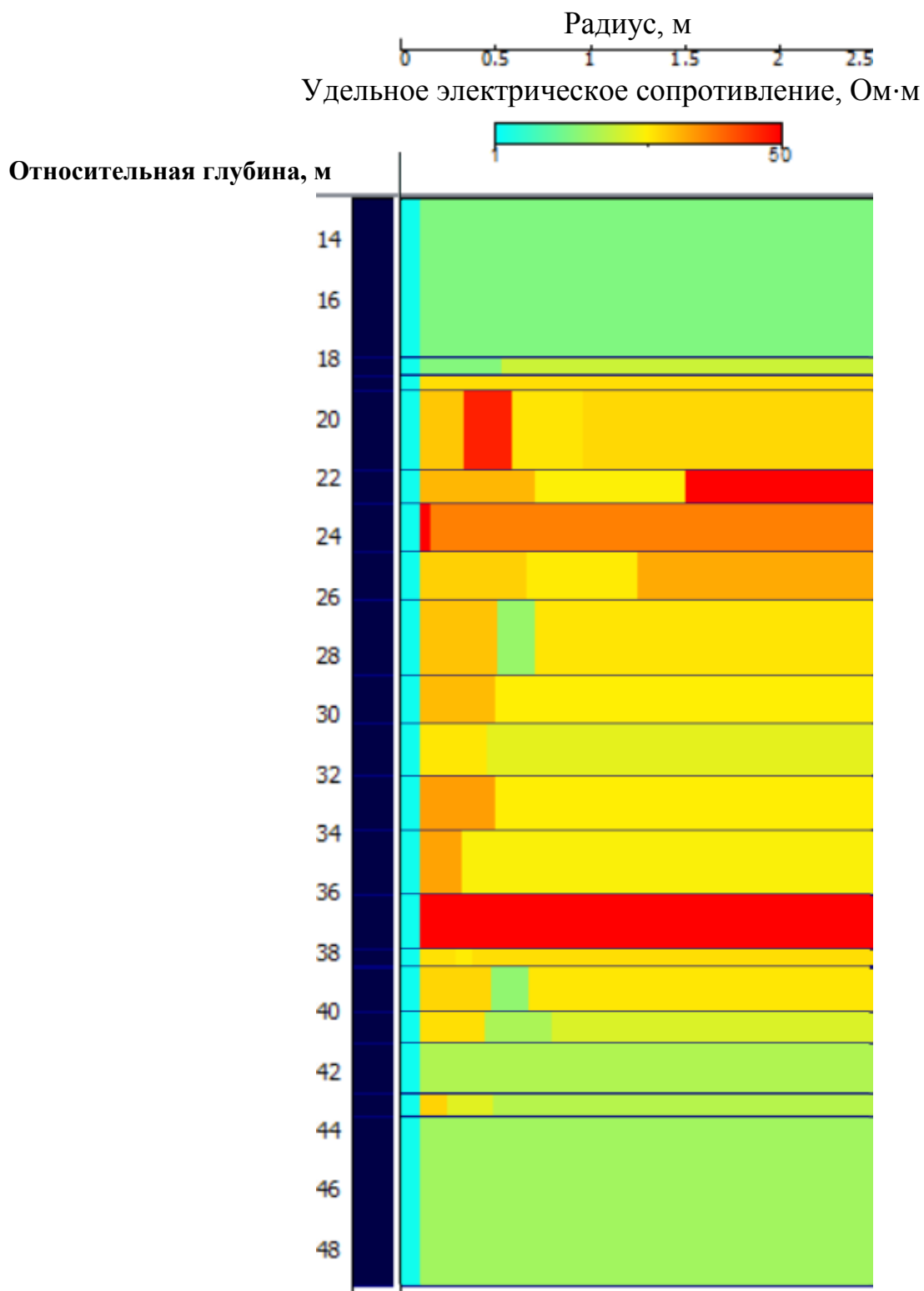


Рисунок 1.7 – Геоэлектрическая модель пласта BC11-2б

Проверка значений практических измерений и показаний прибора, рассчитанных по 2D модели пласта BC11-2б, дает хорошее совпадение (Рисунок 1.8), что указывает на хороший подбор геоэлектрической модели коллектора.

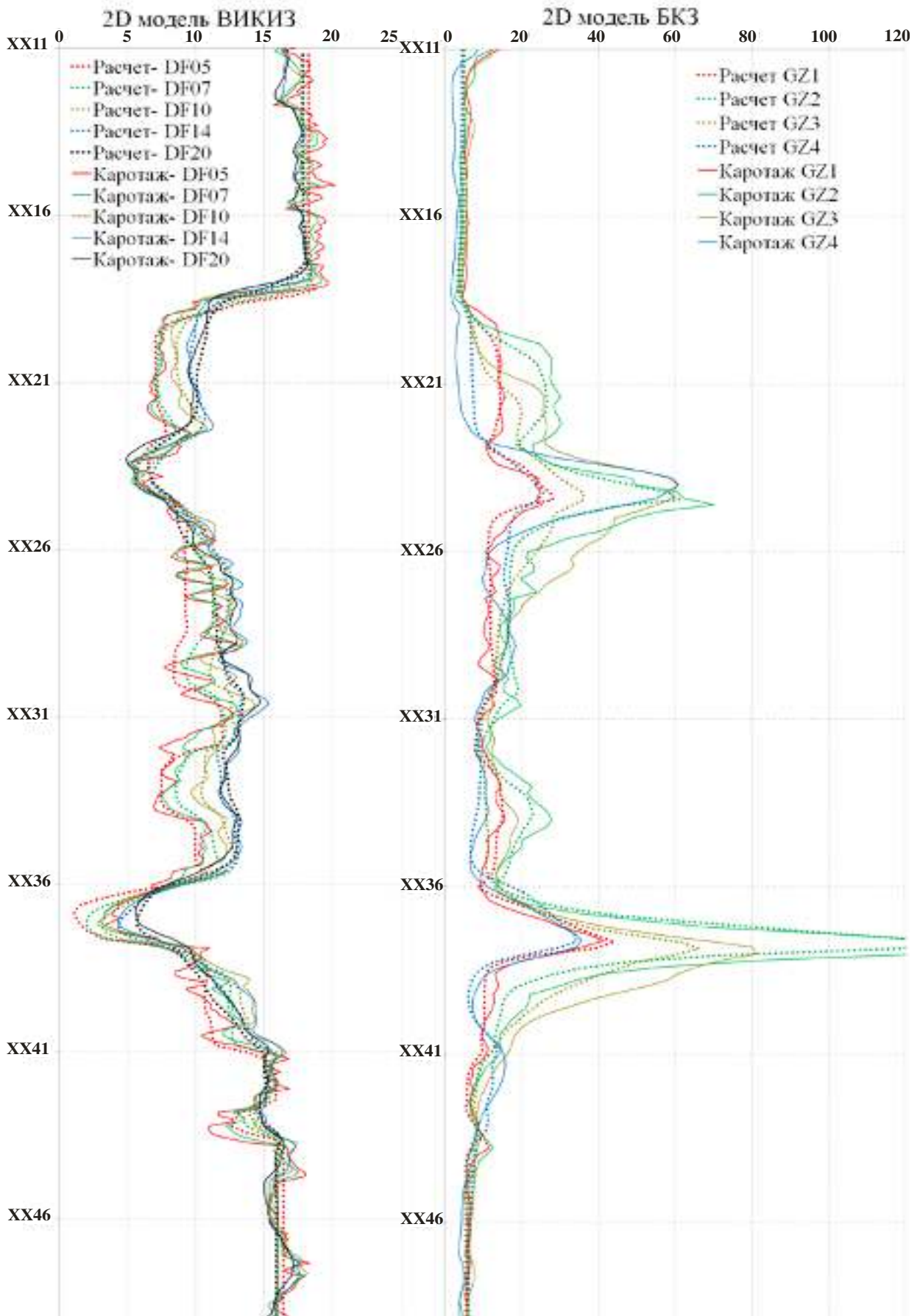


Рисунок 1.8 – Верификация геоэлектрической модели по двумерному моделированию диаграмм ВКИЗ и БКЗ

Качество интерпретации каротажных данных в случае искажения сигнала от вмещающих пород или большой дифференциации разреза по УЭС зависит от опыта и интуиции оператора (интерпретатора). Для каждого слоя коллектора (см. рисунок 1.7) существуют область эквивалентных геоэлектрических моделей [Табаровский и др., 1985]. Их множество уменьшается при совместной интерпретации данных ВИКИЗ и БКЗ. После 2D верификации, когда при инверсии данных каротажа участвуют модели всех слоев коллектора, область эквивалентности геоэлектрических моделей становится минимальной.

1.3. Аналитические решения для частных случаев уравнений гидродинамики

Для частных случаев уравнения фильтрации можно упростить так, что зависимость водонасыщенности от координаты выражается явно. Для этого в уравнениях фильтрации несмешивающихся жидкостей пренебрегают взаимодействием между фазами флюида и между флюидом и стенками пор. Также не учитывается поверхностное натяжение жидкостей (капиллярные силы). Для случая быстро протекающих процессов не учитывают гравитационные силы. Редко учитывается напряженное состояние в породе, которое может поменять характер течения жидкости в среде. Наиболее простой случай фильтрации жидкости в пористой среде описывается моделью Баклея – Леверетта [Чарный, 1963]:

$$\left\{ \begin{array}{l} v_i = -\frac{KK_{r_i}}{\mu_i} (\nabla P - P \vec{g}), \\ \frac{\partial \phi \rho_i S_i}{\partial t} + \operatorname{div} \rho_i v_i = 0, \\ S_w + S_o = 1, \\ \rho_i = \text{const}; \phi = \phi(P); K = K(x, p); i = o, w \end{array} \right. , \quad (1.6)$$

где: μ – вязкость, ϕ – пористость, ρ – плотность, g – ускорение свободного падения, P – давление; индексы: o – нефть, w – вода.

Если считать, что жидкость мало сжимаема, то зависимость пористости от проницаемости выражается линейной функцией давления. Для несжимаемой жидкости и постоянной проницаемости в одномерном случае распределение насыщенности можно определить через общую скорость фильтрации $\omega = v_w + v_o$, которая сохраняется согласно формуле [Басниев и др., 1993; с. 234 ф. (8.18)]:

$$x(S_w) = \frac{\omega}{\phi} F'(S_w), \quad (1.7)$$

где функция Баклея – Леверетта $F(S_w)$ определяется как:

$$F(S_w) = \frac{K_{rw}(S_w)}{K_{rw}(S_w) + \frac{\mu_w}{\mu_o} K_{rw}(S_w)}.$$

В цилиндрически симметричном случае постоянной является сумма отношений скоростей к радиусам площадки фильтрации, и можно переписать формулу (1.7) таким образом:

$$x(S_w) = \frac{2F'(S_w)}{\phi r_{bh}} \int_{t=0}^t v_w(p) dt. \quad (1.8)$$

По формуле (1.8) можно получить оценку размера зоны проникновения.

Также в случае поршневого приближения можно оценить глубину зоны проникновения через удельный объем фильтрата V_t , проникшего в пласт через поверхность радиуса $(r_{bh} + dr/2)$, где dr – шаг по радиусу (размер перепада давления), r_{bh} – радиус скважины

$$V_t = \int_{t=0}^t (r_{bh} + dr/2) v_w dt \quad (1.9)$$

по формуле:

$$r_{\text{пш}} = \sqrt{\frac{2V_t}{\phi} + r_{bh}^2}. \quad (1.10)$$

Решение по формуле (1.8) может иметь разрыв, характеризуемый искусственным скачком величины насыщенности, вводимым для избавления от неопределенности в решении уравнения переноса (Рисунок 1.7). Величина скачка определяется производной функции $F(S_w)$ и может быть получена либо графически, либо расчетным образом: подбирая такое S , при котором максимально соотношение:

$$\frac{F(S_w) - F(S_{w0})}{S_w - S_{w0}}, \quad (1.11)$$

где S_{w0} – начальная водонасыщенность.

Распределение, полученное по формуле (1.8), является аналитическим решением уравнения, зависит от скорости фильтрации ω , которая может меняться. Численное решение может сглаживать скачок, но должно быть сопоставимо с аналитическим решением.



Рисунок 1.9 – Классическое распределение водонасыщенности по модели Баклея – Леверетта [Aziz et. al., 1979]

На рисунке 1.9 изображен типичный радиальный профиль водонасыщенности, графически представляющий решение уравнения (1.8).

1.4. Численная модель двухфазной фильтрации

А. А. Кашеваров с коллегами модернизировал методику оценки фильтрационно-емкостных свойств коллектора на основе электрогидродинамической инверсии данных ЭМК [Кашеваров и др., 2003].

В осесимметричном двумерном случае модель несмешивающихся жидкостей Баклея – Леверетта, дополненная уравнением переноса консервативной примеси (солей), выглядит так [Кашеваров и др., 2003]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi S_w) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r K K_{rw}(S_w)}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \quad r_{bh} < r < r_{max}, \quad (1.12)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi S_o) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r K K_{ro}(S_o)}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right), \quad (1.13)$$

$$S_o + S_w = 1, \quad (1.14)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi S_w C) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r C K K_{rw}(S_w)}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r} \right), \quad (1.15)$$

где ϕ – пористость, для незначительно сжимаемой жидкости:

$$\phi = \phi_0 + \varepsilon P. \quad (1.16)$$

Здесь ε – упругоёмкость по [Щелкачев и др., с. 108), ϕ_0 – пористость из петрофизических измерений, S_{wr} и S_{or} – остаточная водонасыщенность и остаточная нефтенасыщенность, r_{bh} – определяет радиус скважины, r_{max} – задает максимальный радиус проникновения бурового раствора и задается равным 2.1 м; C – концентрация солей г/л.

Фазовые проницаемости задаются формулами [Уолкот, 2001, с. 31]:

$$k_{rw} = 0.25 \cdot \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^{e_w}, \quad k_{ro} = 1 \cdot \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^{e_o}, \quad (1.17)$$

где показатели степеней e_w и e_o в относительных фазовых проницаемостях (для воды и нефти) устанавливаются экспериментально и в простейшем случае равняются 2.

Дополнительно задаются граничные и начальные условия:

$$\begin{aligned} P|_{r=r_b} = P_b, P|_{r=r_{\max}} = P_f, S_w|_{r=r_b} = 1, S_w|_{r=r_{\max}} = S_f, \\ P|_{t=0} = P_f, S_w|_{t=0} = S_f, C|_{r=r_b} = C_b, C|_{r=r_{\max}} = C_f, C_w|_{t=0} = C_f, \end{aligned} \quad (1.18)$$

где индекс f соответствует невозмущенным пластовым условиям, а b – задает условия на стенки скважины или свойства бурового раствора. Рассматривается случай раствора на водной основе, для которого на стенке скважины $S_w = 1$. На дальней границе пласта задается граничное условие на S_w :

$$\left. \frac{dS_w}{dr} \right|_{r=r_{\max}} = 0. \quad (1.19)$$

Чтобы решить систему уравнений (1.12–1.14), используется прием отдельного расчета зависимых от координат переменных для каждого шага по времени. Сначала для первого шага по времени определяется давление, затем – водонасыщенность, а в фазовых проницаемостях используются начальные значения насыщенности. Далее рассчитывается концентрация солей, и расчет повторяется для следующего шага по времени.

1.5. Учет глинистой корки

Чтобы уменьшить объем проникновения фильтрата бурового раствора в продуктивный интервал, в буровой раствор добавляют кольматант (чаще всего глину), позволяющий закупорить проницаемый пласт. При фильтрации бурового раствора в пласт на стенке скважины образуется глинистая корка (Рисунок 1.10). В случае осесимметричного линейного вытеснения для модели Баклея – для скорости фильтрации ω выполняется следующее соотношение:

$$r\omega = \omega(t), \quad (1.20)$$

где ω – задается формулой:

$$\omega = \frac{KK_{rw}(S_w)}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{KK_{ro}(S_o)}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r}.$$

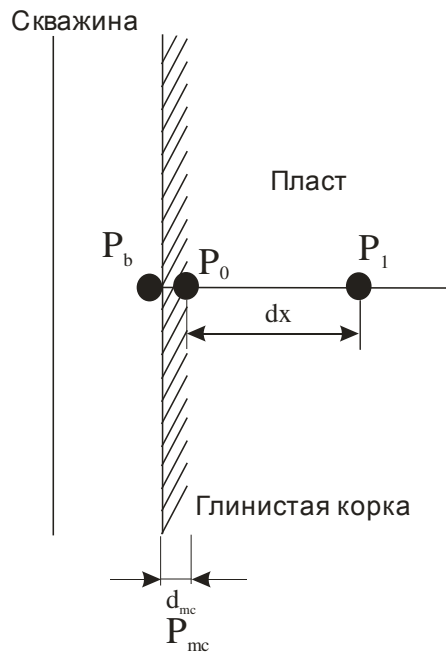


Рисунок 1.10 – Схематический рисунок для расчета перепада давления P_{mc} на глинистой корке

Поскольку объем жидкости, втекающий в пласт, равняется объему перераспределяемой в пласте жидкости, то для двух радиусов можно записать:

$$(r_{bh} + d_{mc}) \cdot \frac{K_{mc} \cdot K_{rw}}{\mu_w} \cdot \frac{(P_b - P_0)}{d_{mc}} = (r_{bh} + d_{mc} + dx) \cdot \frac{K \cdot (K_{rw} + \mu_r K_{ro})}{\mu_w} \cdot \frac{(P_0 - P_1)}{dx}, \quad (1.21)$$

где K_{mc} , d_{mc} – проницаемость и толщина глинистой корки, dx – шаг расчетной сетки по радиусу. Величины давлений: P_b – в скважине, P_0 – в пласте сразу за глинистой коркой, P_1 – в пласте в первом узле расчетной сетки, как показано на схеме (см. рисунок 1.10).

Если задать шаг по радиусу $dx \ll r_{bh}$ и учитывать, что фильтруется только водная фаза ($K_{ro} = 0$), то получится упрощенное уравнение:

$$K_{mc} \cdot \frac{(P_b - P_0)}{d_{mc}} = K_f \cdot \frac{(P_0 - P_1)}{dx}. \quad (1.22)$$

Зависимость толщины глинистой корки от времени выводится следующим образом. Пусть δ [д. ед.] – концентрация глинистых частиц в буровом растворе. При фильтрации из всего объема бурого раствора $V_{бур}$ на стенке скважины откладываются все имеющиеся глинистые частицы, образуя глинистую корку. Объем бурового раствора $V_{бур}$ определяется объемом твердых частиц $V_{тв}$ и объемом воды $V_{вода}$, отсюда:

$$V_{тв} + V_{вода} = V_{бур}. \quad (1.23)$$

Используя определение $\delta = V_{тв}/V_{бур}$, $V_{бур}$ получается:

$$V_{тв} = V_{вода} \cdot \delta / (1 - \delta). \quad (1.24)$$

Пусть пористость глинистой корки – $\phi_{mc} = V_{пуст}/V_{корки}$, относительный объем пустого пространства $V_{пуст} = V_{корки} - V_{тв}$. Используя выражение (1.24), можно определить объем корки через объем отфильтрованного раствора с глинистыми частицами концентрации δ :

$$V_{корки} = V_{тв} / (1 - \phi_{mc}) = V_{вода} \cdot \delta / ((1 - \phi_{mc}) (1 - \delta)). \quad (1.25)$$

Величина $\alpha = \delta / ((1 - \phi_{mc}) \cdot (1 - \delta))$ – параметр роста корки, определяет скорость роста толщины глинистой корки. Предполагается, что глинистые

частицы не сжимаются. Так как фильтрации происходит через боковую поверхность постоянной площади, то обе части уравнения (1.25) можно разделить на боковую площадь, что дает:

$$d_{mc} = \alpha \cdot l, \quad (1.26)$$

где l – характерный размер области фильтрования флюида. После дифференцирования по времени уравнения (1.26) получается зависимость толщины глинистой корки от общей скорости фильтрации (скорости фильтрации бурового раствора в пласт), учитываем $\omega = dl/dt$, и выводится формула, опубликованная Dewan с соавторами в статье [Dewan et al., 1993] под номером (9):

$$\frac{dd_{mc}}{dt} = \alpha \omega = \alpha \cdot \frac{K_{mc} \cdot K_{rw}}{\mu_w} \cdot \frac{(P_b - P_0)}{d_{mc}}. \quad (1.27)$$

Таким образом, уравнения (1.22) и (1.27) образуют систему, при решении которой находится давление P_0 , определяющее новое граничное условие для давления $P|_{r=r_b} = P_0$ при наличии глинистой корки, обусловленное перепадом давления $P_b - P_0$ на глинистой корке. Система уравнений решается следующим образом. Из уравнения (1.22) при $\gamma = K_{mc} \cdot dx/K_f$ выражается P_0 по формуле:

$$P_0 = \frac{P_1 \cdot d_{mc} + P_b \cdot \gamma}{d_{mc} + \gamma}. \quad (1.28)$$

После подстановки выражения (1.28) в уравнение (1.27) и преобразований получается уравнение:

$$\frac{dd_{mc}}{dt} = \alpha \cdot \frac{K_{mc} \cdot K_{rw}}{\mu_w} \cdot \frac{P_b - P_1}{d_{mc} + \gamma}. \quad (1.29)$$

Учет глинистой корки происходит на этапе расчета распределения давлений. Давление на стенке скважины определяется по формуле (1.28) через расчет толщины глинистой корки решением уравнения (1.29).

1.6. Расчет радиального распределения удельного электрического сопротивления

Переход от распределения концентрации солей $C(r)$ и водонасыщенности $S(r)$ к УЭС $R(r)$ можно осуществлять с использованием одной из петрофизических формул электропроводности [Нестерова и др., 2008б; Глинских и др., 2014].

В данной работе для связи между геоэлектрическими и гидродинамическими параметрами используются две формы формулы Дахнова – Арчи – [Zhang et al., 1999] (1.30–1.31):

$$R(r, t) = AC(r, t)^{-n_c} S(r, t)^{-n_{sw}} \phi^{-n_\phi}, \quad (1.30)$$

где A – константа, показатели степеней n_ϕ и n_{sw} – индекс цементации и показатель степени водонасыщенности, определяются по результатам исследований в лаборатории. Для каждого месторождения они разные, но их значения обычно лежат в интервале [1.8–2.2].

$$R_f(r, t) = \frac{AR_w(r, t)}{S(r, t)^{n_{sw}} \phi^{n_\phi}}, \quad (1.31)$$

где сопротивление пластовой воды R_w можно задать формулой [Dresser Atlas Inc., 1982]:

$$R_w(r, t) = \left(0.0123 + \frac{3647.2}{C^{0.955}(r, t)} \right) \frac{82}{1.8T + 39}, \quad (1.32)$$

где T [°C] – пластовая температура, C [ppm] – концентрации солей.

Рассчитанное распределение УЭС затем используется для расчета сигналов зондов ВИКИЗ и БКЗ.

1.7. Применение гидродинамического моделирования при интерпретации данных электромагнитного каротажа

Инверсия данных ЭМК заключается в определении радиального распределения УЭС по данным ЭМК. При традиционной инверсии данных ЭМК радиальный профиль УЭС восстанавливается в виде ступенчатой (конечно-постоянной) функции: для каждой радиальной зоны – зоны проникновения, окаймляющей зоны, пласта – значение УЭС постоянно. Такой подход может исказить результат интерпретации данных электромагнитного каротажа. Предложенные в работе [Екимова и др., 2008] подходы не оправдали себя.

Усовершенствуя методы интерпретации данных ЭМК на основе гидродинамической модели, приведенной в работах [Кашеваров и др., 2003; Эпов и др., 2004; Ельцов и др., 2010б, Ельцов и др., 2011], соискатель предлагает осуществлять подбор параметров гидродинамической модели по минимизации функционала невязки измеренных и рассчитанных сигналов зондов. Такой подход ускоряет процесс интерпретации.

Для сопоставления сигналов зондов, рассчитанных по гидродинамической модели и геофизическим данным, предлагается использовать функционал невязки F_{err} :

$$F_{err} = \frac{1}{N} \sqrt{\sum_i^N \frac{(f_i - f_{теор_i})^2}{f_i^2 + Err_i^2}} 100\%, \quad (1.33)$$

где f_i – значение сигналов зондов по геофизическим измерениям, $f_{теор_i}$ – вычисленный сигнал i -го зонда, соответствующий рассчитанным радиальным профилям УЭС, Err_i – ошибка измерения i -го зонда, N – число зондов.

Таким образом, выбор величины параметров модели контролируется значением функционала невязки F_{err} (1.33). Функционал отражает расхождение значений сигналов зондов, измеренных в скважине и рассчитанных в результате моделирования.

Интерпретация, как и в случае стандартного подхода, начинается с выделения интервалов коллекторов. В силу требования однородности среды для гидродинамической модели желательно использовать слои мощностью не менее 1 м.

Изучаются данные геолого-технологических исследований (ГТИ) скважины, журнал бурения и проект бурения скважины, в результате получают следующие параметры, используемые при гидродинамическом моделировании.

- Значения устьевого и забойного давления в каждый момент времени.
- Характеристики компоновки забойного оборудования (КЗО): расстояние датчиков прибора до забоя, падение давления на КЗО, буровом инструменте.
- Пластовое давление, температура и глубина коллектора.
- Свойства бурового раствора (БР): содержание твердых частиц, минерализация, температура и плотность.

Также желательно знать минерализацию пластовых вод, вязкость пластовой нефти, фазовые проницаемости по воде и нефти в пласте и параметры формулы Арчи – Дахнова. В случае их отсутствия эти параметры подбираются в процессе настройки модели на интервале водонасыщенного коллектора.

Модель настраивается на реперных пластах с известной пористостью и проницаемостью. Для этого при заданных параметрах ГТИ необходимо определить свойства глинистой корки (проницаемость, пористость) и сравнить полученную толщину с практическими измерениями в скважине.

После настройки модели происходит дальнейшая обработка данных в целевом интервале.

1.7.1. Учет давления

Для корректной интерпретации данных электромагнитных измерений необходимо знать всю историю работ на скважине, так как технология гидродинамического воздействия скважины на пласт влияет на характеристики измененной зоны.

Зависимость устьевого давления и перепада давления на стенке скважины от времени показаны на рисунке 1.11.

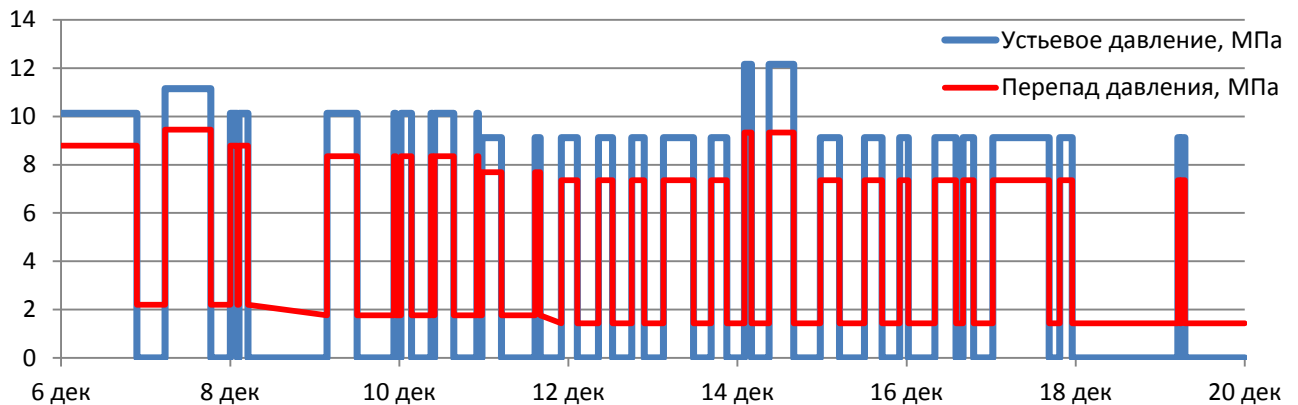


Рисунок 1.11 – Типичный график устьевого давления на скважине и перепада давления между стенкой скважины и пластом на глубине коллектора

Гидродинамическое воздействие скважины на коллектор выражается перепадом давления между стенкой скважины и пластом. Оно обусловлено режимом бурения. При режиме бурения на репрессии, давление в скважине превышает пластовое давление $P_{\text{пласта}}$, в таком случае перепад давления между стенкой скважины и пластом $P_{\text{перепад давления}}$ может быть оценен по формуле:

$$P_{\text{перепад давления}} = P_{\text{нагнетания}} - P_{\text{потери на оборудовании}} + P_{\text{гидростатическое}} - P_{\text{пласта}} \quad (1.34)$$

Предлагается по формуле (1.33) рассчитать зависимость $P_{\text{перепад давления}}$ от времени.

При отсутствии подробной информации о целевом пласте предлагается принимать $R_{\text{потери}} = 35\%$ от $R_{\text{нагнетания}}$, а превышение $R_{\text{гидростатическое}}$ над $R_{\text{пластовое}}$ оценивать в 5%.

На данных ВИКИЗ Когалымского месторождения (Рисунок 1.12) показан пример построения гидродинамической модели.

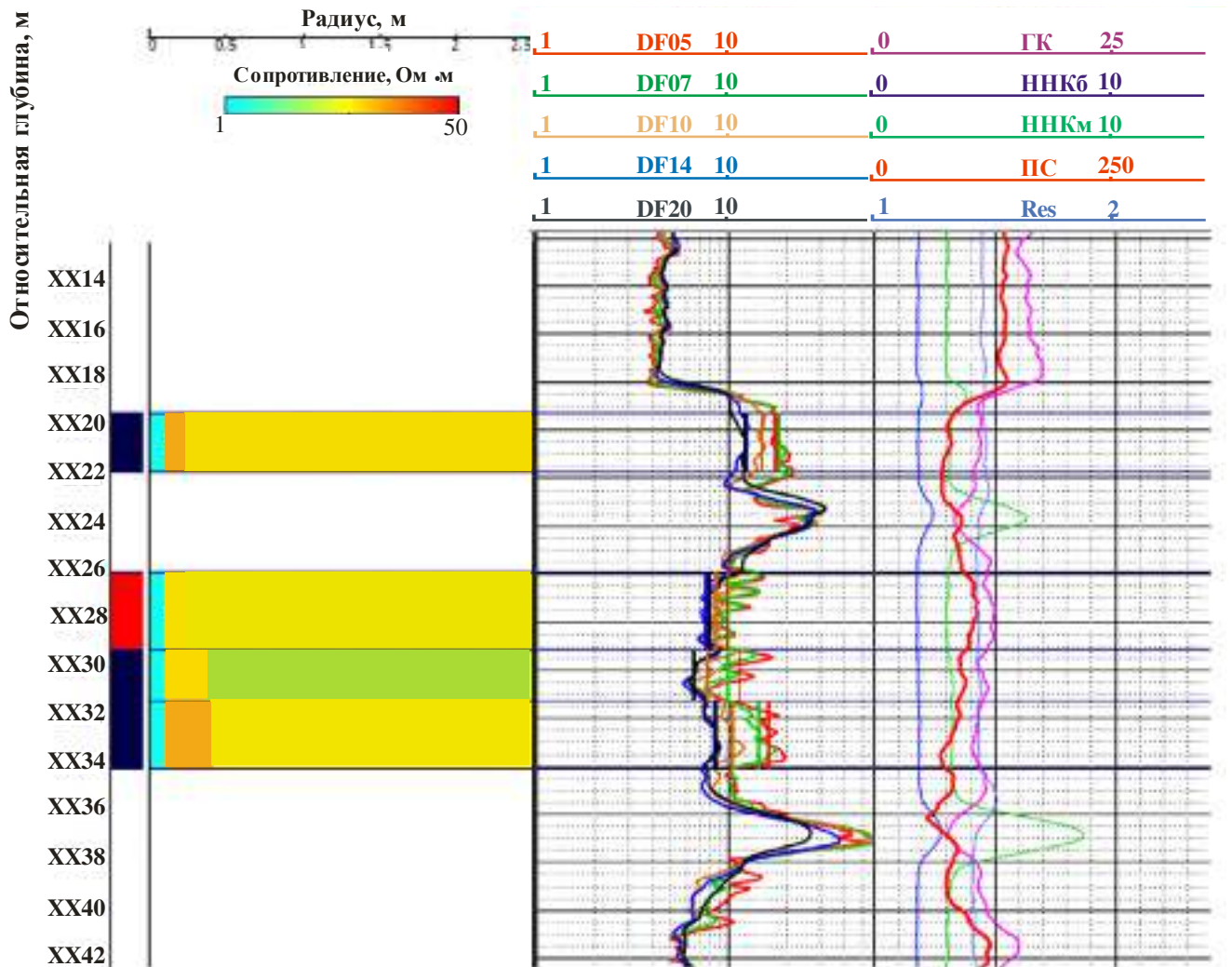


Рисунок 1.12 – Планшет с выделенными пластами коллектора для гидродинамического моделирования

1.7.2. Параметризация гидродинамической модели

Предложенный соискателем подход реализован в программе VikizGydro, представляющей собой интерфейс для взаимодействия с группой библиотек и программ математического моделирования, разработанных в ИНГГ СО РАН и ИГиЛ СО РАН. Программа решает уравнения ранее представленной гидродинамической модели и проводит расчет синтетических сигналов зондов

ВИКИЗ, ВИК-ПБ, БКЗ, используя сторонние библиотеки, написанные сотрудниками ИНГГ СО РАН. Необходимые данные в программу подгружаются из файлов типа: *.emdl. В результате гидродинамического моделирования рассчитывается радиальный профиль УЭС, по которому вычисляются сигналы зондов. При этом изменение входных параметров модели сразу вызывает пересчет радиального профиля УЭС, а в окне сравнения показывается расхождение вычисленных и измеренных сигналов зондов. Возможности визуализации позволяют выполнить сопоставление рассчитанных сигналов (Рисунок 1.13 – голубая штрихпунктирная линия) с зарегистрированными сигналами зондов (фиолетовая линия). Значение невязки двух кривых выводится в текстовом виде над окном.

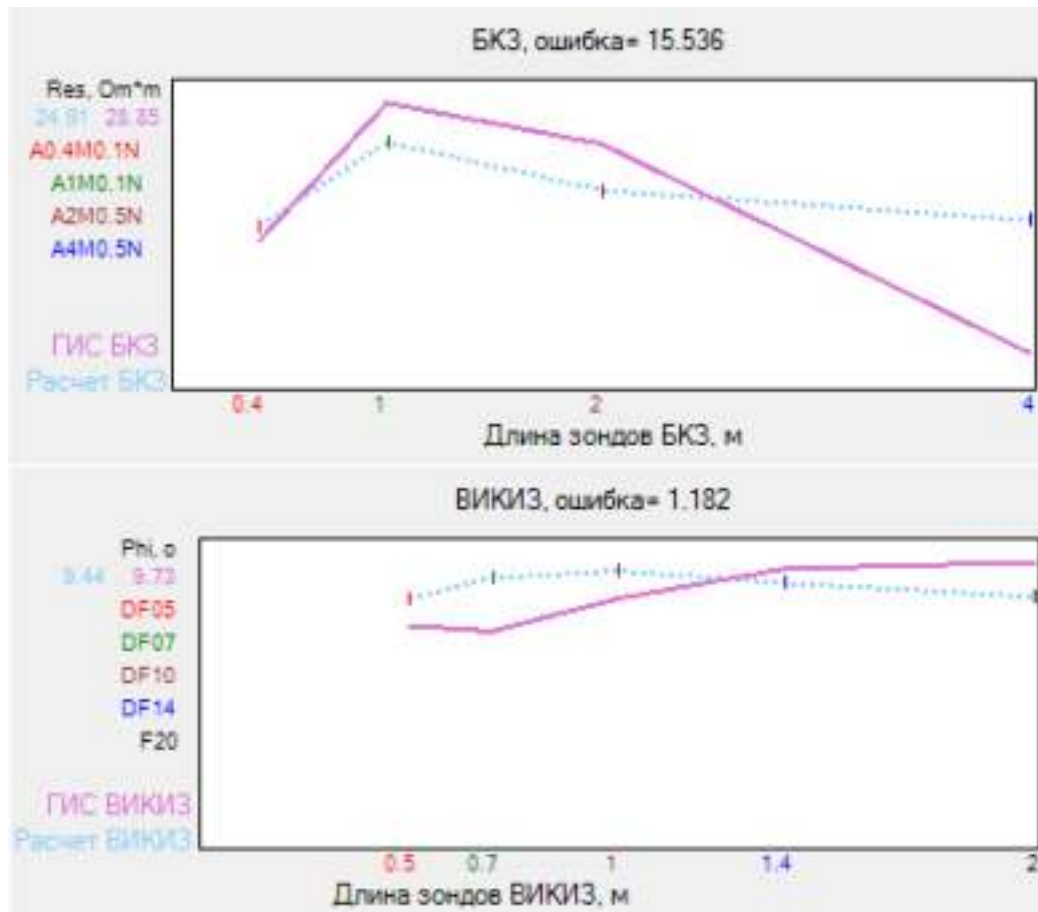


Рисунок 1.13 – Интерфейс окна визуального сравнения сигналов зондов по рассчитанному УЭС (голубой пунктир) и практическим измерениям (фиолетовая линия) для каждого из приборов: БКЗ – верхний и ВИКИЗ – нижний рисунки

Определение ФЕС коллектора, являющихся параметрами гидродинамической (ГД) модели, происходит непосредственно, минимизацией расхождения измеренных и рассчитанных показаний зондов в окне сравнения сигналов зондов, в результате чего увеличивается оперативность процесса интерпретации.

Все параметры модели сгруппированы в 4 группы: данные ГТИ, параметры пласта, параметры пластовых флюидов и бурового раствора. Программа автоматически рассчитывает перепад давления между пластом и скважиной по формуле (1.34). В программе автоматизирован процесс определения минимума функционала невязки в поле пористости и нефтенасыщенности.

Рассчитанное радиальное распределение через формат *.vii экспортируется в программный комплекс EMF PRO.

1.7.3. Результат интерпретации данных ГИС с использованием гидродинамической модели

Для иллюстрации (Рисунок 1.14) представлен пример рассчитанного распределения УЭС для первого слоя коллектора, геоэлектрическая модель которого изображена на рисунке 1.12. Параметры гидродинамической модели для следующих слоев коллектора оставались неизменными.

