

На правах рукописи

САЛЬНИКОВА ОЛЬГА ЛЕОНИДОВНА

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КАРБОНАТНЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ**

1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук
Черных Ирина Александровна

Пермь 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
Глава I. Аналитический обзор особенностей определения фильтрационных свойств продуктивных пластов при их эксплуатации горизонтальными скважинами	10
1.1. Общие сведения об опыте и проблемах применения скважин с горизонтальным окончанием ствола при выработке запасов углеводородов	10
1.2. Изученность проблемы исследования притока флюидов к скважинам с горизонтальным окончанием ствола	14
1.3. Изученность проблемы определения свойств пластов, эксплуатируемых скважинами с горизонтальным окончанием ствола	18
Выводы по главе I.....	23
Глава II. Обоснование выбора и геолого-физическая характеристика объекта исследования.....	25
Выводы по главе II.....	30
Глава III. Особенности проведения и интерпретации геофизических и гидродинамических исследований горизонтальных скважин.....	32
3.1. Техничко-технологические задачи проведения исследований в горизонтальных скважинах	32
3.2. Особенности интерпретации материалов исследований горизонтальных скважин	43
3.2.1. Особенности интерпретации геофизических исследований горизонтальных скважин, эксплуатирующих сложнопостроенные карбонатные коллектора.....	43
3.2.2. Особенности интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин, эксплуатирующих сложнопостроенные карбонатные коллектора.....	48
Выводы по главе III	60

Глава IV. Совершенствование подходов к интерпретации материалов гидродинамических исследований горизонтальных скважин.....	62
4.1. Обоснование подхода к интерпретации ГДИ горизонтальных скважин в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.....	62
4.2. Оценка достоверности определения гидродинамических характеристик карбонатных коллекторов.....	74
Выводы по главе IV	79
Глава V. Сравнительное изучение прогностических способностей различных уравнений притока жидкости к горизонтальным скважинам	82
5.1. Обзор уравнений прогноза дебитов горизонтальных скважин	82
5.2. Сравнительная апробация аналитических и статистического уравнений притока жидкости к горизонтальным скважинам	85
Выводы по главе V	94
Заключение	95
Список литературы	97
Приложение. Акт внедрения.....	113

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Значительная доля разрабатываемых в настоящее время залежей нефти и газа характеризуется сложным геологическим строением, низкой проницаемостью, сложной и неравномерно распределенной пустотностью. В таких условиях поддержание рентабельных объемов добычи флюидов достигается во многом благодаря реализации сложных систем разработки, в том числе, предусматривающих применение скважин со сложной конструкцией ствола. На территории Пермского края в промышленной разработке находится ряд объектов, действующий эксплуатационный фонд которых представлен скважинами с горизонтальным окончанием ствола (горизонтальными скважинами). Специфическая конструкция ствола горизонтальных скважин (ГС) обуславливает необходимость применения уникальных технологий не только их строительства, но и дальнейшей эксплуатации, в том числе проведения геофизических (ГИС) и гидродинамических (ГДИ) исследований. Проблематику исследований горизонтальных скважин можно разделить на два ключевых направления – технико-технологическое и методологическое (интерпретационное). Техничко-технологические задачи проведения исследований ГС в настоящее время решаются довольно успешно за счет применения специальных компоновок, обеспечивающих либо каротаж в процессе бурения (LWD), либо исследования в пробуренном стволе (ТК «Латераль» и др.). Проблема адаптации методологии интерпретации исследований для специфических условий ГС решена не в полной мере, что обуславливает актуальность проблематики настоящего диссертационного исследования.

Освещенность проблематики исследования.

Проблемы решения прямой (моделирование притока) и обратной (определение свойств пласта при исследованиях) задач подземной гидромеханики применительно к скважинам с горизонтальным

окончанием ствола рассмотрены в научных работах российских и зарубежных специалистов: Ю. П. Борисова, Н. Н. Михайлова, Р. Д. Каневской, С.И. Грачева, С. К. Сохошко, А. В. Стрекалова, З. С. Алиева, Р. А. Валиуллина, В. А. Иктисанова, М. И. Кременецкого, А. И. Ипатов, В.Л. Сергеева, В. Г. Григулецкого, G. Renard, J. Dupuy, S. Joshi, F. Giger и др. Разработанные уравнения притока жидкости к горизонтальным скважинам являются аналитическими, что обеспечивает их универсальность, при этом многочисленные исследования демонстрируют их невысокую прогностическую способность применительно к фактическим условиям сложнопостроенных карбонатных коллекторов. Проблематика исследований горизонтальных скважин в достаточно большом объеме рассмотрена в контексте решения технико-технологических задач, таких как доставка измерительных приборов, их адаптация к конструкции ствола и т.п. При этом вопросы совершенствования методологии интерпретации результатов выполненных измерений в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов рассмотрены в недостаточной степени.

Целью работы является разработка комплексного подхода к достоверному определению фильтрационных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов и дебитов горизонтальных скважин.

В соответствии с целью работы сформулированы следующие основные задачи исследования:

1. Выявление перспективных направлений совершенствования технологий проведения и методик интерпретации материалов исследования горизонтальных скважин на основе анализа научно-технической литературы, посвященной определению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов.

2. Анализ и совершенствование технологических аспектов проведения исследований ГС.

3. Совершенствование способов интерпретации ГДИ ГС. Оценка достоверности определения гидродинамических характеристик коллекторов.

4. Сравнительный анализ и совершенствование методов прогнозирования притока жидкости к ГС.

Объект исследования – залежи нефти месторождений Пермского края, приуроченные к карбонатным коллекторам, которые эксплуатируются горизонтальными скважинами.

Предмет исследования – гидродинамические характеристики продуктивных пластов, вскрытых горизонтальными скважинами.

Научная новизна и теоретическая значимость выполненной работы представлена следующими положениями:

1. Обоснована достоверность скважинной барометрии при оценке пространственного размещения горизонтального участка ствола.

2. Впервые предложен способ интерпретации кривых восстановления давления горизонтальных скважин, осложненных проявлением «концевых» эффектов, который предусматривает дополнительную обработку КВД графоаналитическим методом произведения.

3. Установлено дифференцированное влияние отношения (анизотропии) проницаемости на условия притока жидкости к горизонтальным скважинам в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.

4. Доказано, что разработанные многомерные статистические модели описывают приток жидкости к горизонтальным скважинам в сложнопостроенных карбонатных коллекторах с существенно более высокой достоверностью по сравнению с известными аналитическими решениями.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Использование данных барометрии позволяет в значительной мере корректировать пространственное размещение горизонтального участка ствола скважины.

2. Предложенный усовершенствованный подход к интерпретации кривых восстановления давления позволяет осуществлять эффективный мониторинг выработки запасов из сложнопостроенных карбонатных коллекторов, эксплуатирующихся горизонтальными скважинами.

Результаты диссертационного исследования используются при геологическом контроле за разработкой нефтяных месторождений, разрабатываемых горизонтальными скважинами (Акт внедрения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»).

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0005).

Методология и методы исследования.

Изучение и экспертный анализ научных литературных источников по проблеме достоверного определения гидродинамических характеристик сложнопостроенных карбонатных коллекторов, эксплуатирующихся горизонтальными скважинами; современные методы и программные продукты для интерпретации материалов геофизических и гидродинамических исследований скважин; методы математической статистики, в том числе множественный регрессионный анализ, корректность применения которых подтверждена высокой степенью сходимости с фактическими промысловыми данными.

Положения, выносимые на защиту:

1. Подход к усовершенствованию методов обработки кривых восстановления давления горизонтальных скважин, эксплуатирующих сложнопостроенные карбонатные коллектора, предусматривающий снижение неопределенности выбора интерпретационных моделей,

закрывающийся в дополнительной интерпретации КВД графоаналитическим методом произведения.

2. Дифференцированное влияние анизотропии проницаемости на условия притока жидкости к горизонтальным скважинам, эксплуатирующим сложнопостроенные карбонатные коллектора.

3. Разработанная многомерная статистическая модель описывает приток жидкости к горизонтальным скважинам в рассматриваемых условиях с существенно более высокой степенью достоверности по сравнению с известными аналитическими решениями.

Достоверность результатов практического применения предложенного подхода по усовершенствованию методов интерпретации кривых восстановления давления горизонтальных скважин подтверждена высокими статистическими оценками многомерных моделей дебитов горизонтальных скважин, включающих вычисленные таким образом гидродинамические характеристики коллекторов.

Апробация результатов исследований

Основное содержание работы представлялось на конференции «XII Уральская молодежная научная школа по геофизике» (г. Пермь, 2011 г.); научно-практической конференции «Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин» (г. Уфа, 2011 г.); XII Российско-Китайский научном симпозиуме «Новая техника и технологии в нефтегазовой промышленности» (г. Иркутск, 2012 г.); Всероссийской научно-практической конференции «Развитие геофизических методов с позиций первой всесоюзной геофизической конференции» (г. Пермь, 2012 г.); XI международном симпозиуме «Новая техника и технологии ГИС для нефтегазовой промышленности» (г. Новосибирск, 2019 г.), на международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире» (г. Пермь, 2019 г.); IX международной научно-практической конференции «Теория и практика разведочной и промысловой геофизики» (г. Пермь, 2015–2021 гг.).

Публикации. Результаты выполненных исследований отражены в 6 научных работах, в том числе 2 работы опубликованы в изданиях, входящих в международные базы цитирования (Scopus и Web of Science).

ГЛАВА I. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ОСОБЕННОСТЕЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

1.1. Общие сведения об опыте и проблемах применения скважин с горизонтальным окончанием ствола при выработке запасов углеводородов

Применение скважин, конструкция которых предусматривает наличие горизонтального окончания ствола, позволяет в значительной мере повысить эффективность выработки запасов, особенно из так называемых «зрелых» месторождений, что подтверждает накопленный мировой опыт [79, 97]. Указанная конструкция обеспечивает существенное увеличение площади контакта «скважина – пласт», что, в свою очередь, позволяет вовлечь в разработку отдаленные зоны залежи. Однако авторы подчеркивают, что весьма значительные капиталовложения, требуемые для строительства горизонтальных скважин, обуславливают необходимость детального изучения имеющегося опыта строительства и эксплуатации таких скважин с целью его успешного тиражирования в будущем.

В работе [16] автор также подчеркивает эффективность горизонтальных скважин как инструмента для выработки запасов, приуроченных к залежам углеводородов со сложным геологическим строением.

Автор работы [21] отмечает, что особую актуальность рассматриваемая проблематика приобретает в контексте эффективности реализации технологии строительства не только новых горизонтальных скважин, но и боковых стволов действующих скважин, предусматривающих наличие горизонтального окончания – БГС. При этом

автором также отмечена значительная сложность решения прямой и обратной задачи подземной гидромеханики для ГС и БГС.

В мировой практике распространена схема заканчивания горизонтальных скважин, включающая проведение многостадийного ГРП (МГРП), что обуславливает значительное количество научных работ в данной области [9, 61].

Главной причиной более высокой эффективности выработки запасов из традиционных и нетрадиционных коллекторов горизонтальными скважинами, по сравнению с условно вертикальными скважинами, авторы [98] называют увеличенную площадь контакта ствола скважины с продуктивным пластом. В работе [73] авторы демонстрируют, что причиной высокой эффективности выработки запасов горизонтальными скважинами является не только увеличение размеров зон дренирования, но и более эффективное использование пластовой энергии (пластового давления) по сравнению с вертикальными скважинами (при одинаковых скоростях отбора). В работе [102] авторы приводят вывод о том, что в некоторых условиях применение горизонтальных скважин помогает предупредить преждевременное конусообразование с прорывом пластовых вод.