Для настройки гидродинамической модели использовались следующие сведения о Когалымском месторождении: минерализация пластовой воды составляла 14 г/л, бурового раствора – 1.4 г/л, температура коллектора – 78 °С, параметры в формуле Арчи – Дахнова (1.31): коэффициент $A = 1$, индекс цементации – 1.96, степенной показатель водонасыщенности – 1.94. Относительные фазовые проницаемости по воде и нефти задавались по формулам из работы [Уолкот, 2001]:

$$k_{rw}(S_w) = 0.25 \cdot \left(\frac{S_w - 0.2}{0.65} \right)^2; \quad k_{ro}(S_w) = \left(\frac{0.85 - S_w}{0.65} \right)^{2.5}. \quad (1.35)$$

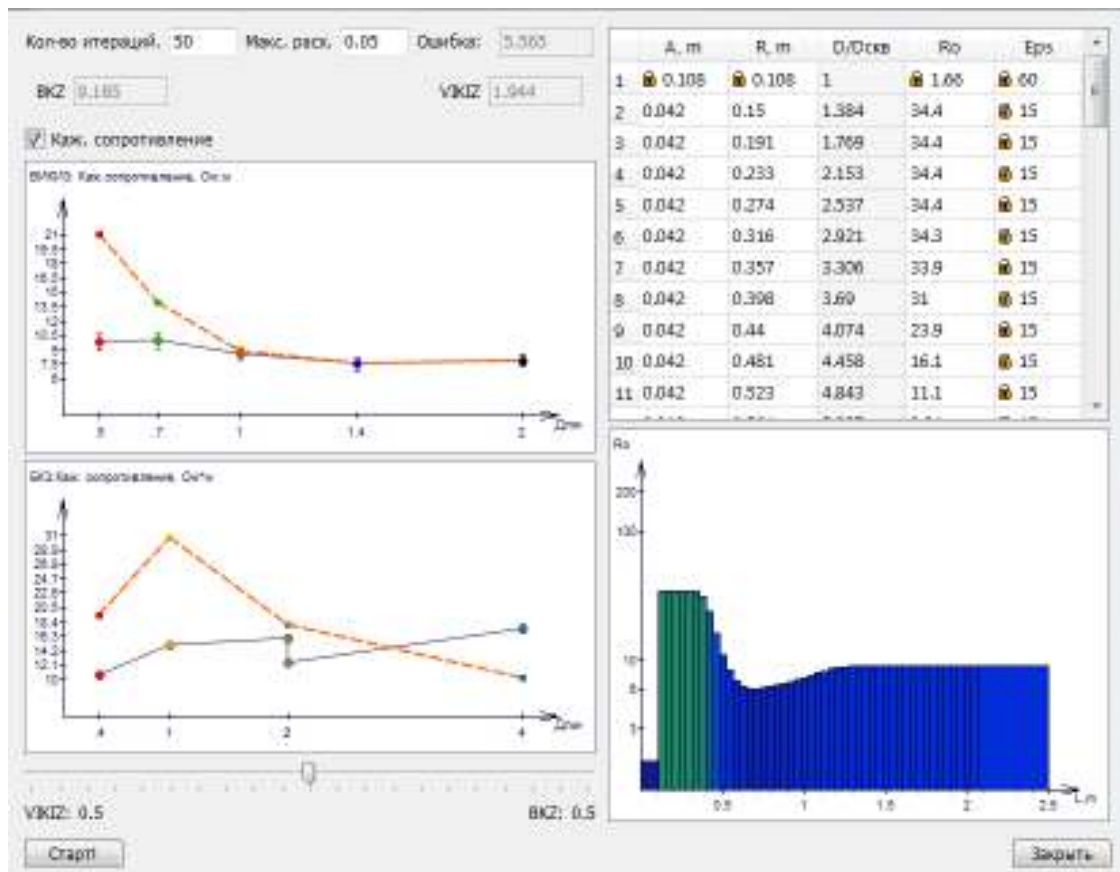


Рисунок 1.14 – Геоэлектрическая модель слоя в программе EMF PRO

Вязкости воды и нефти равнялись 10^{-3} Па·с и $2 \cdot 10^{-3}$ Па·с соответственно. Параметры глинистой корки по результатам настройки гидродинамической модели для водонасыщенного пласта оценивались так: пористость $K_{п_гк} = 0.6$, проницаемость $K_{пр_гк} = 0.02$ мД. Пористость и проницаемость коллектора равнялись: $K_{п} = 0.25$, $K_{пр} = 40$ мД.

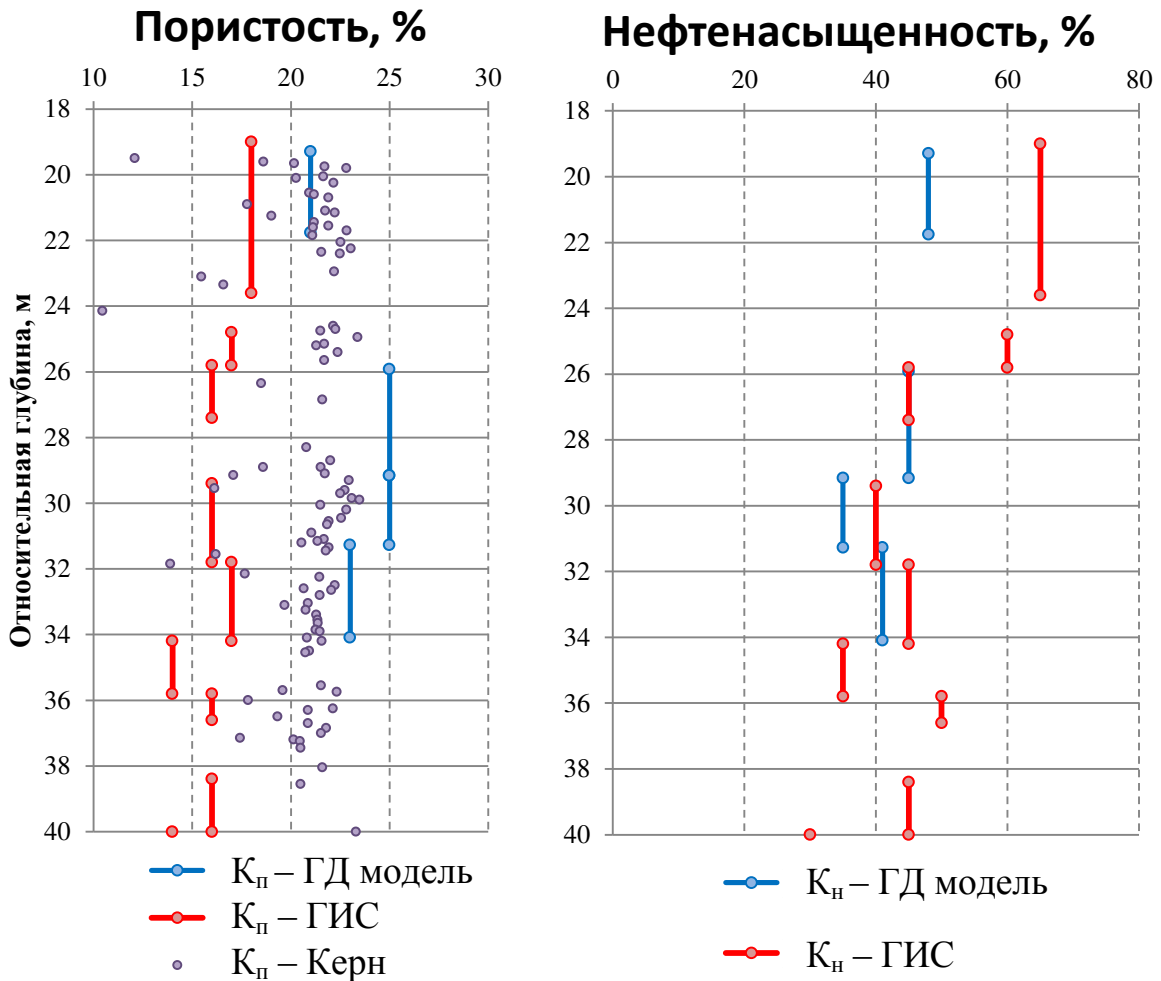


Рисунок 1.15 – Сравнение результатов испытаний на керне и на основе комплексной интерпретации по данным ГИС и результатов интерпретации данных электромагнитного каротажа на основе гидродинамического моделирования

Аналогичный подбор профиля УЭС проведен для остальных слоев. Итоговые результаты интерпретации данных электромагнитного каротажа с использованием гидродинамической модели сравниваются с данными лабораторных измерений на керне и результатами интерпретации данных расширенного комплекса ГИС (Рисунок 1.15).

Проницаемость коллектора определяет объем флюида, проникшего в пласт. Помимо проницаемости коллектора, на объем проникающего флюида влияет проницаемость глинистой корки. По различным источникам величина проницаемости глинистой корки оценивается в разных пределах:

$(1.68-2.95) \cdot 10^{-3}$ мД; $1 \cdot 10^{-2}$ мД; $(1.6-2) \cdot 10^{-3}$ мД [Dewan et al., 2001; Ferguson et al., 1954; Bezemer et al., 1966]. В излагаемом подходе свойства глинистой корки оцениваются на известном коллекторе с априорной информацией и дальше на всей глубине скважины задаются постоянными. Неопределенность, связанная с величиной проницаемости глинистой корки, может существенно повлиять на оценку проницаемости, так как на глинистой корке образуется перепад давления, который в итоге сказывается на объеме фильтрата бурового раствора, проникшего в пласт. При величинах $K_{пр\ гл} < 5 \cdot 10^{-20}$ м² оценка проницаемости пласта затруднена. Выбор ФЕС модели коллектора контролировался значением функционала невязки F_{err} (1.33).

Форма профиля УЭС зависит от пористости и нефтенасыщенности пласта, что позволяет оценить пористость и нефтенасыщенность по каротажным данным ЭМК. Результаты такой оценки представлены на рисунках 1.13–15. Для этих оценок мощность слоя коллектора должна быть не менее 1 м.

При фиксировании параметров ГД модели функционал F_{err} , как функция от пористости и водонасыщенности, имеет глобальный экстремум. Соискателем в программном коде был реализован поиск экстремума F_{err} с использованием метода Нелдера – Мида.

Проиллюстрирован результат интерпретации данных ВИКИЗ и БКЗ на основе гидродинамического моделирования (Рисунок 1.15). Из сравнения полученных ФЕС с экспериментальными данными следует, что использование гидродинамического моделирования при интерпретации данных ЭМК позволяет оценить ФЕС коллектора с хорошей точностью.

1.8. Примеры реализации электрогидродинамической инверсии данных ГИС (ВИКИЗ, БКЗ, ВИК-ПБ)

Предлагаемая методика была применена соискателем к данным электромагнитного каротажа, выполненного в разное время: через 2 часа и через сутки после вскрытия пласта.

Использовались каротажные данные приборов ВИК-ПБ и комплекса ВИКИЗ + БКЗ, записанные в вертикальной скважине в пласте АС₄ месторождения Западной Сибири. Результаты моделирования сравнивались с петрофизическим заключением ОАО «Когалымнефтегеофизики», сделанному по расширенному комплексу ГИС: ГК, ПС, НКТ, ДС [Ельцов и др., 2010а].

Использование повторных измерений ЭМК освещено в работах [Tobola et al., 1991; Li et al., 2003; Ельцов и др., 2009]. Поскольку прибор ВИК-ПБ аналогичен прибору ВИКИЗ, измерения от этих двух приборов можно считать повторными. Возможность проведения каротажа во время бурения и дублирование измерения на подъеме при технологических спуско-подъемных операциях позволяют более достоверно определить ФЕС коллектора. Дополнительным преимуществом ВИК-ПБ перед ВИКИЗ является его более точная центровка в скважине.

Каротаж прибором ВИК-ПБ производился два раза, сначала в процессе бурения через 1 час после вскрытия коллектора, затем после окончания бурения при подъеме бурового оборудования с забоя через 6 часов после вскрытия. Регистрация прибором ВИК-ПБ происходит не сразу после вскрытия пласта долотом, так как прибор встроен в забойную компоновку на некотором расстоянии от долота. Каротаж прибором ВИКИЗ в открытом стволе на кабеле происходил через 26 часов после вскрытия пласта. Данные каротажа ВИК-ПБ во время бурения имели плохое качество, и для интерпретации не использовались. Данные каротажа ВИК-ПБ, записанные при подъеме буровой компоновки с забоя, имели удовлетворительное качество и использовались в интерпретации.

Представлены параметры ГД модели (Таблица 1.1). На рисунке 1.16 представлен планшет имеющихся данных ГИС.

Таблица 1.1 – Параметры гидродинамической модели

Свойства пласта	Данные ГТИ	Фильтрационные свойства коллектора
Пластовое давление	Забойное давление	Остаточная нефтенасыщенность
Пористость	Время воздействия на пласт	Остаточная водонасыщенность
Водонасыщенность	Минерализация бурового раствора	Степень в формуле фазовой проницаемость по воде
Пороупругость	Концентрация твердых частиц в буровом растворе	Степень в формуле фазовой проницаемость по нефти
Минерализация пластовых вод	Проницаемость глинистой корки	Проницаемость
	Плотность бурового раствора	

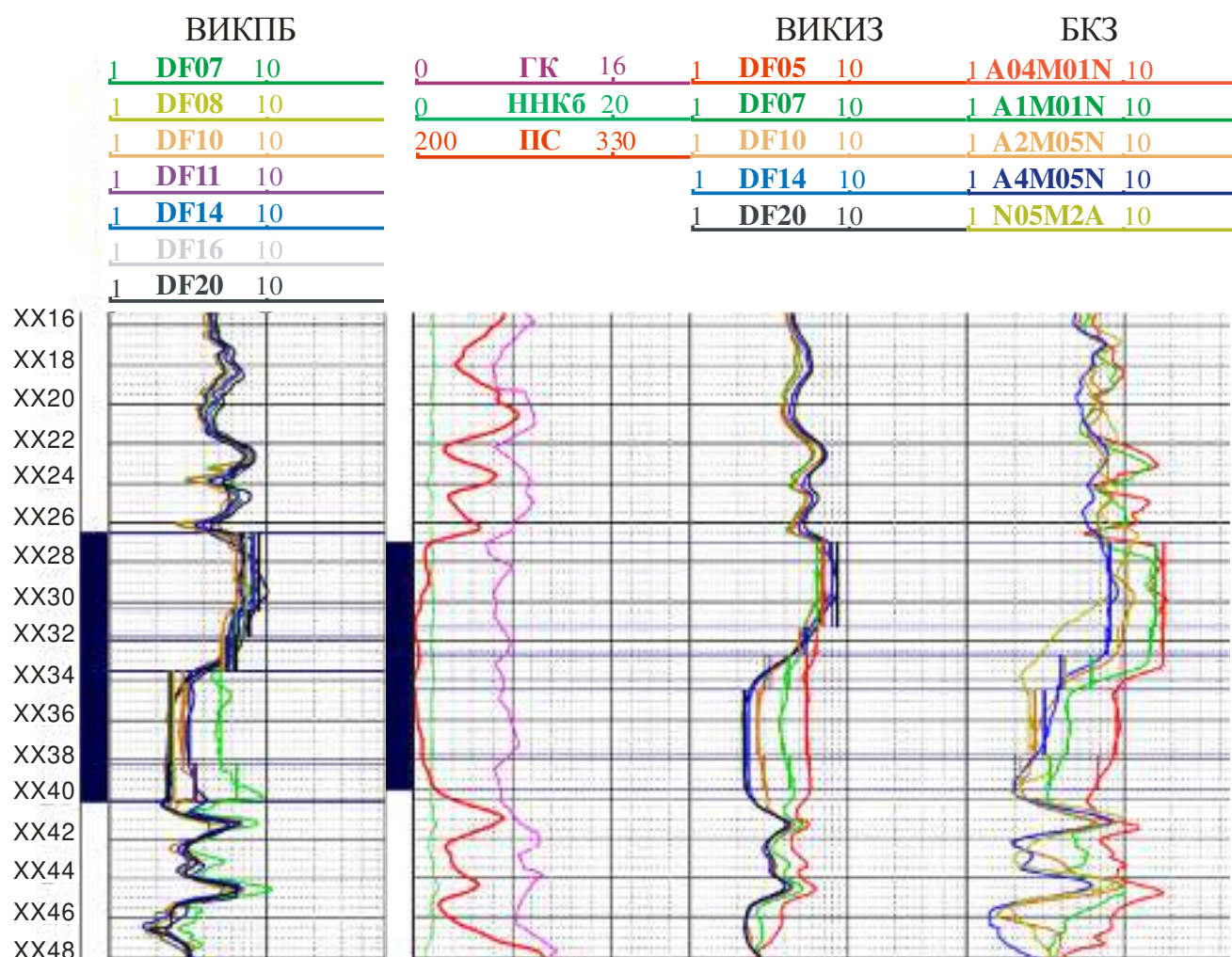


Рисунок 1.16 – Разделение коллектора на слои со снятыми отчетами зондов ВИКИЗ (ВИК-ПБ) и БКЗ

На интервале коллектора диаграммы электромагнитного каротажа расходятся по величине, что объясняется изменением в радиальном от скважины направлении УЭС в результате проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемые породы. Вместе с уменьшением минерализации бурового раствора сопротивление вблизи скважины повышается. Данные электромагнитного каротажа, зарегистрированные в разное время приборами ВИК-ПБ и ВИКИЗ, также имеют расхождение кривых на диаграммах (Рисунок 1.16). Длинный зонд ВИК-ПБ показывает большее значение кажущегося сопротивления в интервале глубин XX28 – XX30 м, чем длинный зонд ВИКИЗ, что сказывается на геоэлектрической модели слоя коллектора. Зонды ВИКИЗ менее дифференцированы, что может быть связано со сглаживанием данных при регистрации на кабеле.

Особенности метода

В предлагаемой в диссертации методике на основе данных ВИКИЗ и БКЗ строится совместная интерпретационная схема в программе, интерфейс которой представлен на рисунке 1.13. Измерения приборами ВИКИЗ и БКЗ проходили в одно время, и время фильтрации бурового раствора для них одинаково и равно 26 часам. Для каротажных данных ВИК-ПБ параметры гидродинамической модели для каждого слоя остаются такими же, как и для ВИКИЗ + БКЗ, за исключением времени воздействия, которое выбирается равным 6 часам. Подробный учет изменения давления нагнетания не применялся в силу отсутствия данных ГТИ. Репрессия на пласт при бурении была оценена в 6 МПа.

Электромагнитный каротаж, проведенный в разное время после вскрытия интервала, позволяет определить проницаемость коллектора. Но отсутствие данных ГТИ и информации о проницаемости глинистой корки не позволяет воспользоваться этой возможностью. Таким образом, в интерпретации каротажа определялись петрофизические параметры: пористость и нефтенасыщенность. Проницаемость для всех слоев коллектора задавалась равной 20 мД, характерной для данных отложений.

С помощью реализованного алгоритма поиска экстремума функционала невязки (формула 1.33) были подобраны пористость и нефтенасыщенность.

Для пластов АС₇ – АС₈ для интервала ХХ27 – ХХ40 м была выполнена электрогидродинамическая инверсия с использованием ГД модели. Коллектор был разбит на 6 слоев, и для каждого слоя подбирались параметры геоэлектрической модели таким образом, чтобы полученные сигналы зондов с непрерывной кривой УЭС совпали с данными каротажа в скважине.

Далее представлены результаты интерпретации для трех разных слоев коллектора: предельно нефтенасыщенного, водо-нефтенасыщенного и водонасыщенного (Рисунки 1.17–1.22).

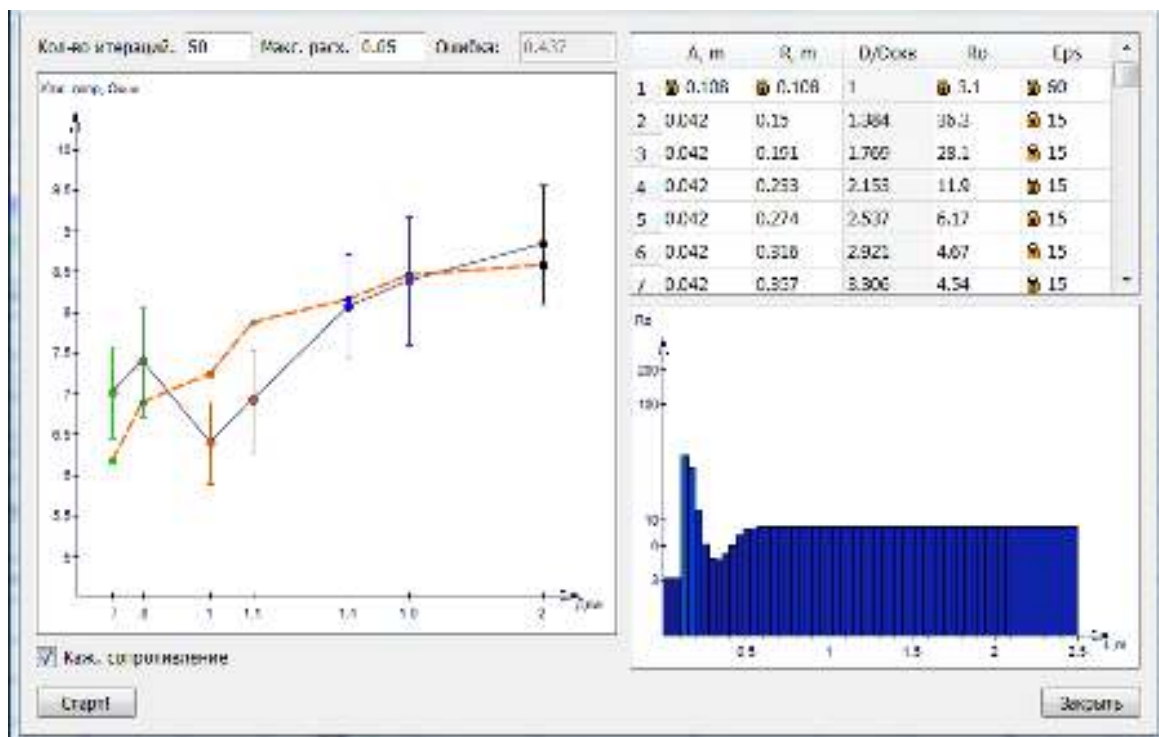


Рисунок 1.17 – УЭС по данным ВИК-ПБ в нефтенасыщенном слое

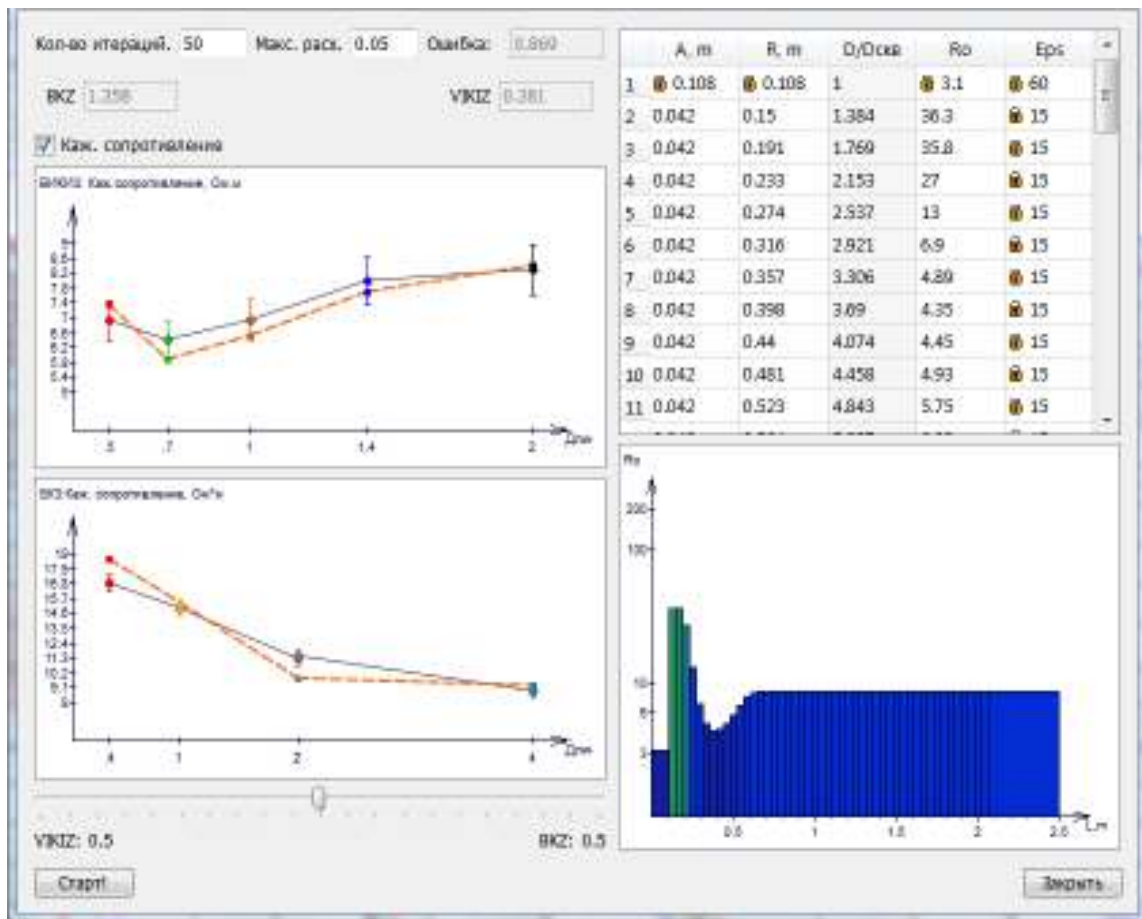


Рисунок 1.18 – УЭС по данным ВИКИЗ в нефтенасыщенном слое

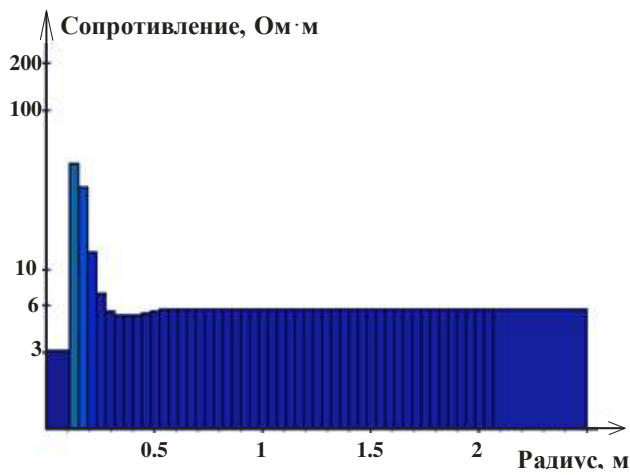


Рисунок 1.19 – УЭС по данным ВИК-ПБ в водо-нефтенасыщенном слое

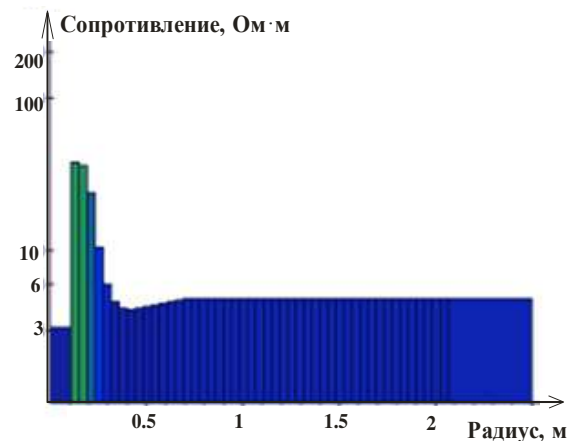


Рисунок 1.20 – УЭС по данным ВИКИЗ в водо-нефтенасыщенном слое

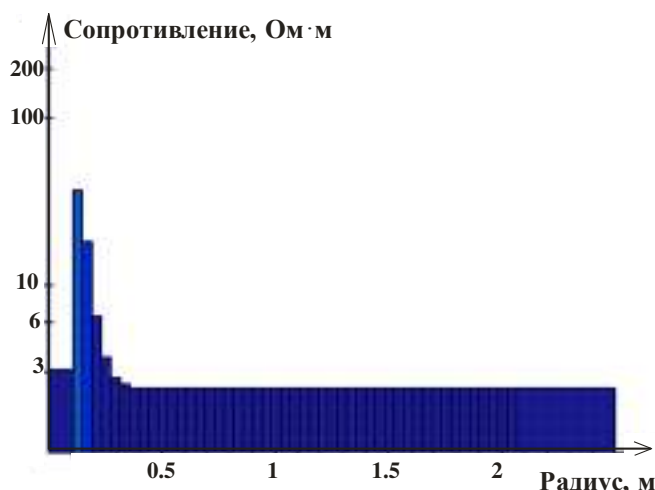


Рисунок 1.21 – УЭС по данным ВИК-ПБ в водонасыщенном слое

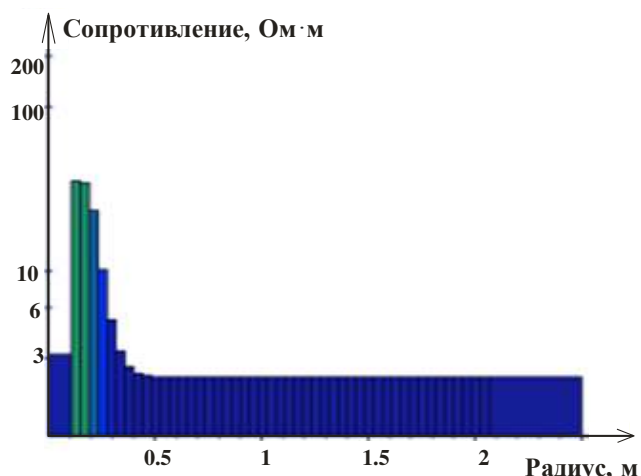


Рисунок 1.22 – УЭС по данным ВИКИЗ в водонасыщенном слое

Видна разная глубина проникновения фильтрата бур. раствора в пласт (см. рисунки 1.17–1.22). Так, по данным ВИК-ПБ, она ограничивается 0.2–0.4 м, а по данным ВИКИЗ фильтрат проникает уже на глубину 0.4–0.5 м. Рассчитанные сигналы (оранжевая штрих-пунктирная линия) находятся в соответствии с сигналами электромагнитного каротажа.

На рисунке 1.23 представлена геоэлектрическая модель, построенная по результатам интерпретации на основе ГД модели. На нефтенасыщенном интервале XX26.5 – XX30.4 м наблюдается ожидаемая окаймляющая зона. А на интервале XX33.8 – XX40 м видно характерное для водонасыщенного пласта распределение УЭС (см. рисунки 1.21, 1.22).

Сравнение геоэлектрических моделей, соответствующих разному времени воздействия, позволяет сделать заключение, что для водонасыщенного интервала сформировавшаяся со временем зона проникновения претерпевает изменения, но ее распространение вглубь пласта замедляется. Для нефтенасыщенного интервала изменение зоны проникновения происходит с небольшим продвижением вглубь пласта, что объясняется динамической фильтрацией более вязкого фильтрата (нефти).

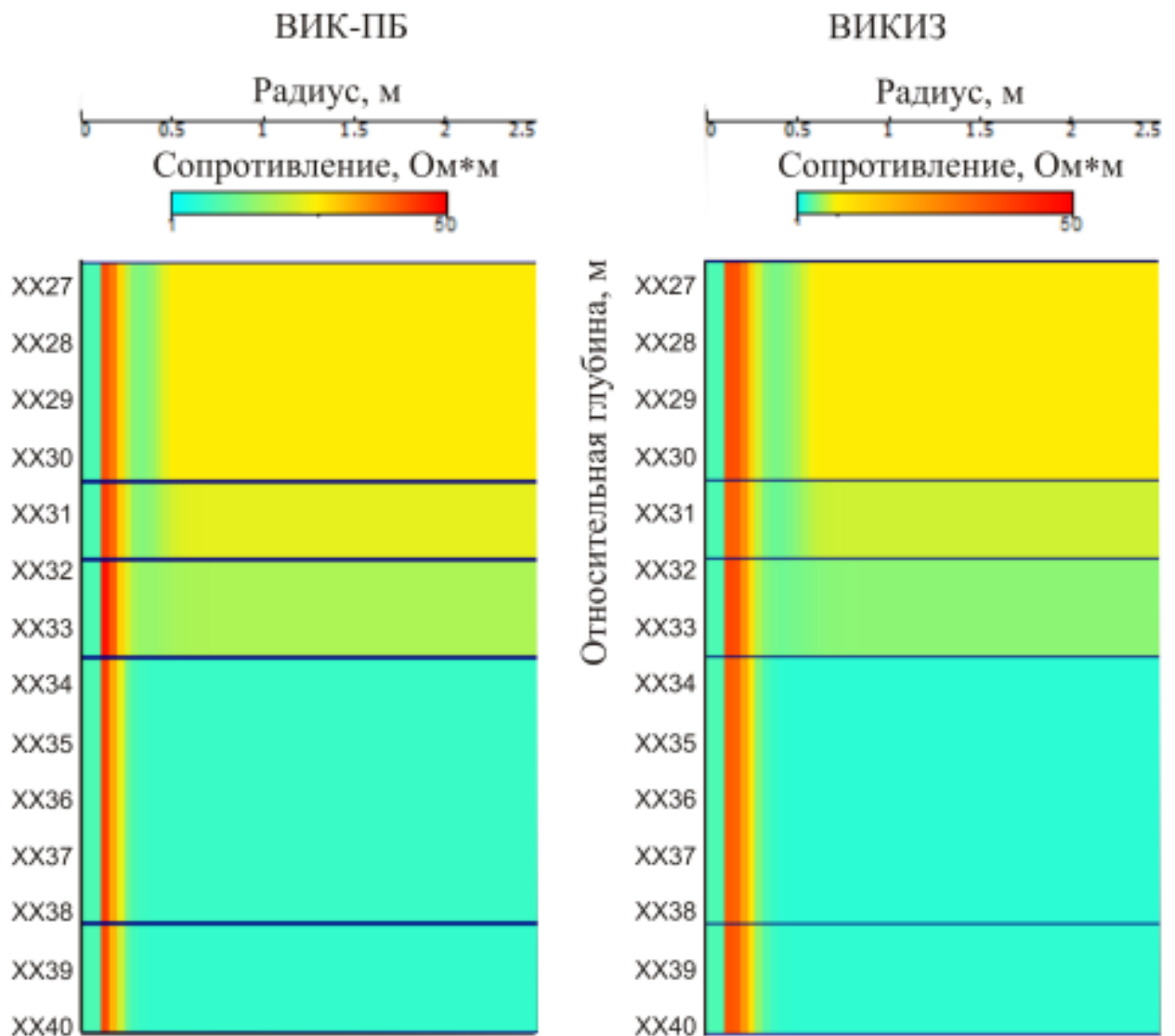


Рисунок 1.23 – Послойная модель коллектора с максимально дискретизированной кривой распределения УЭС, полученная по данным приборов ВИК-ПБ и ВИКИЗ

На рисунке 1.24 представлено сравнение полученных фильтрационно-емкостных параметров со значениями, определенными на основе заключения геофизического предприятия ОАО «Сургутнефтегазгеофизика», проводившей интерпретацию комплекса ГИС.

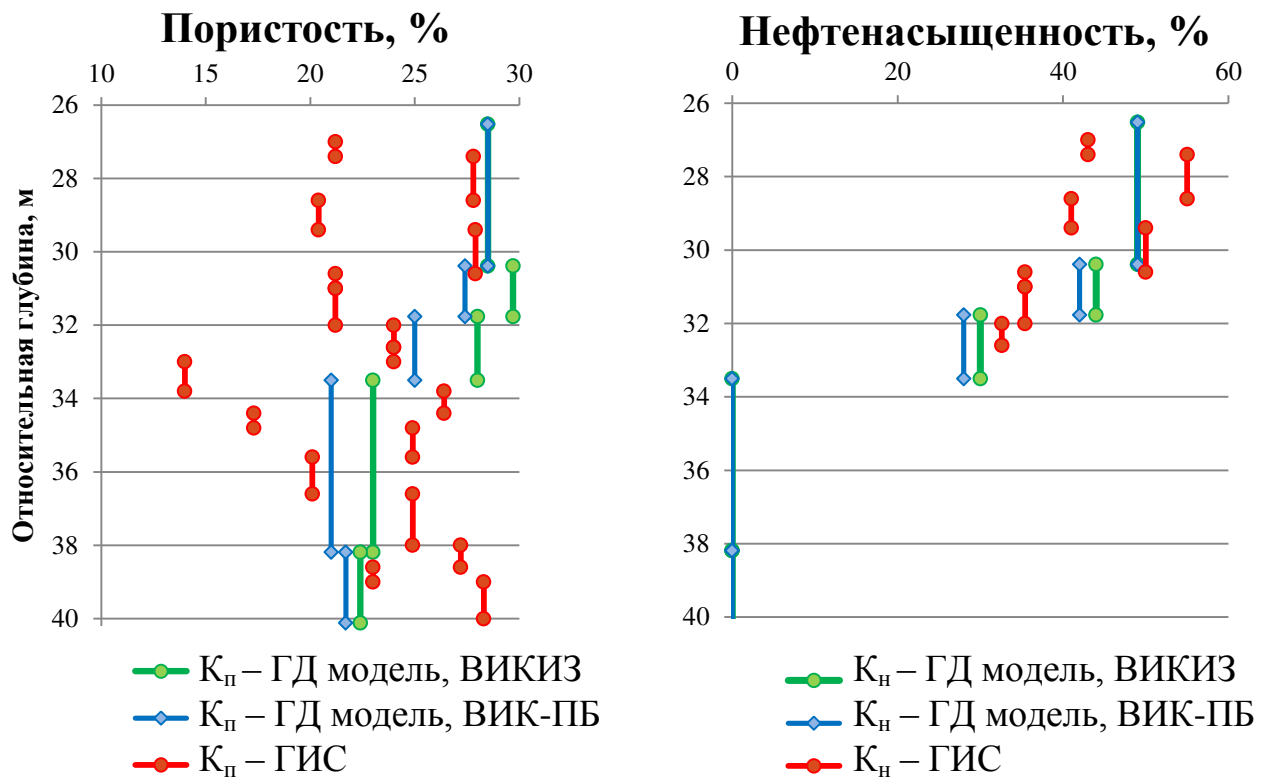


Рисунок 1.24 – Нефтенасыщенность и пористость по результатам электрогидродинамической инверсии каротажных данных

Выводы

Верификация результата стандартной интерпретации – геоэлектрической модели коллектора двумерным моделированием показаний приборов увеличивает достоверность оценки УЭС слоев.

При регистрации данных каротажа во время бурения желательно проводить повторные измерения во время подъема прибора из скважины.

В результате выполненного обзора работ по гидродинамической интерпретации данных электромагнитного каротажа выбран метод решения системы уравнений фильтрации (IMPES), представленный в работе [Кашеваров и др., 2003] для одномерного случая. В результате проведенной электрогидродинамической инверсии (с использованием написанной автором программы) на наборах данных:

- каротажа на кабеле (ВИКИЗ + БКЗ) для Когалымского месторождения;

- каротажа на кабеле и каротажа во время бурения (ВИКИЗ ВИК-ПБ БКЗ), проведенного в пласте АС4 Западной Сибири, получено соответствие определенных ФЕС со значениями этих величин, измеренных на керне или рассчитанных геофизическими предприятиями (ОАО «Когалымнефтегеофизики» и ОАО «Сургутнефтегазгеофизика») на основе расширенного комплекса ГИС.

По результатам интерпретации данных ЭМК на основе ГД модели нефтенасыщенность и пористость породы определяются с точностью 5 и 2 % соответственно.

Использование ГД в процессе интерпретации данных ЭМК в отличие от стандартной интерпретации позволяет более полно представить картину эволюции зоны проникновения в коллекторе и оценить его петрофизические характеристики. Детальность геоэлектрической модели высокая, а дополнительные данные, полученные во время бурения, позволяют проверить расчеты, сделанные на основе данных каротажа выполняемого после бурения (см. рисунок 1.23).

Возможность проведение интерпретации данных ЭМК на основе ГД модели в одном окне с интерактивным сравнением рассчитанных и измеренных сигналов зондов ЭМК является дополнительным преимущество предлагаемого подхода.

Оценить проницаемость удастся лишь качественно, так как в этом случае требуется более детальная параметризация модели и дополнительная настройка. Применение повторных измерений на кабеле позволит более достоверно определить проницаемость коллектора.

ГЛАВА 2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

2.1. Известные способы обработки данных ГИС

Упругие характеристики пород рассчитываются по данным геофизических измерений в скважинах, или определяются в результате измерений на керне, или, в случае необходимости, рассчитываются с использованием нейронных сетей (НС). Прочностные показатели горных пород измеряются лишь на образцах пород. Для определения динамических упругих свойств пород используются данные гамма-гамма плотностного каротажа (ГГПК) и данные широкополосного акустического каротажа (АКШ) [Каменев и др., 2012] представляющие собой: плотность породы и скорости продольных и поперечных волн.

Прочностные характеристики пород определяются по данным разных геофизических методов. Для определения «буровой прочности» – одной из характеристик, описывающей крепость породы, используются данные ГТИ [Лукиянов, 2011, с. 817]. Взаимосвязь между прочностными характеристиками породы и данными ГИС строятся по результатам обширных экспериментальных измерений. Решить «в лоб» такую задачу если и удастся, то только в отдельных случаях [Paulson et al., 2006]. Такие уравнения связи создаются для отдельных седиментационных бассейнов и для каждого типа породы по отдельности. Так, в монографии [Zoback, 2007, p. 114, tab. 4.1–4.4] приведены уравнения взаимосвязи прочности на сжатие с модулем Юнга, определяемым по данным ГИС. В другой работе [Каменев, 2014] использованы эмпирические связи для определения плотности по акустическим скоростям. Влияние глинистой корки на перераспределение поля напряжения, вызванного бурением скважин, учтено в работах А. В. Манакова, В. Я. Рудяка и А. В. Серякова [Манаков, Рудяк, 2012; Рудяк, Серяков, 2012].

Знание геомеханических характеристик коллектора необходимо для планирования процесса разработки месторождений [Мирзоев и др., 2011; Тимурзиев и др., 2011].

Предлагается поэтапная схема определения геомеханических характеристик пород (Рисунок 2.1):

- 1) Расчет упругих параметров среды по данным ГИС в случае наличия данных АКШ; восстановление отсутствующих данных методов ГИС при помощи нейронных сетей (раздел 2.2).
- 2) Расчет деформационных и прочностных показателей пород по результатам лабораторных исследований керна (раздел 2.3).
- 3) Построение связей Керн–ГИС (например, модуля прочности от значений модуля Юнга) для возможности определения коэффициента прочности в скважинах, не представленных керном.

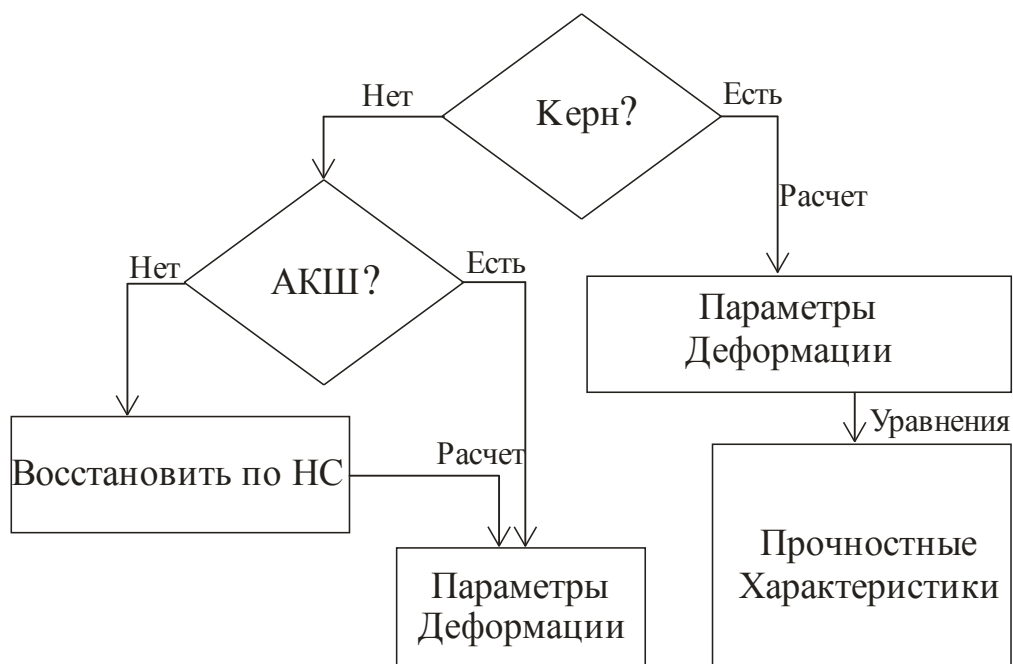


Рисунок 2.1 – Схема определение геомеханических параметров по данным ГИС, керна

В этом и следующих разделах в соответствии с предлагаемой схемой (см. рисунок 2.1), последовательно изложены этапы определения геомеханических параметров геомеханического блока ЕГДиГМ модели.

Каждый пласт терригенного разреза можно классифицировать на основе прочностных показателей. Плотные слои обычно представлены сцементированными или кристаллизованными породами (доломиты и известняки) с высокой прочностью на одноосное сжатие. В отдельную группу выделяются породы, характерные для коллекторов (песчаники). Третью группу составляют аргиллиты, являющиеся хрупкими породами.

Соискателем по данным ГИС в пластах БС₁₁ Когалымского месторождения Западной Сибири были оценены упругие характеристики пород.

Упругие характеристики рассчитывались по формулам [Турчанинов, 1989]:

$$\text{коэффициент Пуассона } \nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}, \quad (2.1)$$

$$\text{модуль Юнга } E = 2\rho V_s^2(1+\nu), \quad (2.2)$$

$$\text{модуль сдвига } G = \rho V_s^2, \quad (2.3)$$

где V_s и V_p – скорости поперечных и продольных волн соответственно (данные широкополосного АК).

По каротажным диаграммам был проанализирован разрез скважины (Рисунок 2.2) и по формулам (2.1–2.3) оценены характерные величины упругих параметров геомеханического блока ЕГДиГМ модели (Таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Акустические скорости и деформационные характеристики ЕГДиГМ модели

Литотип	V_p , м/с	V_s , м/с	ρ , г/см ³	ν	E , ГПа	G , ГПа
Аргиллит	3593	1896	2.317	0.302	23.6	9.18
Плотный	5531	3165	2.65	0.287	65.1	29
Песчаник	3646	1955	2.43	0.298	23	8.84
Песчаник	3818	2021	2.33	0.315	25	9.6
Песчаник	3734	2050	2.3	0.284	25	9.8

Для плотных пластов характерны высокие акустические скорости и низкое значение коэффициента Пуассона. Аргиллиты и песчаники хуже дифференцируются по этим признакам.

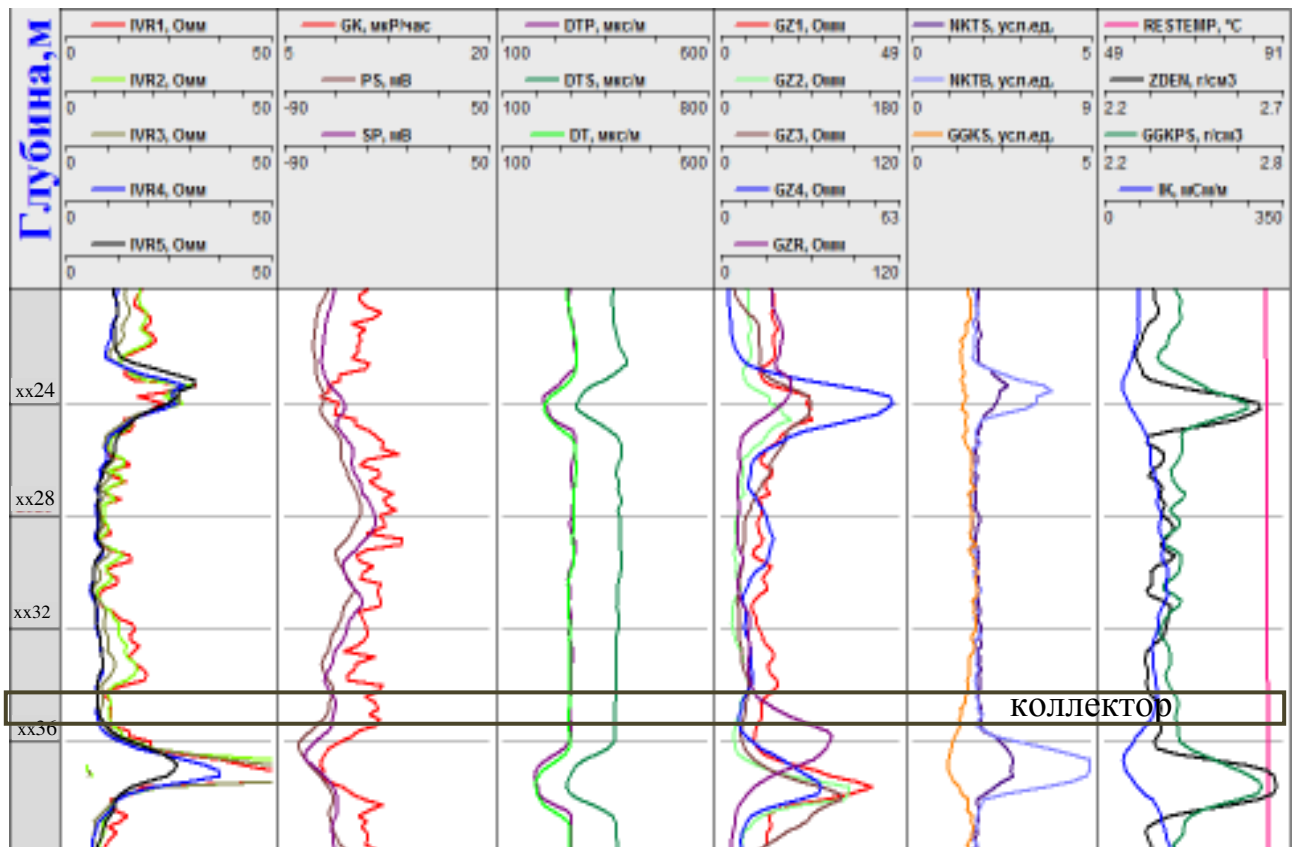


Рисунок 2.2 – Выделение коллектора по данным ГИС Когалымского месторождения

2.2. Восстановление модуля Юнга с использованием нейронных сетей

При отсутствии необходимых данных ГИС метод нейронных сетей позволяет восстановить недостающие данные. Для этого необходимо иметь несколько скважин с полными данными ГИС, на которых нейронная сеть обучится (определит линейную связь между входными данными и восстанавливаемыми).

Значения модуля Юнга по данным нескольких скважин Когалымского месторождения восстанавливались с использованием НС [Киндюк и др., 2013], нашедших широкое применение в нефтедобывающих компаниях [Paulson et al., 2006]. Обучение сети было проведено на данных основных методов геофизических исследований в скважине. Рассчитанная величина модуля Юнга контролировалась данными лабораторных исследований керна. На рисунке 2.3 показаны изменения значений динамического и статического модулей Юнга с глубиной.

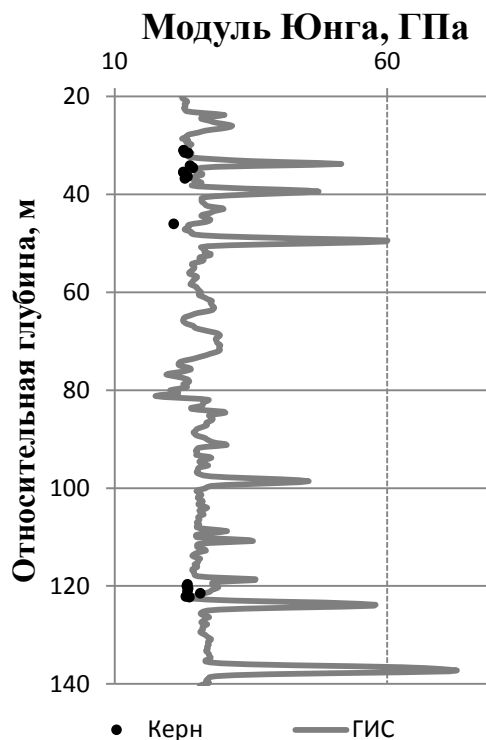


Рисунок 2.3 – Изменение значения динамического и статического модулей Юнга с глубиной

Схематически организация работы нейронной сети по восстановлению недостающих данных показана на рисунке 2.4. Программа обработки данных реализована на языке Python сотрудником ИНГГ СО РАН Соболевым А. Ю. с использованием свободно распространяемой библиотеки алгоритмов машинного обучения PyBrain [Bayer et al., 2010], использовалась сеть с одним скрытым слоем.

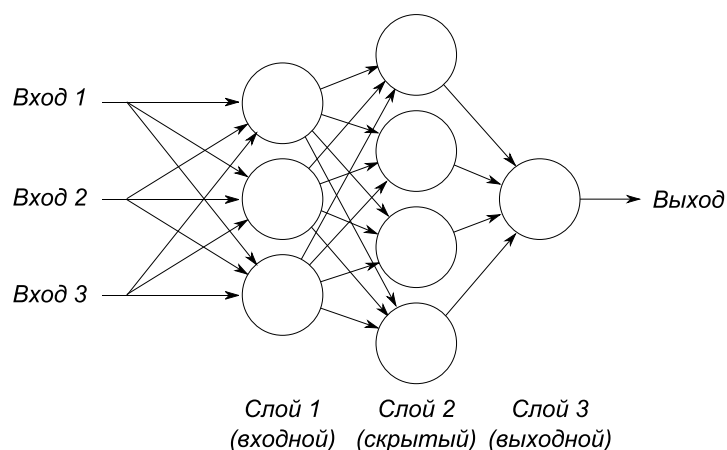


Рисунок 2.4 – Схема работы нейронной сети

На вход нейронной сети подавались следующие геофизические измерения:

- гамма-каротаж (ГК) нормированный;
- потенциал самополяризации (ПС) нормированный;
- пористость, определенная по гамма-гамма плотностному каротажу;
- кривая кажущегося сопротивления двухметрового зонда ВИКИЗ.

На рисунке 2.5 показан пример восстановления модуля Юнга, слева – для скважины, в которой нейронная сеть проходила обучение, а справа – для проверочной скважины. Для обеих скважин выбран один и тот же стратиграфический горизонт.

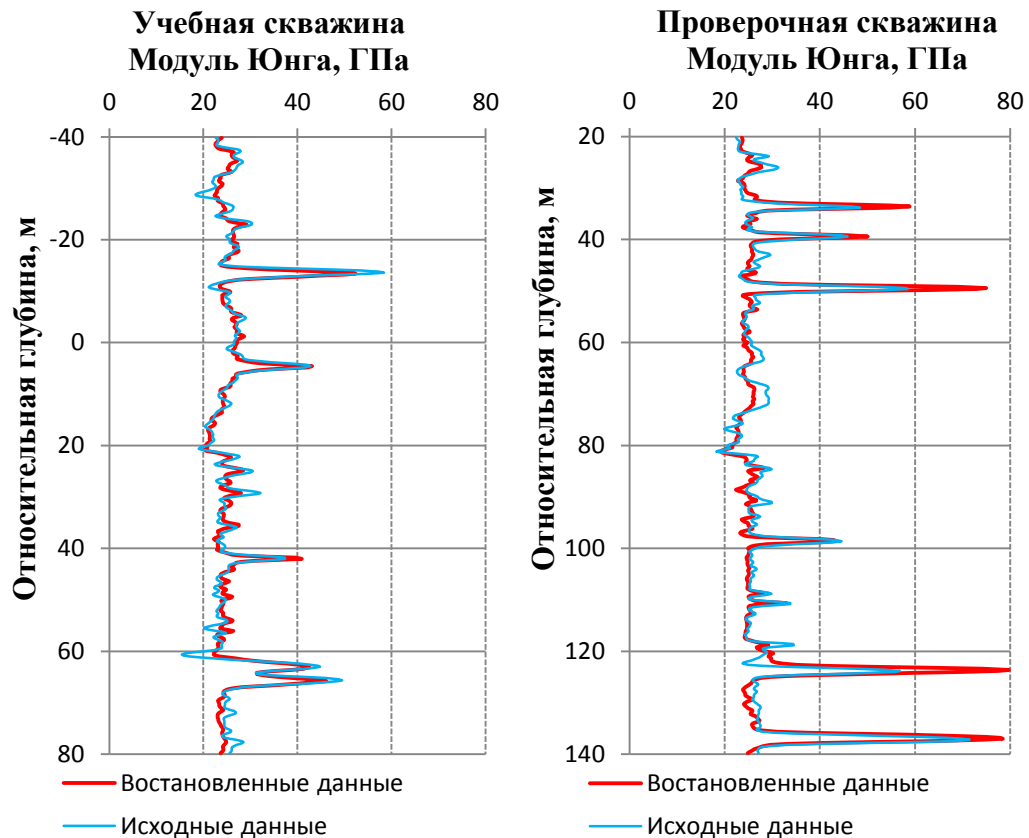


Рисунок 2.5 – Сравнение значения модуля Юнга, определенного по нейронной сети, и практического. Слева – сравнение для фрагмента учебной скважины, и справа – проверочной скважины (не участвовавшей в обучении)

Между результатом, полученным с использованием нейронных сетей, и данными, на которых происходило обучение НС, имеется линейная корреляция с коэффициентом корреляции 0.94. На рисунке 2.6 слева показано поле корреляции для этого случая. При определении модуля Юнга в тестовой скважине, где сеть не проходила обучение, коэффициент корреляции снизился незначительно и составил 0.93. На рисунке 2.6 справа показано поле корреляции сравнения качества определения E . Такой результат говорит о перспективности применяемого подхода.

Неточное определение модуля Юнга в плотных прослоях связано с ошибкой определения пористости. Интервалы расхождения значений модуля Юнга, вероятно, характеризуются более сложной структурой строения.

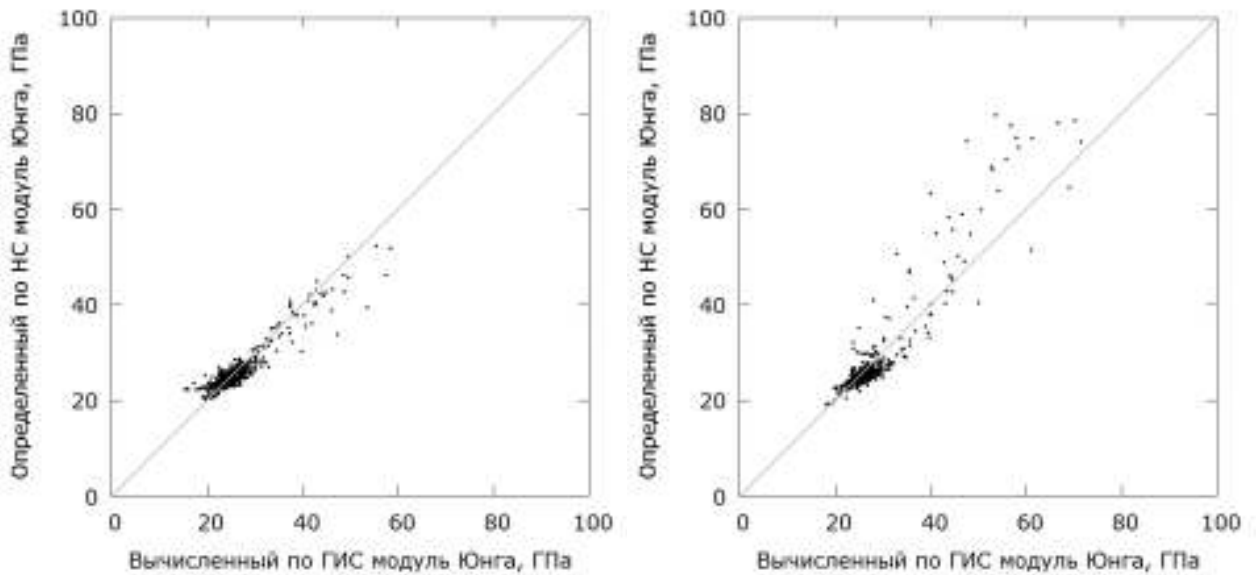


Рисунок 2.6 – Поле корреляции вычисленных и определенных из нейронной сети значений модуля Юнга в учебной (слева) и тестовой (справа) скважинах

Предложенный метод позволяет с погрешностью 10 % восстанавливать модуль Юнга в коллекторах с минимальным набором данных ГИС (ГК, ПС, Кп по ГГКп, ИК), но требует тщательной подготовки входных данных.

2.3. Двухосные испытания на керне

Для определения значений прочностных характеристик породы необходимы лабораторные исследования керна. Такие исследования были проведены автором и получены данные для специально подобранной коллекции образцов пород.

Для изучения было взято пять образцов породы (Рисунки 2.7–2.8) с нефтяного месторождения на севере Новосибирской области. Керн представлял собой мелкую фацию песка, был однороден.



Рисунок 2.7. Образцы керна, отобранные для геомеханических испытаний



Рисунок 2.8 – Образцы керна, прошедшие испытания на трехосное сжатие

На рисунке 2.9 представлена схема испытательной установки INSTRON 8802, реализующей двухосное сжатие, и измерительного оборудования, имеющегося в Центре коллективного пользования «Геомеханика и геофизика» СО РАН, позволяющего создавать в образце радиальные σ_r и осевые напряжения σ_z и измерять соответствующие $(\varepsilon_r, \varepsilon_z)$ деформации при разной скорости нагружения.

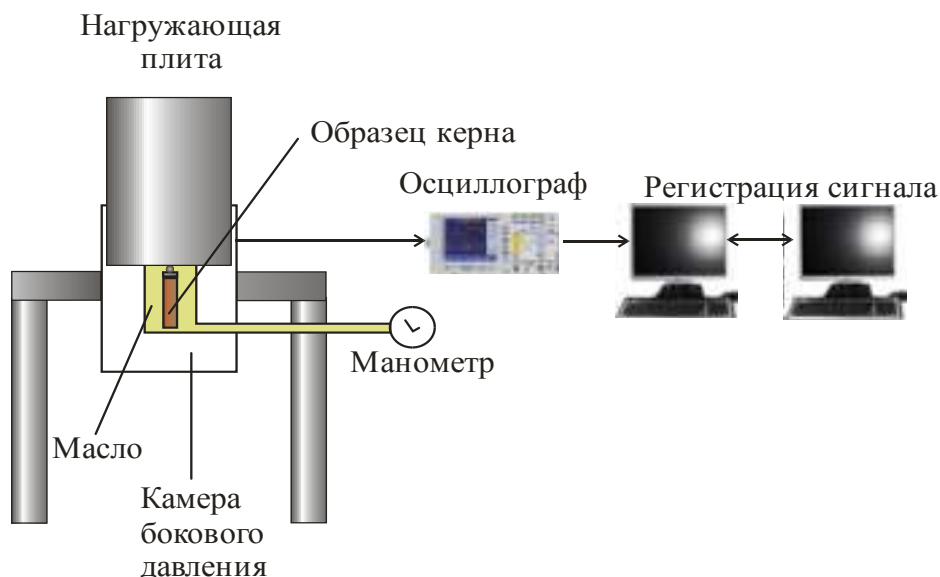


Рисунок 2.9 – Схема экспериментальной установки INSTRON 8802

Испытания проводились по схеме Кармана. Выделяются три этапа испытания образцов: гидростатическое нагружение, негидростатическое нагружение до потери целостности образца и запредельное нагружение до полного разрушения образца на разные части.

На первом этапе (Рисунок 2.10) гидростатическое напряженное состояние создавалось синхронным и плавным увеличением радиального (боковое давление) и осевого (нагрузка) напряжений до величины предполагаемого пластового давления. Далее боковое давление фиксировалось.

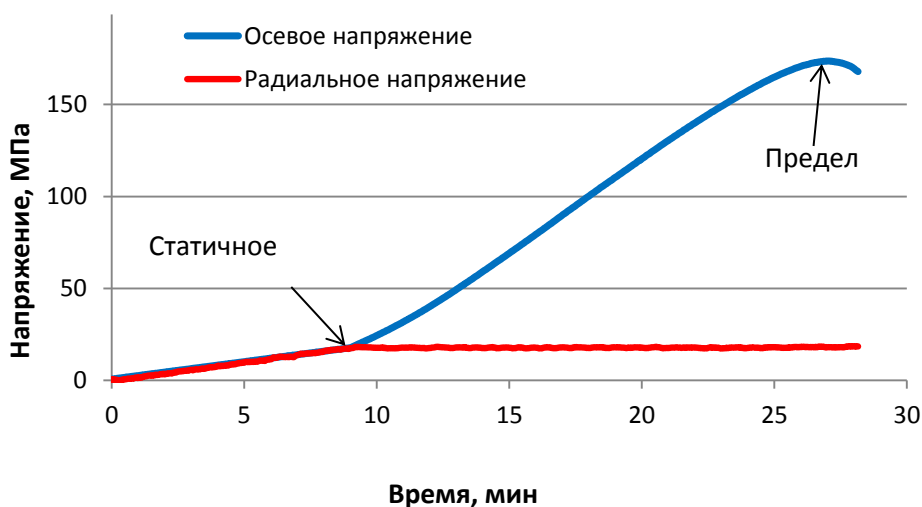


Рисунок 2.10 – Схема эксперимента на трехосное испытание образцов керна. Цветом выделены разные напряжения, воздействующие на образец

Терригенные породы зачастую имеют разные свойства в разных направлениях. Для учета этой особенности образцы были разделены на две группы. Три образца, имеющие параллельную напластованию ориентацию, образуют первую группу, во второй группе были представлены образцы с ориентацией поперек напластования (вдоль ствола скважины, направленной вертикально). Для образцов разных групп создавались одинаковые пластовые условия.

Боковое давление (P_c) было выбрано с целью равномерного покрытия рабочего диапазона испытательной установки (максимальное – 20 МПа) и составило: $P_c = 4$ МПа, 11 МПа, 18 МПа.

При нагружении регистрировалась деформация в продольном (осевом) и поперечном (радиальном) направлениях. Полученные зависимости представлены для $P_c = 11$ МПа (Рисунок 2.11).

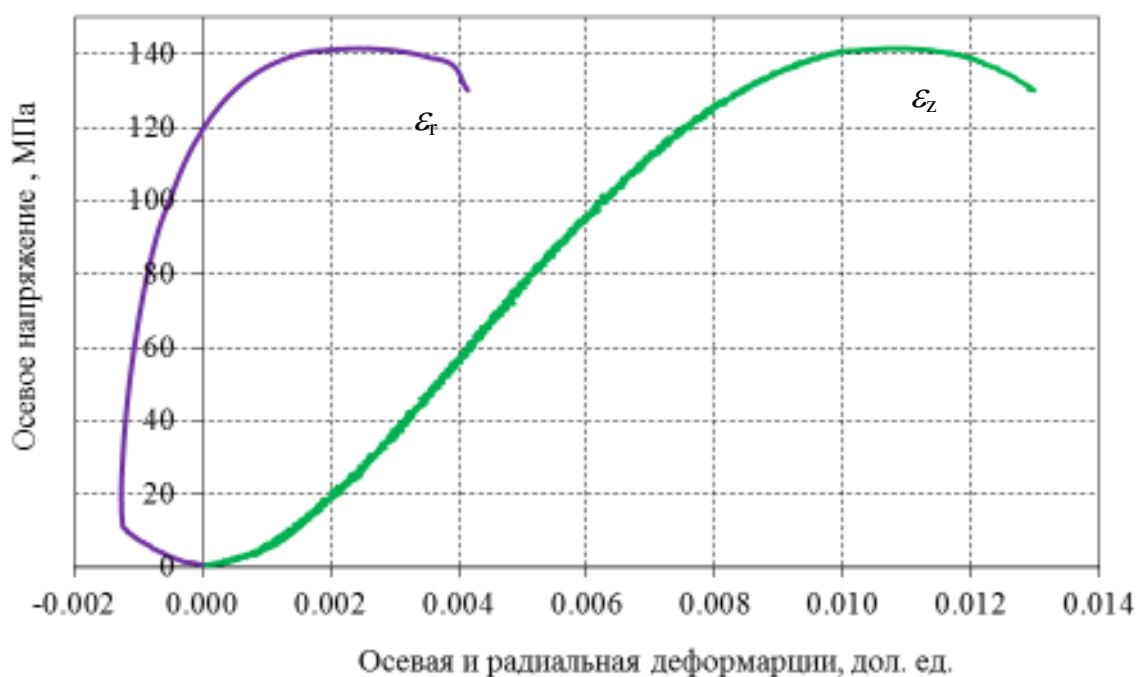


Рисунок 2.11 – Диаграммы напряжения для осевой ϵ_z и радиальной ϵ_r деформаций

Линейный участок зависимости « $\sigma_z - \epsilon_z$ » позволяет определить статический модуль Юнга (Рисунок 2.12). А аналогичный участок на диаграмме « $\epsilon_r - \epsilon_z$ » – коэффициент Пуассона (Рисунок 2.13). Нелинейность зависимостей в первой

стадии деформации связана с процессом схлопывания пор и трещин, затем нагрузку принимает скелет породы, который ведет себя как упругое тело [Jones et al., 2001].

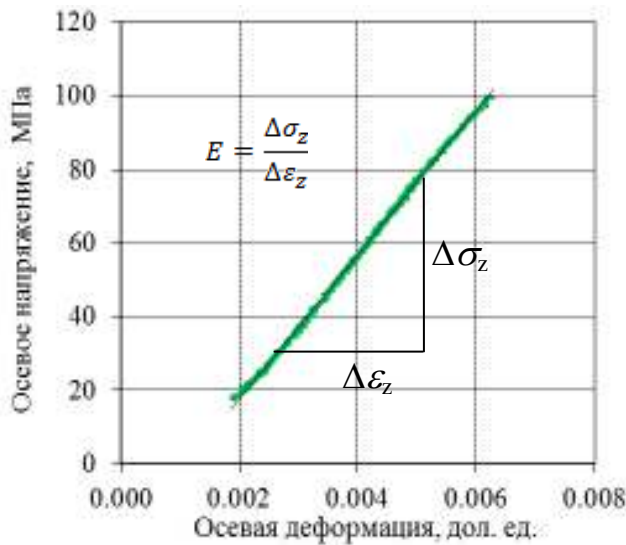


Рисунок 2.12 – Линейный участок диаграммы « $\sigma_z - \varepsilon_z$ »

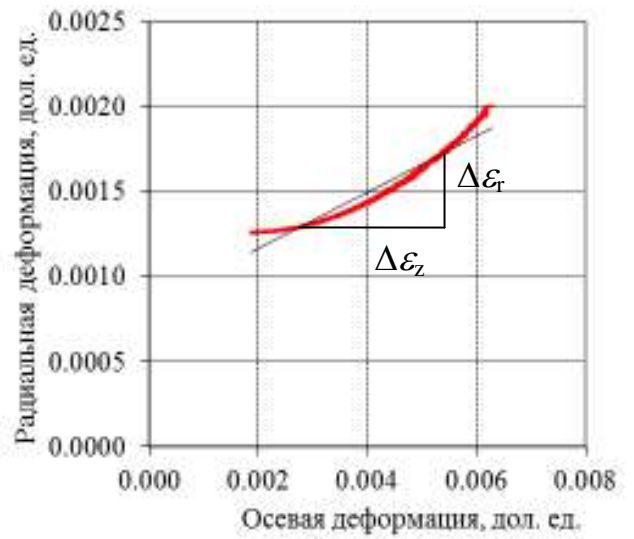


Рисунок 2.13 – Квазилинейный участок диаграммы « $\varepsilon_r - \varepsilon_z$ » (см. рисунок 2.11)

Жагер (Jaeger) с коллегами утверждают, что если построить график зависимости прочности пород коллектора на сжатие от величины бокового давления P_o , то можно определить прочностные характеристики пород коллектора [Jaeger et al., 2007].

На графиках для двух групп образцов (Рисунок 2.14) показана зависимость прочности от радиального напряжения.

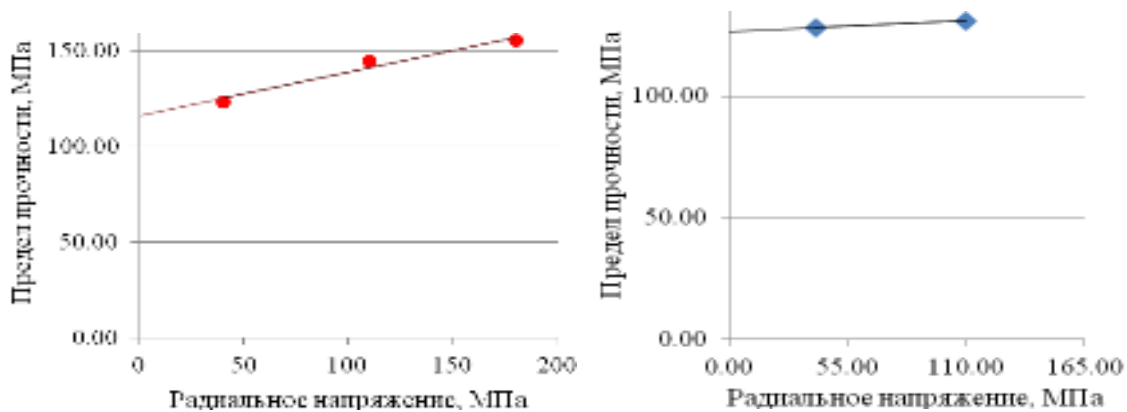


Рисунок 2.14 – Графики предела прочности в зависимости от радиального напряжения, для образцов, ориентированных параллельно напластованию (♦) и поперек (●)

Зависимость предела прочности породы на сжатие описывается формулой [Khaksar et al., 2009]:

$$\sigma_c = C_0 + \sigma_r k, \quad (2.4)$$

где σ_c – предел прочности образца на сжатие при фиксированном P_0 , σ_r – радиальное напряжение. Пересечение этой прямой с осью абсцисс дает коэффициент C_0 , $k = (1 + \sin \theta)/(1 - \sin \theta)$ – определяет наклон этого графика, где θ – угол внутреннего трения.

Таким образом, построенная зависимость позволяет найти сцепление S_0 и угол внутреннего трения θ из соотношений [Khaksar et al., 2009]:

$$S_0 = \frac{C_0}{2\sqrt{k}}, \quad (2.5)$$

$$\Theta = \arctg\left(\frac{k-1}{2\sqrt{k}}\right) \quad (2.6)$$

Приведены результаты измерений деформационных и прочностных показателей образцов породы с разной ориентацией (введено обозначение L – образцы, перпендикулярные направлению скважины, II – ориентированные параллельно направлению скважины и поперек напластования) (Таблицы 2.2 и 2.3).

Таблица 2.2 – Прочностные характеристики образцов

	1 группа	2 группа
Угол внутреннего трения θ , град.	38.87	67
Величина сцепления S_0 , МПа	24.3	62

Таблица 2.3 – Деформационные характеристики образцов

	№1 L	№2 II	№3 L	№4 II	№5 II
Модуль Юнга E , ГПа	19.61	21.28	29.52	18.99	21.82
Коэффициент Пуассона ν	0.165	0.17	0.145	0.192	0.193

Механические параметры образцов, определенные в результате экспериментов и являются входными параметрами для ЕГДиГМ модели (Таблица 2.4). Методы определения параметров изложены ниже.

Таблица 2.4 – Механические параметры пород, определенные в результате лабораторных измерений

<i>Упругие</i>	
Модуль Юнга E , ГПа	23
Коэффициент Пуассона ν	0.3
Модуль сдвига G , ГПа	9.6
<i>Прочностные</i>	
Угол внутреннего трения θ , град.	38.87
Сцепление S_o , МПа	24.27
Предел прочности на сжатие σ_c , МПа	144
Коэффициент дилатансии Λ	0.1

2.4. Оценка коэффициента дилатансии

Для оценки коэффициента дилатансии Λ использовалась формула В. Н. Николаевского [Николаевский, 1996]:

$$\Lambda = \frac{\Delta \varepsilon_r - \Delta \varepsilon_z}{\Delta \varepsilon_r + 2\Delta \varepsilon_z}, \quad (2.7)$$

где $\Delta\varepsilon_r$ и $\Delta\varepsilon_z$ – приращение радиальной и осевой деформации соответственно.

По формуле (2.7) можно оценить коэффициент дилатансии по литературным данным, описывающим результаты трехосных испытаний в виде полной кривой деформирования образцов горной породы. Например, для результатов трехосных испытаний сульфатной руды, при $\sigma_z = 25, 50$ и 100 МПа, вычисляются значения в $\lambda = 0.107, 0.116$ и 0.125 соответственно [Ставрогин, Тарасов, 2001, с. 37].

По формуле (2.7) был оценен коэффициент дилатансии на запредельном участке (Рисунок 2.15) – область кривой, где образец уже разрушился (участок, заключенный между вертикальными линиями).