В статье [92] авторы указывают, что стоимость строительства горизонтальной скважины месторождения Карабобо (нефтяной регион Ориноко), представляющего собой мощные песчаники, насыщенные сверхтяжелой нефтью, примерно в 1,2–1,5 раза выше аналогичного показателя для условно вертикальной скважины. Однако средний дебит горизонтальных скважин достигает 1300 баррелей в сутки, что примерно в 5–8 раз выше, чем для вертикальных скважин, что обеспечивает экономическую эффективность разработки месторождения в обозначенных сложных геолого-физических условиях. Главной задачей проектирования горизонтальных скважин авторы считают оптимизацию длины горизонтального участка ствола и с этой целью используют

аналитическую и численную имитационную модели. При этом авторы доказывают, что увеличение длины ствола выше некоторого граничного значения, индивидуального для разных условий, приводит к снижению добывных возможностей скважины по причине резкого увеличения сил трения, как следствие – дополнительных потерь давления и их отрицательного влияния на потоки жидкости в стволе. Однако автор [50] показывает, что для ГС с дебитом менее 1500 м³/сут дополнительные потери давления по длине горизонтального участка ствола незначительны.

Необходимость учета значительных материальных затрат при строительстве и эксплуатации горизонтальных скважин, по сравнению с условно вертикальными, обозначена в работе [90]. Авторами разработана экономическая модель оценки возможности бурения горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах с естественной трещиноватостью. Учет трещиноватости коллектора при проектировании горизонтальных скважин положен в основу соответствующей методологии автором работы [81].

Авторы [101, 103] указали на необходимость учета геологического строения залежей при проектировании их эксплуатации горизонтальными скважинами, а также предложили метод оптимизации размещения скважин с учетом геологических неопределенностей.

В работе [115] авторы учитывают вероятное образование конусов воды и газа при проектировании горизонтальной скважины и используют с этой целью специальную модель вместо классического гидродинамического симулятора.

На необходимость разработки специальных алгоритмов, отличных от классических, для решения аналогичных задач указывают авторы в [7].

Проблеме оптимизации размещения горизонтальных скважин посвящена также работа [83], причем для ее решения авторы используют методологию поверхности отклика (RSM).

В работе [91] задачу оптимизации размещения горизонтальных скважин авторы решают при помощи гибридной модели, комплексно использующей нейросети и гидродинамический симулятор.

В работе [19] авторы решают задачу оптимизации системы заводнения сложнопостроенной залежи и с этой целью предлагают достаточно инновационное решение по использованию горизонтальных скважин для закачки воды в пласт.

В целом, в общем объеме выполненных исследований значительную долю занимают работы [75, 76, 89, 94], направленные на решение оптимизационных задач, поскольку в условиях высокой стоимости строительства таких скважин главным направлением снижения технологических и экономических рисков является обоснование оптимального сочетания их размещения и длины горизонтальной части ствола с учетом индивидуального геологического строения и свойств залежей углеводородов.

Следует отметить, что описанные выше исследования нацелены на решение задачи оптимизации системы разработки залежей, включающей горизонтальные скважины, при этом гидродинамические характеристики системы «скважина – пласт» являются исходными данными и величины известны. При этом все авторы указывают на необходимость достоверных значений исходных данных с целью получения наиболее эффективных решений. В работе [93] авторы указывают на большой объем необходимых для успешного проектирования горизонтальной скважины данных, в том числе: данные геофизических исследований (сейсмических, гравиметрических, каротажа в открытом стволе), материалы исследования керна, динамику добычи (при наличии исторических данных).

1.2. Изученность проблемы исследования притока флюидов к скважинам с горизонтальным окончанием ствола

Решению задач достоверного определения гидродинамических характеристик продуктивных пластов при их эксплуатации горизонтальными скважинами посвящено значительное количество российских и зарубежных исследований. Так, виды притоков жидкости к скважинам с горизонтальными окончаниями стволов рассмотрены в работе [58].

Самые ранние исследования притока жидкости к горизонтальным скважинам в основном основывались на сравнительной оценке по отношению к вертикальным скважинам, к преобразованию зоны дренирования в эквивалентную форму для вертикальной скважины или к аналогии данного фильтрационного потока движения жидкости к трещине с бесконечно проводимостью в однородном пласте [72, 82, 100, 107, 112, 117]. Эти подходы в недостаточной степени учитывали влияние характеристик потока флюида, неоднородность пласта и особенности распределения давления вдоль горизонтального участка ствола скважины, что в результате привело к недостаточной прогностической способности полученных решений.

Из общего количества следующих работ следует выделить ряд исследований, нацеленных на решение прямой задачи подземной гидромеханики – получению аналитического уравнения притока жидкости к скважинам с горизонтальным окончанием ствола. В настоящее время «классическим» считаются уравнения притока, предложенные А.М. Григорян [13], В.П. Пилатовским [34, 35], П.Я. Полубариновой-Кочиной [36], Л.С. Лейбензоном [53], И. А. Чарным, Ю. П. Борисовым и В. П. Табаковым [53], В. Г. Григулецким, В.В. Шеремет [4], S. Joshi, F. Giger, G. Renard и J. Dupuy, L.P. Stockman [110], D.K. Badu [80, 113] и другими [1, 2, 3, 5, 6, 14, 22, 27, 28, 56, 71, 72]. Разработанные

перечисленными авторами уравнения в некоторой степени следует считать схожими, но при этом каждое из них характеризуется определенными особенностями.

Принцип описания притока к горизонтальной скважине, предложенный Ю. П. Борисовым и В. П. Табаковым [8], соответствует известному методу эквивалентных фильтрационных сопротивлений. Авторами предложено считать контур питания радиальным и не зависящим от длины горизонтального участка ствола. Симметричным расположением кругового контура питания относительно горизонтального участка ствола моделируется приток согласно И. А. Чарному [59]. Однако в работе [116] авторы указывают на недопустимость радиальной схематизации зоны дренирования пласта горизонтальной скважиной, отдавая предпочтение приблизительно эллиптической или прямоугольной формам.

Зарубежные ученые S.D. Joshi [95, 96] и F.M. Giger [87, 88] предложили схематизировать зону дренирования пласта горизонтальной скважиной в виде эллипса, и каждый предложил свой подход к определению дебита. Кроме того, S. Joshi также указал на необходимость учета анизотропии проницаемости коллектора в некоторых случаях, для которых также предложил аналитическую формулу дебита.

Формулы дебита горизонтальной скважины в изотропных и анизотропных пластах получены также G. Renard и J. Dupuy [105, 106].

Если перечисленные выше исследования отличались принципами схематизации зоны дренирования пласта скважиной, то авторы работ [17, 30] указывают на необходимость учета траектории самого горизонтального ствола, а также приводят разработанные математические модели и алгоритмы определения дебитов скважин с различной траекторией горизонтального ствола.

В работе [39, 49] авторы получают вывод о влиянии траектории горизонтальной скважины на приток флюидов и предлагают подход к учету отмеченного явления.

Причиной различной прогностической способности известных уравнений притока, по мнению автора [47], является отличающаяся схематизация зон дренирования скважин, используемая при их выводе.

Перечисленные выше уравнения получили распространение для решения задач нефтяной геологии в России. В мировой практике используются также простые и сложные аналитические решения притока флюида к горизонтальным скважинам, предложенные Бабу и Одех (1989), Гудом и Кучуком (1991), Батлером (1994) и Фуруи и др. (2005), Dikken (1990), Landman (1994), Halvorsen (1994), Novy (1995), Penmatcha и др. (1997), Asheim и Oudeman (1997), Камком и Zhu (2005), Ozkan и др. (1993), Ихара и Симидзу (1993), Сарика и др. (1994), Сузуки (1997), Йылдыз и Озкан (1998), Folefac и др. (1991), Seines и др. (1993), Су и Ли (1995), Сиу и Субраманиан (1995), Юань и др. (1998), Ouyang и др. (1998), Оуян и Хуанг (2005), Гуо и др. (2006).

Комплексное исследование применимости перечисленных выше решений выполнено в работе [69], в результате авторами получен вывод о том, что простые аналитические решения практически всегда значительно завышают продуктивные характеристики горизонтальной скважины, а сложные – весьма громоздки и сложны в практическом применении.

Автор [16] в ходе описанных исследований также получает вывод о том, что многочисленные уравнения стационарного и нестационарного притока жидкости к горизонтальным скважинам в значительной степени идеализируют строение продуктивного пласта, что оказывает влияние на достоверность выполненных с их помощью прогнозных оценок.

Несомненным преимуществом аналитических решений является их универсальность. Однако следует отметить трудности в их практическом использовании. Так, в работе [109] авторы изучают особенности

проектирования и эксплуатации горизонтальных скважин в плотных нефтяных пластах Фуюй на месторождении Дацин и указывают на проблему определения фактической площади зоны дренирования горизонтальными скважинами.

Направлением повышения прогностической способности аналитических решений притока авторы [98, 114] предлагают считать введение адресных корреляций, что соответствует предложенному Бабу и Одеха подходу.

Вероятностно-статистические методы использованы авторами [99] для решения оптимизационной задачи «длина горизонтального ствола – дебит скважины». Авторы использовали метод Монте-Карло для подбора наиболее удачного сочетания параметров, обеспечивающих приемлемую продуктивность скважин. Использованный вероятностный подход позволил авторам обеспечить достаточную прогностическую способность известного аналитического решения S. Joshi, полученного для анизотропного пласта.

Изучению теории притока флюидов к горизонтальным скважинам посвящена работа [50]. Автором разработана серия моделей фильтрации углеводородов для различных геолого-технологических условий.

В работе [66] предложен принципиально другой подход к прогнозированию дебита горизонтальных скважин, основанный на регрессионном анализе. На основе обработки промысловых данных, характеризующих геолого-технологические условия эксплуатации горизонтальных скважин, автором разработаны многомерные статистические уравнения дебитов жидкости. Полученные уравнения характеризуются высокими статистическими оценками, однако набор включенных в качестве исходных данных параметров не позволяет учесть особенности сложнопостроенных карбонатных коллекторов.

1.3. Изученность проблемы определения свойств пластов, эксплуатируемых скважинами с горизонтальным окончанием ствола

В условиях отсутствия технической возможности отбора керна при реализуемых в Пермском крае технологиях строительства горизонтальных скважин возрастает роль косвенных методов определения фильтрационных свойств коллекторов, а именно геофизических (ГИС) и гидродинамических (ГДИ) исследований скважин.

Заключение о сложности определения свойств коллекторов при их эксплуатации горизонтальными скважинами получено [104].

Методы интерпретации ГДИ, в соответствии с [70], можно разделить на аналитические (графоаналитические), полуаналитические и численные. Существующие в настоящее время алгоритмы графоаналитических методов, таких как, например, метод касательной [26, 37, 38], разработаны для течения жидкости к вертикальным скважинам. Как следствие, они не позволяют определять параметры, специфические для горизонтальных стволов. Трудоемкость численных методов обуславливает возможность их практического применения только в виде алгоритмов, реализованных в программных продуктах, таких как ПК Saphir (Kappa Eng.) и аналогичных.

В работе [16] автор приводит вывод о высокой достоверности определения гидродинамических характеристик пластовых систем при обработке кривых восстановления давления в ПК Saphir (Kappa Eng.), а также о высокой скорости решения задач при использовании данного программного комплекса.

Однако практическое применение ПК Saphir как инструмента практического определения гидродинамических характеристик пластовых систем при их эксплуатации горизонтальными скважинами осложнено рядом факторов. В работе [85] авторы указывают на тот факт, что реальная геометрия течения к горизонтальным скважинам зачастую более сложна по сравнению с заложенным в алгоритмах программного комплекса

представлением. Так, помимо стандартных для ПК Saphir четырех режимов потока, можно наблюдать такие дополнительные режимы, как сферический, полурadiaльный, линейный (канал коллектора) и эллиптический. Последний режим потока характеризуется наличием участка КВД с уклоном $i=0,36$ и возникает между периодом раннего линейного потока и псевдорadiaльным периодом потока. Как следствие, график КВД горизонтальных скважин зачастую отличается от эталонного вида [70, 74, 102].

Отличительной особенностью ПК Saphir является возможность получения расширенного набора информации при обработке кривых восстановления давления по сравнению со стандартными графоаналитическими методами. В частности, обработка КВД горизонтальных скважин позволяет дифференцировать проницаемость коллектора в зоне дренирования исследуемой скважины на вертикальную и горизонтальную составляющие. В работе [85] авторы на основании выполненных исследований приводят вывод, что комплексный учет двух составляющих проницаемости позволяет повысить достоверность описания притока жидкости к горизонтальным скважинам. Влияние анизотропии проницаемости на производительность горизонтальной скважины отмечено автором работы [29].

Вывод о наличии выраженного вертикального перемещения флюида при его отборе горизонтальными скважинами получен в [73]. Как следствие, авторы указывают на необходимость определения двух составляющих проницаемости коллектора и их учете в совокупности с другими параметрами при определении продуктивных характеристик горизонтальных скважин.

Схожий вывод о возможности и целесообразности определения коэффициента анизотропии проницаемости при интерпретации материалов гидродинамических исследований скважин в нефтегазоконденсатных залежах получен авторами работ [31, 32].

Большое количество работ посвящено анализу производной давления для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Авторы также выделяют большее количество режимов потока по сравнению со стандартными алгоритмами ПК Saphir. Данная проблема детально рассмотрена в работе [18], при этом авторы предлагают разработанный подход, позволяющий сокращать продолжительность исследования скважин указанной конструкции.

Проблематике определения гидродинамических характеристик продуктивных пластов при их эксплуатации горизонтальными скважинами посвящена работа [84]. Авторы указывают на недопустимость применения алгоритмов оценки скин-фактора, разработанных для вертикальных скважин, применительно к скважинам с горизонтальным окончанием ствола. Авторами предложен метод оценки состояния призабойных зон пластов при их эксплуатации горизонтальными скважинами, учитывающий также анизотропию проницаемости коллектора. Аналогичный вывод о нецелесообразности применения алгоритмов интерпретации КВД вертикальных скважин для оценки гидродинамических параметров пластов, эксплуатируемых горизонтальными скважинами, получен в работах [24, 94].

Проблеме совершенствования методов интерпретации материалов гидродинамических исследований горизонтальных скважин посвящена работа [20]. Автор отмечает отсутствие участка псевдорадимального течения на графиках кривых восстановления давления, а также получает формулы притока жидкости на неустановившемся режиме к трещине гидроразрыва пласта и горизонтальной скважине с использованием функций эквивалентной площади.

Отдельной проблемой следует считать определение фильтрационных параметров карбонатных коллекторов при их эксплуатации горизонтальными скважинами. Известно, что пустотное пространство карбонатных коллекторов имеет довольно сложное строение, что

обусловлено наличием первичных и вторичных пустот, неравномерно распределенных по объему горной породы [11, 15, 111]. Как следствие, геометрия фильтрационных потоков в таких коллекторах усложняется. В условиях сложной геометрии течения к горизонтальным скважинам разнообразное строение структуры пустотного пространства коллектора является усугубляющим фактором [23]. Схожий вывод о сложном характере притока жидкости к горизонтальным скважинам, эксплуатирующим трещинно-поровый коллектор, приводится в работе [54].

Так, авторы [89, 94] указывают на тот факт, что неоднородное строение карбонатного коллектора приводит к неравномерному поступлению флюида по стволу, то есть в процессе эксплуатации часть горизонтального ствола зачастую является непродуктивной. В работе [72] для обозначения аналогичного явления авторы используют термин «неравномерный профиль добычи».

Неравномерность профиля притока жидкости к горизонтальному стволу скважины отмечает автор [46]. По мнению автора, основной причиной данного явления является неоднородность геолого-физических свойств пласта, сложное строение зоны дренирования, неравномерность выработки запасов, как по вертикали, так и по площади залежи [25].

Следствием неравномерного профиля притока, как отмечено в работе [52], является наличие зон со слабовыраженным дренированием, что в некоторой степени противоречит концепции выработки запасов горизонтальными скважинами.

В работе [94] выполнены детальные исследования особенностей фильтрации нефти к горизонтальным скважинам в сложнопостроенных карбонатных коллекторах. Схематизация системы «карбонатный пласт – скважина» представлена на рис.1.1.

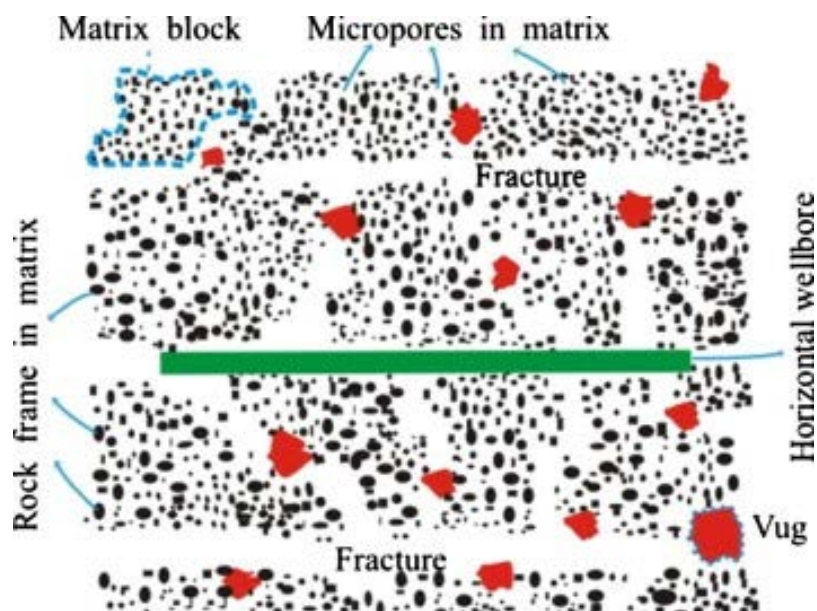


Рис. 1.1. Горизонтальный план скважины в карбонатном коллекторе со сложным строением пустотного пространства [94]

Авторы получили вывод о весьма сложной геометрии течения при моделировании системы «пласт – скважина» в соответствии с рис.1.1. Как следствие, на графике КВД в билогарифмических координатах выделяется шесть специфических участков (рис.1.2.).

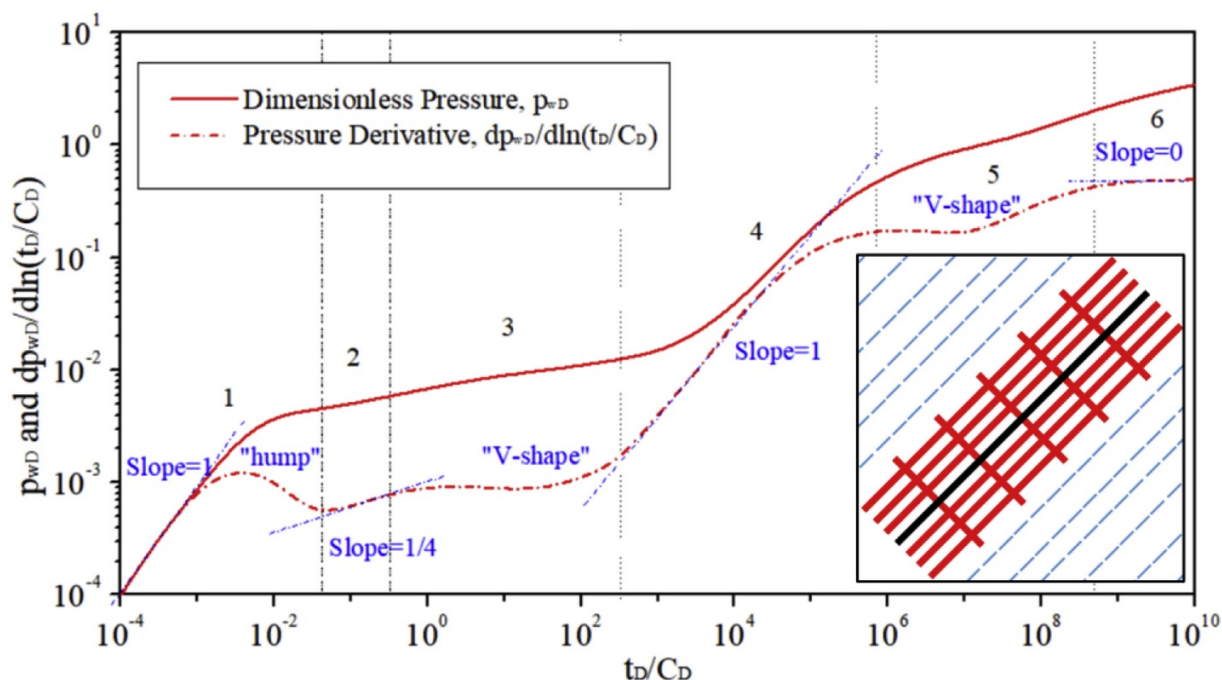


Рис.1.2. Кривая восстановления давления горизонтальной скважины в сложнопостроенном карбонатном коллекторе [94].

В работе [46] отмечается особая актуальность совершенствования методов исследования горизонтальных скважин не только с целью

определения свойств пласта в зоне дренирования конкретной скважины, но для изучения геологического строения объекта разработки в целом, а также для создания системы непрерывного мониторинга разработки сложнопостроенных залежей, эксплуатирующихся ГС и БГС. Задача уточнения геологического строения сложнопостроенных залежей на примере месторождения им. В. Н. Виноградова решается в работе [51] по данным исследований горизонтальных скважин в процессе бурения (LWD).

Выводы по главе I

В ходе выполненного обзора российской и зарубежной научно-исследовательской литературы установлено, что в настоящее время доля горизонтальных скважин в общем количестве эксплуатационного фонда нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами непрерывно увеличивается, что обуславливает необходимость детального изучения условий их эффективной работы с учетом специфических геолого-физических условий.

Установлено, что в настоящее время не в полной мере решена задача достоверного прогнозирования притока жидкости к горизонтальным скважинам. Существующие аналитические решения не являются универсальными для всего многообразия геолого-физических условий применения горизонтальных скважин. Также недостаточно изученной является проблема достоверного определения такого параметра, как размер зоны дренирования, который присутствует практически во всех известных уравнениях притока.

Проблема достоверного определения фильтрационно-емкостных параметров продуктивных пластов при их эксплуатации горизонтальными скважинами также не решена в полной мере. В условиях отсутствия технической возможности отбора керн при реализуемых в Пермском крае технологиях строительства горизонтальных скважин возрастает роль

косвенных методов определения фильтрационных свойств коллекторов, а именно геофизических и гидродинамических исследований скважин. В ходе проведения геофизических исследований актуальной является задача достоверной оценки пространственного расположения горизонтального участка ствола, информация о которой является необходимой при мониторинге эксплуатации скважин и возможности прогнозирования распределения флюида в горизонтальном стволе. Оценка пористости коллекторов выполняется по методике, адаптированной под условия течения флюидов к условно вертикальным скважинам. Как следствие, при эксплуатации горизонтальных скважин зачастую устанавливается факт притока жидкостей из участка пласта, отнесенного к неколлектору.

В свою очередь, некорректное определение пористости обуславливает погрешности в определении проницаемости через петрофизическую зависимость (керн-ГИС), что повышает роль гидродинамических исследований как эффективного инструмента определения проницаемости коллектора, эксплуатирующегося горизонтальными скважинами. При этом проблематика гидродинамических исследований горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах с неоднородным строением пустотного пространства заключается в сложности идентификации режимов течения и, как следствие, подборе интерпретационных моделей в современных программных комплексах.

Детальному рассмотрению указанных проблем посвящены следующие главы настоящей диссертационной работы.

ГЛАВА II. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА И ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

На территории Пермского края скважины с горизонтальным окончанием ствола (горизонтальные скважины) используются в системах разработки 49 эксплуатационных объектов (по состоянию на янв.2022 г.), которые расположены на всех нефтедобывающих территориях. Следует отметить наличие опыта применения горизонтальных скважин для выработки запасов как терригенных, так и карбонатных залежей, что проиллюстрировано на рис.2.1 и 2.2.