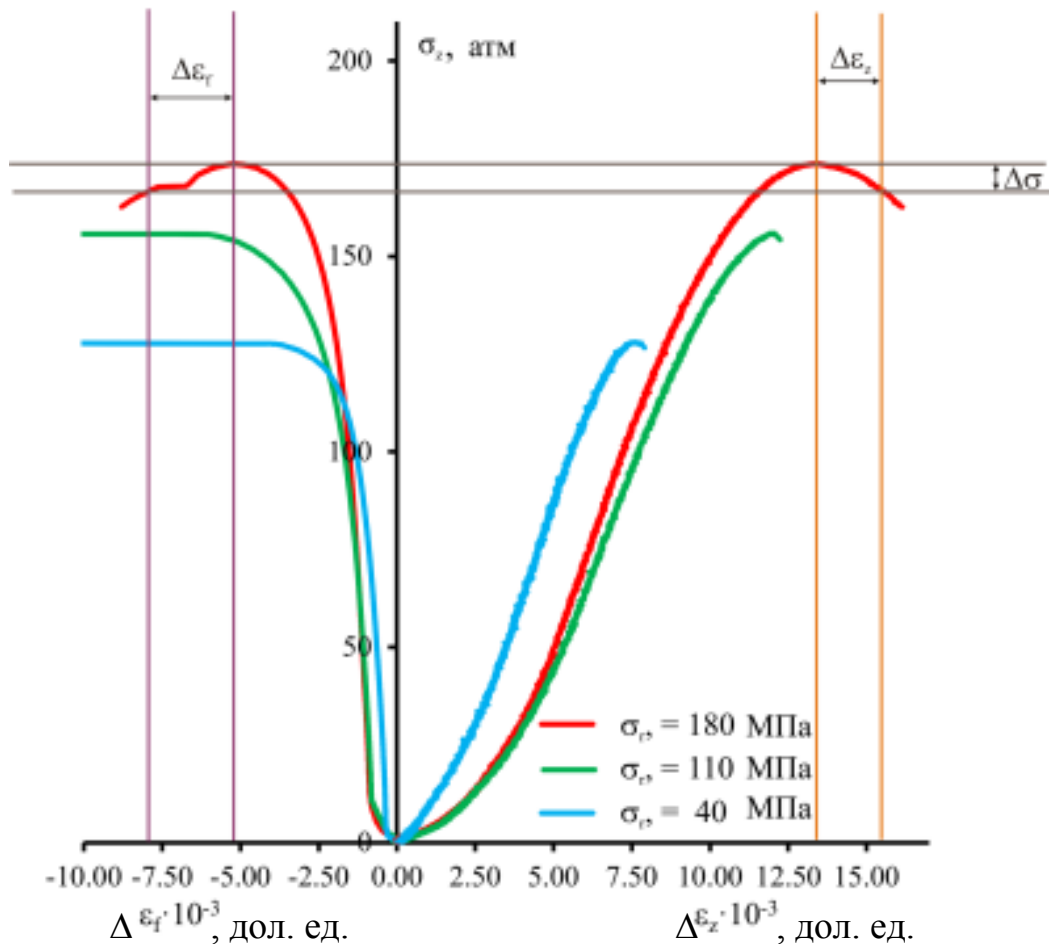


Рисунок 2.15 – Полная кривая деформирования образцов песчаника. Положительная полуось – осевая деформация, отрицательная – радиальная. Красная линия соответствует радиальному напряжению в 180 МПа, синяя – 110 МПа, зеленая – 40 МПа

При боковом давлении $P_c = 18$ МПа для образцов удалось зарегистрировать запредельные кривые деформирования. При меньшем P_c образцы разрушались в такой степени, что зарегистрировать деформации было невозможно. Следовательно, высокое боковое давление позволяет образцу сохранить структуру, а значит, для записи запредельных характеристик для образцов с аналогичными свойствами (твердостью, размером зерен) рекомендуется создавать обжимное давление, сравнимое с пределом на одноосное сжатие.

На рисунке 2.15 для кривой $P_c = 11$ МПа изменение радиальной деформации ($\Delta\varepsilon_f$) составило $3 \cdot 10^{-4}$, а осевой – ($\Delta\varepsilon_z$) – $2 \cdot 10^{-4}$ в интервале осевого напряжения $\Delta\sigma$: 139–137.7. Отсюда можно определить коэффициент дилатансии $\Lambda = 0.08$. В других режимах эффект дилатансии не проявился.

В текущей ЕГДиГМ модели коэффициент дилатансии не используется, однако его величина потребуется в более сложных геомеханических моделях, связывающих прочность вещества через коэффициент дилатансии [Стефанов, 2013, 2010; Cai et al., 2010].

2.5. Зависимость проницаемости от эффективного напряжения

2.5.1. Экспериментальные данные, описанные в литературе

Как уже сказано выше, одной из ключевых зависимостей в совместной (coupled) модели является зависимость проницаемости от напряжения в породе.

Результаты первых исследований зависимости проницаемости от гидростатического напряжения были описаны в работе [Fatt et al., 1952], в которой авторы высказали предположение, что на больших глубинах с изменением внешних условий фильтрационно-емкостные свойства коллекторов меняются. Целью авторов было определить реальное значение проницаемости в условиях естественного залегания пород и оценить влияние напряжения на точность определения проницаемости на керне. На графиках представлена характерная зависимость проницаемости от осевого напряжения для разных

пород песчаника; а ниже в виде таблицы для каждой породы указана величина абсолютной проницаемости при атмосферном давлении (Рисунок 2.16).

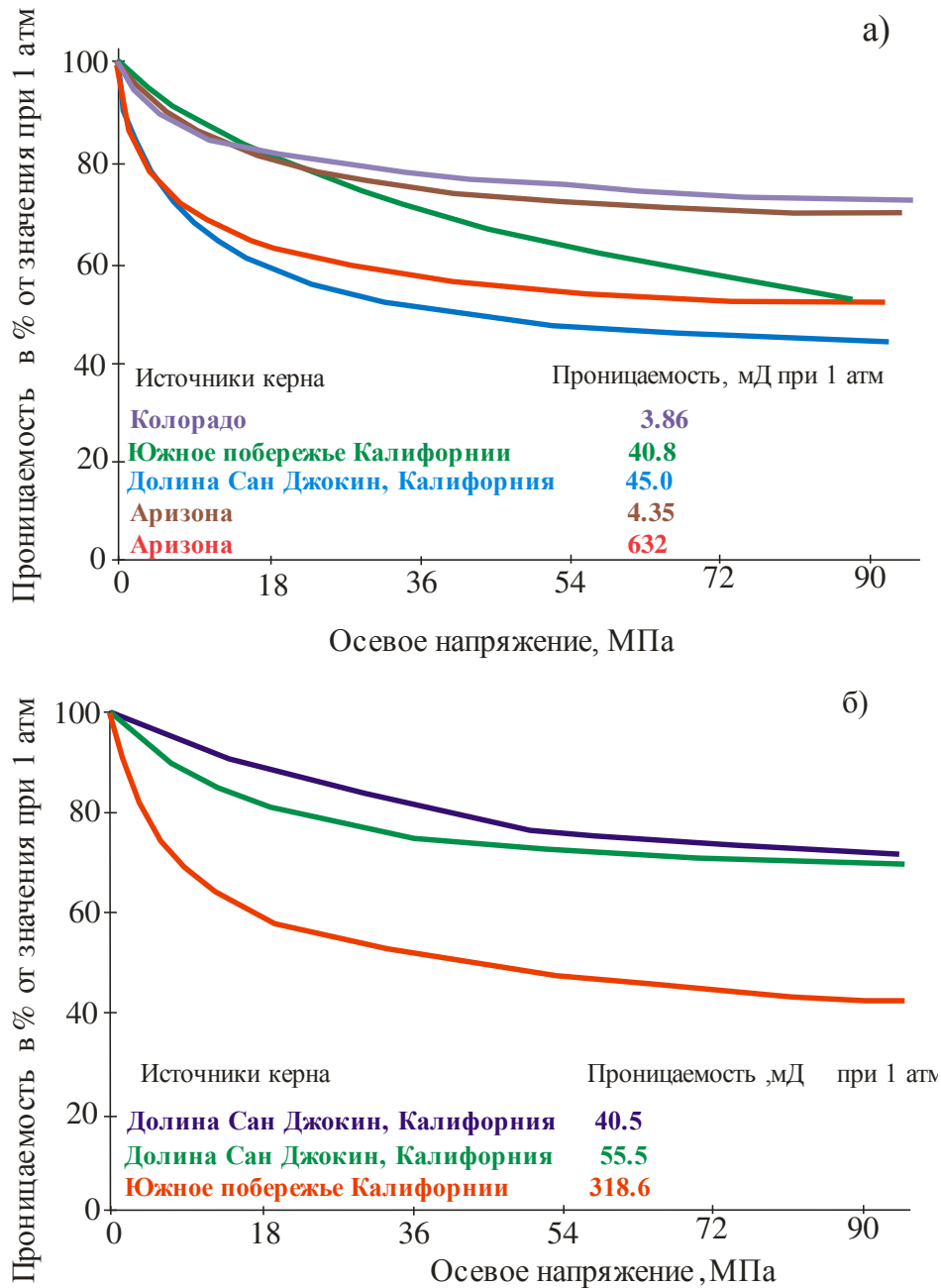


Рисунок 2.16 – Изменение проницаемости песчаников в зависимости от осевого напряжения для разных отложений [Fatt et al., 1952]

Как видно на графике, проницаемость песчаника с увеличением осевого напряжения уменьшается. Формы кривых зависимости проницаемости от напряжения для разных типов песчаников с разной величиной начальной проницаемости подобны. Проницаемость высокопроницаемых пород быстрее

уменьшается, чем проницаемость плохо проницаемых. Этот факт говорит о влиянии на изменение проницаемости структурной характеристики строения порового пространства, а не объема порового пространства. В подтверждение этой идеи в работе [Jones et al., 2001] получен график зависимости проницаемости от осевого напряжения в гидростатическом случае для образца с хорошей проницаемостью >1 Д из кварцевого песчаника Lochaberbrigg с юга Шотландии (Рисунок 2.17). График зависимости имеет такой же вид, как и график на рисунке 2.16.

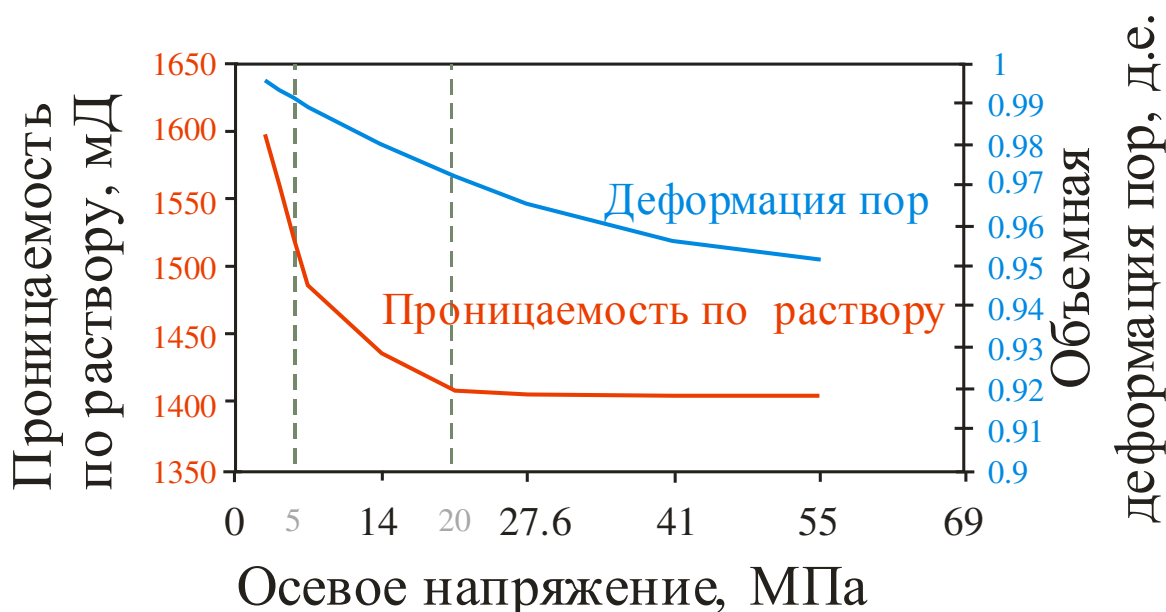


Рисунок 2.17 – Влияние объема пор на зависимость проницаемости от гидростатического напряжения [Jones et al., 2001]

На рисунке 2.17 видно, что значительное уменьшение проницаемости при увеличении осевого напряжения с 5 МПа до 20 МПа происходит вместе с монотонным, не столь резким уменьшением объема пор. Таким образом, объяснять уменьшение проницаемости только за счет изменения объема пустотного пространства в породе неверно. В данном случае важно учитывать структуру проводящей системы, в частности наличие проводящих каналов разной ширины. Первоначальное резкое уменьшение проницаемости Jones с коллегами связывают со схлопыванием мелких проводящих каналов, оказавших

значительное влияние на изменение проницаемости, но меньше – на изменение объема порового пространства [Jones et al., 2001].

Приведенные в работе [Dobrynin, 1962] графики зависимости проницаемости от гидростатического напряжения (Рисунок 2.18) имеют такой же характер, как и графики зависимости на рисунке 2.16.

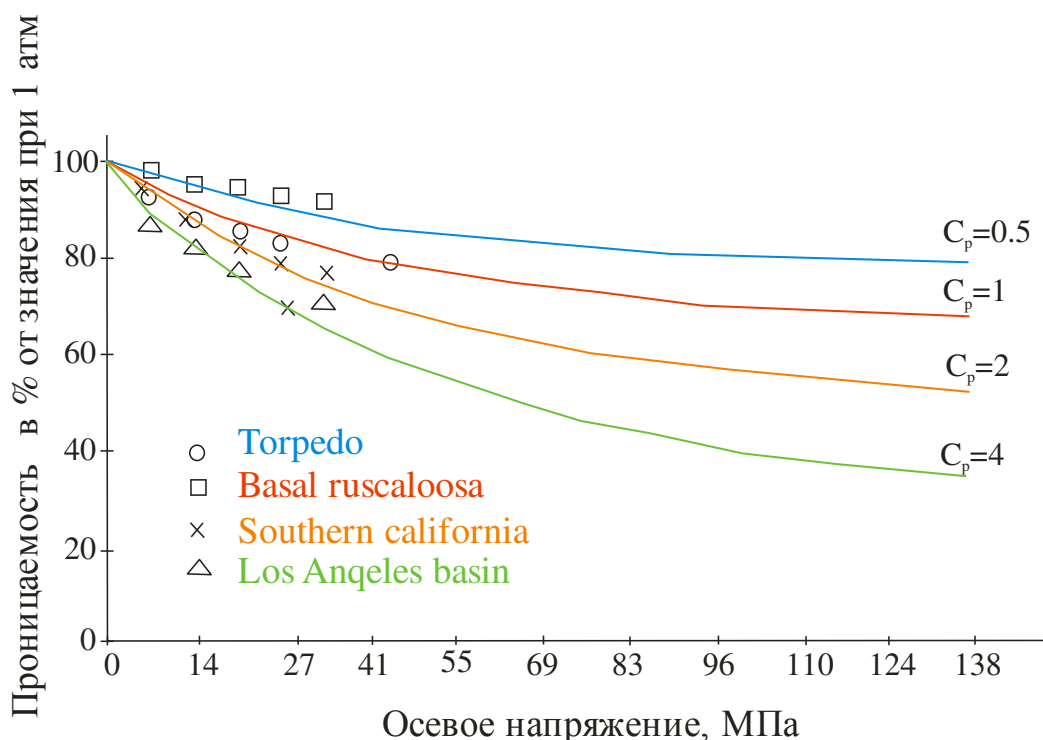


Рисунок 2.18 – Расчетное изменение проницаемости от осевого напряжения в сравнении с экспериментальными данными [Dobrynin, 1962]

Изучением влияния эффективного напряжения на проницаемость в условиях всестороннего сжатия занимались Килмел (Kilmel) и Яле (Yale), которые в своих работах подтвердили общий тренд снижения проницаемости с увеличением напряжения [Kilmel et al., 1987; Yale, 1984].

Более важным для практиков является изучение изменения проницаемости в условиях, приближенных к условиям залежи, когда главные компоненты напряжений не равны друг другу – негидростатический режим. Также важно изучить изменение проницаемости после разрушения образца. В этом случае цилиндрические образцы керна подвергают наибольшему воздействию по вертикальной оси, а по бокам создается так называемое обжимное давление P_c за

счет жидкости, создающей радиальное напряжение при разной величине обжимного давления. Как видно из графиков (Рисунок 2.19), вид зависимости вертикального напряжения от деформации определяется величиной обжимного давления. На интервале деформации в 1 % для зависимости с $P_c = 21$ МПа объем образца начинает увеличиваться, что связано с эффектом дилатансии [Назарова и др., 2009]. Эффект может проявиться в интервале осевого напряжения от 1/3 до 2/3 от предела прочности породы. Эффект дилатансии объясняется переупаковкой частиц образца, вызванной сдвиговой деформацией. Для второго образца с $P_c = 55$ МПа эффект дилатансии не наблюдался: образец продолжал дальше сжиматься.

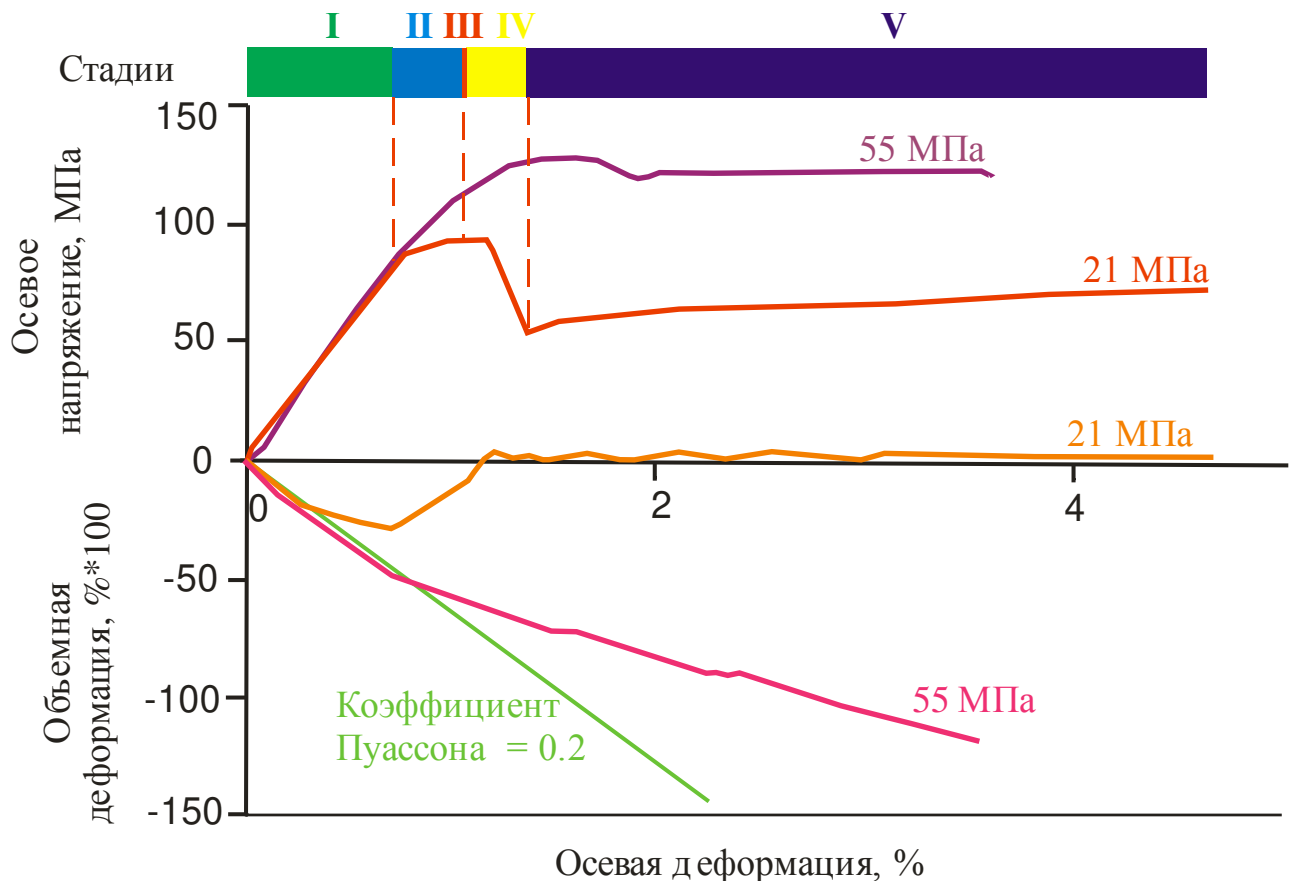


Рисунок 2.19 – Деформация образцов при осевом напряжении (цвета – фиолетовый, синий) для двух значений обжимного давления. В нижней части показаны кривыми (цвета – красный, коричневый) изменения объемной деформации для обжимного давления, равного 21 МПа и 55 МПа. Зеленой прямой показана подходящая зависимость упругих параметров на основе модуля Юнга и изменение объема породы при упругом сжатии [Jones et al., 2002]

На кривой «напряжение – деформация» традиционно выделяют несколько стадий. На самой ранней стадии происходит сжатие пор, а дальше образец сжимается как единое целое. На первой стадии (I) деформация образца пропорциональна нагрузке, и зависимость «напряжение – деформация» линейна. По наклону кривой «осевое напряжение – осевая деформация» этой стадии определяют модуль Юнга. Стадия соответствует упругой деформации. При дальнейшем увеличении нагрузки зависимость «напряжение – деформация» становится нелинейной (объем образца либо уменьшается, либо расширяется [Стефанов, 2010]) – начинается стадия пластической деформации (II), когда при снятии нагрузки образец не сможет вернуться к изначальному состоянию и восстановить первоначальную форму.

Явление микропластичности может наблюдаться и для упругой деформации [Holt, 1990]. На рисунке 2.20 показано явление гистерезиса, появившееся в результате микропластичного деформирования, когда при нагружении структура образца локально изменилась, и величина проницаемости не возвращается к первоначальному значению, хотя величина напряжения не превысила предела упругости образца.

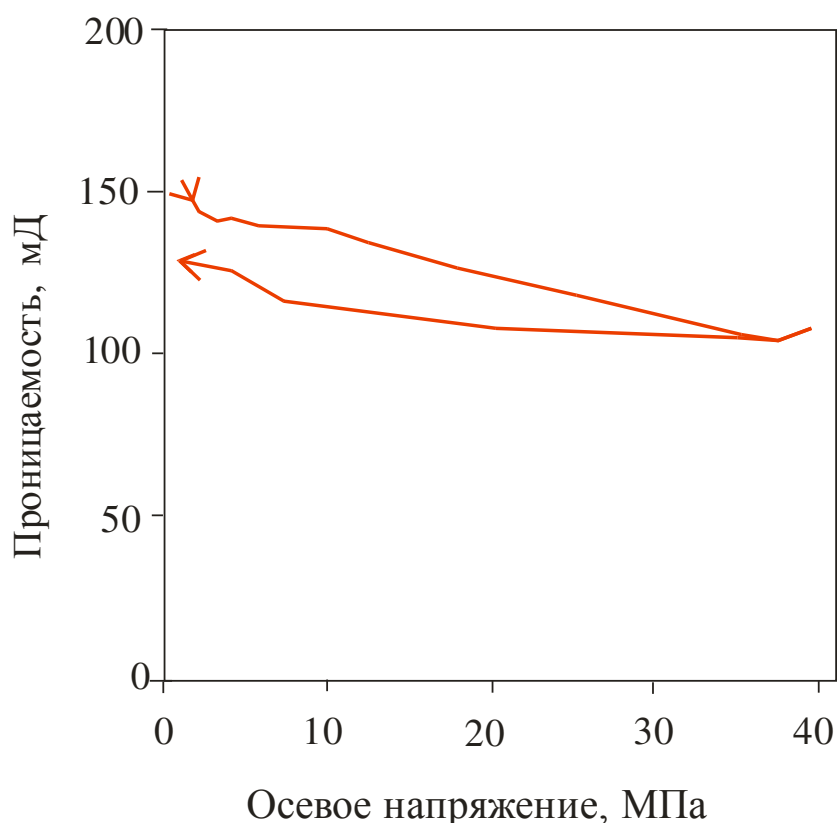


Рисунок 2.20 – Проницаемость отложений красного песчаника Ландмора (Lindmore); во время нагрузки и разгрузки гидростатического напряжения [Holt, 1990]

Разрушение образца, стадия III, прерывает пластическую деформацию, что соответствует максимуму на кривой «осевое нагружение – осевая деформация». На стадии IV проницаемость образца при высоком обжимном давлении начинает лавинообразно падать, и иногда выделяют следующую область – запредельную характеристику образца (V). Записать запредельную характеристику Хольту удалось только для тех образцов, которые не рассыпались, в этом случае сохраняется контроль над обжимным давлением.

Хольт в работе [Holt, 1990] исследовал изменение проницаемости при разном напряжении. Максимальное давление в эксперименте было 70 МПа, скорость фильтрации $40 \text{ см}^3/\text{мин}$ при комнатной температуре. Использовался керн диаметром в 3.8 см, легкая нефть текла с постоянной скоростью в $2 \text{ см}/\text{мин}$ ($0.003 \text{ м}/\text{с}$) и перепад давления был 0.5 МПа.

Хольтом исследовались высоко проницаемые триасовые отложения, представленные песчаником, который по геомеханическим характеристикам является аналогом отложений месторождений Северного моря. Песчаник имеет пористость 25 % при $P_c = 1.5$ МПа, а проницаемость – 1–1.5 Д вдоль напластования и 0.1–0.5 Д поперек. Во всех тестах жидкость текла параллельно оси образцов. Эксперименты были проведены для образцов, ориентированных как параллельно, так и перпендикулярно плоскости отложений. Было выполнено 4 теста разного вида.

Тензор напряжений в главной системе координат состоит из главных значений напряжения: $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$. Традиционно одну ось связывают с глубиной и называют σ_v вертикальным напряжением, а два других горизонтальных напряжения – σ_H, σ_h . Состояние, при котором выполняется условие равенства горизонтальных напряжений $\sigma_H = \sigma_h$, называется гидростатическим.

В тестах с негидростатическими условиями осевое напряжение либо равнялось половине радиального напряжения, либо превышало его в два раза. Осевое напряжение увеличивалось до тех пор, пока радиальное напряжение не станет равным 40 МПа.

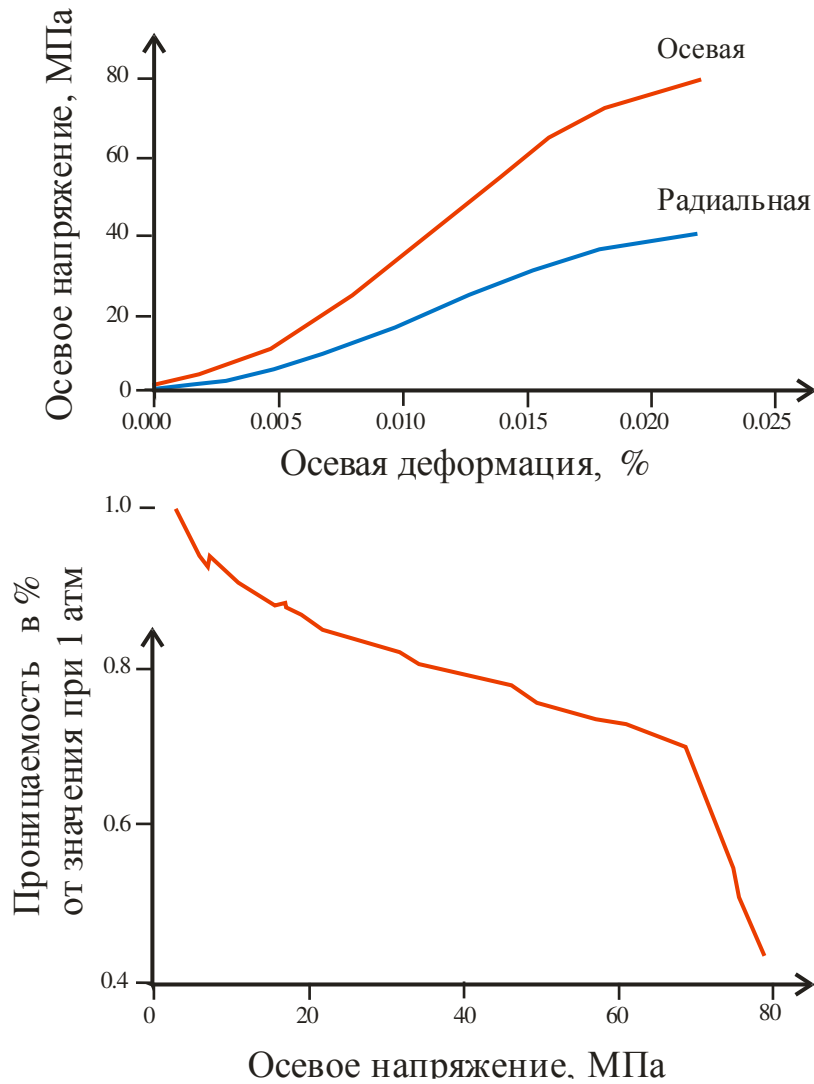


Рисунок 2.21 – (Вверху) осевая и радиальная деформации относительно осевого напряжения во время экспериментов с негидростатическими условиями на напряжения ($\sigma_a = 2\sigma_r$) и (ниже) зависимость проницаемости от напряжения по данным [Holt, 1990]

На графике видно, что с повышением осевого напряжения уменьшается проницаемость. При низких или средних значениях разности $|\sigma_z - \sigma_r|$ уменьшение проницаемости сравнимо с ее уменьшением в гидростатических тестах, при построении зависимости проницаемости от среднего напряжения $\sigma = \frac{1}{3} \cdot (\sigma_z + 2\sigma_r)$. Как видно на графике (Рисунок 2.21) по данным экспериментов Хольта, кривая зависимости проницаемости от напряжения имеет излом, после которого кривая резко наклоняется вниз. Излом происходит тогда, когда величина

$\frac{1}{2}(\sigma_z - \sigma_r)$ становится больше **предела прочности** образца на сжатие. Контроль объема образца не выявил эффекты, связанные с дилатансией.

Хольтом было выполнено несколько циклов исследований, в результате которых определено поведение пород до и после критической нагрузки – предела прочности при начальном давлении 40 мПа. Рисунок 2.22 показывает характерную зависимость проницаемости от напряжения. Видно, что сначала проницаемость меняется незначительно. Но при достижении определенного значения осевого напряжения проницаемость падает в 2 раза, а затем продолжает уменьшаться. Наибольший наклон зависимости отмечен при поперечном напряжении в 90 % и продольном осевом напряжении в 60 % от величины прочности. Разрушение повлекло за собой понижение проницаемости в обоих тестах (простого двухосного теста и теста с запредельными характеристиками).

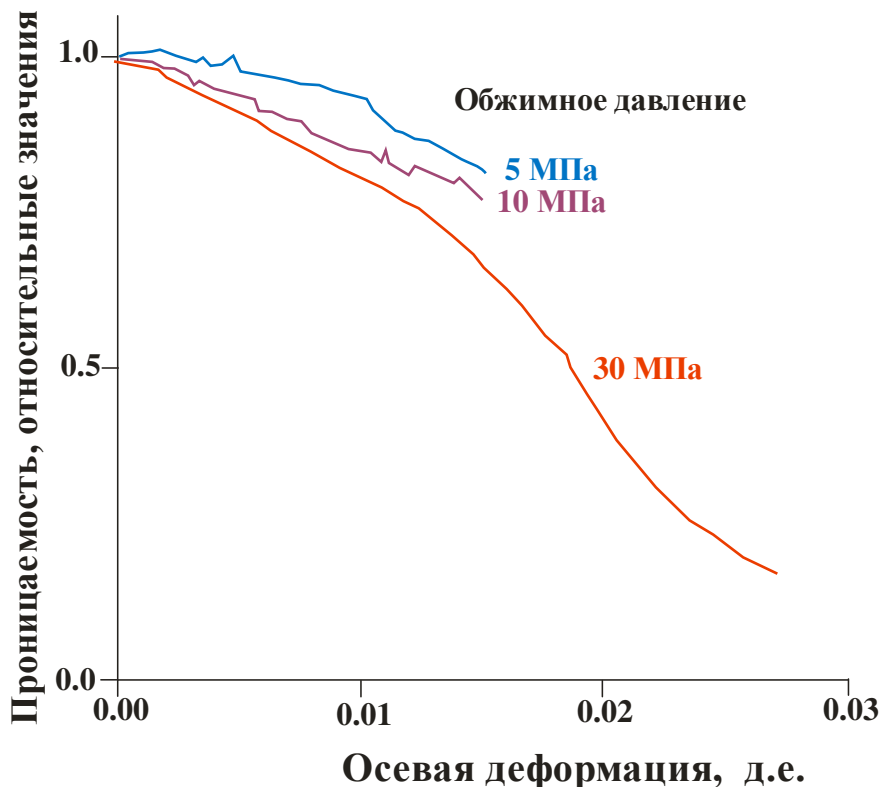


Рисунок 2.22 – Проницаемость (относительно ее начального значения) во время трехосного сжимающего теста для Red Wildmoore песчаников на трех обжимных давлениях (течение параллельно напластованию) из работы [Holt, 1990]

Хольт предложил взаимосвязь между проницаемостью и полем напряжений описать математическими уравнениями [Holt, 1990]. Уравнения должны быть построены в рамках представления микроскопического масштаба течения жидкостей в пористой среде и учитывать результаты экспериментов, к примеру, проведенных по схеме Кармана. Хольт (Holt) считает, что нужно исследовать несколько типов песчаников с разным поведением при разрушении (с разными геомеханическими характеристиками), а также учитывать поровое давление. В книге [Zoback et al., 1975] указывается, что эффективное давление может быть неправильно оценено без учета давления жидкости.

Хольт экспериментально обнаружил [Holt, 1990], что проницаемость в гидростатических и негидростатических условиях уменьшается ниже значения $(\phi^3/(1 - \phi^2))$, рассчитанного с использованием уравнения Козени – Кармана [Dullien, 1979]. Резкое уменьшение проницаемости в интервале пластической деформации можно объяснить либо изменением удельной поверхностной площади зерен скелета в области разрушения, либо изменением извилистости в результате появления трещин в образце. В итоге установлено, что для высокопористых и рыхлых песчаников проницаемость резко падает при негидростатических условиях и величина $(1/2|\sigma_{\max} - \sigma_{\min}|)$ превышает предел прочности пород. Такое явление возникает при двухосном сжатии и при записи запредельных характеристик образца. В интервале напряжений, не превышающих предел прочности, проницаемость уменьшается на 10–95 % от начальной величины, и чем больше обжимное давление, тем больше изменения. Такой эффект оказывает влияние на величину проницаемости пород вблизи скважины при перераспределении поля напряжений, увеличивает скин-фактор скважины.

В работе [Jones et al., 2002] при разном обжимном давлении проводились исследования по схеме Кармана проницаемости для образцов песчаника Locharbriggs. На рисунке 2.23 показаны полученные зависимости для образцов с объемной деформацией, представленной на рисунке 2.19.

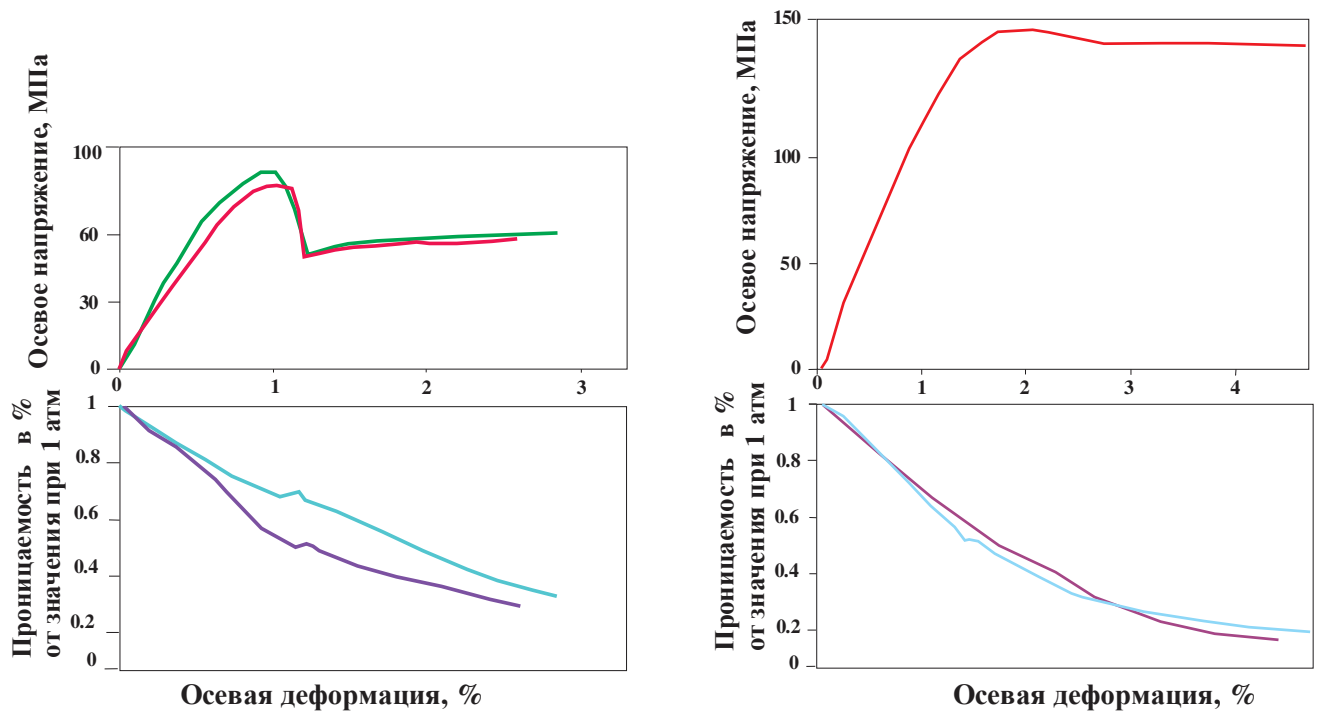


Рисунок 2.23 – Результаты трехосевого теста при обжимном давлении 21 МПа (слева) и 55 МПа (справа). Взято из [Jones et al., 2002]

На графиках (см. рисунок 2.23) видно, что кривые зависимости проницаемости от напряжения имеют схожий вид для каждого обжимного давления. Но при похожих режимах нагружения кривые зависимости проницаемости от напряжения не совпадают, что определяется индивидуальными особенностями каждого образца. Кривые зависимостей не позволяют сделать достоверную аппроксимацию зависимости «проницаемость–напряжение», но можно сделать оценку предельных значений проницаемости при заданном напряжении. Для обжимного давления 55 МПа кривые зависимостей проницаемости совпадают по причине большого обжимного давления. Джонес (Jones) считает, что в данном случае сдвиговые деформации отсутствуют.

Резюмируя, можно сказать, что зависимость проницаемости от напряжения можно разбить на две стадии. В первой стадии, когда порода сохраняет цельную структуру, зависимость проницаемости от напряжения можно описать ниспадающей кривой, имеющей похожий вид для разных типов отложений. Но на второй стадии, как только порода разрушается, величина проницаемости образца резко уменьшается и, как правило, лавинообразно. При дилатансии

проницаемость может и увеличиваться. То, как проницаемость будет изменяться, зависит от геомеханических характеристик породы и напряженного состояния образца [Wang et al., 2015; Xie et al., 2014; Ma et al., 2012; Keane et al., 2004].

В работе [Keane et al., 1998] подробно описаны исследования фильтрационных свойств керна осадочных пород Tennessee, представленных плотными песчаниками. Так как их проницаемость крайне низка, то любая микротрещина значительно увеличивает их проницаемость. Полученная экспериментально автором статьи зависимость проницаемости от эффективного давления для случая гидростатического напряжения представлена на рисунке 2.24. В данном эксперименте она снижалась, эффективное давление P_{eff} равнялось разности между обжимным давлением P_c , где $P_c = \sigma_1 = \sigma_2$ и поровым давлением P_p .

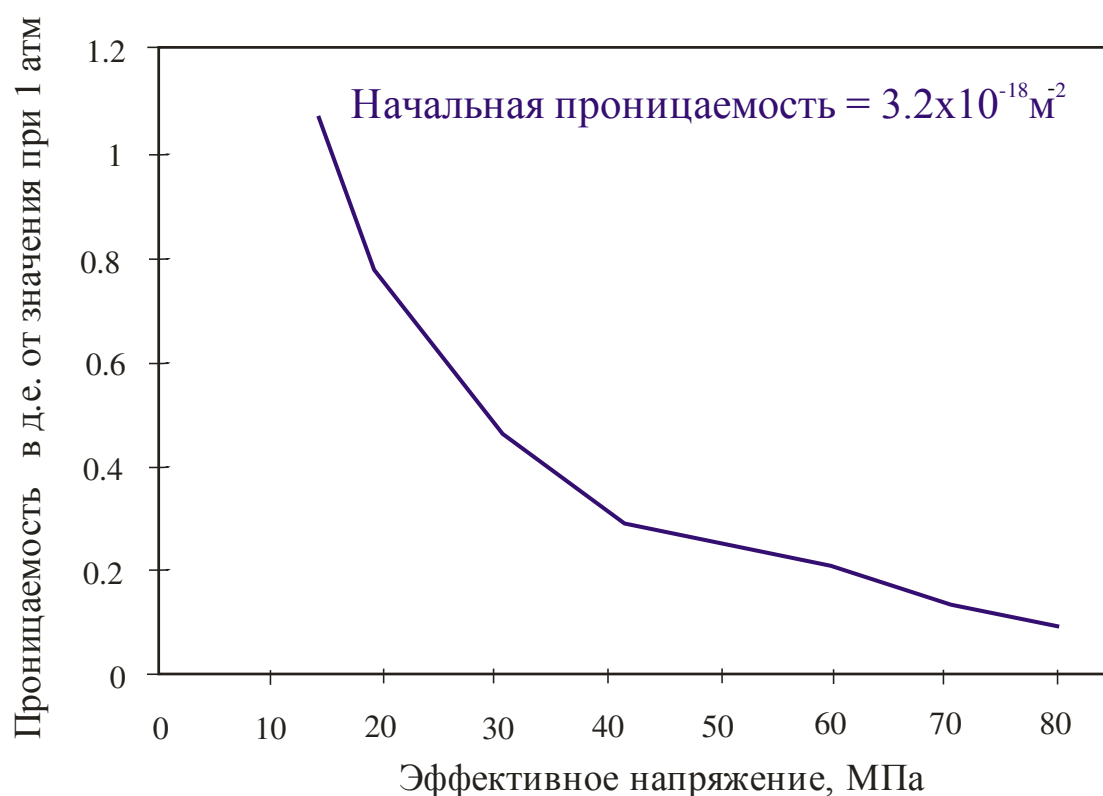


Рисунок 2.24 – Нормированная проницаемость как функция от эффективного давления [Keane et al., 1998]

Для негидростатического режима, где обжимное давление равнялось 45 МПа, зависимость проницаемости от осевого напряжения выглядит иначе.

В запредельной области авторы выделяют две стадии. На первой стадии, когда объем продолжает увеличиваться после разрушения образца, Кианей (Keaney) и соавторы считают, что образец разбивается на крупные блоки, которые между собой начинают активно взаимодействовать. После визуального осмотра разрушившегося образца в области разлома они идентифицируют область сжатия породы, в то время как в остальной части образец не изменился. На графиках видно, что проницаемость породы увеличивается за счет появления микро- и макротрещин, проницаемость матрицы при этом остается низкой (Рисунок 2.25) [Keaney et al., 1998].

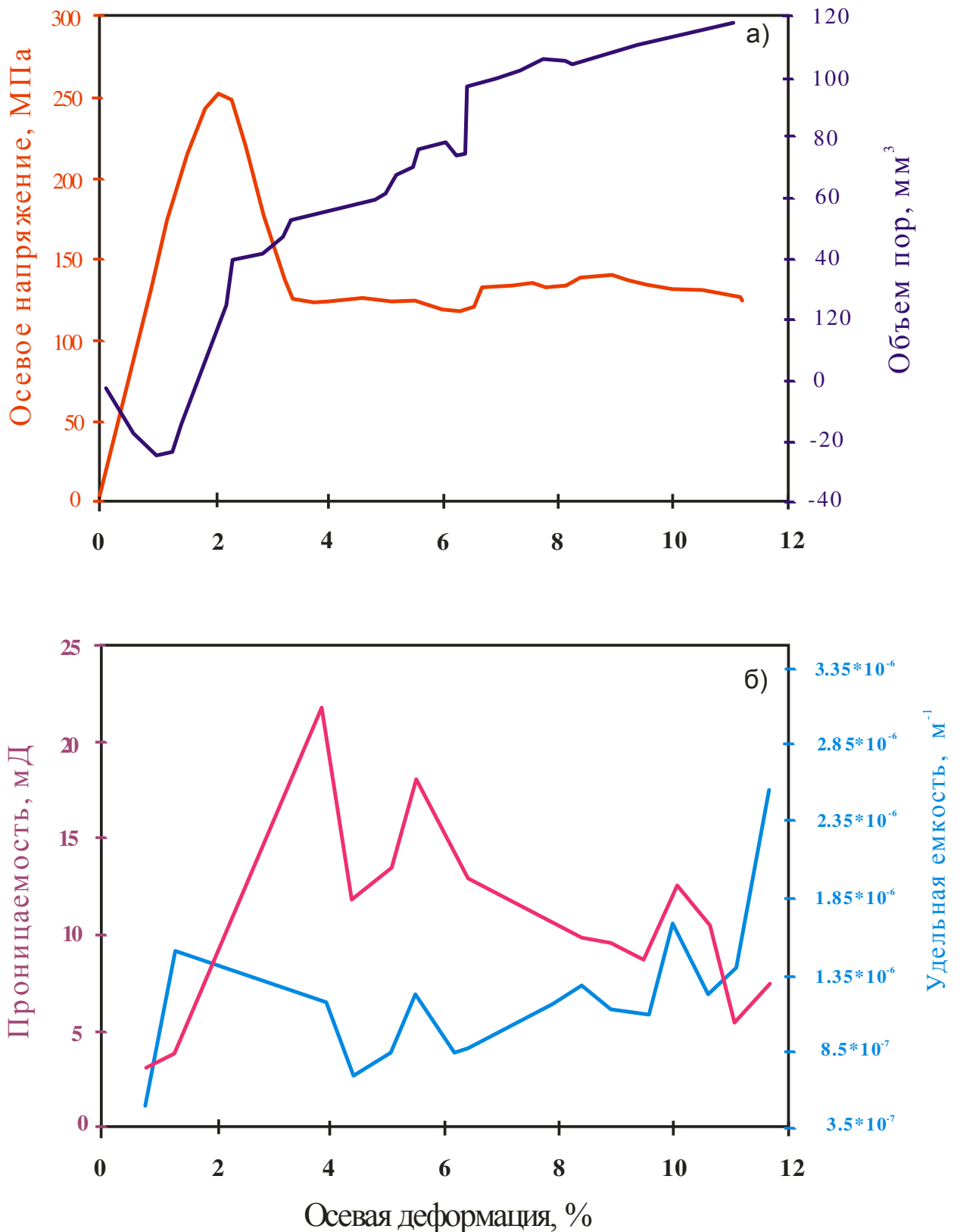


Рисунок 2.25 – а) Графики зависимости осевого напряжения и объема пор от осевой деформации; б) Графики зависимости проницаемости и удельной емкости от осевой деформации для обжимного давления 45 МПа. [Keaney et al., 1998]

2.5.2. Аналитическое описание изменения проницаемости при деформации

Основываясь на данных своих наблюдений за деформацией пористых песчаников, Зу (Zhu) с коллегами разработали количественную модель разрушения для оценки изменения проницаемости на стадии пластической деформации [Zhu et al., 2008]. В этой модели проницаемость падает экспоненциально с увеличением эффективного главного напряжения (Рисунок 2.26 а). Значит:

$$\frac{k^H}{k_{ref}} = e^{-\gamma(P-P_{ref})} \text{ или } \ln(k^H) = \ln k_{ref} - \gamma(P - P_{ref}), \quad (2.8)$$

где k^H – проницаемость во время неупругой деформации.

В конце стадии неупругой деформации происходит моментальное уменьшение и пористости, и проницаемости k^D , возникающее в результате схлопывания пор. Потерю проницаемости в данном случае можно аппроксимировать модифицированной функции ошибки (Рисунок 2.26 б).

$$\ln(k^D) = \frac{\beta}{2} \left(1 + \text{sign}(P - \mu) \text{Erf} \left(\frac{|P - \mu|}{\delta} \right) \right). \quad (2.9)$$

Таким образом, эволюцию проницаемости можно выразить как:

$$\ln k = \ln k_{ref} - \gamma(P - P_{ref}) - \frac{\beta}{2} \left(1 + \text{sign}(P - \mu) \text{Erf} \left(\frac{|P - \mu|}{\delta} \right) \right). \quad (2.10)$$

Здесь k – проницаемость; k_{ref} – проницаемость на данном давлении P_{ref} ; коэффициент γ – характеризует тип породы и величину приложенного давления (показатель экспоненты в стадиях I и II); параметр μ связан с величиной напряжения. В случае разрушения образца $\delta = (\mu - C^*)$, где C^* – предел прочности, и в случае отсутствия разрушения он связан с точкой перегиба

графика зависимости проницаемости от напряжения. β – коэффициент, который показывает величину снижения проницаемости за время деформаций сдвигового характера, наступающих после разрушения образца. Авторы замечают, что C^* , μ и δ могут быть определены по результатам лабораторных экспериментов.

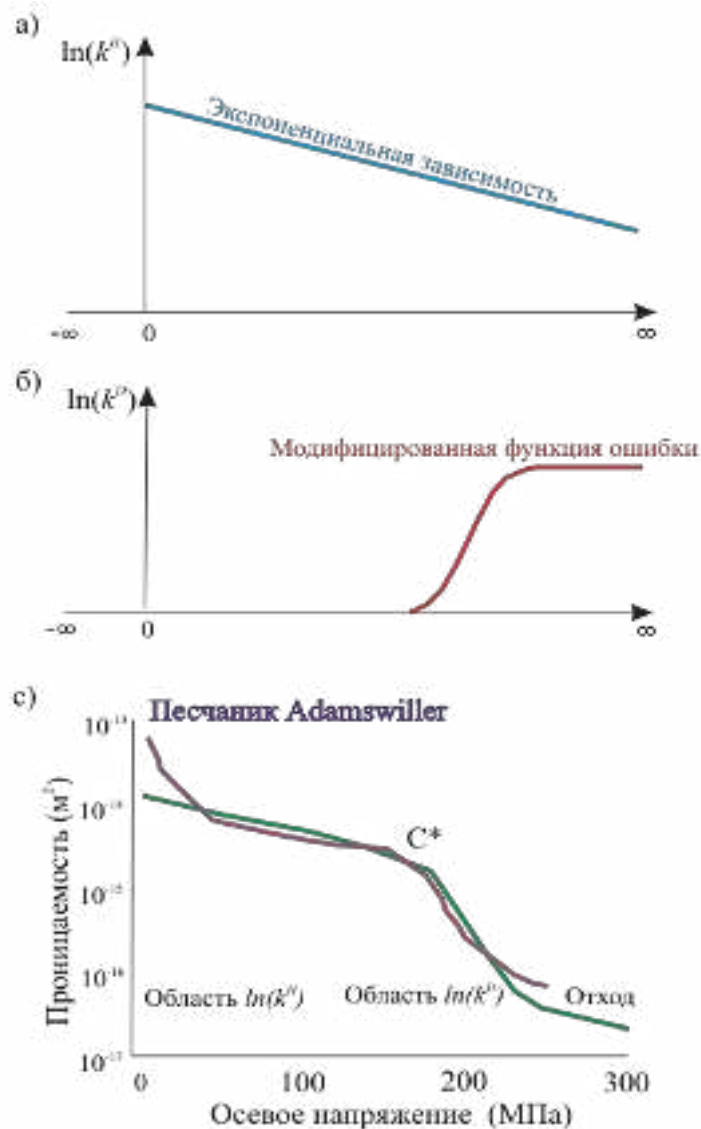


Рисунок 2.26 – а) Проницаемость (k^H) как экспоненциальная функция от полного главного напряжения P . Наклон этой линии – γ ; k_{ref} – величина проницаемости при соответствующем давлении P_{ref} ; б) Потеря проницаемости k^D как измененная функция ошибки от P_{ref} ; Высота этой кривой – β , и наибольшее изменение в функции происходит в границах $(\mu - \delta \leq P \leq \mu + \delta)$ при $\mu - \delta = C^*$; в) Кривая зеленого цвета представляет общую эволюцию проницаемости ($\ln(k) = \ln(k^H) - \ln(k^D)$) предлагаемую ЗУ согласно расчетной модели разрушения. Для сравнения представлены (фиолетовым) значения проницаемости песчаников Adamswiller разрушенных при 150 МПа. Взято из [Zhu et al., 2008]

На основе проведенного анализа зависимости проницаемости от напряжения за основу взята зависимость, представленная на рисунке 2.22 [Holt, 1990]. Её аппроксимация двумя линиями представлена на рисунке 2.27. В точке перегиба, лежащей в области предела текучести, выполняется сшивка: $K_{пр-от} = -0.004 \cdot \sigma + 0.961 = 0.03 \cdot \sigma + 2.6$. Эта зависимость используется в диссертационной работе при построении ЕГДиГМ модели.

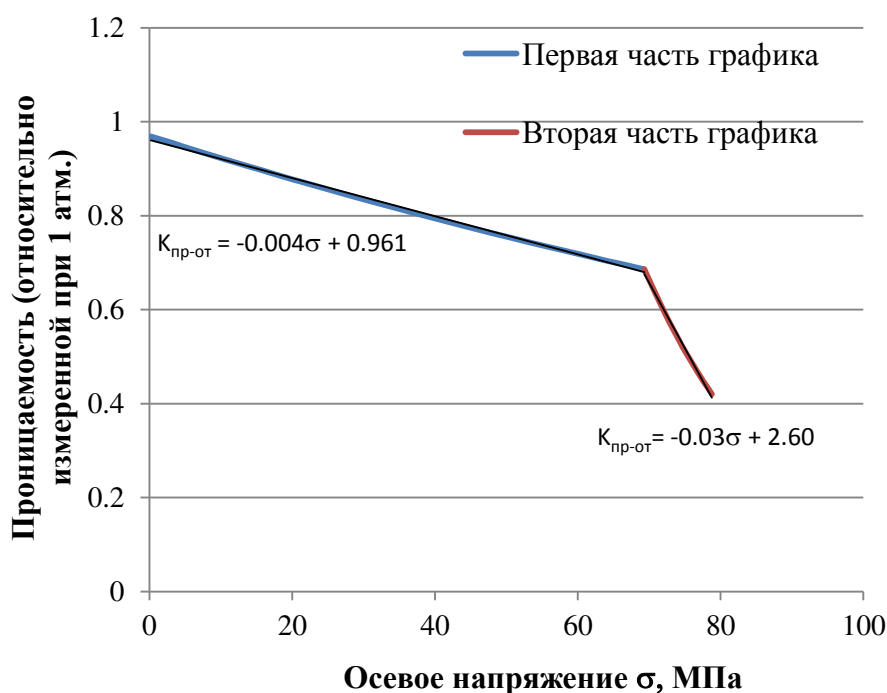


Рисунок 2.27 – Аппроксимация зависимости проницаемости от давления – (зеленая кривая) двухзвенной кривой – (синяя и красная кривые)

Выводы

Проведенные лабораторные эксперименты и анализ геофизических данных позволили количественно оценить деформационные и прочностные показатели пород Когалымского месторождения и месторождения севера НСО, коллекторы которых представлены терригенными породами.

Установлено, что:

- для определения запредельных характеристик образца необходимо прикладывать боковое давление, сравнимое с пределом прочности на сжатие;

- эффект дилатансии для данной породы при радиальном напряжении выше 11 МПа не проявляется.

Предложен способ определения геомеханических характеристик пород: прочности на сжатие, угла внутреннего трения, коэффициента сцепления, коэффициента дилатансии.

В результате лабораторных экспериментов определены деформационные и прочностные параметры геомеханического блока ЕГДиГМ модели: коэффициент Пуассона, модуль Юнга, предел прочности на сжатие, угол внутреннего трения. В результате обзора работ выбран вид зависимости проницаемости от эффективного напряжения.

Численное определение параметров позволило провести интерпретацию данных ЭМК с использованием ЕГДиГМ модели: результаты интерпретации представлены в главе 3.

ГЛАВА 3. УЧЕТ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ СРЕДЫ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ

3.1. Влияние напряжений в среде на процесс фильтрации флюидов

Давно известно, что при разработке нефтяных месторождений меняется локальное поле напряжения. При анализе рисков при бурении скважин на нефть и газ для достоверного определения напряжения необходимо принимать во внимание как локальные вариации поля напряжений, вызванные человеческой активностью, так и глобальные, вызванные подвижками тектонических плит [PetroWiki, 2013].

Поэтому при моделировании гидродинамических процессов в окрестности каждой эксплуатационной скважины необходимо учитывать геомеханические процессы, влияющие на проницаемость и пористость породы.

После вскрытия коллектора во время бурения изменяется поле напряжения, так как геологическая среда подвергается значительным изменениям в связи с масштабными геолого-технологическими работами: извлекается порода, нарушается цельность формации и меняется поле напряжения. Определив зависимость проницаемости от величины напряжения, можно оценить изменение фильтрационных свойств коллектора при его вскрытии. Предел прочности породы в этом случае играет ключевую роль: он определяет, в связанном (цельном) или разрушенном состоянии находится порода.

Существуют ситуации, в которых без учета геомеханических характеристик пород построенная численная модель фильтрации может оказаться недостоверной. К таким ситуациям относятся:

- Истощение запасов месторождения с понижением давления в коллекторе.
- Вынос песка при разработке месторождения.
- Образование каверн и скважин овальной формы сечения при бурении.
- Появление трещин в процессе стимулирования добычи.

При анализе данных геофизических исследований в скважине, как правило, геомеханические параметры не учитываются. В диссертации показано, что при интерпретации данных ВИКИЗ и БКЗ в рамках электрогидродинамической инверсии учет геомеханических процессов целесообразен для пород, испытывающих неупругую деформацию или разрушение. Величина деформаций определяется прочностными характеристиками коллектора и воздействием вмещающих пород.

Впервые вопрос влияния напряжения на процесс фильтрации флюидов в пористой среде был рассмотрен Терзаги (Terzaghi) – основоположником современной механики Земли, в которой он учел напряжения в одномерном случае [Terzaghi, 1925]. Далее Био (Biot) распространил проблему на более общий 3-мерный случай [Biot, 1941]. Деформации жидкости и скелета породы имели линейную зависимость от напряжения, рассматривался случай однофазной фильтрации.

В дальнейшем в работе [Lewis et al., 1993] уравнение Био (Biot) записано для фильтрации трех фаз, а в работе [Gutierrez et al., 1998] предложенная модель использована для изучения коллекторов с разной геометрией. Совместность (coupling) моделей выражена в функциональной зависимости пористости и проницаемости пород от изменяющихся напряжений. В простейшем случае можно предположить, что проницаемость зависит от пористости, например, как в уравнении Козени – Кармана [Dullien, 1979]. А так как пористость становится зависимой от эффективного напряжения, то и проницаемость становится зависимой от него. Также используются другие уравнения зависимости проницаемости от давления, например, [Morita et al., 1992]. Уравнения Био помогают полностью связать геомеханический и гидродинамический блоки модели. Для цилиндрически симметричного случая, рассматриваемого Гуттиерисом (Gutierrez) с коллегами, уравнения Био излишне усложняют расчет. И отсутствует необходимость в постоянном пересчете деформаций скелета коллектора, вызванных изменением давления жидкости, так как перераспределение напряжений происходит почти мгновенно при вскрытии

пласта. Уравнения Био рекомендуется использовать при описании длительных процессов, где деформация пород значительно изменяется при разработке, что влечет изменения ФЕС коллектора [Gutierrez et al., 1998].

Если изменение объема пор можно посчитать через величину сжимаемости пор и изменения давления в поре, то проницаемость можно оценить также, но зависит она не только от порового давления, но и от механических нагрузок (разное соотношение вертикального к горизонтальному напряжению приводит к иной зависимости проницаемости от порового давления. Для сложных моделей резервуара, решить такую проблему позволяют компьютерные симуляторы геомеханических процессов. Учет может происходить следующим образом: сначала в симуляторе рассчитывается поровое давление, затем определяются соответствующие такому поровому давлению нагрузки в среде, при этом сохраняются значения главных напряжений. Уже из новых значений напряжений рассчитываются новые деформации и проницаемость. И далее вновь рассчитывается поровое давление. Для корректного взаимодействия между гидродинамическим и геомеханическим блоками модели на каждом временном шаге необходимо контролировать, чтобы свойства породы соответствовали давлению в жидкости [Gutierrez et al., 1998].

По результатам полевых работ [Heffer et al., 1992] была установлена хорошая корреляция между направлением максимального горизонтального напряжения и оптимального направления перфорирования для достижения наибольшего дебета скважины, что послужило толчком для более детального изучения процесса фильтрации с учетом поля напряжений. Моделирование этого процесса приведено в работах [Koutsabeloulis et al., 1994] и [Gutierrez et al., 1997], в которых совмещено моделирование изменения начального напряжения в породе, его влияния на проницаемость карбонатного коллектора, определяемой трещинами, при этом учитывается влияние давления жидкости и поля напряжений.

Для учета механических свойств коллектора в уравнениях фильтрации вводится новый параметр: сжимаемость пор c_{por} . Он впервые введен в работе [Geertsma, 1957] и определен как:

$$c_{por} = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \quad (3.1)$$

Сжимаемость пор характеризуется значительной изменчивостью [Ristuen et al., 1996] и, в случае явления дилатансии, когда при сжатии по одной из осей общий объем образца увеличивается, сжимаемость может оказаться отрицательной величиной. Распределение напряжений в месторождениях в общем случае зависит от геометрии залежи, граничных условий [Сибиряков, 1993].

Способы совместного решения геомеханических и гидродинамических уравнений предлагались многими авторами. Фанг (Fung) и Сеттари (Settari) с коллегами [Settari et al., 1992; Fung et al., 1993] используют проницаемость и пористость как связующие параметры между геомеханической и гидродинамической частями совместной (coupled) модели при моделировании месторождений тяжелой и битумной нефти. Однако недостатком такого итерационного метода оказалось то, что нельзя доказать сходимость решения к одному единственному решению. В случае явления дилатансии породы увеличиваются в размере при увеличении порового давления. Такое увеличение объема должно привести к отрицательной поровой сжимаемости в цифровой модели резервуара.

Уравнения Био представляют собой полностью совместную систему уравнений и, по мнению Зиенкевича (Zienkiewicz), процесс фильтрации жидкости и перераспределение поля напряжений и деформационных показателей пород хоть и происходят с разной скоростью и в разном объеме, тем не менее, не могут анализироваться отдельно друг от друга [Zienkiewicz, 1984]. Следовательно, зависимые переменные (такие как давление жидкости и тензор смещений) не могут быть явно исключены. В случае выбора параметров, слабо зависящих от

геомеханических процессов или, наоборот, от гидродинамических, появляется возможность разбиения системы на отдельные уравнения.

Авторы работы [Gutierrez et al., 1998] при геомеханическом моделировании включают только механические параметры, такие как сжимаемость пород c_r . В этом случае сжимаемость пород – скалярная величина, и ею нельзя в полной мере описать поведение пород. Зависимость «напряжение – деформация» становится нелинейной. А график «осевое напряжение – осевая деформация» определяется всем набором компонент тензора напряжения, входящих в уравнении связи «напряжения – деформации». Как было показано в [Gutierrez et al., 1998], даже в условиях упругих деформаций для одинаковых отношений компонент тензора и изотропных материалов получаются разные значения сжимаемости пор.

Левис (Lewis) с соавторами в работе [Lewis et al., 1993] численно решали расширенное уравнение Био для трехфазной фильтрации для деформируемой среды. Решение использовалось в продукте CORES (Coupled Reservoir Simulator – симулятор совместного моделирования месторождений), разработанного с использованием метода конечных элементов. В работе [Gutierrez et al., 1998] авторы с помощью пакета CORES показали, что без учета геомеханических характеристик давление пор рассчитывается неверно (Рисунок 3.1). Рассматривался случай снижения давления в коллекторе во время добычи. Бралась коллекторы с разными деформационными характеристиками: один был «мягкий» (soft) с модулем Юнга $E = 50$ МПа, другой – «жесткий» (stiff) с $E = 850$ МПа, при одинаковом коэффициенте Пуассона $\nu = 0.25$.

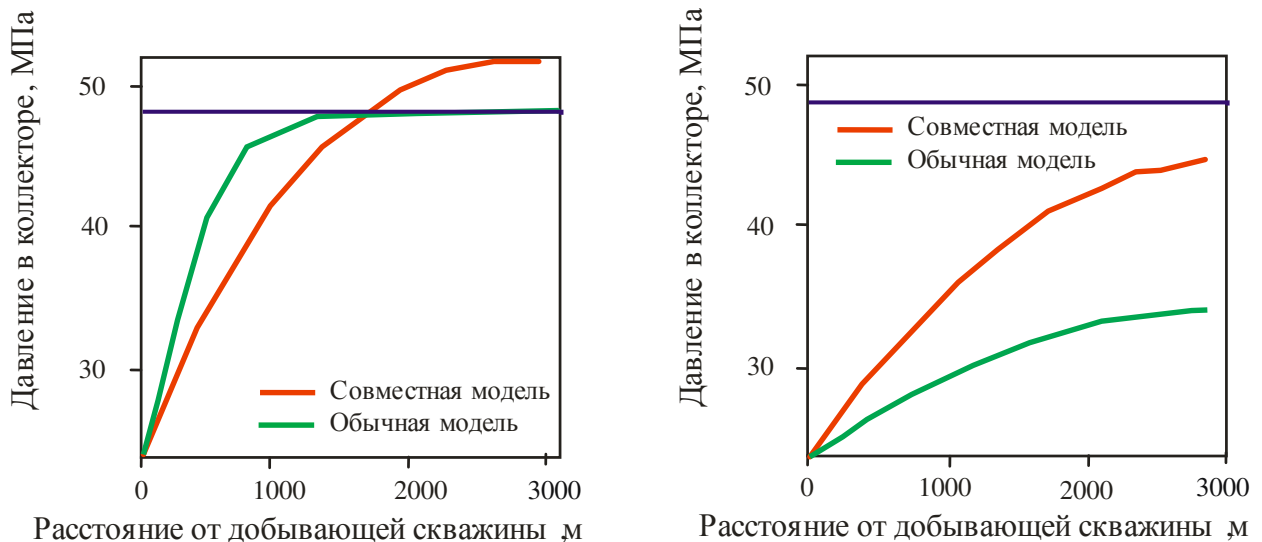


Рисунок 3.1 – Распределение порового давления для «мягкого» (слева) и «жесткого» (справа) коллекторов при начальном поровом давлении 48 МПа (темно-синяя линия). Решение, полученное по совместной модели (красная кривая) сравнивается с решением, полученным обычным моделированием (зеленая кривая)

В частности, для «мягкого» коллектора поровое давление с некоторого расстояния от добывающей скважины начинает превосходить начальное поровое давление. Для «жесткого» коллектора поровое давление получается заниженным. Увеличение порового давления выше начального является очень важным результатом, предсказываемым в рамках обычного моделирования. Этот результат аналогичен эффекту Mandel – Cruyer, исследованному в одной из первых работ, применивших трехмерное уравнение Био. В работе [Cruyer, 1963] было показано, что при резком внешнем воздействии на коллектор, находящийся в сжатом состоянии, поровое давление сначала скачком увеличивается, а после выравнивания давлений в среде продолжает плавно увеличиваться. Этот эффект был доказан экспериментально. В первом случае играют роль динамические процессы, во втором случае уже происходит деформация породы и сжатие пор, проницаемость породы также снижается.

Для не связанной (обычной) модели среды (Рисунок 3.1) деформации заданы постоянными и аксиально-симметричными, но величина напряжения в разных точках резервуара контролируются взаимодействием между коллектором

и окружающими непродуктивными породами. Уменьшение порового давления вызывает сжатие коллектора.

Взаимодействие между коллектором и вышележащими пластами – всегда сложный процесс. Деформация вышележащих пород зависит от распределения порового давления в коллекторе, но, с другой стороны, деформация вышележащих слоев контролирует распределение порового давления. Такая структурная неопределенность деформации пород – одна из главных причин, препятствующих независимому анализу и решению уравнений деформации и течения жидкостей [Lewis et al., 1991].

Увеличение давления в результате деформации пород связано с процессом сжатия. Для случая, когда деформация выражается лишь коэффициентом сжимаемости породы, изменение напряжений не может быть точно определено, и такой подход не может описать явление увеличения порового давления выше начального. Процесс сжатия ярко выражен в «мягком» коллекторе, но он также существенен в «жестком».

В работе [Alcalde et al., 2006] использовалась модель залежи, учитывающая поле напряжений. Была рассмотрена проблема уменьшения продуктивности скважин за счет снижения проницаемости, вызванного деформированием пород. Изменение объема пор V_p связано с полем напряжений через сжимаемость пор [Zimmerman, 1986]:

$$\frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dt} = \frac{1}{\phi} \left[(c_{bc} - c_r(1 + \phi)) \frac{dp}{dt} - (c_{br} - c_r) \frac{d}{dt} \left(\frac{\varepsilon_v}{c_{bc}} \right) \right], \quad (3.2)$$

где c_r – экспериментально измеряемая сжимаемость скелета породы; c_{br} – общая сжимаемость среды, выражающая влияние эффективного главного напряжения $d\bar{\sigma}$ на полный объем при постоянном поровом давлении $c_{bc} = -\frac{1}{V_t} \left(\frac{dV_t}{d\bar{\sigma}} \right)_p$,

ε_v – объемная деформация.

Пористость может быть выражена через давление и напряжение по формуле [Alcalde et al., 2006]:

$$d\phi = -(c_{bc}(1 + \phi) - c_r)d\bar{\sigma}. \quad (3.3)$$

Описание малосжимаемой жидкости допускается введением изотермической сжимаемости жидкости $c_f = \frac{1}{\rho_f} \frac{d\rho_f}{dp}$, где ρ_f – плотность жидкости.

Модель со времени работы [Gutierrez et al., 1998] усложнилась, и появилась новая характеристика общей сжимаемости среды c_{bc} по сравнению с формулой (3.1).

В работе [Alcalde et al., 2006] авторами были проанализированы распределения деформаций при решении совместной системы уравнений и сделан вывод, что зона разрушения распространяется далеко от скважины и выражается понижением проницаемости пород. Свойства пород редко восстанавливаются до первоначального состояния. Распределение порового давления может охарактеризовать степень снижения проницаемости по радиусу с определением размера зоны возможного разрушения. В этом случае требуется более тщательное изучение геометрии и предела зоны повреждения для создания программы бурения.

В работе [García et al., 2005] предлагается другой способ учета изменения пористости с давлением и приращение пористости:

$$\partial\phi = -[d\phi - (c_{bc}(1 + \phi) - c_r)d\bar{\sigma}](\partial\sigma_m - \partial p), \quad (3.4)$$

где σ_m – представляет собой среднее напряжение. В этой работе авторы также реализовали совместную геомеханическую и гидродинамическую модель с учетом нелинейной порозластичной деформации пород. По мнению Гарсия (García) с коллегами, после внедрения бурового раствора в пласт и увеличения напряжения больше предела прочности возникают микротрещины. Авторами сравнивались две ситуации: в первой были заданы геомеханические параметры

среды без трещиноватости, а во второй – геомеханические параметры для трещиноватых пород. Все напряжения были равны и составляли 5745 psi (39.6 МПа), а начальное давление задавалось 5030 psi (34.7 МПа). Для первого случая наблюдалась ситуация, обычная для гидроразрыва пласта: трещины росли по направлению минимального горизонтального напряжения. Во втором случае только после увеличения проницаемости породы появились трещины и то только тогда, когда напряжение в среде стало намного больше начального (6900 psi = 47.57 МПа).

Важность учета геомеханических факторов в разработке месторождения также находит подтверждение в работах других ученых [Chen et al., 1995; Osorio, 1999]. Построение совместной геомеханической и гидродинамической модели резервуара [Settari et al., 2008] показало, что необходимо иметь реальные значения напряжений, которые можно получить из сейсмических данных. Для скважинных измерений учет геомеханических процессов важен при регистрации акустических сигналов [Odumosu et al., 2009]. В работе [Sayers et al., 2008] предлагается использовать акустические методы для определения целостности пород. На рисунке 3.2 представлен срез поля касательного напряжения вокруг скважины, возникающего при разных горизонтальных напряжениях.

В результате использования модели, описанной в работе [Wu et al., 2009], было рассчитано распределение нефтенасыщенности, возникающее при разных режимах бурения. В работе [Глебов и др., 2014] для оценки устойчивости стенок скважины обновление геомеханической модели месторождения происходило в реальном времени, что позволило провести скважины рекордной длины.

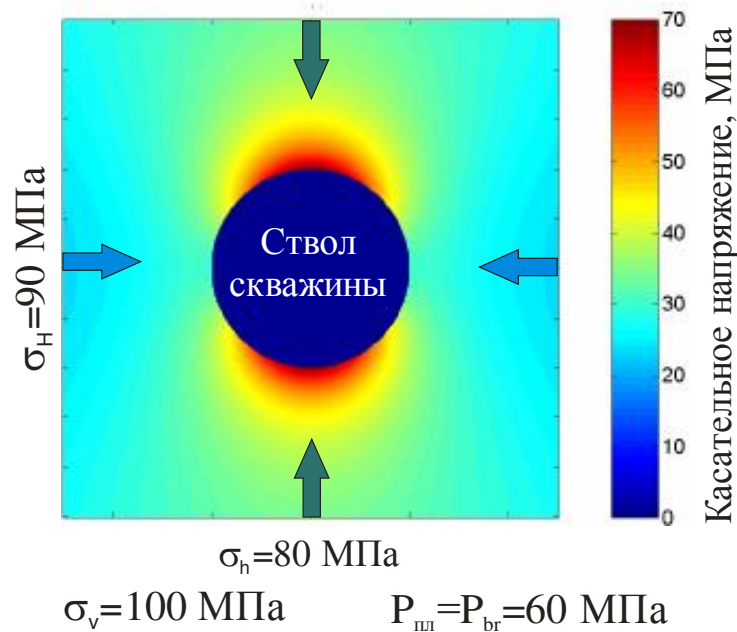


Рисунок 3.2 – Горизонтальная проекция касательного напряжения вокруг вертикальной скважины. Разрушение стенок скважины с большой вероятностью пройдет по оси σ_H , где величина касательного напряжения достигает максимума в 60 МПа (красная область). При другом давлении в скважине картина изменится

Проблемы, решаемые с помощью геомеханики, относятся к моделированию плотных нефтенасыщенных пород (песчаники и сланцы), имеющих две отличительные черты [Zoback, 2007]. Первая черта связана с их сильной литологической неоднородностью, из-за чего требуется искать подходящие методы решения уравнений, учитывающих разномасштабность геомеханических и гидродинамических процессов [Wang X. et al., 2015; Ita et al., 2015]. Вторая черта: требуется учет капиллярных сил, оказывающих значительное влияние на процесс фильтрации в плотных породах [Xiong et al., 2015]. В определенных случаях необходимо учитывать большие деформации, для которых стандартные приближения не действительны [Kim, 2015], и разрабатывать более быстрые алгоритмы решения уравнений и соответствующую технику их дискретизации [Khodabakhshi et al., 2015; Doster et al., 2015].

В статье [Баранов и др., 2002] исследовано аналитическое решение *пороупругой задачи*¹ в окрестности скважины в рамках теории Био, с реальными геологическими параметрами коллектора. Наибольшее возмущение напряжения в окрестности скважины происходили в радиусе 5–10 м. Авторами сделан вывод, что пренебрежение упругим деформированием насыщенной среды в окрестности скважины влияет на оценку проницаемости породы. Аналогично в работе [Шелухин и др., 2012] внимание акцентируется на учете геомеханических параметров при моделировании процесса проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. П. А. Каменевым с Л.М. Богомолковым [Каменев, Богомолков, 2013] произведена оценка предельного горизонтального и вертикального напряжений с целью предотвращения осложнений при бурении в тектонически сложном районе о. Сахалин. В работе [Астраханцев и др., 2014] описываются разработанные аппаратурно алгоритмические средства, диагностирующие анизотропию поля напряжений и напряженное состояние области в окрестности скважины.

В работах [Назарова и др., 2010; Ельцов и др., 2012в; Назарова и др., 2013] представлена одномерная цилиндрически-симметричная модель, учитывающая геомеханические факторы при интерпретации каротажных данных. В результате численного эксперимента было выяснено, что радиус необратимых деформаций r_* (а значит и область низкой проницаемости) может быть определен по соотношению:

$$r_* = r_{bh} \left[(1 - \operatorname{tg}\theta) \frac{q\sigma_v + C_0 \operatorname{ctg}\theta - \phi P_c}{P_{пл} + C_0 \operatorname{ctg}\theta - \phi P_c} \right]^{0.5(\operatorname{ctg}\theta - 1)}, \quad (3.5)$$

где r_{bh} – радиус скважины, θ – угол внутреннего трения, q – коэффициент бокового распора, σ_v – вертикальное напряжение, ϕ – пористость, C_0 – сцепление скелета пород, P_c – поровое давление, $P_{пл}$ – пластовое давление на глубине

¹ Пороупругая задача – уравнения фильтрации, записанные применительно к пороупругой среде, в которой скелет может испытывать упругие деформации.