Рис.2.1. Распределение скважин с горизонтальным окончанием ствола (терригенные объекты)



Рис.2.2. Распределение скважин с горизонтальным окончанием ствола (карбонатные объекты)

Как следует из представленных на рис.2.1 и 2.2 данных, скважины с горизонтальным окончанием ствола чаще используются для выработки запасов карбонатных коллекторов, что обусловлено, во-первых, выдержанностью карбонатных пластов по толщине, что позволяет с высокой долей успешности осуществлять проводку ствола в пределах пласта. Во-вторых – карбонатные коллекторы в пределах региона зачастую являются сложнопостроенными и низкопроницаемыми, что затрудняет вовлечение в разработку залежи посредством условно вертикальных скважин. Применительно к карбонатным объектам горизонтальные скважины чаще используются на Ножовском, Павловском и Шершневском месторождениях (залежи нефти в отложениях верхнего девона – нижнего карбона). В ходе настоящего диссертационного исследования в качестве основного объекта исследования выбрана рифовая турнейско-фаменская залежь Шершневского месторождения, что обусловлено не только большим количеством горизонтальных скважин, но и наличием значительного накопленного опыта реализации различных технологий их исследования. Кроме того, дополнительно к анализу привлечены материалы исследований горизонтальных скважин по месторождениям, расположенным в непосредственной близости с Шершневским и характеризующимся схожим геологическим строением. Следует отметить, что в работе [55], выполненной применительно к месторождениям соседнего региона – Республики Татарстан, массивные карбонатные залежи нефти в отложениях турнейского яруса обоснованы как наиболее перспективные с точки зрения выработки их запасов горизонтальными скважинами.

Карта текущих отборов, иллюстрирующая систему разработки турнейско-фаменской залежи Шершневского месторождения, приведена на рис.2.3. Следует отметить, что месторождение территориально совмещено с уникальным Верхнекамским месторождением калийных

солей, что особо подчеркивает актуальность проблемы рациональной и безопасной совместной добычи жидких и твердых полезных ископаемых.

Из анализа карты текущих отборов можно сделать вывод, что примерно половину эксплуатационного фонда составляют горизонтальные скважины.

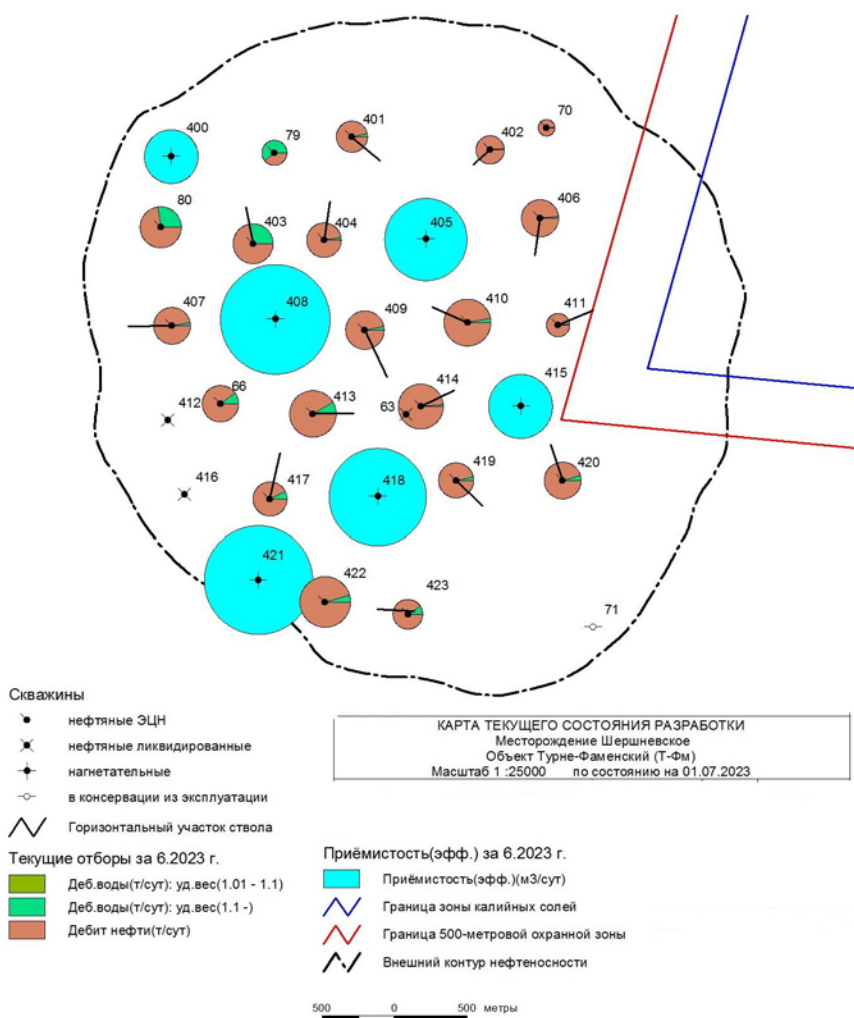


Рис.2.3. Карта текущих отборов турнейско-фаменской залежи Шершневского месторождения на 01.07.2023г.

Краткая геолого-физическая характеристика объекта разработки приведена в табл.2.1.

Таблица 2.1

Краткая геолого-физическая характеристика турнейско-фаменского объекта разработки Шершневского месторождения

№	Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
1	Абсолютная отметка кровли продуктивного пласта	м	-1841,3

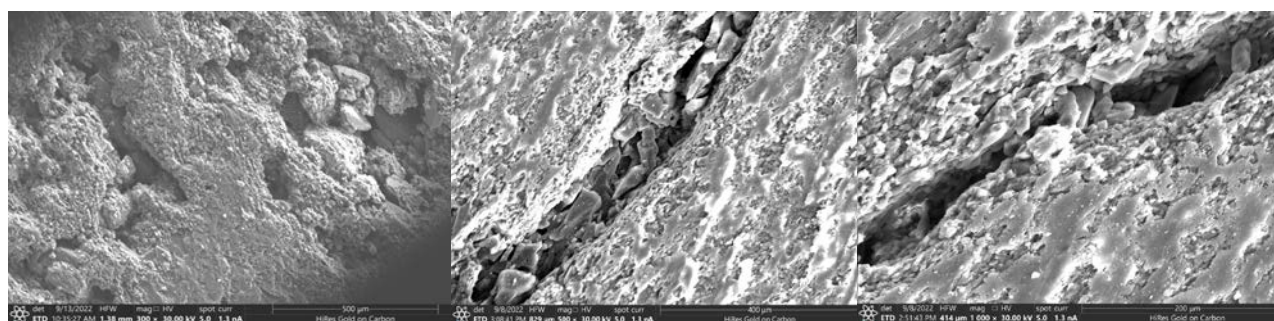
№	Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
2	Тип залежи		пластово-массивная
3	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	6,9
4	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	4,04
5	Коэффициент пористости	%	11
6	Коэффициент проницаемости	мкм ²	0,022
7	Начальное пластовое давление	МПа	21,3
8	Газонасыщенность	м ³ /т	63,6
9	Давление насыщения нефти газом	МПа	11,87

Эксплуатационное разбуривание залежи позволило установить факт сложного строения коллектора, в том числе неравномерную структуру его пустотного пространства. Дифференциация пород на коллектор и неколлектор выполнена в соответствии со стандартным подходом, подразумевающим сопоставление коэффициента пористости ($K_{пор}$) с граничным значением, обоснованным при подсчете запасов в 2010 году. Также при выделении коллектора учитывался ряд качественных признаков, в том числе: наличие глинистой корки при бурении скважин на глинистом растворе; низкие и средние показания естественной радиоактивности ГК; пониженные значения ННК-т по сравнению с вмещающими плотными породами в карбонатных породах и повышенные значения интенсивности относительно глин и глинистых пород; наличие «положительного» приращения кажущихся удельных сопротивлений МПЗ (микрopotенциал-зонда) над МГЗ (микроградиент-зонда) на кривых микрокаротажа; снижение значений $\rho_{кБК}$ в карбонатном разрезе по сравнению с вмещающими низкопористыми (плотными) породами; в терригенном разрезе – повышение значений $\rho_{кБК}$ по сравнению с вмещающими глинистыми разностями; наличие радиального изменения (повышающего или понижающего) сопротивления пластов. Кроме качественных признаков, при выделении коллекторов учитывались также количественные критерии, предельные значения которых составляют:

$$I_{нк}^* = 0,59; K_{пор}^* = 5,6 \% ; k = 0,6 \text{ мД}$$

В ходе изучения коллекторов установлено, что они сформированы в основном в результате выщелачивания, макроскопически представляют собой неравномерно выщелоченные участки в достаточно плотном разрезе. Больше половины образцов представительной выборки имеют кавернозно-пористый и пористо-кавернозный облик, остальные – пористые с кавернами и пористые. Также установлено наличие разнонаправленных трещин, которые соединяют между собой поры, каверны и выщелоченные участки.

Для детального изучения особенностей строения пустотного пространства рассматриваемых коллекторов выполнены лабораторные исследования образцов керна, отобранных из вертикальных скважин [15]. В ходе лабораторных исследований выполнено литолого-петрофизическое описание образцов керна и шлифов, в том числе с применением сканирующей электронной микроскопии. Анализ результатов выполненных исследований подтвердил наличие в пределах породы системы каверн, залеченных, частично залеченных и открытых трещин (рис.2.4).



а) поры, каверны

б) залеченные трещины

в) частично залеченные трещины

Рис.2.4. Характерные типы пустотного пространства (по данным электронной микроскопии)

Следствием такой сложной структуры пустотного пространства является широкий диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств изученных коллекторов, что отмечено при составлении проектного

документа на разработку месторождения. В частности, отмечено нестабильное распределение проницаемости с максимумами в двух интервалах.

В основу анализа и детального распределения свойств коллекторов положена петрофизическая зависимость «кern–ГИС», при этом полученное аналитическое выражение, связывающее пористость и проницаемость (k), имеет вид:

$$K_{nop} = 6,2175 \cdot k^{0,1884} \quad (2.1)$$

коэффициент корреляции $R = 0,81$.

Несмотря на столь высокую корреляцию, фактическое использование данной зависимости, в частности, при переходе от геологической к гидродинамической модели, не привело к получению достоверных результатов. Необходимо отметить, что одной из вероятных причин данного явления является невысокая доля охвата залежи керном, а также его отбор только из условно вертикальных скважин, поскольку технология отбора керна из скважин с горизонтальным окончанием ствола в регионе не применяется. Таким образом, предварительный анализ позволил установить актуальность проблематики достоверного определения гидродинамических характеристик коллектора рассматриваемого объекта, при его эксплуатации горизонтальными скважинами.

Выводы по главе II

Таким образом, в качестве основного объекта настоящего диссертационного исследования выбрана турнейско-фаменская залежь Шершневского месторождения. Основанием выбора послужила реализация системы разработки, примерно 50 % эксплуатационного фонда которой представлено горизонтальными скважинами, для которых, в свою

очередь, характерно наличие значительного опыта проведения различных исследований.

Специфической характеристикой объекта является строение пустотного пространства, осложненное наличием пор, каверн, трещин (залеченных, частично залеченных и полых, заполненных флюидом). Очевидно, что сложное строение пустотного пространства коллектора и конструкция скважин, осуществляющих выработку запасов, являются факторами, обуславливающими необходимость совершенствования методов определения гидродинамических характеристик пластов.

Сложные геолого-физические условия выбранного объекта разработки и невысокая достоверность определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора, как следствие, обуславливают целесообразность оценки прогностической способности известных решений по прогнозу дебитов горизонтальных скважин.

Рассмотрению указанных вопросов посвящены следующие разделы настоящей диссертационной работы.

ГЛАВА III. ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

В условиях реализации «безкерновых» технологий строительства горизонтальных скважин особую актуальность приобретает обеспечение максимальной достоверности косвенных методов определения гидродинамических характеристик пластовых систем – геофизических и гидродинамических исследований.

Несмотря на схожесть основных целей ГИС и ГДИ, физические основы данных технологий принципиально различны, что обуславливает необходимость отдельного рассмотрения методов и согласования их результатов. Аналогичный вывод приводит автор [46]. В данной работе отмечено, что методология, разработанная для исследований вертикальных скважин, не применима для скважин с горизонтальным окончанием ствола. Она не учитывает такие специфические факторы, как возникновение застойных зон, а также специфику поступления воды и газа [40, 62].

Аспекты проведения ГИС в горизонтальных скважинах можно разделить на технико-технологические и методологические (интерпретационные).

Ниже приводятся результаты исследований в области проведения и интерпретации материалов ГИС и ГДИ, основанных на совместном анализе научных источников и накопленного опыта исследований горизонтальных скважин в рассматриваемом регионе.

3.1. Техничко-технологические задачи проведения исследований в горизонтальных скважинах

Техничко-технологические проблемы проведения исследований в горизонтальных участках ствола скважин решаются посредством разработки адаптированных приборных комплексов [33, 67].

Технологии проведения ГИС в горизонтальных стволах можно разделить на две группы: использование традиционных зондов с применением специальных комплексов их доставки (ТК «Латераль» и т.п.) и каротаж в процессе бурения (LWD).

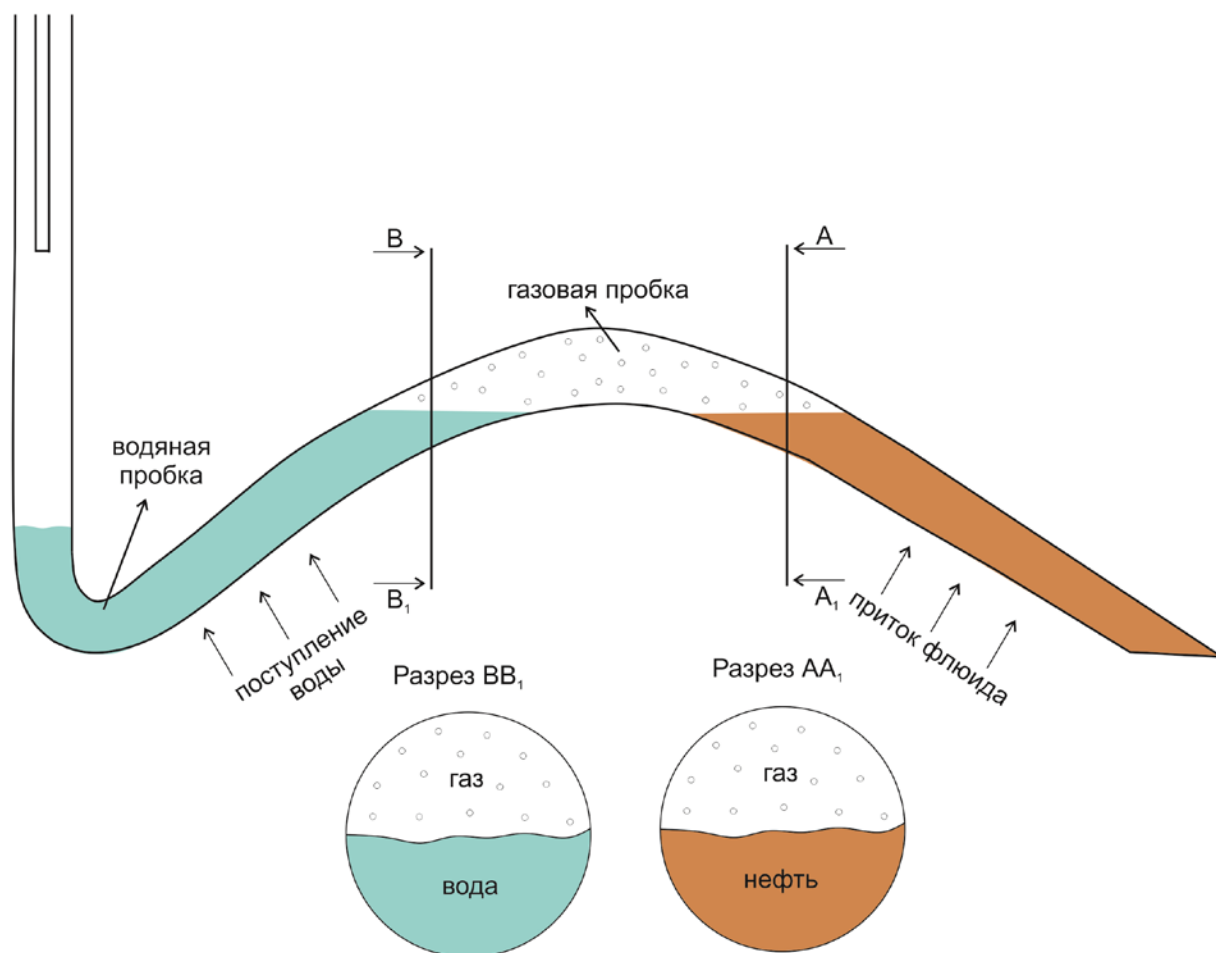
Различные модификации технологического комплекса «Латераль» обеспечивают доставку геофизических приборов любой массы и длины, позволяют оценивать особенности формирования переходных температурных полей в горизонтальных скважинах при различных способах их освоения, изучать характер распределения температуры и состава поступающей жидкости вдоль горизонтального окончания ствола [45, 67].

При этом технологии LWD считаются предпочтительными, обеспечивающими не только оперативное измерение геофизических полей, но и контроль за положением траектории скважины в пространстве. Важность обоснованного проектирования и контроля траектории горизонтального ствола скважины отмечается в ряде работ [12, 39, 49, 57]. В свою очередь, в работе [48] отмечается, что сопровождение бурения горизонтальных скважин является необходимым, особенно в условиях латеральной неоднородности продуктивных пластов.

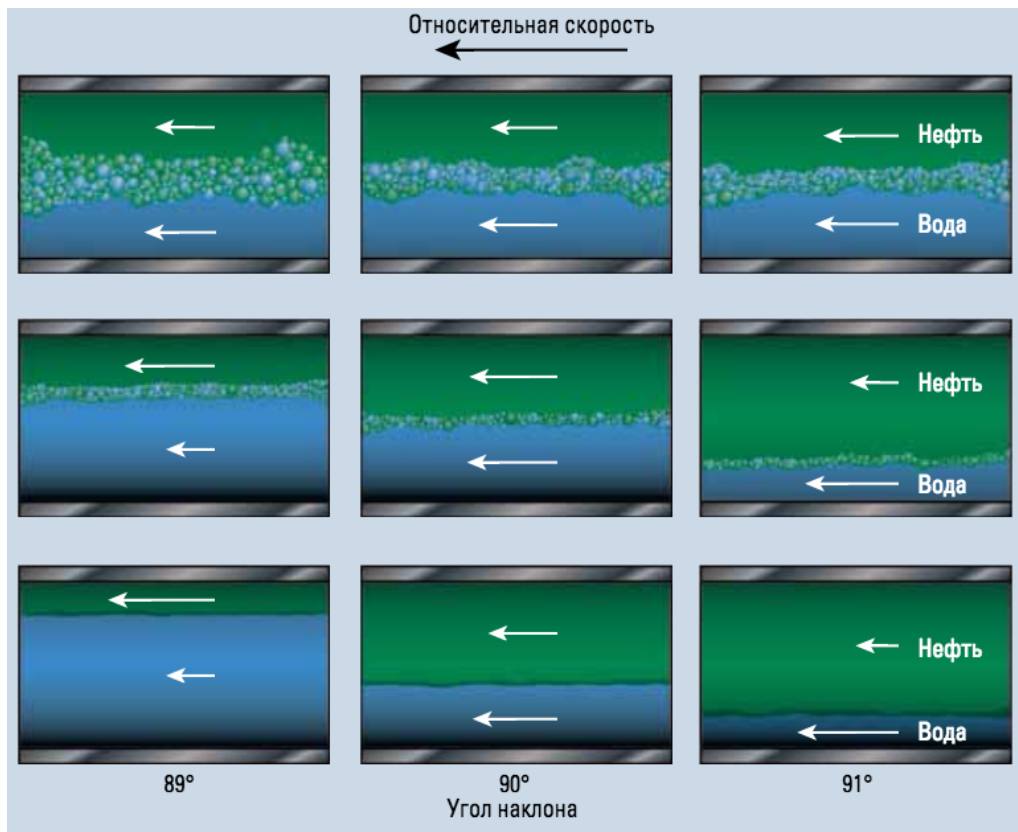
Контроль за положением ствола скважины технологией LWD обеспечивается за счет оперативного получения информации о свойствах вскрываемого пласта, что, в свою очередь, позволяет принимать решение о необходимости корректировки направления работы породоразрушающего инструмента.

Выполненный в диссертационной работе анализ продемонстрировал недостаточную достоверность технологии LWD при контроле траектории ствола горизонтальной скважины. Включение в компоновку глубинного оборудования дополнительных модулей – геофизических приборов, позволяет исключать процедуру исследования скважины после вскрытия продуктивного пласта. Однако зафиксированные далее промысловые

данные зачастую свидетельствуют о некорректных траекториях стволов, построенных по данным LWD. В частности, данный вывод получают специалисты при реализации комплекса исследований по контролю «приток-состав». Известно, что за счет разности плотностей добываемых нефти и воды их локализация в пределах горизонтального ствола определяется наличием приподнятых или опущенных его участков (рис.3.1). Соответственно, выделение воды в интервалах, где должна находиться нефть позволяет сделать вывод о неверных данных фактического интервала притока и его состава. Таким образом, диагностирование интервалов поступления нефти/воды при эксплуатации горизонтальных скважин – важнейшая задача геолого-геофизического мониторинга, должна решаться в комплексе с достоверной информацией о положении ствола в пласте, о наличии приподнятых и опущенных участков.



а)



б)

Рис. 3.1. Особенности двухфазного течения в горизонтальном стволе (а); изменение объема фаз при течении в горизонтальном стволе (б)

На основании анализа накопленного опыта проведения исследований LWD и последующих «приток-состав», установлен факт недостоверной фиксации траекторий в ряде горизонтальных скважин нефтяных месторождений Пермского края.

На рис. 3.2–3.4 приведены сравнительные траектории трех горизонтальных скважин, зафиксированные по LWD, инклинометрии и предлагаемого в настоящей работе способа, основанного на интерпретации фоновых замеров барометрии.

Для данных скважин установлено несоответствие характеристик «приток-состав» положению ствола в пределах продуктивного пласта, а именно «приподнятым» и «опущенным» участкам. Были проведены барометрические исследования, в ходе которых выполнены фоновые замеры распределения забойного давления по стволу. Произведенный впоследствии пересчет фоновых замеров, согласно уравнению

гидростатики, позволил получить скорректированные представления относительно положения ствола.