коллектора. Радиус необратимых деформаций, рассчитываемый по соотношению 3.5, использовался при расчете радиального профиля проницаемости при применении ЕГМиГД модели.

В работе [Нестерова и др., 2012] авторами проанализировано влияние геомеханических характеристик пород на определение ФЕС коллектора по каротажным данным прибора ВИКИЗ. Влияние измененного поля напряжений в условиях неравных горизонтальных напряжений в окрестности скважины на процесс фильтрации бурового раствора необходимо учитывать при интерпретации данных электромагнитного каротажа [Ельцов и др., 2014].

Собственно гидродинамические процессы в окрестности скважины вносят пренебрежимо малый вклад в величину напряжений. На основании этого предполагается, что после окончания бурения скважины поле напряжений не изменяется. Это позволяет, рассчитав поле напряжений, определить радиальное распределение проницаемости, совместив системы уравнений, описывающих геомеханические и гидродинамические процессы, и решать дальше только гидродинамическую задачу. Схематически процесс интерпретации (Рисунок 3.3) представляет собой электрогидродинамическую инверсию каротажных данных с учетом геомеханических характеристик породы.

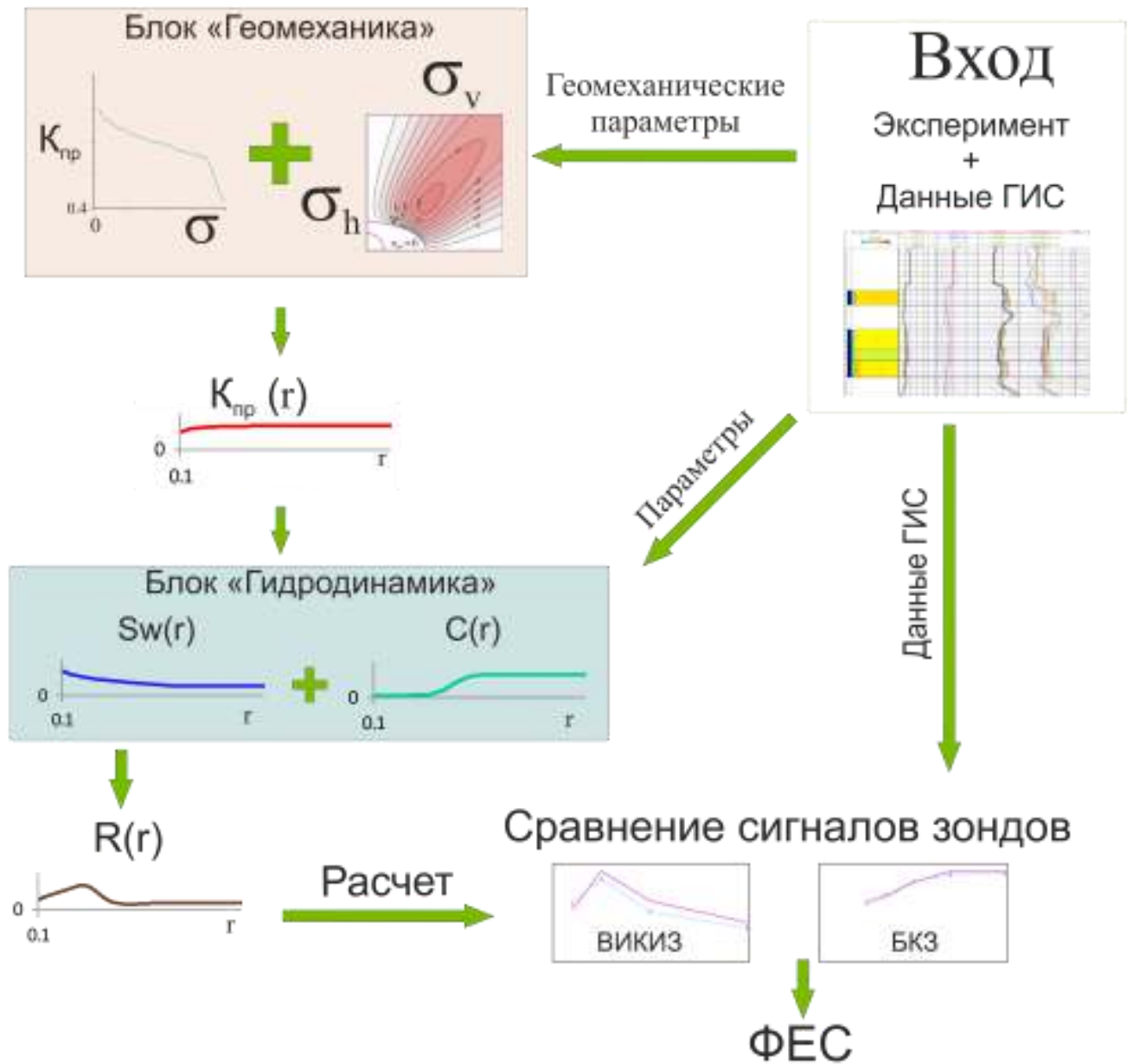


Рисунок 3.3 – Схема электрогидродинамической инверсии каротажных данных с учетом геомеханических характеристик породы

3.2. Главные напряжения вблизи скважины

Величина и направление главных напряжений меняется в зависимости от геологических условий залегания формаций. Влияние на ствол скважины неравенства горизонтальных напряжений можно проиллюстрировать примером (Рисунок 3.4) из статьи [Balland et al., 2009].

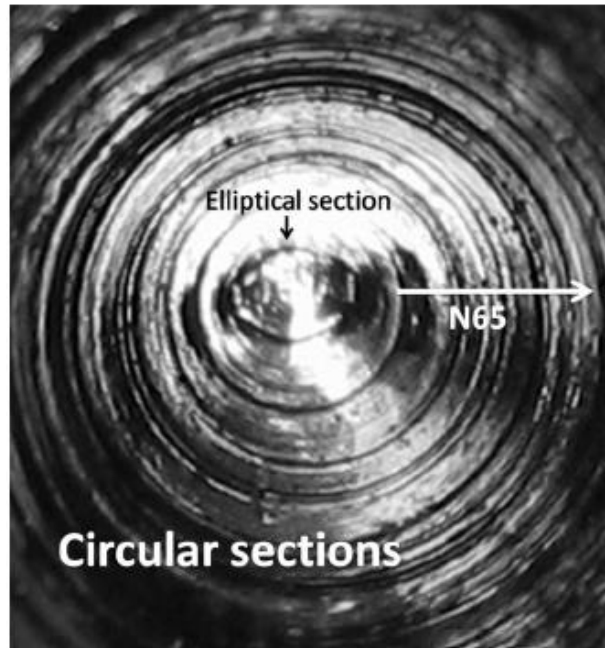


Рисунок 3.4 – Фотография, сделанная в скважине [Balland et al., 2009]

На фото представлена стенка шероховатой скважины глубиной 3–4 м. Форма горизонтального среза скважины сверху представлена кругом, а книзу вытягивается в эллипс. Такое поведение боковой поверхности скважины объясняется влиянием поля напряжений: горизонтальные напряжения в верхней части одинаковы, а внизу различаются.

Приведены примеры величин главных напряжений, взятые из публикаций разных авторов (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Поле напряжения вокруг скважины

Название осадочного бассейна, порода		σ_v , МПа	σ_h МПа	σ_H МПа	Поровое давление МПа	Источник
Канада, Alberta Filed	Песчаник	54.3	42	46.7	16.7	[Teichrob et al., 2010]
	Известняк		$0.73\sigma_v$	$0.83\sigma_v$	$0.41\sigma_v$	
Мехико, Sabinas Basin	Песчаник, 1500 м		$0.8\sigma_v$	$0.98\sigma_v$	$0.4\sigma_v$	[Ayala et al., 2007]
	Песчаник, 2500 м		$0.89\sigma_v$	σ_v	$0.85\sigma_v$	
Burgos basin, Песчаник, 2500 м			$81\sigma_v$	$0.82\sigma_v$	$0.56\sigma_v$	
Невада, Rainer Mesa, Туфы	Туф (Каверномер)		1.72			[Blanton, 1985]
	Туф (Керн)		1.79			
	Туф (Минифрак)		2.12			
Техас Lost Hills Field, Песчаник, 2450 м		12.4	12.4	15.1	9.3	[Blanton et al., 1999]
Appalachian Basin, Глины, 2640-3413 м			$0.85\sigma_v$	$1.57\sigma_v$		[Blanton et al., 1983]
Cocopino, Песчаник		10.3	3.4	6.9		[Warpinski et al., 1987]
Колорадо, Piceance basin,	Аргиллит	52.9	44.3		39.4	[Warpinski et al., 1985]
	Песчаник	54.1	46.9		41.4	
	Алеврит	57.2	47.1		43.3	
	Сланец	58.4	56.7		45	
Северное море, Efofisk Field, Известняк		62	40	40	24	[Teufel et al., 1993]
Висконс, Illinois Precambrian, Риолит		2.2	4.2 4.5	5.8 6	0.8	[Haimson et al., 1987]
Китай, туннель в горе длиной до 10км		12.1		$1.3\sigma_v$		[Lu et al., 1989]
Колорадо, Piceance Basin, Mesaverde Group, Песчаник 1960 – 1990 м		47	$0.82\sigma_v$	$0.96\sigma_v$	28.3	[Teufel et al., 1982]

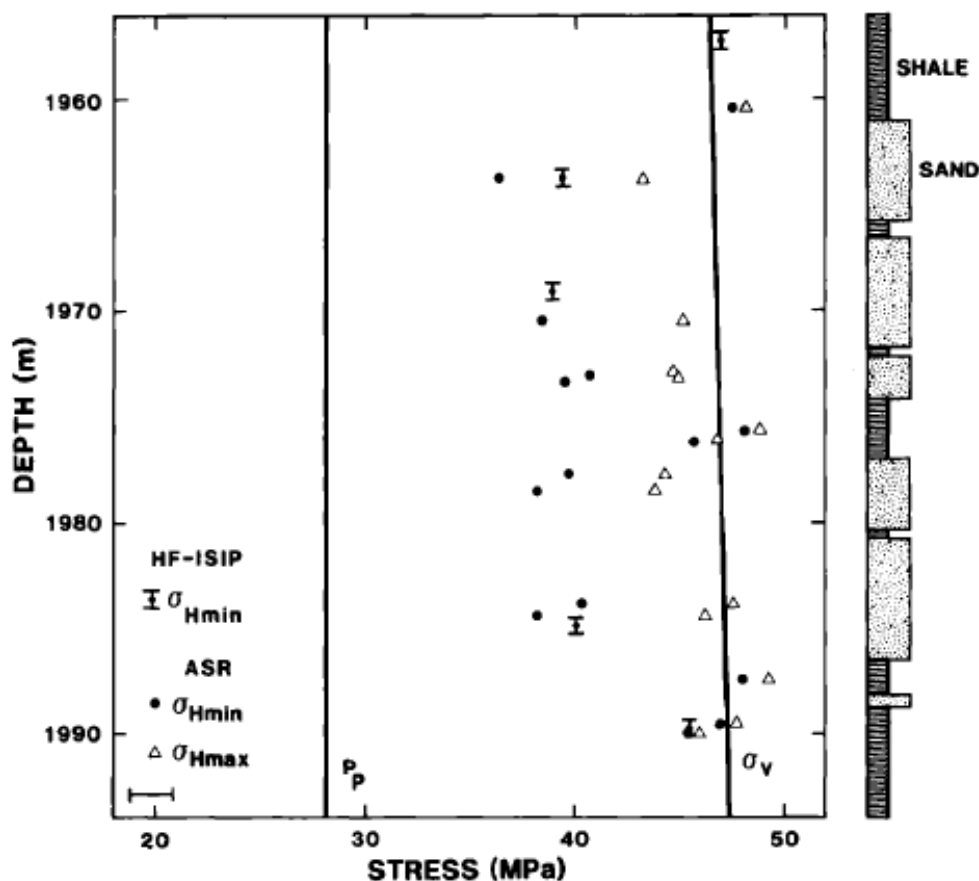


Рисунок 3.5 – Распределение горизонтальных и вертикальных напряжений с глубиной [Teufel et al., 1982]

По результатам работы [Teufel et al., 1982] воссоздано распределение главных нормальных напряжений с глубиной, обладающее рядом особенностей. Во-первых, отношение горизонтальных компонент зависит как от условия осадконакопления, так и от типа породы. В частности, для морских отложений горизонтальные компоненты, как правило, равны. Для речных отложений это не так. В аргиллитах наблюдается равномерное напряжение по всем направлениям, а в песчаниках горизонтальные компоненты могут превышать вертикальное напряжение (интервалы 1990 м, см. рисунок 3.5).

Немецкими учеными составлен мировой атлас поля напряжений, который можно подгрузить в разработанную корпорацией Google программу – Google Earth, и узнать направления и величину главных нормальных напряжений для выбранной территории (Рисунок 3.6).



Рисунок 3.6 – Карта сервиса Google Earth со слоем данных поля напряжений (белые риски), Россия [Heidbach, 2010]

Плотность данных для территории России низка, и пока использовать ее можно лишь в справочном режиме, но идея собрать все сведения о геотектонических напряжениях перспективна. Карта позволяет наглядно оценить влияние крупных географических объектов на региональное поле напряжения.

3.2.1. Аналитическая оценка распределения напряжений вокруг скважины

Для оценки величины параметров ЕГДиГМ модели использованы каротажные данные с двух месторождения Западной Сибири: месторождения, расположенного на севере Новосибирской области (НСО) и Когалымского в Ханты-Мансийском автономном округе.

Для определения коэффициента бокового распора $q = \sigma_h / \sigma_v$ вертикальное напряжение σ_v определялась по формуле [Николаевский, 1996]:

$$\sigma_v = \sum_i^N \rho_i g \Delta h, \quad (3.6)$$

где Δh_i – толщина i -го слоя, ρ – плотность пород, а горизонтальное напряжение σ_h на глубине D рассчитывалась по формуле Гаврилкевича [Гаврилкевич, 1958]:

$$\sigma_h = K * D + 0.66P_{пл}, \quad (3.7)$$

где $K = 0.0083$ [м/Па]. Формула (3.7) следует из уравнения Итона [Eaton, 1969], при $\nu = 0.25$ и $\rho = 2500$ кг/м³:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - P_{пл}) + P_{пл}. \quad (3.8)$$

Были рассчитаны главные напряжения и коэффициент бокового распора по формулам (3.6) – (3.7) (Таблица 3.2).

3.2.2. Определение геомеханических характеристик

В зависимости от имеющейся информации для определения параметров ЕГМиГД модели использовались либо данные ГИС, либо, при наличии результатов геомеханических экспериментов, данные лабораторного эксперимента.

Коэффициент Пуассона и модуль Юнга для месторождения на севере Новосибирской области были определены по данным ГИС в скважине и на керне по двухосевому эксперименту по схеме Кармана. Скважинные данные имели хорошее соответствие с измерениями на керне, но в качестве входных параметров в ЕГДиГМ модели использовались экспериментальные данные [Нестерова и др., 2013]. Для Когалымского месторождения использовались динамические упругие коэффициенты, определенные по скоростям упругих волн, измеренных на образцах керна.

Прочностные характеристики (угол внутреннего трения Θ , сцепление породы C_0 , отношение предела прочности к пределу упругости F) пород месторождения на севере Новосибирской области также были оценены из лабораторных измерений по ранее описанной методике. Из-за отсутствия керна для отложений Когалымского месторождения были подобраны отложения, имеющие сходные физические свойства (проницаемость, пористость, модуль Юнга и коэффициент Пуассона) Berea Sandstone – детально изученные песчаники. В этих песчаниках процент кварца 40 % превышает процент кварца в отложениях Когалыма (20 %). Описанные геомеханические параметры сведены в одну таблицу (Таблица 3.2)

Таблица 3.2 – Геомеханические параметры исследуемых объектов

Нефтяное месторождение	D , м	σ_v , МПа	σ_h , МПа	q	ν	E , ГПа	Θ , гр	C_0 , МПа	F	$P_{пл}$, МПа
Когалымское	2400	51	33.9	0.665	0.29	20.9	27.8	27.2	1.25	22.75
Новосиб. обл.	2500	52	37.95	0.73	0.19	20.7	38.9	24.3	1.2	24.9

3.3. Примеры гидродинамической интерпретации каротажных данных с учетом напряженного состояния среды

Приведенные примеры показывают, что учет геомеханических характеристик пород при интерпретации данных ЭМК с использованием

гидродинамической инверсии повышает точность определения ФЕС [Нестерова и др., 2014].

В отличие от алгоритма, изложенного в разделе 7 главы 1, при интерпретации данных ЭМК предварительно происходит расчет поля напряжений с определением области возможного разрушения вокруг скважины по формуле (3.5), учитывается зависимость проницаемости от напряжения (Рисунок 2.27). Рассматривается случай бурения скважины на небольшой репрессии – максимум 5 % от давления пласта $P_{пл}$, в результате чего, после вскрытия коллектора, поле напряжения сильно не меняется, что позволяет рассчитать геомеханический блок единой модели один раз и сделать это до начала моделирования фильтрации бурового раствора в пласт. Результатом геомеханического этапа построения модели является определение радиального распределения проницаемости, которое затем используется при гидродинамическом моделировании как изображено на схеме, представленной на рисунке 3.3. Далее интерпретация данных ЭМК происходит аналогично интерпретации данных, описанной в разделе 7 главы 1.

Для расчета поля напряжений использовалась программа GENM [Назаров и др., 2012], в которой учитываются геомеханические характеристики коллектора. В выбранной модели используется зависимость проницаемости от напряжения, представленная в работе [Holt, 1990], ее параметры приведены на рисунке 2.27.

Для определения значений геомеханических параметров (коэффициентов геомеханических уравнений) был проведен анализ материалов и разработана методика [Киндюк и др., 2012]. Геомеханические параметры, используемые в ЕГДиГМ модели, представлены в таблице 3.2, а гидродинамические параметры – в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Гидродинамические параметры Когалымского месторождения

Дин. вязкость нефти, Па·с	0.0008
Дин. вязкость воды, Па·с	0.0004
Пластовое давление, Мпа	22.75
Время бурения, ч	141
Репрессия в % от $P_{пл}$	5
Минерализация бурового раствора, г/л	1.4
Минерализация пластовой воды, г/л	14
Коэффициенты в формуле Арчи – Дахнова	$n_{\phi} = -2; n_{Sw} = -2; n_C = -1; A = 1$
Степени относительной фазовой проницаемостей	$e_w = 2; e_o = 3$
Параметры глинистой корки	$K_{\pi} = 0.6; K_{\pi\pi} = 3 \cdot 10^{-17} \frac{2}{\text{м}}; \delta = 0.05$
Упругость, 1/Па	$5 \cdot 10^{-10}$
Коэффициент проницаемости пласта $K_{\pi\pi}$, мД	50

3.3.1. Обработка и интерпретация материалов Когалымского месторождения

На примере выполненной интерпретации данных ЭМК Когалымского месторождения показана важность учета геомеханических характеристик коллектора. В разработанной методике интерпретации данных ЭМК первым этапом является разбиение сложного коллектора на отдельные однородные пласты, как представлено на рисунке 3.7. Слои коллектора, участвующие в моделировании, выделены цветом [Нестерова и др., 2014].

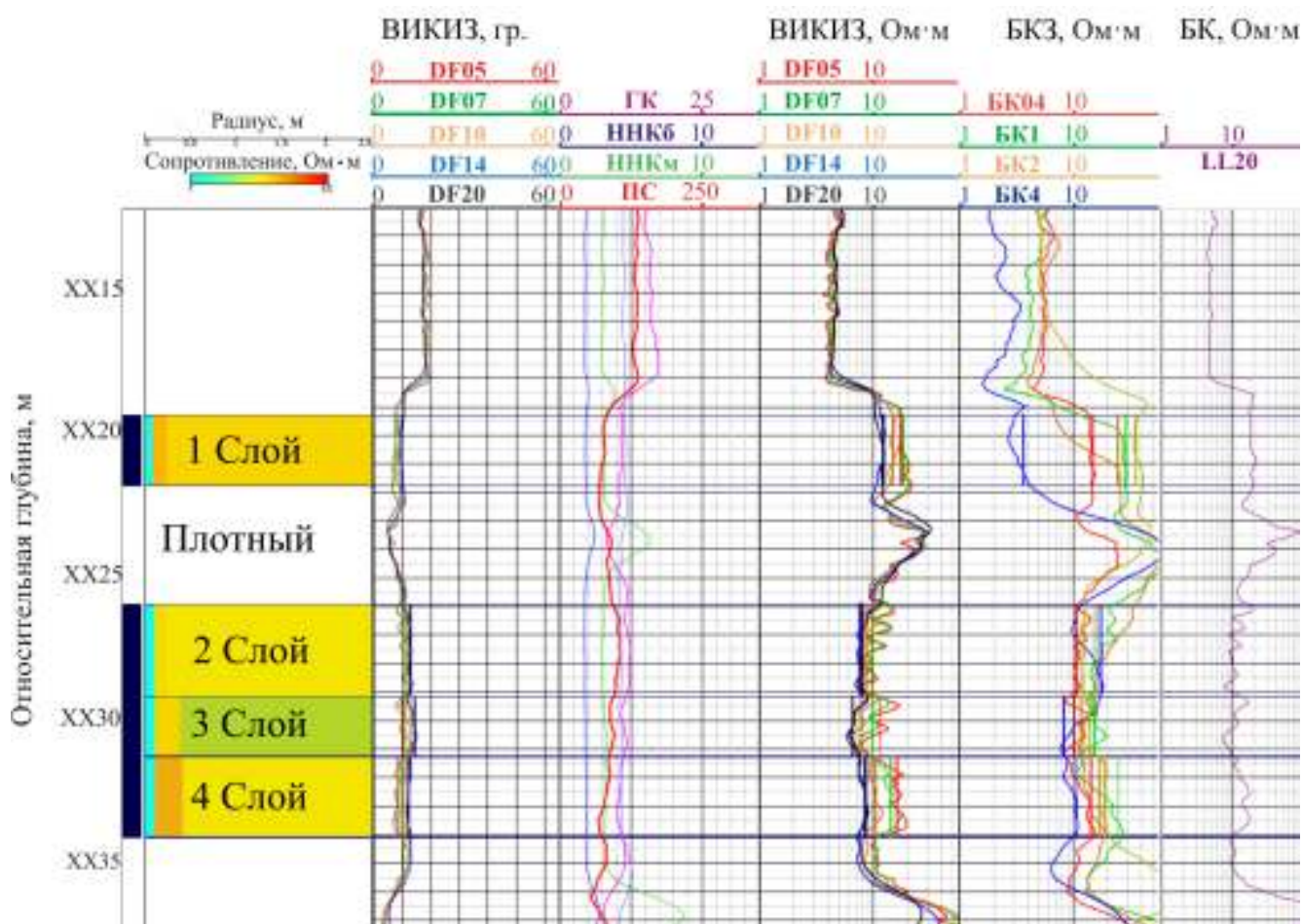


Рисунок 3.7 – Планшет геофизических данных для коллектора Когалымского месторождения. Выделенные слои интерпретируются с использованием ЕГДиГМ модели

Коллектор имел карбонатный слой, делящий его на две части. Дополнительное разбиение выполнено на основании сигналов зондов ВИКИЗ в толщах однородных пластов. Нефтенасыщенность в каждом слое предполагалась разной.

Вторым этапом методики является определение параметров гидродинамической модели (см. таблица 3.3), и геомеханических параметров (см. таблица 3.2). По программе GENM рассчитывается радиальный профиль УЭС (Рисунок 3.8).

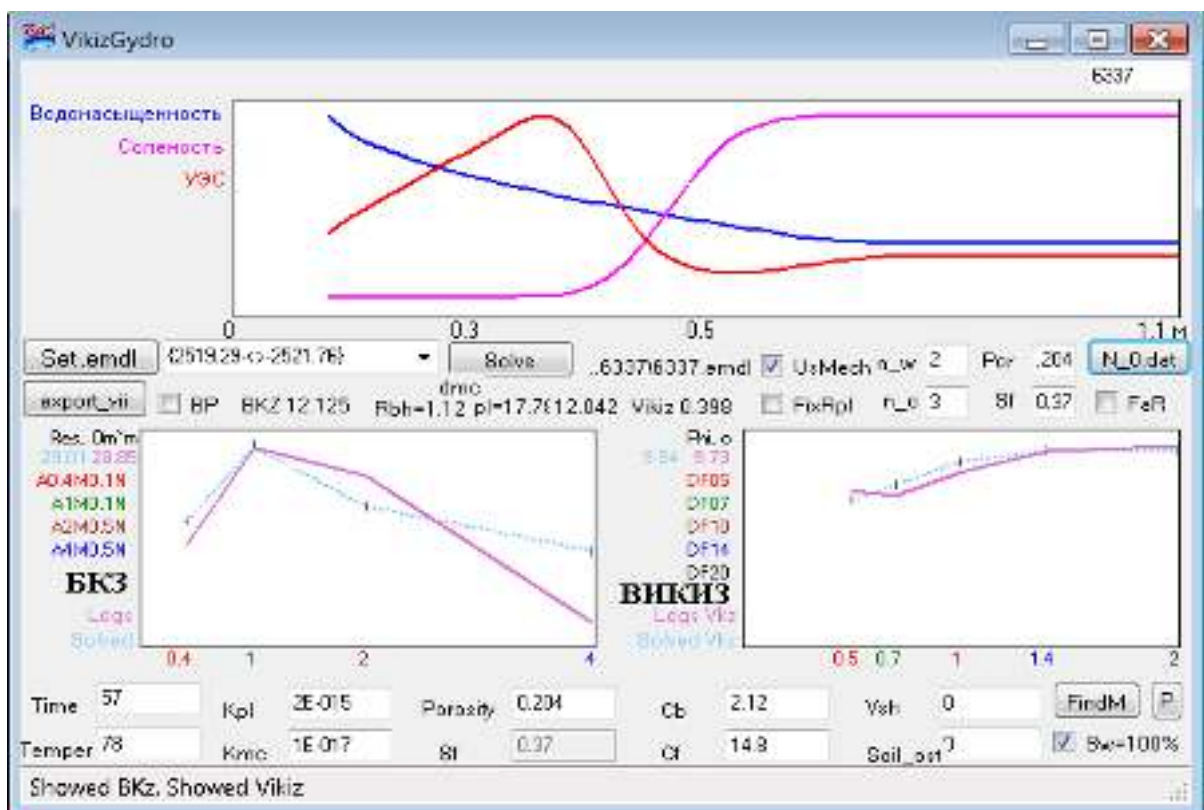
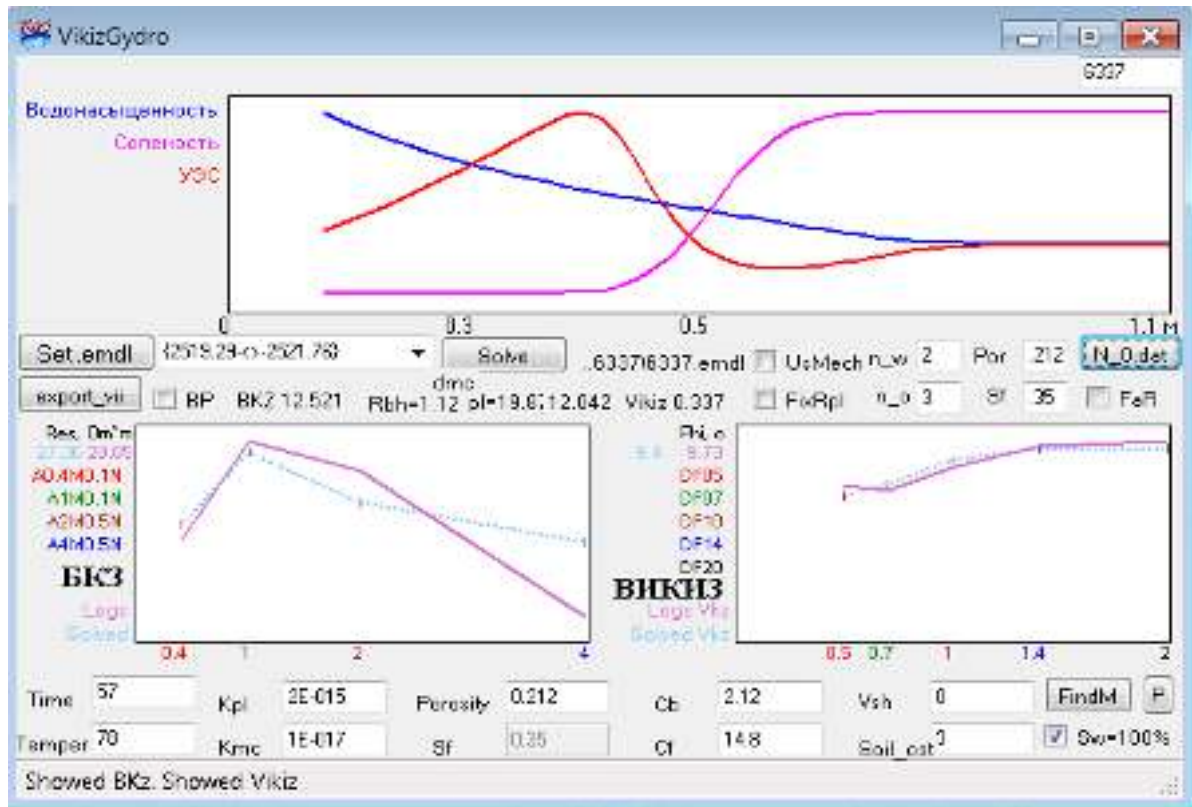
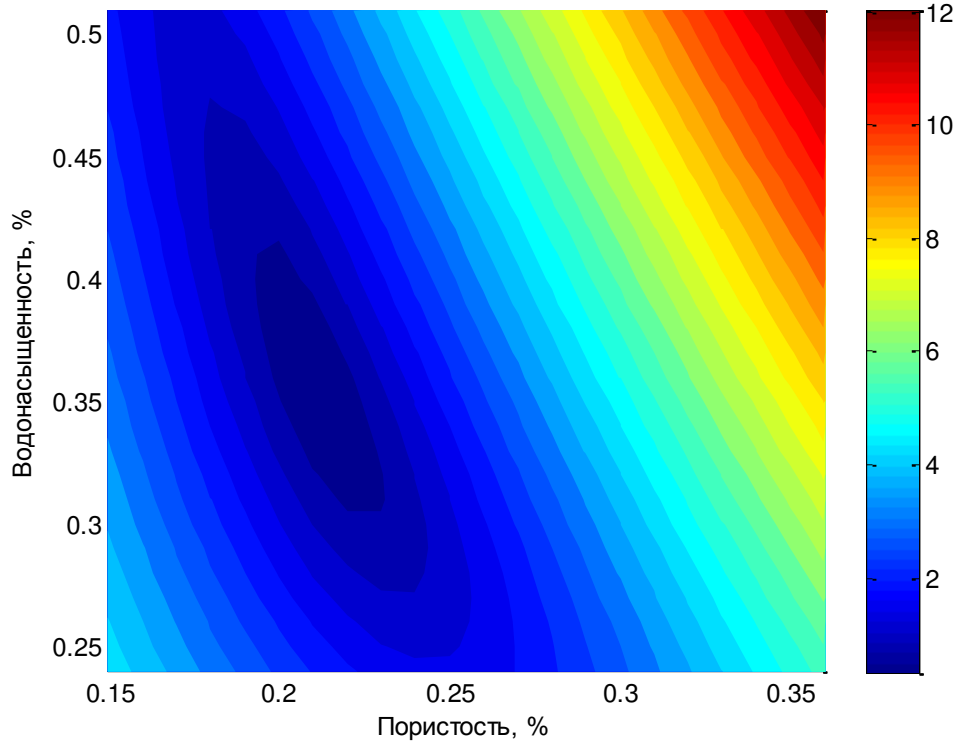


Рисунок 3.8 – Результаты ГД моделирования (сверху), без учета геомеханических характеристик, и (снизу) с учетом геомеханических характеристик, для первого слоя коллектора месторождения Когалыма

Следующим этапом является определение искомым параметров (пористость, нефтенасыщенность) последовательным итеративным расчетом. Точность расчета проверяется сравнением значений рассчитанных и измеренных в скважине сигналов зондов. При фиксации остальных гидродинамических параметров модели минимум значения функционала невязки F_{err} определяется по формуле (1.33). Карты линий уровня функционала невязки по данным первого слоя для случаев гидродинамического моделирования без учета геомеханических факторов и с учетом их представлены на рисунке 3.9. На данных картах видно существование минимума функционала невязки F_{err} , что позволило автоматизировать процесс подбора параметров электрогидродинамической инверсии, а значит, быстрее и точнее определять ФЕС коллектора.

На рисунке 3.8 показано влияние геомеханических параметров породы на определение пористости и нефтенасыщенности: радиальное распределение УЭС отличается, определенные K_p и $K_{нг}$ разнятся на 1 и 2 % соответственно.

Величина невязки для данных ВИКИЗ для слоя №1 без учета геомеханики



Величина невязки для данных ВИКИЗ для слоя N1 с учетом геомеханики

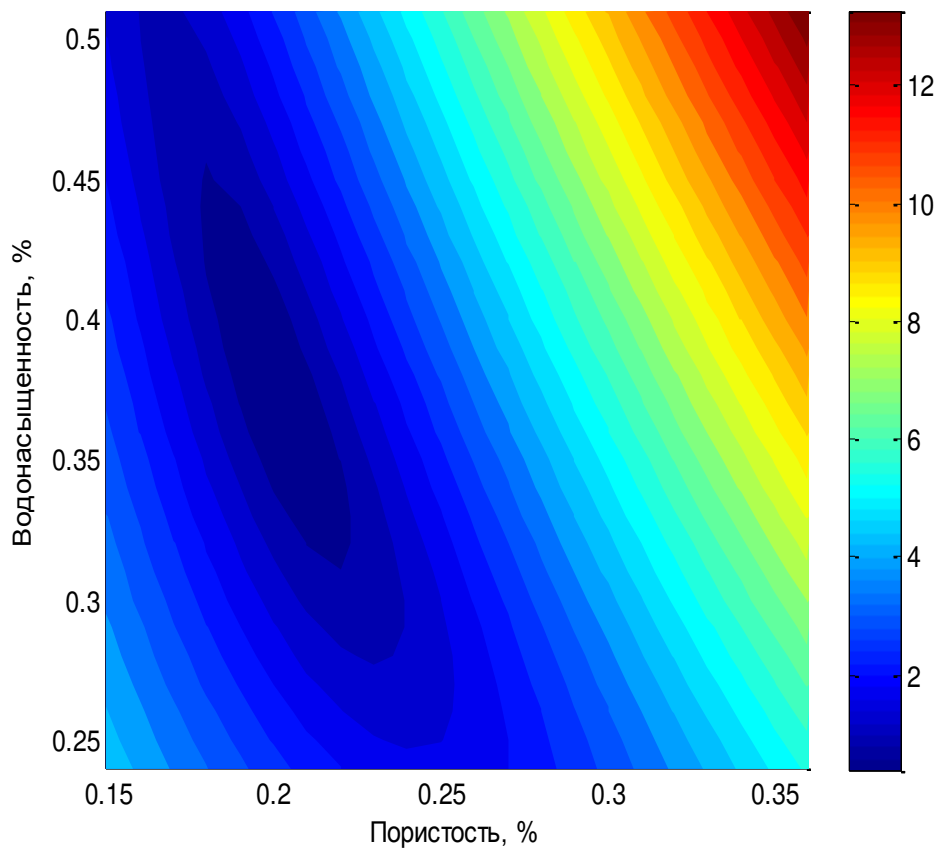


Рисунок 3.9 – Карта линий уровней функционала невязки (верхнее) для ГД модели и (нижнее) для ЕГДиГМ модели для первого слоя месторождения Когалыма

Из сравнения профилей УЭС для первого слоя (Рисунок 3.10) видно, что радиальное распределение УЭС, рассчитанное с учетом геомеханических характеристик, сдвигается в сторону стенки скважины относительно профиля УЭС, рассчитанного без учета геомеханических факторов.

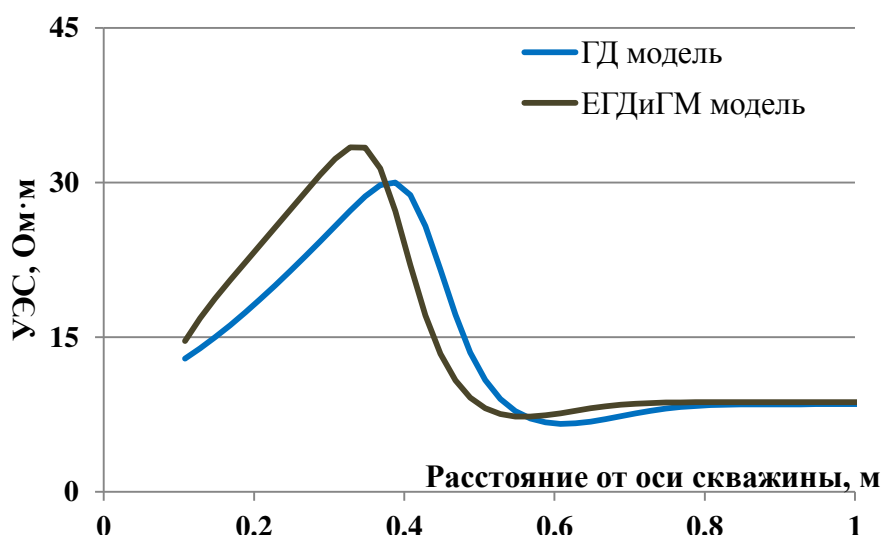


Рисунок 3.10 – Радиальные профили УЭС, полученные (синим) без учета геомеханических параметров пород и (коричневым) с учетом геомеханических характеристик пород первого слоя коллектора месторождения Когалыма

На рисунке 3.11 для четырех слоев коллектора Когалымского месторождения представлено сопоставление величины пористости, определенной по предложенной методике, с учетом геомеханических факторов, без учета этих факторов при гидродинамическом моделировании и с пористостью, измеренной на керне (Рисунок 3.11). Нефтенасыщенность, рассчитанная двумя способами, сравнивается с нефтенасыщенностью из петрофизического заключения ОАО «Когалымнефтегеофизики», сделанного по расширенному комплексу (ГК, НКТ, ПС, ВИКИЗ) [Нестерова и др., 2014].