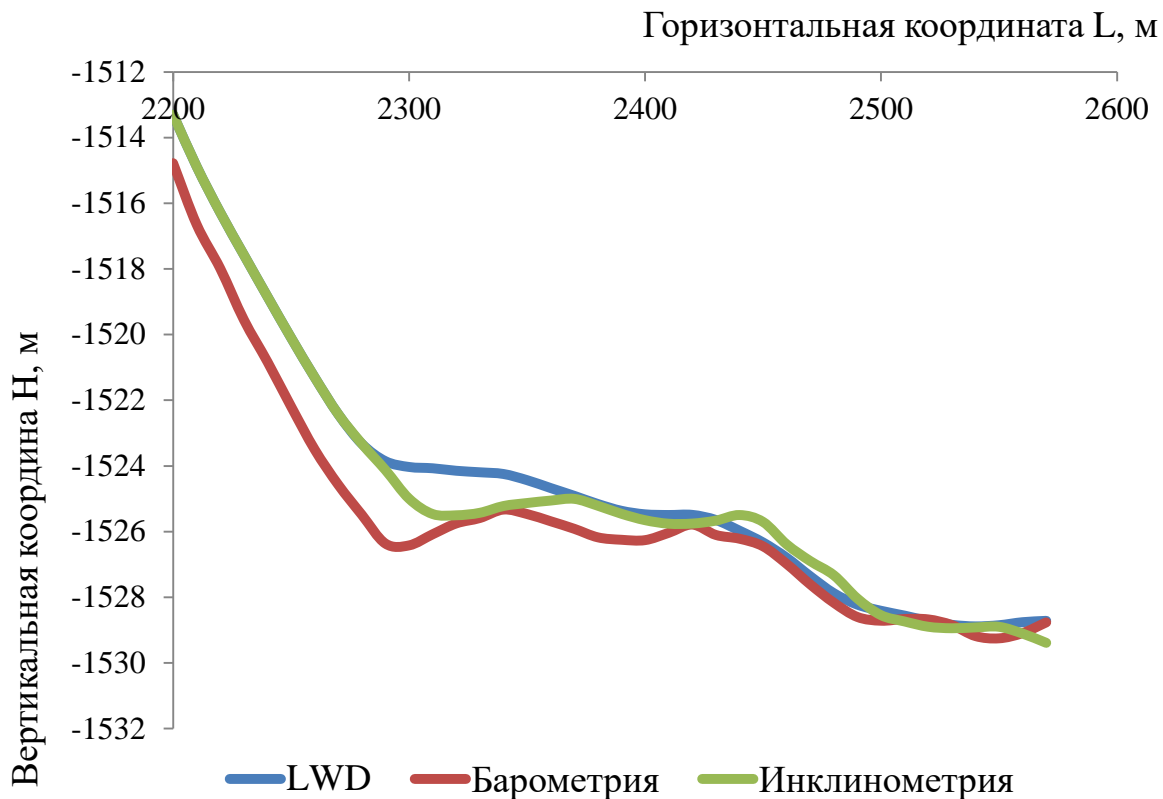


Рис. 3.2. Сопоставление траекторий горизонтального участка скв.1

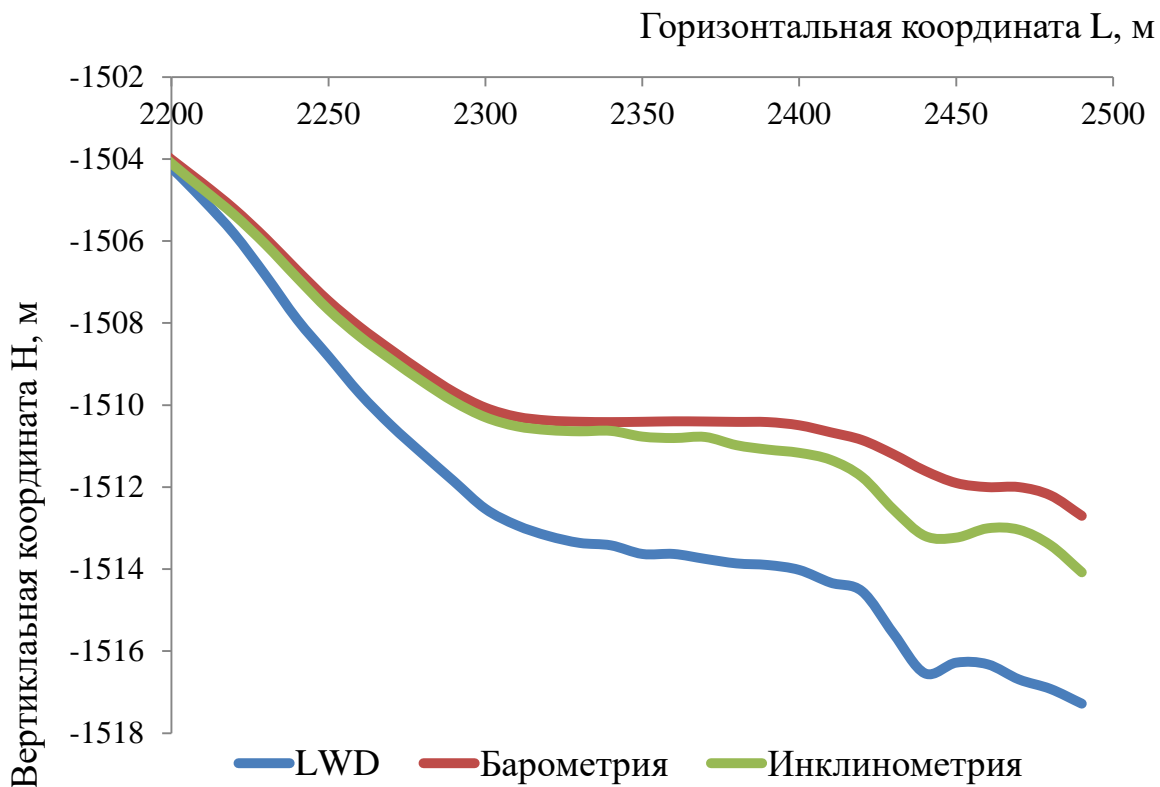


Рис. 3.3. Сопоставление траекторий горизонтального участка скв.2

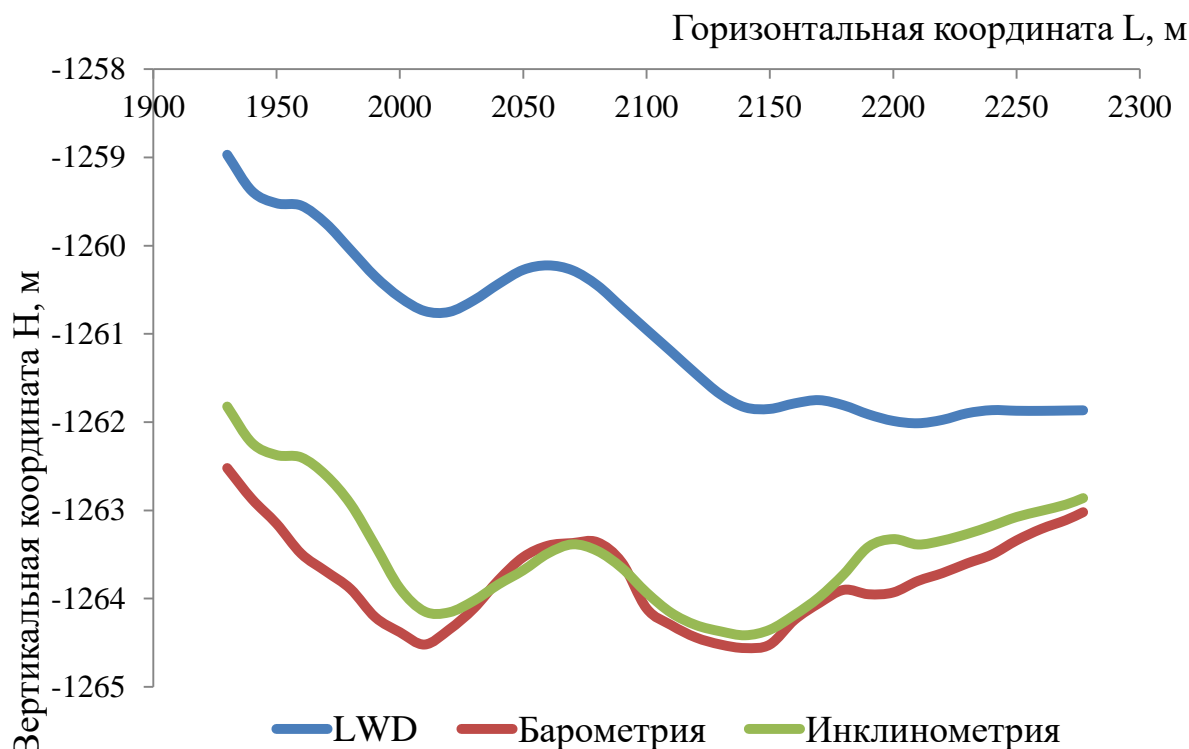


Рис. 3.4. Сопоставление траекторий горизонтального участка скв.3

Факт несоответствия траекторий горизонтальных участков обусловил необходимость их достоверной оценки, с этой целью в указанных скважинах проведена инклинометрия (приборами «ИОН+ГК» с доставкой прибора к забою при помощи ТК «Латераль»).

Для количественного сравнения достоверности применения LWD и барометрии при оценке пространственного размещения горизонтальных участков стволов в рассматриваемых условиях использован статистический анализ. На первом его этапе выполнено сравнение средних значений показателей с определением t-критерия Стьюдента [23] (табл.3.1). К сравнению приняты вертикальные координаты траекторий по LWD (H_{LWD}), инклинометрии ($H_{инкл}$) и барометрии ($H_{бар}$). Горизонтальные координаты точек ствола зафиксированы одинаковыми и обозначены как L.

Таблица 3.1

Сравнение средних при оценке достоверности LWD и барометрии

$H_{\text{инкл}}, \text{ м}$	$H_{\text{LWD}}, \text{ м}$	$H_{\text{бар}}, \text{ м}$	t – критерий
			уровень значимости p
Скважина 1			
-1524,7±4,0	-1524,5±4,0		$\frac{-0,207}{0,836}$
		-1525,5±3,4	$\frac{-0,953}{0,343}$
Скважина 2			
-1509,9±2,9	-1512,2±3,9		$\frac{2,565}{0,012}$
		-1509,9±2,9	$\frac{-0,914}{0,365}$
Скважина 3			
-1263,4±0,6	-1261,0±0,9		$\frac{-13,133}{0,000}$
		-1263,7±0,5	$\frac{-2,216}{0,030}$

Вывод о статистическом различии/неразличии средних значений с использованием t -критерия Стьюдента осуществляется при анализе уровня его значимости p . Для инженерных расчетов принято считать, что средние значения изучаемых параметров отличаются, если выполняется условие $p < 0,05$.

Анализируя представленные в табл.3.1 данные, можно сделать выводы, что для условий скв.1 средние значения вертикальных координатах не отличаются. Для скв.2 координаты LWD отличаются от фактических, полученных при инклинометрии. Координаты барометрии от инклинометрии не отличаются. Для скв.3 и барометрия, и LWD отличаются от инклинометрии, но барометрия показывает более приближенные к факту результаты.

В специфических условиях решаемой задачи представляется целесообразным сравнить траектории не только по средним значениям вертикальной координаты, но и по ее распределению. С этой целью использован другой статистический инструмент – χ^2 статистика Пирсона. Результаты сравнения плотностей распределения через χ^2 критерий представлены в табл.3.2.

Таблица 3.2
Результаты оценки χ^2 при сравнении траекторий

χ^2 уровень значимости p					
Скв. 1		Скв. 2		Скв. 3	
$N_{инкл}/ N_{LWD}$	$N_{инкл}/ N_{бар}$	$N_{инкл}/ N_{LWD}$	$N_{инкл}/ N_{бар}$	$N_{инкл}/ N_{LWD}$	$N_{инкл}/ N_{бар}$
<u>0,2248</u> 0,8936	<u>3,5122</u> 0,1727	<u>37,1741</u> 0,00000	<u>5,1157</u> 0,0774	<u>4,7446</u> 0,00000	<u>111,462</u> 0,0932

Алгоритм трактовки статистики Пирсона аналогичен и основан на сравнении уровня значимости с граничным его значением, принятым равным 0,05. При соответствующем анализе табл.2 установлено, что для скв.1 вертикальные координаты траекторий не различаются. Для скважин 2 и 3 технология LWD показывает отличные от инклинометрии результаты, а данные барометрии от инклинометрии не отличаются.

Таким образом, сравнение и средних, и плотностей распределения демонстрирует преимущества барометрии при контроле за пространственной ориентацией ствола скважины в рассматриваемых условиях.

Для детального анализа также выполнено статистическое моделирование, позволяющее комплексно оценить технологию LWD и барометрию при прогнозировании фактической ориентации ствола скважины. С этой целью построены многомерные модели, где прогнозируемым параметром выбраны фактические значения вертикальной координаты точек ствола, определенные при инклинометрии

($H_{\text{инкл}}$), а в качестве входных параметров использованы вертикальные координаты точек по LWD и барометрии, а также горизонтальная координата L . Для каждой модели определены ее статистические оценки, в том числе коэффициент детерминации R и уровень значимости p .

Построенные многомерные статистические модели имеют вид:

Скважина 1

$$H_{\text{инкл}}^M = 0,759H^{\text{Бар}} + 0,314H^{\text{LWD}} + 0,0012L + 110,01 \quad (3.1)$$

$R=0,994; p < 0,00001$

Скважина 2

$$H_{\text{инкл}}^M = 0,804H^{\text{Бар}} - 0,078H^{\text{LWD}} + 0,001L - 413,966 \quad (3.2)$$

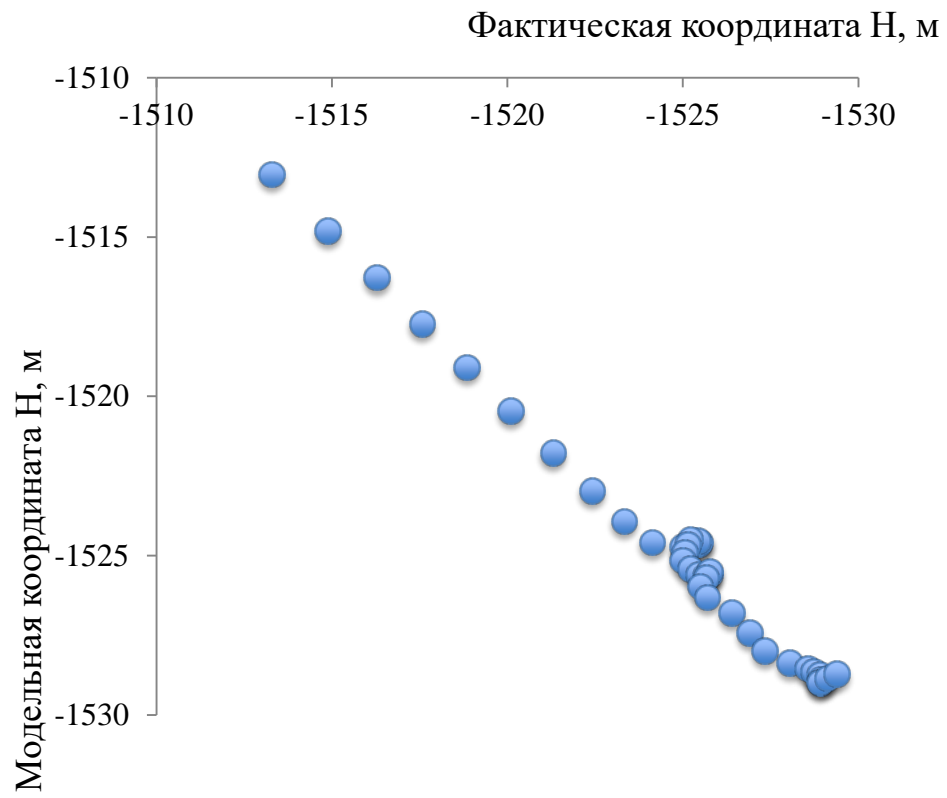
$R=0,998; p < 0,00001$

Скважина 3

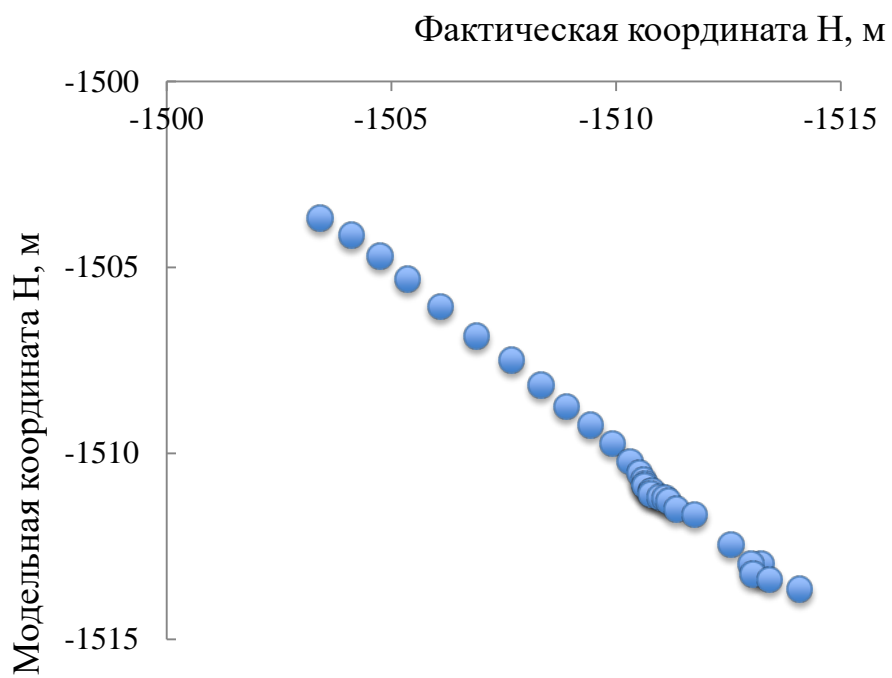
$$H_{\text{инкл}}^M = 1,665H^{\text{Бар}} - 0,951H^{\text{LWD}} - 0,009L - 340,394 \quad (3.3)$$

$R=0,908; p < 0,00001$

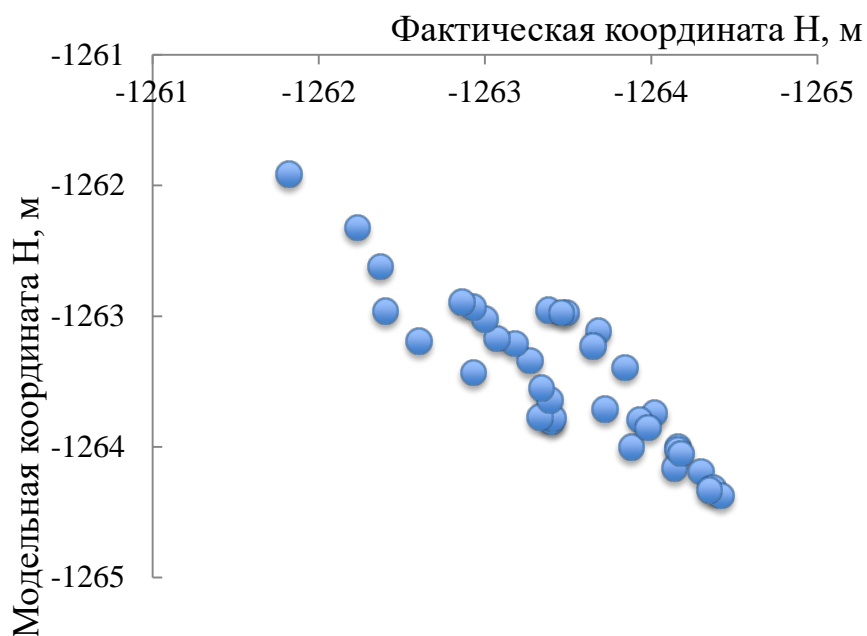
Исходя из статистических оценок моделей (3.1) – (3.3), можно сделать вывод об их высокой работоспособности, которую подтверждает также однозначный вид корреляционных полей, сопоставляющих фактические и модельные координаты горизонтальных стволов (рис.3.5).



а) скважина 1



б) скважина 2



в) скважина 3

Рис. 3.5. Корреляционные поля между модельными и фактическими траекториями

Установленная высокая работоспособность моделей (3.1)–(3.3) позволяет использовать их в качестве основы сравнительной оценки технологии LWD и барометрии. Модель включает данные обеих технологий, что указывает на целесообразность их комплексного совместного применения при строительстве горизонтальных скважин для оценки фактической траектории. То есть, комплексное применение LWD и барометрии позволит повысить достоверность контроля за пространственным расположением горизонтального участка ствола скважины. Следовательно, рекомендуется включить барометрию в комплекс ГИС, проводимый в горизонтальных скважинах.

3.2. Особенности интерпретации материалов исследований горизонтальных скважин

3.2.1. Особенности интерпретации геофизических исследований горизонтальных скважин, эксплуатирующих сложнопостроенные карбонатные коллектора

В настоящее время, независимо от технологии проведения измерений, интерпретация материалов ГИС горизонтальных скважин зачастую проводится по алгоритмам, разработанным для условно вертикальных. Адаптация отдельных методов в настоящее время выполнена локально, под решение конкретных интерпретационных задач. В частности, работы [10, 41, 42, 44] посвящены совершенствованию методов контроля профиля притока с учетом разделения фаз применительно к горизонтальным скважинам.

Одной из актуальных задач геофизических исследований скважин является дифференциация пород в пределах вскрытого интервала на коллектор и неколлектор, что на практике осуществляется посредством сопоставления пористости с граничным значением, обоснованным при подсчете запасов. В свою очередь, при обосновании граничного значения пористости не учитывается специфика течения флюида к горизонтальным стволам. Схожие проблемы трактовки граничных значений ФЕС для горизонтальных скважин отмечаются автором [46].

В ходе выполненного в работе анализа установлено, что использование описанного подхода дифференциации горных пород на коллектор/неколлектор приводит к результирующей невысокой доле коллектора на протяжении горизонтального участка ствола. Так, для Шершневского месторождения доля коллектора изменяется от 5 до 33 %, в среднем составляя 19,5 %. Однако впоследствии скважины вводятся в эксплуатацию с фактическими дебитами, соответствующими/превышающими плановые значения, рассчитанные без

учета низкой доли коллектора. В качестве иллюстрации на рис.3.6 приведена соответствующая диаграмма по нескольким характерным скважинам.

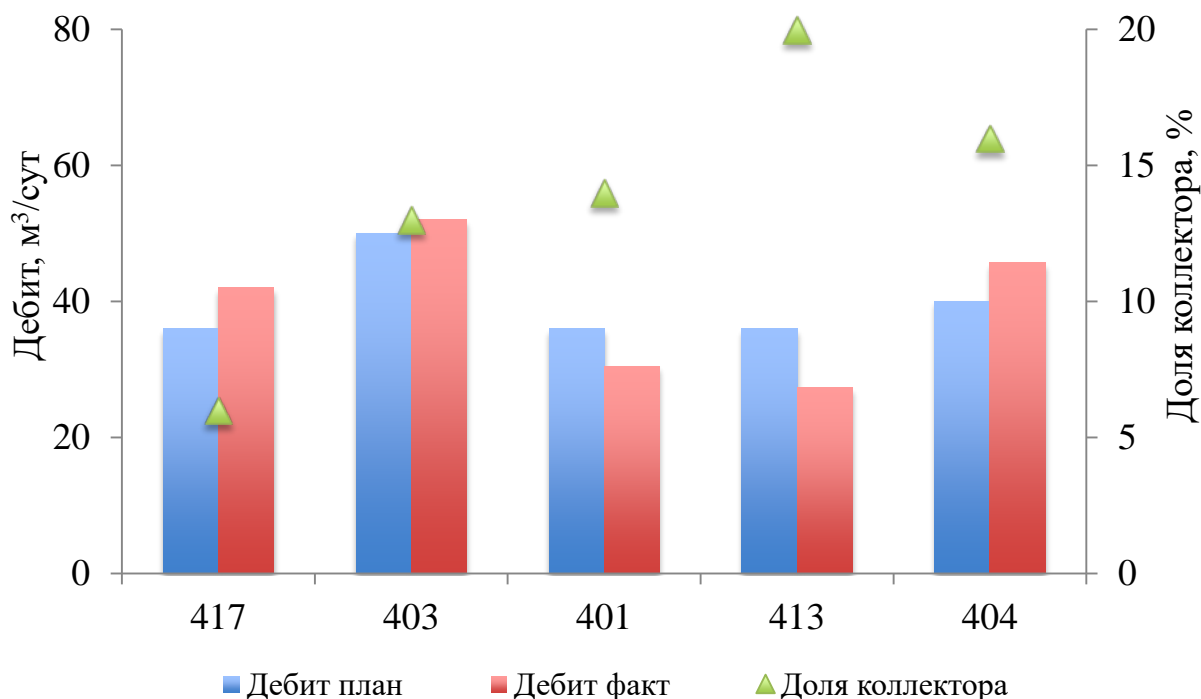


Рис. 3.6. Сопоставление проектных и фактических дебитов горизонтальных скважин

Для горизонтальных скважин Шершневого месторождения фактические дебиты практически соответствуют проектным значениям, несмотря на установленную крайне низкую долю коллектора во вскрытой части продуктивного пласта по данным интерпретации ГИС.

В результате распространенной является ситуация, когда интервал, выделенный в ходе первичного каротажа как неколлектор, в процессе освоения обеспечивает приток пластового флюида, что продемонстрировано на рис.3.7.

Для приведенной в качестве примера скважины (рис.3.8) по данным ГИС установлена протяженность коллектора, равная 52 м при общей длине горизонтального участка 220 м. В ходе первого этапа освоения получен приток из 111 м, заключительный (второй) этап освоения обеспечил приток из 145 м горизонтальной части ствола. Таким образом, длина горизонтального участка ствола, обеспечивающего приток, не

соответствует фактически пробуренному значению, а также непостоянна в процессе эксплуатации скважины. В работе [46] автор также приводит аналогичный вывод и использует термин «эффективная длина ГС».