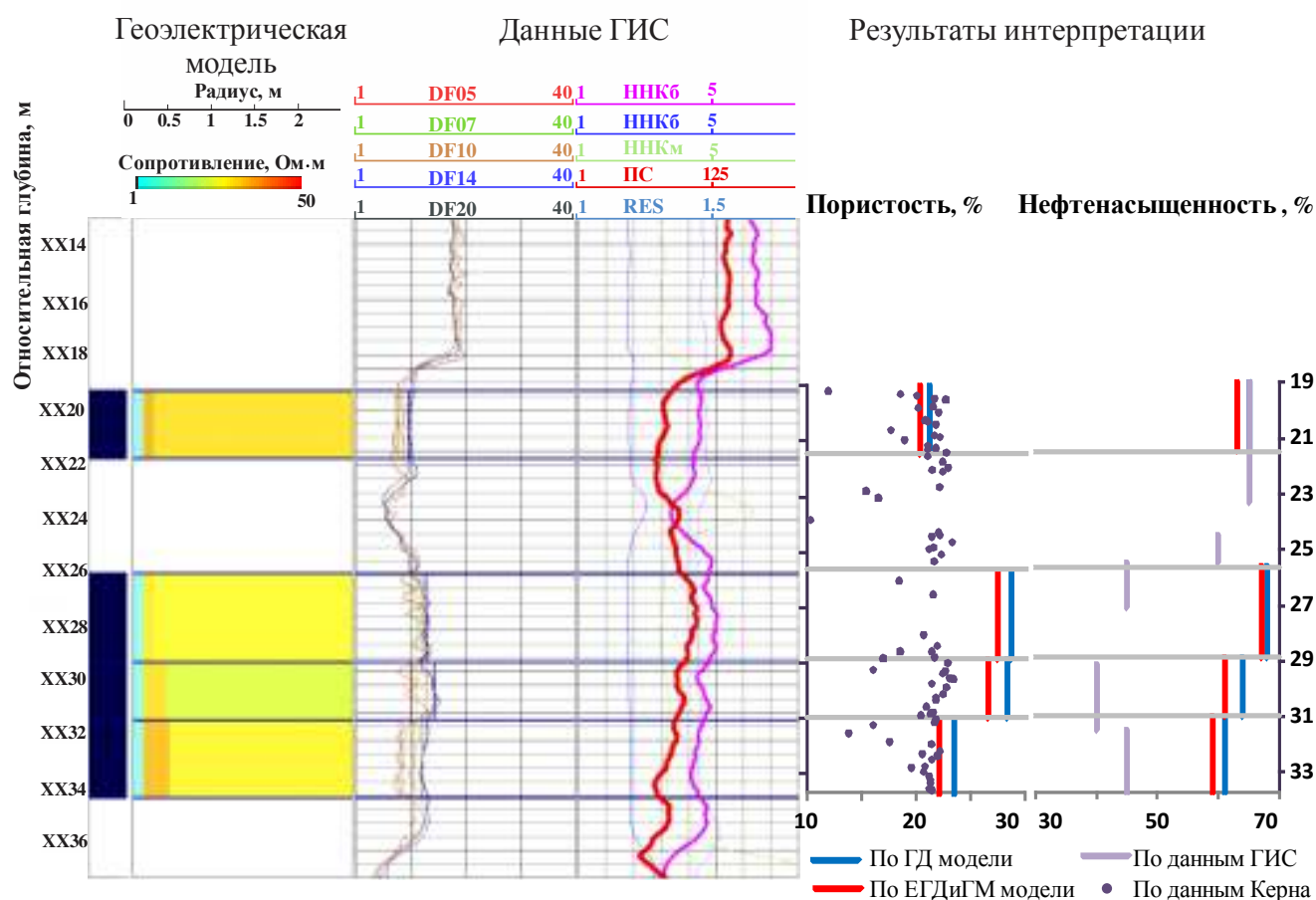


Рисунок 3.11 – Геоэлектрическая модель коллектора, каротажные кривые ВИКИЗ, ГК, с ПС (слева), и результат интерпретации данных каротажа Когалымского месторождения (справа) на основе гидродинамической модели с учетом геомеханических характеристик (красным), и – без учета (синим)

Из сопоставления следует, что с учетом геомеханических параметров при гидродинамическом моделировании пористость и нефтенасыщенность определяются точнее. Уточнение определения пористости составило 1–3 %, нефтенасыщенности 1–5 %. Размер керна не совпадает с размером области моделирования гидродинамических процессов: 3 см и 1 м, что приводит к некоторому расхождению итоговых данных электрогидродинамической инверсии и керновых измерений, при этом, очевидно, результаты измерений на керне имеют очень большой разброс.

3.3.2. Обработка и интерпретация материалов месторождения севера НСО

Для нефтяного месторождения, находящегося в Новосибирской области, аналогично были определены петрофизические свойства по данным геофизических методов, с применением описанного подхода. Целевым объектом являлся пласт Ю1-1. Расширенный комплекс содержал методы ГГКп, ГК, ННКТ, ВИКИЗ, ИК, ДС.

Коллекторы пласта Ю1-1 представлены песчаником с карбонатным цементом.

Представлены гидродинамические параметры модели, на основе которой делалась оценка петрофизических свойств коллектора (Таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Гидродинамические параметры месторождения СНО

Дин. вязкость нефти, Па·с	0.001
Дин. вязкость воды, Па·с	0.0003
Пластовое давление, МПа	24.9
Время бурения, ч	25
Репрессия, % от $P_{пл}$	3
Минерализация бурового раствора, г/л	35
Минерализация пластовой воды, г/л	25
Коэффициенты в формуле Арчи – Дахнова	$n_{\phi} = -2; n_{sw} = -2; n_c = -1; A = 1$
Степень относительной фазовой проницаемости	$e_w = 2; e_o = 3$
Параметры глинистой корки	$K_{п} = 0.6; K_{пп} = 4 \cdot 10^{-17} \cdot 2^2 \text{ м}; \delta = 0.05$
Упругость, 1/Па	$5 \cdot 10^{-10}$
Коэффициент проницаемости пласта $K_{пп}$, мД	70

Планшет геофизических данных изображен на рисунке 3.12.

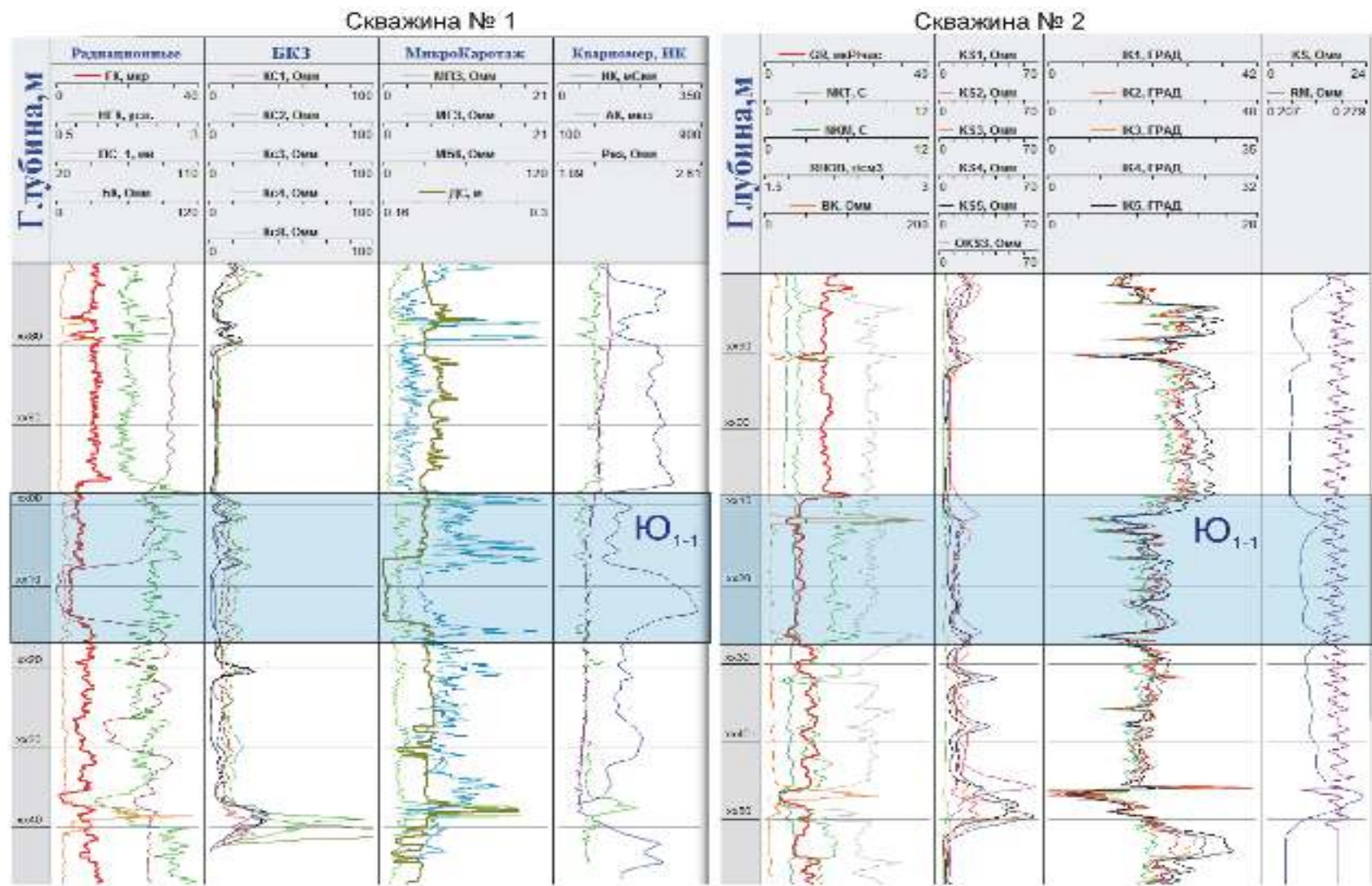


Рисунок 3.12 – Планшет ГИС и исследуемый пласт Ю1-1 двух скважин месторождения севера НСО

Результат проведенной интерпретации данных ВИКИЗ показан на рисунке 3.13.

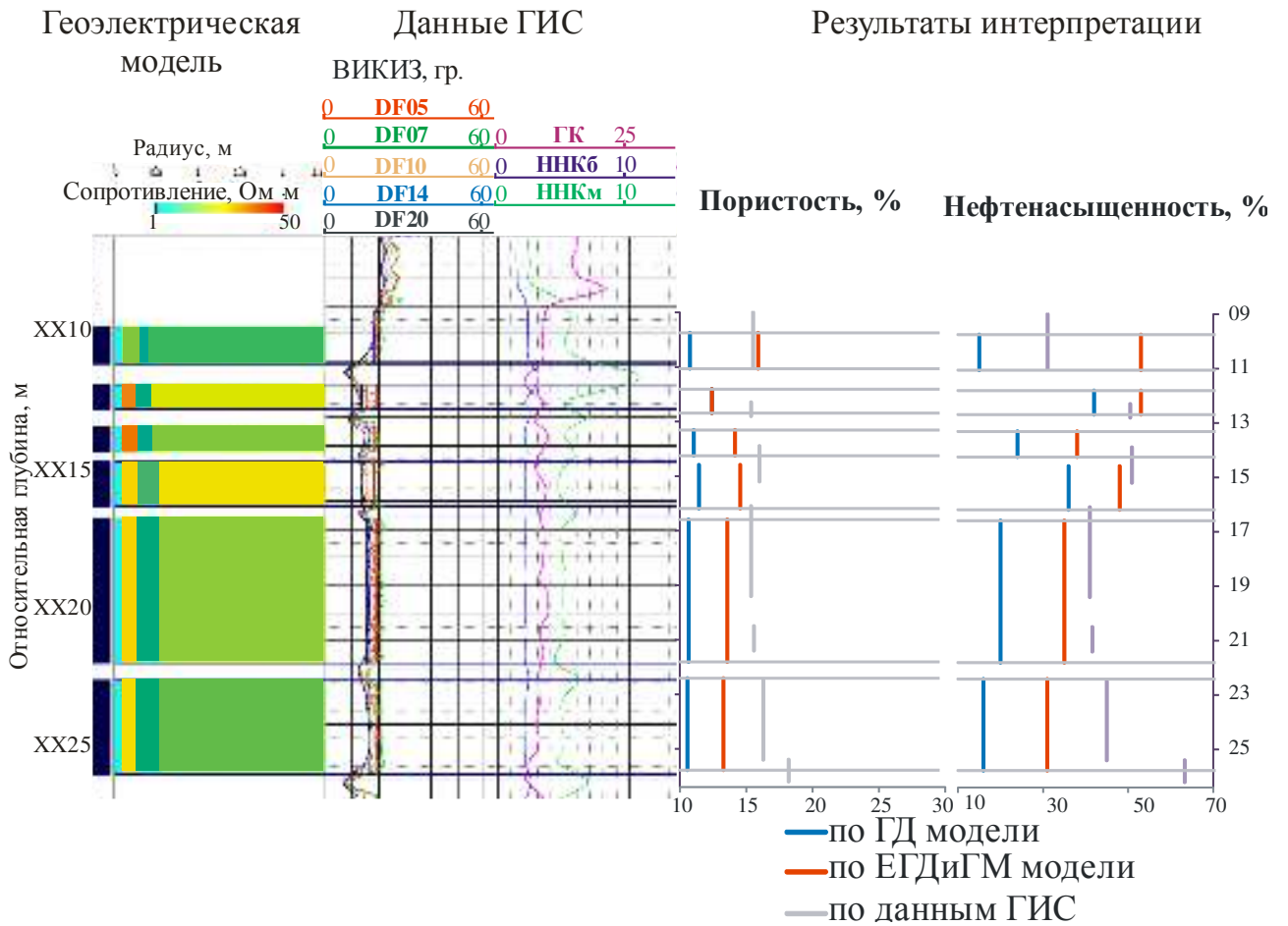


Рисунок 3.13 – Результат интерпретации каротажных данных месторождения севера НСО на основе гидродинамической модели с учетом геомеханических характеристик (красным), и – без учета (синим). Результат электрогидродинамической инверсии с учетом геомеханических характеристик пород, серым показаны границы слоев коллектора

Сравнительный анализ данных на графиках показывает, что результаты стандартной интерпретации данных ГИС и результаты, полученные описанным ранее способом, расходятся. Расхождение тем больше, чем больше водонасыщенность пласта, что, вероятно, указывает на неудачный выбор степеней относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти. Но, несомненно, учет геомеханических параметров улучшает результат интерпретации для пористости на 1–5 % и нефтенасыщенности – на 5–15 %.

Пористость пяти образцов керна коллектора определялась в петрофизической лаборатории ИНГГ СО РАН Н. А. Голиковым [Киндюк и др., 2012]. По результатам измерений пористости на керне ее значения составили 8–16 % на интервале в 1 м. Гидродинамическая модель настраивается по значениям, усредненным по всему слою. При усреднении материалов на интервал слоя коллектора результаты определения ФЕС согласуются с результатами интерпретации ОАО «Когалымнефтегеофизики» расширенного комплекса ГИС (см. рисунок 3.13).

Опробование методики интерпретации данных ЭМК с учетом геомеханических характеристик пород на реальных промысловых данных показывает уточнение значений пористости на 2 %, и нефтенасыщенности – на 10 %. Вместе с тем, вероятно, более ярко влияние учета геомеханических характеристик должно проявиться при оценке фильтрационных свойства коллектора. В следующем разделе показано более яркое влияние учета геомеханических параметров на оценку проницаемости.

3.3.3. Анализ влияние геомеханических процессов на интерпретацию данных электромагнитного каротажа

Наравне с рассмотренными ранее примерами интерпретации реальных данных важно определить степень влияния геомеханических характеристик породы на результат электрогидродинамической инверсии.

Следующие факторы определяют режим деформации (пластическая или упругая) и характер зависимости проницаемости от напряжения:

- Соотношение величины напряжения в породе и ее предела прочности на сжатие.
- Влияние окружающих условий – отношение горизонтальных к вертикальным напряжениям, т.е. величина бокового распора.

Для условий Западной Сибири по публикациям [Девидсон и др., 2006] и [Аян и др., 2006] величина бокового распора меняется в диапазоне [0.58–0.72] и [0.55–0.62] соответственно.

Для обоснования важности учета геомеханических характеристик пород при интерпретации данных ЭМК, из базы данных PetroMechBD [Ельцов и др., 2015], представляющей собой реестр образцов с широким набором петрофизических и геомеханических характеристик, были выбраны три образца с условными номерами 1, 2 и 3 [Нестерова и др., 2016]. Характеристики этих образцов послужили входными параметрами ЕГДиГМ модели. Все образцы породы отобраны на месторождениях Западной Сибири, а использованные в модели значения параметров приведены в отдельной таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры ЕГДиГМ модели

Свойства коллектора	Образец 1	Образец 2	Образец 3
Тип породы	Песчаник крупно-среднезернистый	Алевролит крупнозернистый с карбонатным цементом	Песчаник крупно-среднезернистый
Стратиграфический горизонт	Нижнехетская свита	БТ17	Тогурская свита
Глубина образца, м	2820	3324	2979
Пористость, %	22	5	12
Проницаемость, мД	15	1.2	2
Начальная нефтенасыщенность, %	66	55	52
Пластовое давление, МПа	20	20	20
Минерализация пластовых вод, г/л	6	40	30
Минерализация фильтрата бурового раствора, г/л	1.2	25	15
Кпр. глинистой корки, мД	0.003	0.003	0.003
Коэффициент бокового распора, ед.	0.4	0.4	0.4
Прочность образца на сжатие в пластовых условиях, МПа	78.35	215	50
Угол внутреннего трения пород скелета коллектора, °	30	31	25

Коэффициент бокового распора был оценен по модели Итона и литературным данным [Попов и др., 2005; Иудин, 2008].

Для оценки влияния геомеханических характеристик пород сначала рассчитывался радиальный профиль УЭС по программе GENM, описывающий гидродинамические процессы в окрестности скважины совместно с геомеханическими процессами. Затем на основе только гидродинамического моделирования без учета геомеханических характеристик пород подбирался второй профиль УЭС, максимально совпадающий с первым рассчитанным профилем УЭС. Сравнив параметры ФЕС моделей, на основе которых были получены профили УЭС (Рисунок 3.14), можно сделать вывод о влиянии геомеханических характеристик пород на результат интерпретации данных электромагнитного каротажа [Киндюк и др., 2016].

На рисунках 3.14–3.16 приведены результаты расчета профилей УЭС для гидродинамических моделей, учитывающих и не учитывающих влияние геомеханических характеристик пород на процессы фильтрации. В гидродинамическую модель, учитывающую геомеханические характеристики пород, параметры брались из таблицы 3.5, а для модели, не учитывающей, – подбирались. Расхождение заданных и определенных параметров указывает на необходимость учета геомеханических характеристик пород.

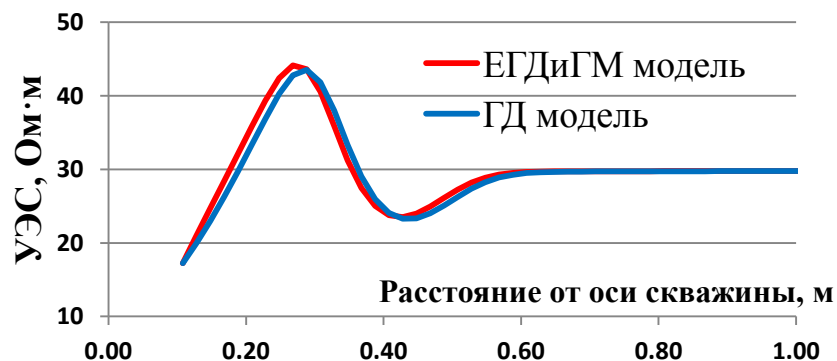


Рисунок 3.14 – Сравнение радиальных профилей УЭС, рассчитанных с учетом геомеханических характеристик породы (красная линия) и без учета (синяя) для образца 1

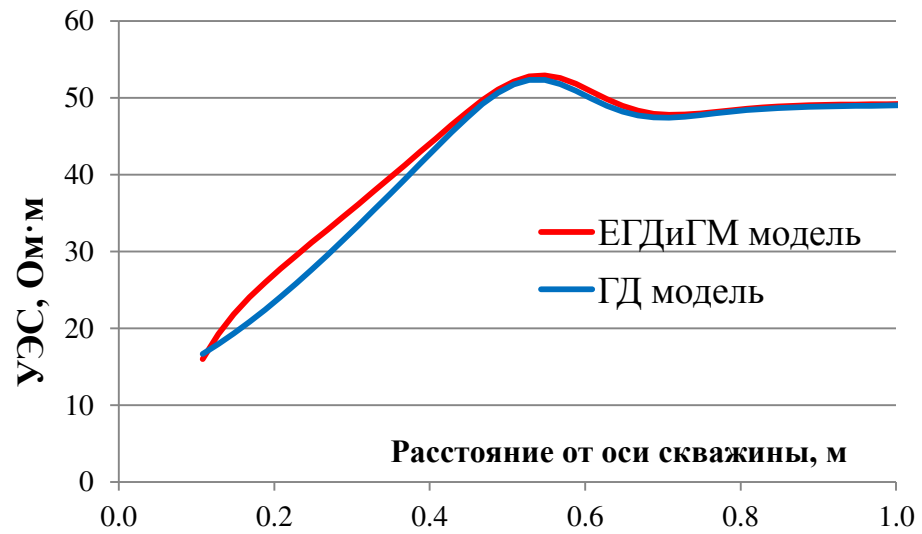


Рисунок 3.15 – Сравнение радиальных профилей УЭС, рассчитанных с учетом геомеханических свойств породы (красная линия) и без учета (синяя) для образца 2

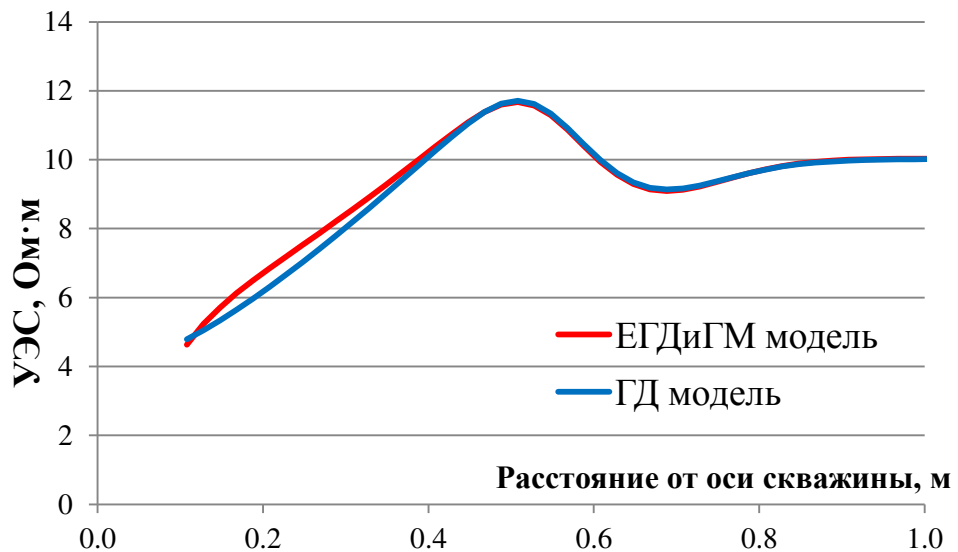


Рисунок 3.16 – Сравнение радиальных профилей УЭС, рассчитанных с учетом геомеханических характеристик породы (красная линия) и без учета (синяя) для образца 3

Подобранные параметры гидродинамической модели сведены в единую таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Результат подбора ФЕС по трем образцам керна

ФЕС коллектора	Образец 1		Образец 2		Образец 3	
	С геомех. характеристиками	Без геомех. характеристик	С геомех. характеристиками	Без геомех. характеристик	С геомех. характеристиками	Без геомех. характеристик
Нефтенасыщенность, %	66	66	55	54	52	51.2
Пористость, %	22	22	5	4.9	12	11.8
Проницаемость, мД	15	2.7	1.2	0.25	2	0.37

Количественная оценка влияния геомеханических характеристик на результат интерпретации – определение ФЕС коллектора показывает, что наиболее чувствительным параметром модели коллектора является проницаемость. Так для образца 1 подобрана проницаемость породы в 5.5 раза меньше заданной для данной породы проницаемости, для образца 2 – в 4.8 раза и для образца 3 – в 5.4 раза. Нефтенасыщенность отличается для образцов 2 и 3 на 1 %, а пористость отличается менее чем на 1 %.

Учет геомеханических характеристик пород позволяет точнее определить ФЕС коллектора, а особенно – проницаемость, что в итоге необходимо учитывать при интерпретации данных электромагнитного каротажа на основе гидродинамического моделирования [Киндюк и др., 2016].

Выводы

Интерпретации данных ЭМК на основе гидродинамического моделирования с учетом геомеханических характеристик коллектора позволяет повысить точность определения ФЕС коллектора.

На реальных промысловых данных была опробована методика интерпретации данных ЭМК с учетом геомеханических характеристик. Для выполнения интерпретации по методике были определены: геомеханические

параметры, зависимость проницаемости от напряжения, распределение поля напряжений в окрестности скважины. Оценка параметров была выполнена на основе проведенных обзоров по направлениям:

- методы учета геомеханических характеристик пород при моделировании свойств коллектора;
- экспериментальные работы, исследующие зависимости проницаемости пород от напряжения;
- расчеты соотношений напряжений в окрестности скважины.

Предложенный соискателем способ определения геомеханических параметров пород на основе данных

- геофизического комплекса каротажа;
- экспериментальных работ на керне с его разрушением;
- с использованием нейронных сетей

позволяет упростить процесс настройки геомеханической модели и ускорить процесс интерпретации данных ЭМК.

Созданная методика интерпретации данных ЭМК с использованием гидродинамического моделирования с учетом геомеханических характеристик пород, позволит повысить точность оценки ФЕС коллектора.

Примеры с синтетическими диаграммами, рассчитанными с использованием параметров реальных образцов (база данных PetroMechBD), показали влияние геомеханических характеристик пород на результат интерпретации данных ЭМК на основе ЕГДиГМ модели: значение проницаемости без учета геомеханических характеристик может отличаться в 5 раз. Это требует учета геомеханических характеристик при интерпретации данных ЭМК на основе гидродинамического моделирования.

Реализованный мультидисциплинарный подход к интерпретации данных ЭМК с моделированием процесса проникновения фильтрата бурового раствора в пористую среду в окрестности скважины позволяет:

Определить случаи, требующие учета геомеханических характеристик пород при интерпретации данных ГИС, в частности при изменении фильтрационной способности породы из-за образования области возможных разрушений в окрестности скважины.

Учесть геомеханические характеристики породы при оценке петрофизических свойств коллектора на основе данных электромагнитного каротажа и тем самым снизить погрешность определения ФЕС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе проводится интерпретация данных электромагнитного каротажа, зарегистрированных во время бурения прибором ВИК-ПБ. Показано, что интерпретация данных ЭМК с использованием гидродинамического моделирования позволяет определять ФЕС коллектора еще до окончания бурения скважины.

Получение разновременных данных (на спуске и подъеме бурового оборудования) позволяет повысить точность определения проницаемости коллектора.

С использованием разработанных соискателем методики и программы на данных:

- каротажа на кабеле (ВИКИЗ + БКЗ) в условиях Когалымского месторождения;
- каротажа на кабеле и каротажа во время бурения (ВИКИЗ, ВИК-ПБ, БКЗ), проведенного в пласте АС4 Западной Сибири

показана возможность проведения электрогидродинамической инверсии данных ЭМК с определением фильтрационно-емкостных характеристик пород (пористости, нефтенасыщенности). При отсутствии представительных данных ГТИ проницаемость определяется лишь качественно. Возможно, более детальная параметризация модели позволит определить проницаемость породы точнее.

На основе аналитического обзора экспериментальных работ выбрана зависимость проницаемости пород от эффективного напряжения, используемая при интерпретации данных ЭМК на основе ЕГДиГМ модели.

В результате проведенного анализа вариантов соотношения компонент напряжения в окрестности скважины по опубликованным статьям были определены характерные соотношения между горизонтальными и

вертикальными напряжениями, что позволило более точно рассчитать параметры ЕГДиГМ модели для терригенных отложений Западной Сибири.

Разработанный способ определения геомеханических параметров пород основан на:

- данных геофизического комплекса каротажа;
- данных экспериментальных работ на керне с его разрушением;
- методе нейронных сетей.

Разработана методика интерпретации данных электромагнитного каротажа на основе моделирования гидродинамических процессов, с учётом данных каротажа во время бурения, изменения напряженно-деформированного состояния среды, вызванного бурением скважины, и данных, полученных в результате геомеханических экспериментов.

В результате применения разработанной методики для данных двух нефтяных месторождений Западной Сибири (Когалымское, север Новосибирской области) проведено уточнение определения ФЕС коллектора по сравнению с методикой основанной только на гидродинамической модели без учета геомеханических процессов.

На синтетических примерах количественно определено изменение ФЕС коллектора с использованием ЕГДиГМ модели (до 5 раз для проницаемости). Таким образом, появляется возможность снизить погрешность определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора, что особенно важно в сложных геологических условиях.

Величина ошибки зависит от поля природных и техногенных напряжений и также связана с гидрофизическими, деформационными и прочностными характеристиками коллектора. Определение области значений параметров единой многофизичной модели пласта, при которых геомеханическими характеристиками породы нельзя пренебречь при интерпретации данных геофизических исследований в скважинах, является предметом последующего исследования.

Дальнейшее развитие данного направления будет также связано с использованием новых зависимостей электропроводности среды от ее структурных и фильтрационно-емкостных свойств; созданием конкретных для каждого отложения зависимостей проницаемости от эффективного напряжения.

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

α – параметр роста корки, определяется через δ

Δh_i – мощность пласта

δ – концентрация твердых (глинистых частиц) в буровом растворе

ε_v – объемная деформация

ε_r – осевая деформация

ε_z – продольная деформация

Θ – угол внутреннего трения

μ – вязкость жидкостей: μ_o – нефти, μ_w – воды

ν – коэффициент Пуассона

ρ – плотность породы

σ – тензор напряжения

σ_m – среднее напряжение равное трети от суммы главных компонент

σ_c – предел прочности породы на сжатие

σ_v – вертикальное напряжение

σ_{hor} – горизонтальное напряжение

σ_H, S_{Hmax} – максимальное горизонтальное напряжения в пласте

σ_h, S_{Hmin} – минимальное горизонтальное напряжения в пласте

σ_r – радиальное напряжение в трехосном испытании керна

σ_z – осевое напряжение в трехосном испытании керна

v_w – скорость фильтрации воды в пласте

v_o – скорость фильтрации нефти в пласте

ϕ – пористость породы

ϕ_{mc} – пористость глинистой корки

ω – общая скорость фильтрации жидкости в пласт ($\omega = v_w + v_o$)

A – константа в формуле Арчи – Дахнова

C_0 – сцепление скелета пород

c_{por} – сжимаемость пор

c_r – экспериментально измеряемая сжимаемость скелета породы

c_{br} – общая сжимаемость среды

c_f – сжимаемости жидкости при постоянной температуре

dr – шаг расчетной сетки в радиальном направлении

E – модуль Юнга

Err – ошибка измерения

e_w – показатель степени насыщения воды относ. фазовой проницаемости

e_o – показатель степени насыщения нефти относ. фазовой проницаемости

f_i – значение сигналов зондов по геофизическим измерениям

$f_{теор}$ – значение сигналов зондов, рассчитанных в результате моделирования

$K, K_{пр}$ – абсолютная проницаемость породы

$K_{мс}, K_{пр_гл}$ – проницаемость глинистой корки

$K_{мс0}$ – минимальная проницаемость глинистой корки

K_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воды

K_{ro} – относительная фазовая проницаемость по нефти

n_{Sw} – показатель степени водонасыщенности в формуле Арчи – Дахнова

n_ϕ – фактор цементации в формуле Арчи – Дахнова

n_c – показатель минерализации в обобщенной формуле Арчи – Дахнова

P – давление

P_c – поровое давление

$P_{пл}$ – пластовое давление на глубине коллектора

q – коэффициент бокового распора

r_{bh} – радиус скважины

r_{max} – максимальный радиус влияния возмущения скважины в пласте

S_w – водонасыщенность

S_g – газонасыщенность

S_{wr} – остаточная водонасыщенность

S_{or} – остаточная нефтенасыщенности

λ – показатель степени в зависимости $K_{rw}=f(S_w)$

V_t – удельный объем фильтрата

V_p – объем пор

АИТ – array induction tool

АРС – array resistivity compensated tool

ИМПЕС – implicit pressure – explicit saturation

ВАК – высшая аттестационная комиссия

СО РАН – Сибирское отделение Российской академии наук

ИГД – Институт горного дела им. Н. А. Чинакала

ИНГГ – Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука

ИГМ – Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева

ИГиЛ – Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева

ЦКП – Центр коллективного пользования

ГИС – геофизические исследования скважин

ГДИС – гидродинамических исследований в скважине

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ЭМК – электромагнитный каротаж

ВИК–ПБ – высокочастотный индукционный каротаж в процессе бурения

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ГТИ – геолого-технологические исследования

КЗО – компоновка забойного оборудования

БР – буровой раствор

БКЗ – боковое каротажное зондирование

БК – боковой каротаж

ННКт – нейтрон–нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

ПС – потенциал самополяризации

ГК – гамма-каротаж

ДС – диаметр скважины

ГГКп – гамма-гамма плотностной каротаж

АКШ – широкополосный акустический каротаж

ИК – индукционный каротаж

НС – нейронные сети

ГД модель – гидродинамическая модель

ЕГДиГМ модель – единая гидродинамическая и геомеханическая модель

НСО – Новосибирская область

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антонов, Ю. Е. Влияние капиллярных сил на формирование зоны проникновения / Ю. Е. Антонов, И. Н. Ельцов // Каротажник. – 2011. – № 4. – С. 57–74.
2. Астраханцев, Ю. Г. Аппаратурно-программный комплекс для скважинных исследований напряженно-деформированного состояния среды / Ю. Г. Астраханцев, Н. А. Белоглазова, Е. А. Баженова, А. Г. Вдовин, А. К. Троянов // Каротажник. – 2014. – № 5(235). – С. 39–51.
3. Аян, С. Прямые измерения минимального горизонтального стресса, проницаемости и анизотропии проницаемости на месторождении Западной Сибири с использованием испытателя пластов на кабеле // С. Аян, А. Ашуров, А. Алпатов, И. Дияшев / SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 3–6 октября, Москва, 2006. – С. 1–11.
4. Баранов, В. Л. Особенности напряженного состояния насыщенного пласта в окрестности возмущающей скважины / В. Л. Баранов, С. Д. Васюткина // Мех. тв. тела. – 2002. – № 5. – С. 157–166.
5. Басниев, К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов // М. : Недра, 1993. – 417 с.
6. Власов, А. А. Система комплексной интерпретации каротажных данных EMF PRO / А. А. Власов, Л. В. Малеева, М. А. Пудова, И. Н. Ельцов // ГЕО-Сибирь-2008. – Т. 5. Недропользование. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. матер. IV Междунар. научн. конгресса «ГЕО-Сибирь-2008», 22–24 апреля 2008 г., Новосибирск. – Новосибирск: СГГА, 2008. – С. 132–137.

7. Гаврилкевич, К. В. Новый метод образования трещин в нефтяных пластах – метод переменных давлений / К. В. Гаврилкевич // Труды ГрозНИИ, Вып. 3. – М. : Гостоптехиздат, 1958. – С 159–170.
8. Глебов, Е. Строительство рекордных скважин с большим отходом от вертикали в Ямальском регионе / Е. Глебов, И. Шокарев, А. Гулов, М. Гайнуллин и др. // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добычи, 14–16 октября, Москва, 2014. – С. 1–18.
9. Глинских, В. Н. Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа с использованием петрофизических моделей электропроводности / В. Н. Глинских, Г. В. Нестерова, М. И. Эпов // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 1001–1010.
10. Гуфранов, М. Г. О динамике изменения свойств породы в прискважинной области / М. Г. Гуфранов // Каротажник. – 2000. – № 77. – С. 75–79.
11. Данаев, Н. Т. Многофазная фильтрация и электромагнитное зондирование скважин / Н. Т. Данаев, Н. К. Корсакова // Алматы : Эверо. – 2014. – 277 с.
12. Девидсон, Б. М. Сокращение количества скринаутов в пластах с высокой проницаемостью на Новогоднем месторождении (Западная Сибирь) // Б. М. Девидсон, И. Файзуллин, Н. Казыханова, А. Гайфуллин, Д. Сенченко / SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 3–6 октября, Москва, 2006. – С. 1–11.
13. Екимова, О. А. Инверсия данных электромагнитного каротажа в классе моделей с непрерывным распределением УЭС / О. А. Екимова, А. Ю. Соболев, И. Н. Ельцов // Каротажник. – 2008. – № 2. – С. 53–58.

14. Ельцов, И. Н. PetroMechBD / И. Н. Ельцов, Н. А. Голиков, В. А. Киндюк, Л. А. Назаров, Л. А. Назарова, Г. В. Нестерова // Свидетельство о гос. регистрации базы данных № 2015620912. – 2015. – Правообладатель: ИННГ СО РАН. – 1 с.
15. Ельцов, И. Н. Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбуриваемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений / И. Н. Ельцов, Л. А. Назарова, Л. А. Назаров., Г. В. Нестерова, А. Ю. Соболев, М. И. Эпов // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 978–990.
16. Ельцов, И. Н. Моделирование зоны проникновения при использовании буровых растворов на водной и нефтяной основе / И. Н. Ельцов, Г. В. Нестерова, А. А. Кашеваров // ПМТФ. – 2012а. – № 4. – С. 97–104.
17. Ельцов, И. Н. Интерпретация данных каротажа (на основе комплексной геофизической и гидродинамической модели) / И. Н. Ельцов // LAMBERT Academic Publishing. – 2012б. – 245 с. ISBN 978-3-8454-7665-0.
18. Ельцов, И. Н. Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения / И. Н. Ельцов, Л. А. Назаров, Л. А. Назарова, Г. В. Нестерова, М. И. Эпов // ДАН. – 2012в. – Т. 445. – № 6. – С. 677–680.
19. Ельцов, И. Н. Петрофизическая интерпретация повторных электромагнитных зондирований в скважинах / И. Н. Ельцов, Г. В. Нестерова, А. А. Кашеваров // Геология и геофизика. – 2011. – № 6. – Т. 52. – С. 852–861.
20. Ельцов, И. Н. Совместная электрогидродинамическая интерпретация данных электромагнитного каротажа в процессе бурения и на кабеле /

- И. Н. Ельцов, А. А. Кашеваров, А. А. Гусеница, В. А. Киндюк // Oil&Gas Russia. –2010а. – Т. 60, № 4. – С. 60–65.
21. Ельцов, И. Н. Эволюция полей деформаций и фильтрационных параметров породных массивов в зонах возможных разрушений в окрестности глубоких скважин / И. Н. Ельцов, Л. А. Назаров, Л. А. Назарова, М. И. Эпов // Физическая мезомеханика. – 2010б. – № 13 (Специальный выпуск). – С. 18–22.
22. Ельцов, И. Н. Гидродинамические процессы при бурении скважины и их влияние на результаты геофизических исследований / И. Н. Ельцов, А. А. Кашеваров, Г. В. Нестерова // Геофизический журнал. – 2009. – Т.31. – № 4. – С. 132–141.
23. Ельцов, И. Н. Новый системный подход к интерпретации данных ГИС и ГТИ на основе комплексных геофизических и гидродинамических моделей / И. Н. Ельцов, М. И. Эпов, А. А. Кашеваров // Технологии ТЭК. – 2005. – № 5. – С. 12–18.
24. Ельцов, И. Н. Комплексная геоэлектрическая и гидродинамическая модель зоны проникновения / И. Н. Ельцов, М. И. Эпов, А. А. Кашеваров // Геофизический вестник. – 2004. – № 4. – С. 13–19.
25. Еремин, В. Н. Аппаратурно-методическое обеспечение электромагнитного каротажа в процессе бурения / В. Н. Еремин, Ю. М. Волканин, А. В. Тарасов // Каротажник. – Тверь : АИС, 2013. – № 226. – С. 62–69.
26. Иудин, М. М. Оценка геомеханических условий разработки месторождения накынского рудного поля // М. М. Иудин / Вестник ЯГУ. – 2008.– Т. 5. – № 4. – С. 15–19.
27. Каменев, П. А. Оценки плотностей осадочных пород по данным акустического каротажа с использованием эмпирических соотношений на примере Сахалина /П. А. Каменев // Вестник краунц. Науки о земле. – 2014. – № 1. – Вып. 23. – С. 69–79.

28. Каменев, П. А. Комплексное исследование напряжений на основе данных каротажа и бурения на примере Сахалина / П. А. Каменев, Л. М. Богомолов // Каротажник. – 2013. – № 228. – С. 13–23.
29. Каменев, П. А. О методах оценок геомеханических параметров массивов осадочных пород «in situ» по данным каротажа / П. А. Каменев, Л. М. Богомолов, С. А. Валетов // Тихоокеанская геология. – 2012. – Т. 31. – № 6. – С. 109–114.
30. Кашеваров, А. А. Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважины / А. А. Кашеваров, И. Н. Ельцов, М. И. Эпов // ПМТФ. – Новосибирск, 2003. – № 6. – С. 148–157.
31. Каюров, К. Н. Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения / К. Н. Каюров, В. Н. Еремин, М. И. Эпов, В. Н. Глинских, К. В. Сухорукова, М. Н. Никитенко // Нефтяной хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 112–115.
32. Киндюк, В. А. Интерпретация каротажных данных с использованием единой электрогидродинамической модели прискважинной зоны / В. А. Киндюк, Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов // XII Международные научный конгресс и выставка ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2016. – Сборник материалов международной научной конференции «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология». – Новосибирск : СГУГиТ, 2016. – Т. 2. – С. 102–106.
33. Киндюк, В. А. Восстановление значения модуля Юнга по данным геофизических исследований в скважинах с помощью нейронных сетей / В. А. Киндюк, А. Ю. Соболев // Тезисы докладов IX международной выставки и научного конгресса «Гео-Сибирь – 2013». – Новосибирск, 2013. – Т. 2. – С. 192–196.

34. Киндюк, В. А. Экспериментальное определение параметров геомеханической модели околоскважинного пространства на примере данных месторождения Западной Сибири / В. А. Киндюк, И. Н. Ельцов, Л. А. Назаров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва : Всероссийский научно-исследовательский организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 2012. – № 10. – С. 41–48.
35. Киндюк, В. А. Синтетические каротажные диаграммы на основе ФЕС модели коллектора / В. А. Киндюк, А. Ю. Соболев, И. Н. Ельцов // Тезисы докладов 4-й всероссийской молодежной научно-практической конференции «Геоперспектива–2010». – Москва, 2010. – С. 106–107.
36. Киндюк, В. А. Электрогидродинамическая интерпретация данных каротажа на примере коллекторов Западной Сибири / В. А. Киндюк, В. С. Игнатов, К. В. Сухорукова, И. Н. Ельцов // Тезисы VIII уральской молодежной научной школы по геофизики. – Пермь : ИГД УО СОРАН. – 2007. – С. 114–116.
37. Корсакова, Н. К. Распределение фаз и внутриворонный обмен солями при проникновении бурового раствора в нефтегазосодержащий пласт / Н. К. Корсакова, В. И. Пеньковский // Механика жидкости и газа. – Новосибирск, 2009. – № 2. – С. 116–124.
38. Лукьянов, Э. Е. Интерпретация данных ГТИ / Э. Е. Лукьянов // Новосибирск. – 2011. – 944 с.
39. Макаров, А. И. Оценка проницаемости пласта по толщине глинистой корки / А. И. Макаров, А. А. Кашеваров, И. Н. Ельцов // Каротажник. – 2010. – № 1. – Вып. 190. – С. 97–114.
40. Макарова, А. А. Моделирование влияния динамики изменения околоскважинной зоны на данные электрокаротажа / А. А. Макарова, Д. Н. Михайлов, В. В. Шако // Геофизика. – № 2. – 2015а. – С. 9–15.

41. Макарова, А. А. Моделирование динамики изменения фильтрационных и электрических свойств околоскважинной зоны с целью оценки ее загрязнения: автореферат ... канд. тех. наук / А. А. Макарова. – М., 2015б. – 28 с.
42. Манаков, А. В. Алгоритм совместного моделирования фильтрационных и геомеханических процессов в прискважинной зоне / А. В. Манаков, В. Я. Рудяк // СЖИМ. – 2012. – Т. XV. – № 1. – С. 53–65.
43. Мирзоев, К. М. Приливные деформации земной коры как природный насос для увеличения нефтеотдачи пластов / К. М. Мирзоев, А. В. Николаев, А. А. Лукк и др. // Каротажник. – Тверь : АИС, 2011. – № 200. – С. 78–93.
44. Михайлов, Д. Н. Комплексный экспериментальный подход к определению кинетики кольтматации пористых сред / Д. Н. Михайлов, Н. И. Рыжиков, В. В. Шако // Нефтянное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 74–75.
45. Назаров, Л. А. ГЕНМ / Л. А. Назаров, Л. А. Назарова, Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов // Св-во о гос. регистрации программ для ЭВМ № 2012619496. – 2012. – Правообладатель: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН. – 1 с.
46. Назарова, Л. А. Эволюция геомеханических и электрогидродинамических полей в массиве горных пород при бурении глубоких скважин / Л. А. Назарова, Л. А. Назаров, М. И. Эпов, И. Н. Ельцов // ФТПРПИ. – 2013. – № 5. – С. 37–49.
47. Назарова, Л. А. Некоторые геомеханические аспекты бурения глубоких скважин в массиве горных пород / Л. А. Назарова, Л. А. Назаров, И. Н. Ельцов, В. А. Киндюк // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – Новосибирск, 2010. – № 6. – С. 3–10.

48. Назарова, Л. А. Роль дилатансии в формировании и эволюции зон дезинтеграции в окрестности неоднородностей в породном массиве / Л. А. Назарова, Л. А. Назаров, М. П. Козлова // ФТПРПИ. – Новосибирск : СО РАН, 2009. – № 5. – С. 3–10.
49. Нестерова, Г. В. Оценка проницаемости пласта на основе совместной электрогидродинамической и геомеханической модели прискважинной зоны / Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов, В. А. Киндюк // Тезисы 18-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2016». – Геленджик, 12–15 сентября 2016. – 4 с.
50. Нестерова, Г. В. Моделирование гидродинамических процессов в напряженно-деформированной прискважинной зоне и геофизические приложения / Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов, В. А. Киндюк, Л. А. Назаров, Л. А. Назарова // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. – Сборник статей. – М.: «ЕАГЕГеомодель». – 2014 – С. 327–344.
51. Нестерова, Г. В. Интерпретация скважинных измерений с использованием баз данных геомеханических свойств пород и пластовой нефти [Электронный ресурс] / Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов, Н. А. Голиков, В. А. Киндюк // Тезисы XV международной научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «ГЕОМОДЕЛЬ–2013». Геленджик, 9–12 сентября 2013. – 4 с. – DOI: 10.3997/2214-4609.20131541; URL: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=71144>
52. Нестерова, Г. В. Влияние геомеханических параметров на каротажные диаграммы ВИКИЗ и БКЗ и электрогидродинамическую модель околоскважинного пространства [Электронный ресурс] / Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов, Л. А. Назаров, Л. А. Назарова // Тезисы

- XIV научно-практич. конф. по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов «ГЕОМОДЕЛЬ–2012». Геленджик, 10–14 сентября 2012. – 4 с. – Режим доступа: URL: <http://earthdoc.eage.org/results.php?words=%D0%9D%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%B5%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0&stypе=simple>
53. Нестерова, Г. В. Эволюция зоны проникновения по данным повторного каротажа и гидродинамического моделирования / Г. В. Нестерова, А. А. Кашеваров, И. Н. Ельцов // Каротажник. – 2008а. – № 1. – С. 52–68.
54. Нестерова, Г. В. Математические модели электропроводности двухкомпонентных сред и формула Арчи (по материалам публикаций) / Г. В. Нестерова // Каротажник. – 2008б. – № 10 (166). – С. 81–101.
55. Николаевский, В. Н. Геомеханика и флюидодинамика / В. Н. Николаевский // М. : Недра. – 1996. – 447 с.
56. Пеньковский, В. И. Влияние температуры фильтрата бурового раствора на УЭС пласта, насыщенного нефтью и газом / В. И. Пеньковский, Н. К. Корсакова, Г. В. Нестерова // ПМТФ. – 2014. – Т. 55. – № 5. – С. 106–114.
57. Пеньковский, В. И. Разработка целиков нефти при воздействии на пласт химических реагентов / В. И. Пеньковский, Н. К. Корсакова, Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Прикладная механика и техническая физика. – 2013. – Т. 54, № 3. – С. 87–94.
58. Пеньковский, В. И. Проникновение пресной воды в насыщенную электролитом глину (эксперимент) / В. И. Пеньковский, Н. К. Корсакова // Прикладная механика и техническая физика. – 2012. – Т. 53, № 3. – С. 90–98.
59. Попов, А. Н. Определение коэффициента бокового распора пористых горных пород по промысловым данным / А. Н. Попов, Н. Н.

- Головкина, Р. А. Исмаков // Нефтегазовое дело, 2005. – URL: <http://ogbus.ru>. – 4 с.
60. Пудова, М. А. Программная и алгоритмическая реализация совместной обратной задачи электрического и электромагнитного каротажа / М. А. Пудова, А. А. Власов, А. Ю. Соболев, И. Н. Ельцов // Сб. материалов IV Междунар. научного конгресса «ГЕО-Сибирь–2008». – Новосибирск : СГГА, 2008. – Т 5 – С. 195–199.
61. Рудяк, В. Я. Влияние неоднородности корки бурового раствора на напряженное состояние коллектора / В. Я. Рудяк, А. В. Серяков // ФТПРПИ. – 2012. – № 4. – С. 52–58.
62. Сибиряков, Б. П. Напряженное состояние горных пород в окрестности скважины (на примере рифея Сибирской платформы) / Б. П. Сибиряков // Геология и геофизика. – 1993. – Т. 34. – № 9. – С. 73–80.
63. Ставрогин, А. Н. Экспериментальная физика и механика горных пород / А. Н. Ставрогин, Б. Г. Тарасов // СПб. : Наука, 2001. – 343 с.
64. Стефанов, Ю. П. О параметрах некоторых моделей деформации горных пород за пределом упругости / Ю. П. Стефанов, Р. А. Бакеев, А. И. Ахтямова, В. А. Киндюк // Геодинамика, геомеханика и геофизика: Материалы XIII Всерос. семинара. – Новосибирск, 29 июля – 3 августа 2013. – Новосибирск, 2013. – С. 33.
65. Стефанов, Ю. П. Режимы дилатансии и уплотнения развития деформации в зонах локального сдвига / Ю. П. Стефанов // Физическая мезомеханика. – 2010. – 13. – С. 44–52.
66. Суродина, И. В. Моделирование диаграмм высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования в скважинах с высокопроводящим раствором / И. В. Суродина, М. И. Эпов // Каротажник. – 2013. – № 5. – С. 60–75.

67. Сухорукова, К. В. Численная интерпретация диаграмм разности фаз и относительной амплитуды модуля ВЭМКЗ комплекса УНИКУМ / К. В. Сухорукова, М. Н. Никитенко // Сб. материалов IV междунар. научн. конгресса «ГЕО-Сибирь – 2008». – Новосибирск: СГГА, 2008. – С. 223–227.
68. Табаровский, Л. А. Оценка разрешающей способности электромагнитных методов и подавления помех в системах многократного наблюдения (теория, алгоритмы, программы) / Л. А. Табаровский, М. И. Эпов, О. Г. Сосунов // Новосибирск: Препринт ИГиГ СО РАН СССР, 1985. – № 7. – 48 с.
69. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: методич. рук-во / Ред. М. И. Эпов, Ю. Н. Антонов // Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН. – Издательство СО РАН, 2000. – 122 с.
70. Тимурзиев, А. И. Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния среды горных пород в пределах структур горизонтального сдвига с целью оптимального размещения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин / А. И. Тимурзиев, В. П. Лактовецкий // Геофизика. – 2011. – № 2 . – С. 47–56.
71. Турчанинов, И. А. Основы механики горных пород / И. А. Турчанинов, М. А. Иофис, Э. В. Каспарьян. – Л. : Недра, 1989. – 488 с.
72. Уолкот, Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Д. Уолкот. – М. : Юкос, 2001. – 143 с.
73. Чарный, И. А. Подземная гидрогазодинамика / И. А. Чарный. – М. : Гос. научно-технич. изд-во нефтяной и горно-топливной лит-ры, 1963. – 397 с.
74. Щелкачев, В. Н. Подземная Гидравлика / В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук // М. : Гостоптехиздат, 1949. – 523 с.

75. Шелухин, В. В. Геодинамика прискважинной зоны во время бурения / В. В. Шелухин, И. Н. Ельцов // ДАН, 2012. – Т. 443. – № 2. – С. 737–742.
76. Эпов, М. И. Электрические и электромагнитные каротажные зондирования в реалистичных моделях нефтегазовых коллеторов: численное моделирование и интерпретация / М. И. Эпов, К. В. Сухорукова // Геофизический журнал. – 2012. – № 4. – С. 5–15.
77. Эпов, М. И. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF PRO / М. И. Эпов, К. Н. Каюров, И. Н. Ельцов, А. Н. Петров, К. В. Сухорукова, А. Ю. Соболев, А. А. Власов // Бурение и нефть. – 2010. – № 2. – С. 16–19.
78. Эпов, М. И. Эволюция зоны проникновения по данным электромагнитного каротажа и гидродинамического моделирования / М. И. Эпов, И. Н. Ельцов, А. А. Кашеваров // Геология и геофизика. – 2004. – № 8. – С. 1031–1042.
79. Ярмахов, И. Г. Комплексный метод гидродинамики околоскважинного пространства и индукционного (диэлектрического) каротажа при изучении нефтегазовых скважин / И. Г. Ярмахов, С. Б. Попов // Каротажник. – Тверь, 2003. – № 10. – С. 63–83.
80. Alcalde, O. R. Diagnosis of Formation Damage by Rock Deformation/Compaction Through Numerical Well-Test Simulations / O. R. Alcalde, L. W. Teufel // SPE inter. Symp. Exh. in Formation Damage. – Lafayette : SPE, 2006. – P. 1–10.
81. Allen, D. F. Supporting interpretation of complex, axisymmetric invasion by modelling wireline induction and 2 MHz LWD resistivity tools / D. F. Allen, B. I. Anderson, T. D. Barber, Q. H. Lui, M. C. Luling // 34 annual SPWLA symposium. – Calgary, 1993. – P. U1–U21.

82. Alpak, F. O. Joint inversion of transient-pressure and time-lapse electromagnetic logging measurements / F. O. Alpak, T. H. Habashy, C. Torres-Verdin, E. B. Dussan // *Petrophysics*. – 2003. – Vol. 45, № 3. – P. 251–267.
83. Alpak, F. O. Numerical simulation of Mud-filtrate invasion in horizontal wells and sensitivity analysis of array induction tools / F. O. Alpak, E. B. Dussan, V. T. Habashy, C. Torres-Verding // *SPWLA 43 Annual logging symposium*. – Oiso, 2002. – P. 1–14.
84. Ayala, N. M. Applications of geomechanical models in Northern Mexico using information from boreholes imaging and electric logs to reduce drilling non-productive time and to characterize fractured reservoirs / N. M. Ayala, A. H. Patino, J. Torne, C. Kessler // *SPWLA 48th Annual Logging Symposium*, - June. – Austin, 2007. – P. 1–14.
85. Aziz, K. Petroleum reservoir simulation / K. Aziz, A. Settari // London: Applied Science Publisher LTD, 1979. – 476 p.
86. Balland, C. High-resolution velocity field imaging around a borehole: Excavation-damaged zone characterization / C. Balland, V. Renaud // *Geophysics*. – 2009. – №74. – P. E223–232.
87. Barber, T. D. Real-Time environmental correction for the Dit-E Phasor Dual Induction Tool / T. D. Barber // *SPWLA XXVI Annual Logging Symposium*. – 1985. – Transactions. – P. EE1–11.
88. Bayer, T. S. J. PyBrain / T. S. J. Bayer, D. Wierstra, S. Yi, M. Felder, F. Sehnke, T. Ruckstie, J. Schmidhuber // *Journal of Machine Learning Research*. – 2010. – № 11. – P. 743–746.
89. Bezemer, C. Filtration Behavior of Circulating Drilling Fluids / C. Bezemer, I. Havenaar // *SoPEJ*. – Denver: SPE, 1966. – № 2. – P. 292–298.
90. Bilardo, U. Formation water saturation from drilling fluid filtrate invasion: comparison of displacement modelling and induction well log

- response / U. Bilardo, C. Alimonti, A. Chiarabeli, F. C. Caetani // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 1996. – № 15. – P. 251–259.
91. Biot, M. A. General Theory of Three-Dimensional consolidation / M. A. Biot // *J. Appl. Phys.* – 1941. – № 12. – P. 155–164.
 92. Blair, P. M. Solution of two-phase flow problem using implicit difference equation / P. M. Blair, C. F. Weinaug // 43 rd annual fall meeting. – Houston, 1968. – P. 417–425.
 93. Blanton, T. L. Stress Magnitudes from Logs: Effects of Tectonic Strains and Temperature / T. L. Blanton, J. E. Olson // *SPE Reservoir Eval. & Eng.* – San Antonio, 1999. – №2. – P. 62–68.
 94. Blanton, T. L. In-situ stress determination from wellbore elongation measurements / T. L. Blanton // *SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs*, May. – Denver, 1985. – P. 279–292.
 95. Blanton, T. L. A field test of the strain recovery method of stress determination in devonian shale / T. L. Blanton, L. W. Teufel // *SPE journal*. – 1983. – №1. – P. 72–80.
 96. Breitenbach, E. A. The fluid flow simulation equations / E. A. Breitenbach, D. H. Thunau, H. K. Van Poolen // *AIME Symposium on numerical Simulation of Reservoir Performance*. – Dallas, 1968. – P. 155–169.
 97. Cai, M. A confinement and deformation dependent dilation angle model for rocks/ M. Cai, X. G. Zhao // 44th US Rock Mechanics Symp. – Salt Lake City, 2010. – P. 1–18.
 98. Chen, H. Y. Coupled Fluid flow and Geomechanics in Reservoir Study-I theory and Governing Equations / H. Y. Chen, L. W. Teufel, R. Lee // *Annual Technical Conference and Exhibition*. – Dallas, 1995. – P. 1–14.
 99. Chen, Z. Computational methods for multiphase flows in porous media / Z. Chen, G. Huan, Y. Ma // Dallas : Siam, 2006. – 513 p.

100. Chin W. C. Quantitative Methods in Reservoir Engineering / W. C. Chin // Woburn : Elsevier Science, 2002. – 480 p.
101. Clark, B. A Dual Depth Resistivity Measurement for FEWD / B. Clark. M. G. Luling, J. Jundt, M. Ross, D. Best // SPWLA Annual Logging Symposium. – 1988. – № 1. – P. 1–25.
102. Coll, C. Regional Upscaling: A new method to upscaling waterflooding in heterogeneous reservoir for a range of capillary and gravity effects / C. Coll, A. H. Muggeridge, X. D. Jing // SPE Improved oil recovery symposium, April 3–5. – Tulsa, 2000. – P. 299–310.
103. Cryer, C. W. A comparison of the three-dimensional consolidation theories of Biot and Terzaghi / C. W. Cryer // Q. J. Mech. Appl. Math. – 1963. – № 16. – P. 401–405.
104. Dewan, J. T. Mudcake buildup and invasion in low permeability formations; application to permeability determination by measurement while drilling / J. T. Dewan, E. C. Martin // 34 SPWLA symposium, June 13–16. – Calgary, 1993. – P. 1–24.
105. Dewan, J. T. A model for filtration of water-base mud during drilling: determination of mudcake parameters / J. T. Dewan, M. E. Chenevert // Petrophysics. – Houston: SPWLA, 2001. – Vol. 42. – № 3. – P. 237–250.
106. Dobrynin, V. M. Effect of overburden pressure on some properties of sandstones / V. M. Dobrynin // SPE journal. – 1962. – № 12. – P. 360–366.
107. Doster, F. Full pressure coupling for geo-mechanical multi-phase multi-component flow simulations / F. Doster, J. M. Nordbotten // SPE RS Symposium – Texas, 2015. – P. MS1–MS12.
108. Douglas, J. Calculation of linear waterflood behaviour including the effects of capillary pressure / J. Douglas, P.M. Blair, R. J. Wagner // Annual fall meeting SPE 32th. – Dallas, 1957. – P. 96-102.
109. Dresser, A. D. Well logging and interpretation techniques / Dresser Atlas Division // USA : Dresser Industries, 1982. – 492 p.

110. Dullien, F. A. L. Porous Media–Fluid Transport and Pore Structure / F. A. L. Dullien // New York City: Academic Press, 1979. – 574 p.
111. Eaton, B. A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations / B. A. Eaton // Journal of Petroleum Technology, 1969. – № 21. – P. 1353–1360.
112. Ellis, D. V. Well logging for earth scientists / D. V. Ellis, J. M. Singer // Springer, 2007. – 728 p.
113. Fagin, R. G. A new approach to the two-dimensional multiphase reservoir simulator / R. G. Fagin // SPE annual meeting. – Denver, 1965. – P. 178–182.
114. Fatt, I. Reduction in permeability with overburden pressure // Petroleum transaction / I. Fatt, D. H. Davis // Transactions of AIME, 1952. – № 195. – P. 329–329.
115. Ferguson, C. K. Filtration from mud during drilling // Journal of Petroleum Technology / C. K. Ferguson, J. A. Klots // Dallas: SPE, 1954. – № 2. – P. 30–43.
116. Fordham, E. J. Dynamic filtration of bentonite muds under different Flow conditions / E. J. Fordham, H. K. J. Ladva, C. Hall, J. F. Baret, J. D. Sherwood // Annual Technical Conference and Exhibition of Petroleum Engineers 63th Houston, Oct. 2–5. – Texas, 1988. – P. 219–266.
117. Fung, L. S. K. Coupled geomechanical-thermal simulation of deforming heavy-oil reservoirs / L. S. K. Fung, L. Buchanan, R. G. Wan // Proc. CIM ann. Tech. Conf. – Calgary, 1993. – Vol. 36. – P. 1–5.
118. Garcia, J. G. Numerical simulation of fully coupled Fluid-Flow / geomechanical deformation in hydraulically fractured reservoirs / J. G. Garcia, L. W. Teufel // SPE Prod. and Oper. Symp. – Oklahoma, 2005. – P. 1–6.
119. Geertsma, J. The effect of fluid pressure decline on volumetric change of porous rocks / J. Geertsma // Trans. AIME, 1957. – Vol. 210 – P. 331–332.

120. Gutierrez, M. R. The role of geomechanics in reservoir simulation / M. R. Gutierrez, W. Lewis // SPE/ISRM Eurock 98. – Nordway, 1998. – P. 439–448.
121. Gutierrez, M. Coupled HTM modeling of cold water injection in fractured hydrocarbon reservoirs / M. Gutierrez, A. Makurat // Int J. Rock Mech. Min. sci. – 1997. – № 34. – P. 429–435.
122. Haimson, B. C. The state of stress and natural fractures in a jointed precambrian rhyolite in south-central Wisconsin / B. C. Haimson, M. Y. Lee // 28th US Symposium on Rock Mechanics. – June. – Tuscon, 1987. – P. 231–240.
123. Heffer, K. J. The influence of natural fractures faults and earth stresses on reservoir performance analysis by numerical modelling / K. J. Heffer, N. C. Last, N. C. Koutsabeloulis, Y. C. M. Chan, M. Gutierrez, A. Makurat // Proc. 3rd Intl. Conf. North Sea Oil nad Fas Reservoir. – Trondheim, 1992. – P. 129–159.
124. Heidbach, O. World stress map [Электронный ресурс] / O. Heidbach. – 2010. – Июнь 20, 2013. – Режим доступа: URL: <http://dc-app3-14.gfz-potsdam.de>.
125. Hiatt, W. N. Mathematical basis of two-phase, incompressible, vertical flow through porous media and its implication in the study of gravity-type petroleum reservoir / W. N. Hiatt // SPE Journal. – 1968. – № 9. – P. 225–230.
126. Holt, R. M. Permeability reduction induced by a non hydrostatic stress field / R. M. Holt // Formation Evaluation: SPE, December, 1990. – № 12. – P. 444–448.
127. Hubbert, M. K., Darcy's Law and the field equations of the flow of underground fluids / M. K. Hubbert // Trans. SPE of AIME. – JPT, 1956. – № 207. – P. 222–239.

128. Ita, J. A True poroelastic up and downscaling scheme for multi-scale coupled simulation / J. Ita, F. Malekzadeh. // SPE RS Symposium. – Texas, 2015. – P. MS1–MS12.
129. Jaeger, J. C. Fundamentals of rock mechanics / J. C. Jaeger, N. G. W. Cook, R.W. Zimmerman // Malden : Blackwell Publishing, 2007. – 475 p.
130. Johnson, T. C. Data-domain correlation approach for joint hydrogeologic inversion of time-lapse hydrogeologic and geophysical data / T. C. Johnson, R. J. Versteeg, H. Huang, P. S. Routh // Geophysics. – 2009. – Vol. 74, № 6. – P. F127–F130.
131. Jones, C. Stress induced change in two-phase permeability / C. Jones, B. G. D. Smart // SPE/ISRM Rock Mechanical Conference. – Irving: SPE/ISRM 78155, 2002. – P. 1–9.
132. Jones, C. Stress sensitive of saturation and end-point relative permeability / C. Jones, A. A. Al-Quraishi, J. M. Somerville, S. A. Hamilton // Society of Core Analysis Symposium. – Society of core analyst, 2001. – P. 1–5.
133. Keaney, G. M. Determination of the effective stress laws for permeability and specific storage in a low porosity sandstone / G. M. Keaney, P. Meredith, S. Murrell, J. Barker // 6th North America Rock Mechanics Symposium: Rock Mechanics Across Borders and Disciplines. – Houston: ARMA, 2004. – P. 53–545.
134. Keaney, G. M. Laboratory study of permeability evolution in a 'tight' sandstone under non-hydrostatic stress conditions / G. M. Keaney, P. G. Meredith, S. A. F. Murrell // SPE /ISRM EuRock'98 conference. – Trondheim : SPE, 1998. – P. 329–335.
135. Khaksar, A. Rock strength from core and logs: where we stand and ways to go / A. Khaksar, P. G. Taylor, Z. Fang // Annual Conference and Exhibition 8–11 June. – Amsterdam : SPE, 2009.– P. 1–20.

136. Khodabakhshi, M. Field applications of a multiscale multiphysics history matching approach / M. Khodabakhshi, B. Jafarpour, M. J. King // SPE RS Symposium. – Texas, 2015. – P. MS1–MS20.
137. Kilmel, N. H. Pressure sensitivity of low Permeability sandstone / N. H. Kilmel, N.R. Morrow, J. K. Pitman // J. Pet. Sci.&Eng. – 1987. – Vol. 1. – P. 65–81.
138. Kim, J. A numerical stable sequential implicit algorithm for finite-strain elastoplastic geomechanics coupled to fluid flow / J. Kim // SPE RS Symposium. – Texas, 2015. – P. MS1–MS17.
139. Koutsabeloulis, N. C. Numerical geomechanics in reservoir engineering / N. C. Koutsabeloulis, K. J. Heffer, S. Wong // Proc. Intl. Conf. Computer Mesh and Adv. in Geomechanics. – 1994. – P. 2097–3001.
140. Lake, L. W. Enhanced oil recovery / L. W. Lake // Prentice Hall : Englewood Cliffs, 1989. – 600 p.
141. Lewis, R. W. Finite element modelling for simulating the surface subsidence above a compacting hydrocarbon reservoir / R. W. Lewis, Y. Sukirman // Intl. J. Num. and Anal. Meth. in Geomech. – 1993. – T. 18. – P. 618–624.
142. Lewis, R. W. Coupling vs uncoupling in soil consolidation / R. W. Lewis, B. A. Schrefler, L. Simoni // Int. J. Num. and Anal. Meth. in Geomech. – 1991. – № 15. – P. 533–540.
143. Li, S. Dynamic invasion profiles and time-lapse electrical Logs / S. Li, L. C. Shen // SPWLA 44 Annual Logging symposium, June 22–25. – Galveston, 2003. – P. 1–13.
144. Lu, L. The brittle failure of rock around underground openings / L. Lu, L. Di, C. Zou, Z. Wang // Rock at Great Depth. – Rotterdam, 1989. – № 1. – P. 577–574.

145. Ma, F. The Effect of Stress and Pore Pressure on Formation Permeability of Ultra-Low-Permeability Reservoir / F. Ma, S. He, H. Zhu, Q. Xie, C. Jiao // Petroleum Science and Technology. – 2012. – № 30. – P. 1221–1231.
146. Miller, F. G. Steady flow of two-phase single component fluids through porous media / F. G. Miller // West coast fall meeting. – Los Angeles : AIME, 1950. – P. 205–216.
147. Morita, N. Rock-property changes during reservoir compaction / N. Morita, K. E. Gray, F. A. A. Srouji, P. N. Jogi // SPE Formation Evaluation. – 1992. – № 10. – P. 197–205.
148. Navarro, D. Invasion effects on time-lapsed array induction logs / D. Navarro, S. Li, R. C. Lui, K. K. Mohanty, G. Li, C. Zhou, C. Li // SPWLA 48 Annual Logging Symposium, June 3–6. – Austin, 2007. – P. 1–10.
149. Odumosu, T. Estimation of dry-rock elastic moduli based on the simulation of mud-filtrate invasion effects on borehole acoustic logs / T. Odumosu, C. Torres-Verdin, J. M. Salazar, J. Ma, B. Voss // SPE Formation Evaluation. – 2009. – № 12. – P. 898–991.
150. Osorio, J. G. Numerical Simulation of the Impact of flow-Induced geomechanical response on the productivity of stress-sensitive reservoirs / J. G. Osorio // SPE Reservoir Simulation Symp. – Houston, 1999. – P. 14–17.
151. Paulson, M. Prediction of sediment undrained shear strength from geophysical logs using neural networks / M. Paulson, J. Ressler, K. Morgan, C. Baxter // OTC. – Texas, 2006. – P. 1–5.
152. PetroWiki. Subsurface stress and pore pressure [Электронный ресурс] / PetroWiki // Subsurface stress and pore pressure. – 2013. – 9 апреля 2013. – Режим доступа: http://petrowiki.org/Subsurface_stress_and_pore_pressure.

153. Richardson, J. G. A quarter century of progress in the application of reservoir engineering / J. G. Richardson, H.L. Stone // *Journal of petroleum technology*. – 1973. – P. 1371–1379.
154. Ristuen, H. An analysis of the influence of stress path on compressibility of weakly cemented sandstones using laboratory experiments and discrete particle model / H. Ristuen, L. W. Teufel // *Proc. 2nd NARMS Symp.*. – Montreal, 1996. – P. 1525–1530.
155. Sayers, C. M. The effect of near-wellbore yield on elastic wave velocities in sandstones / C. M. Sayers, J. Adachi, A. Dahi-Taleghani // *SEG Annual Meeting*. – Las Vegas, 2008. – C. 339–343.
156. Semmelbeck, M. E. Invasion-based method for estimation permeability from logs / M. E. Semmelbeck, J. T. Dewan, S. A. Holditch // *Annual Technical Conference&Exhibition, October 22–25*. – Dallas, 1995. – P. 517–531.
157. Settari, A. U. Geomechanics in integrated reservoir modeling / A. U. Settari, V. Sen // *Offshore Technology Conference*. – Houston, 2008. – № 2 – P. 1–9.
158. Settari, A. Coupling of a fracture mechanics model and a thermal reservoir simulator for tar sands / A. Settari, Y. Ito , K. N. Jha // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 1992. – SPE. – № 9. – P. 20–28.
159. Stone, H.L. Analysis of gas-gap or dissolved-gas drive reservoirs / H. L. Stone, A. O. Garder // *Annual Fall meeting of SPE*. – Denver, 1961. – P. 92–104.
160. Teichrob, R. Estimating in situ stress magnitudes and orientations in an Albertan Field in Western Canada / R. Teichrob, A. Kustamsi, G. Hareland, U. Odieqwu // *44th US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S. –Canada Rock Mechanics Symposium, June*. – Salt Lake City , 2010. – P. 1–9.
161. Terzaghi, K. *Erdbaumechanik auf Bodenphysikalischer Grundlage* / K. Terzaghi // Vienna : Franz Deutike, 1925. – 399 p.

162. Teufel, L. W. Control of fractured reservoir permeability by spatial and temporal variations in stress magnitude and orientation / L. W. Teufel, D. W. Rhett, H. E. Frrell, J. C. Lorenz // 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, October. – Houston, 1993. – P. 1–8.
163. Teufel, L. W. Rock mechanics: key to energy production / L. W. Teufel, Mac Kinnon, J. Robert, // Symposium on Rock Mechanics, Capter № 98 In Situ Stress and Natural Fracture Distribution at Depth in the Piceance Basin, Colorado: Implications to Stimulation and Production of Low Permeability Gas Reservoirs. – SME, 1982. – 7 p.
164. Tobola, D. P. Determination of reservoir permeability from repeated induction logging // D. P. Tobola, S. A. Holditch / SPE Formation Evaluation. – 1991. – P. 20–26.
165. Tsutsumi, G. Mathematical simulation of two-phase flow with interphase mass transfer in petroleum reservoir / G. Tsutsumi, T. N. Dixon // 47 annial fall meeting SPE San Antonio Tex. – 1972. – P. 1–16.
166. Warpinski, N. R. Influence of Geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation / N. R. Warpinski, L. W. Teufel // Journal of Petroleum Technology. – 1987. – № 2. – P. 209–220.
167. Warpinski, N. R. In-Situ stress measurements at US DOE's multiwell experiment site mesaverde group, Rifle, Colorado / N. R. Warpinski, P. B. Branagan, R. Wilmer // Journal of Petroleum Technology. – 1985. – № 3. – P. 527–536.
168. Wang, C. Geomechanics coupling simulation of fracture closure and its influence on gas production in shale gas reservoir / C. Wang, Y.-S. Wu, Y. Xiong, P. H. Winterfeld, Z. Huang // SPE RS Symposium. – Texas, 2015. – P. MS1–MS17.

169. Wang, X. Experimental study on geomechanical dilation during injection / X. Wang, R. Chalaturnyk, H. Huang, J. Leung // SPE Canada heavy oil technical conference. – Calgary: SPE, 2015. – P. MS1–MS17.
170. Wu, Z. Simulation of Dynamic filtrate loss during the drilling of a horizontal well with high-permeability contrasts and its impact on well performance / Z. Wu, R. N. Vaidya, P. V. Suryanarayana // SPE Formation Evaluation. – 2009. – № 12. – P. 898–991.
171. Wu, J. Numerical simulation of Mud-Filtrate Invasion in Deviated Wells / J. Wu, C. Torres-Verdin, K. Sepehrmoori, M. Delshad // SPE Annual Technical Conference and Exhibition 30 Sep. – New Orleans : SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2001. – P. 1–15.
172. Xie, S. Y. Experimental study on permeability of a porous limestone under compressive stress / S. Y. Xie, J. F. Shao // 48th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium. – Minneapolis: ARMA, 2014. – P. 1–7.
173. Xiong, X. A compositional model fully coupled with geomechanics for liquid-rich shale and tight oil reservoir simulation / X. Xiong, P. H. Winterfeld, C. Wang, Y.-S. Wu, Z.-Q. Huang // SPE RS Symposium. – Texas, 2015. – P. MS1–MS18.
174. Yale, D. P. Network Modeling of Flow, Storage and Deformation on Porous Rocks / D. P. Yale. – Stanford U : Stanford CA, 1984. – 334 p.
175. Zhang, J. H. Estimation of true formation resistivity and water saturation with a time-lapse induction logging method / J. H. Zhang, Q. Hu, Z. H. Liu // Soc. Professional Well Log analysts. – 1999. – Vol. 2. – № 40. – P. 138–148.
176. Zhu, W. Characterizing the permeability-porosity relationship during compactive cataclastic flow / W. Zhu, L. Montesi, T.-F. Wong, // 42nd U.S. Rock Mechanics Symposium (USRMS). – San Francisco: ARMA, 2008. – P. 1–5.

177. Zienkiewicz, O. C. Coupled problems and their numerical solutions / O. C. Zienkiewicz // Numerical methods in Coupled Systems / book auth. Lewis R. W. Betters P., Hinton E. – Chichester : John Wiley & Sons, 1984. – P. 139–176.
178. Zimmerman, R. W. Compressibility of Porous Rock / R. W. Zimmerman // J. Geophys. Res. – 1986. – № 91. – P. 12765–12777.
179. Zoback, M. D. Reservoir Geomechanics / M. D. Zoback // Cambridge University Press, 2007. – 449 p.
180. Zoback, M. D. Permeability and Effective Stress / M. D. Zoback, J. D. Byerlee // AAPG Bulletin. – 1975. – Vol. 59. – P. 154–158.