Одной из проблем геофизических исследований в карбонатных коллекторах, независимо от конструкции ствола скважины, является определение проницаемости. Низкая достоверность подхода, стандартного для терригенных коллекторов с гранулярной пористостью, заключающегося в пересчете пористости в проницаемость с использованием петрофизической зависимости, обозначена в многочисленных научных источниках. Особую актуальность проблема приобретает в связи с отсутствием технологии отбора керна (основы построения петрофизической зависимости) при строительстве горизонтальных скважин в Пермском крае.

Таким образом, трактовка значения пористости по ГИС в сравнении с граничным значением, обоснованным при подсчете запасов, не позволяет достоверно прогнозировать интервалы притока флюидов к горизонтальным скважинам в сложнопостроенных карбонатных коллекторах. Как следствие, актуальной является задача оценки достоверности пересчета пористости в проницаемость с применением петрофизической зависимости.

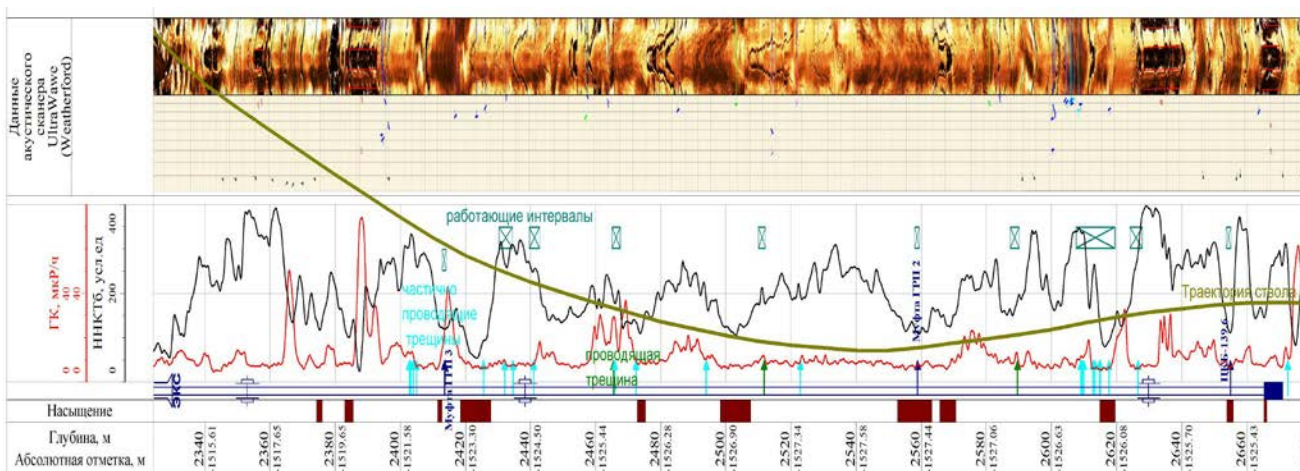


Рис. 3.7. Выкопировка из каротажной диаграммы скв.503

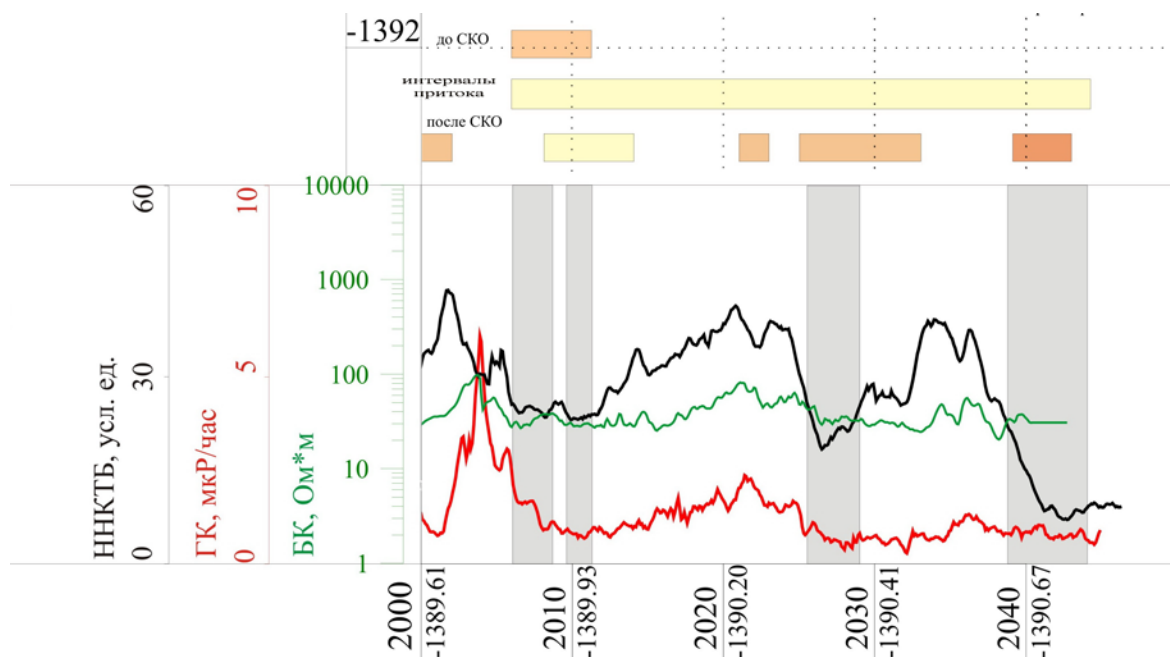


Рис. 3.8. Выкопировка из каротажной диаграммы горизонтальной скважины

В условиях невозможности оценки достоверности величины проницаемости посредством ее сопоставления с данными непосредственных (прямых) измерений предлагается использовать подход, описанный в [23]. Суть подхода сводится к следующему: известно, что проницаемость является фактором, контролирующим дебит скважины. То есть корреляция дебита и проницаемости позволит оценить достоверность проницаемости. Однако, на величину дебита оказывает влияние не только проницаемость, но и ряд других геолого-физических факторов. Поэтому при оценке достоверности определения проницаемости необходимо оценивать комплексное влияние всех параметров, что успешно решается при помощи множественного регрессионного анализа. Для решения поставленной задачи строятся многомерные модели дебитов, при их построении в качестве исходных данных используется оцениваемая проницаемость, а также набор геолого-физических факторов, вероятно, оказывающих влияние на дебит скважин. Факторы, включенные в модель в качестве независимых переменных, формируют дебит скважин. То есть,

факт включения проницаемости в многомерную модель дебита следует рассматривать как подтверждение достоверности ее определения.

Поскольку ГИС проводят на этапе ввода скважин в эксплуатацию, целесообразным представляется выполнить сопоставление проницаемости по ГИС с начальными дебитами всех горизонтальных скважин Шершневского месторождения. Также в ходе исследования привлечены другие геолого-технологические показатели: пластовое $P_{пл}$ и забойное $P_{заб}$ давления в начальный период эксплуатации скважин, толщина пласта h , фактическая протяженность горизонтального участка ствола $L_{гс}$, коэффициент пористости по ГИС $K_{пор}$. На первом этапе регрессионного анализа исследованы корреляционные связи между всеми изучаемыми параметрами (табл.3.3).

Таблица 3.3

Корреляционная матрица между основными геолого-технологическими показателями эксплуатации горизонтальных скважин и результатами интерпретации ГИС

	$Q_{ж}$	$P_{пл}$	$P_{заб}$	h	$L_{гс}$	$K_{ГИС}$	$K_{пор}$
$Q_{ж}$	1,00	0,48	0,32	-0,67	0,22	-0,22	0,20
$P_{пл}$		1,00	0,59	-0,29	0,40	-0,30	-0,10
$P_{заб}$			1,00	0,01	0,42	-0,33	-0,15
h				1,00	-0,19	-0,25	-0,44
$L_{гс}$					1,00	-0,25	-0,22
$K_{ГИС}$						1,00	0,89
$K_{пор}$							1,00

Примечание: красным выделены значимые корреляционные связи.

Анализ табл.3.3 позволяет сделать вывод о наличии значимой корреляционной связи между пористостью и проницаемостью, что следует из самого принципа определения проницаемости. Между дебитом и ФЕС связи не установлены.

В ходе регрессионного анализа построена многомерная модель дебита, которая имеет вид:

$$Q_{ж}^{М-ГИС} = -5,41h + 1,88P_{пл} - 74,7 \quad (3.4)$$

Статистические оценки уравнения: коэффициент множественной корреляции $R = 0,75$; уровень значимости $p < 0,007$; стандартная ошибка расчета $S_0 = 12,86 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Модель (3.4) включает минимальный набор входных параметров, таких, как толщина пласта и пластовое давление. Следует отметить полное отсутствие в составе модели фильтрационно-емкостных параметров. То есть, достаточно высокие статистические оценки модели обусловлены не достоверностью параметров, определенных по ГИС, а наличием статистически значимой связи между дебитом, толщиной пласта и пластовым давлением.

Таким образом, выполненный корреляционно-регрессионный анализ свидетельствует, что геофизические исследования горизонтальных скважин, эксплуатирующих сложнопостроенные карбонатные коллектора, не позволяют достоверно оценивать фильтрационные параметры.

В условиях невысокой достоверности ГИС, как метода определения фильтрационных свойств (проницаемости), возрастает роль другого косвенного метода их определения – гидродинамических исследований.

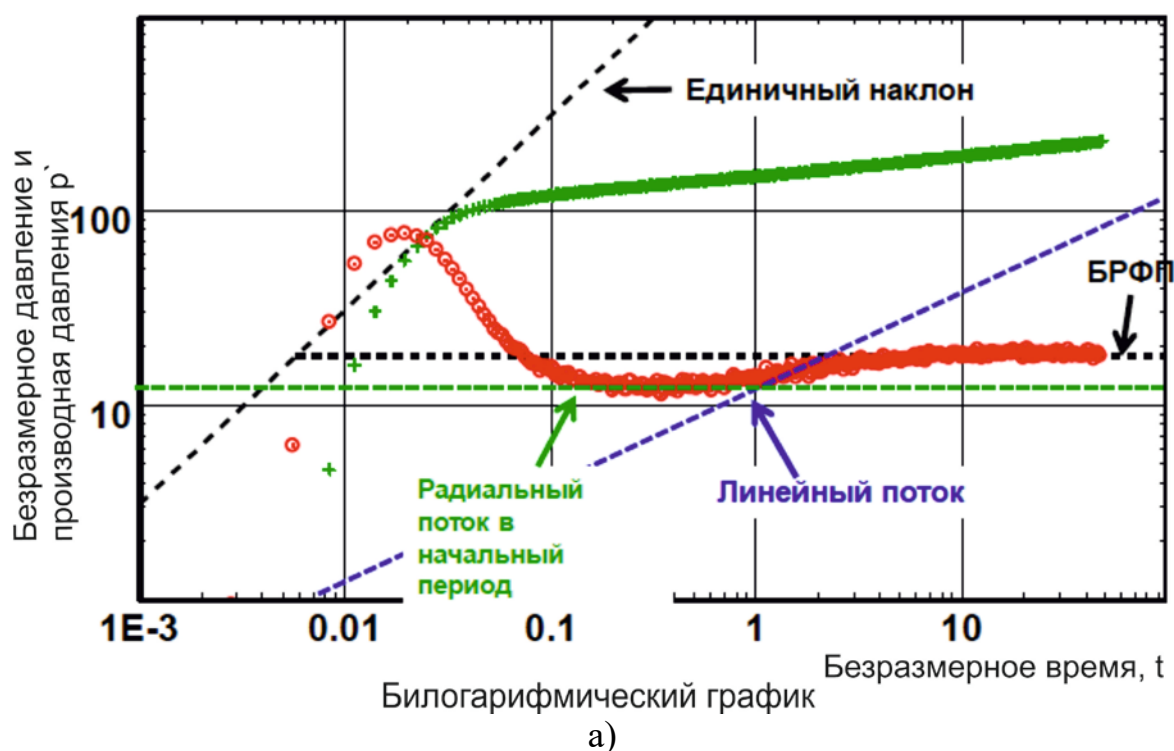
3.2.2. Особенности интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин, эксплуатирующих сложнопостроенные карбонатные коллектора

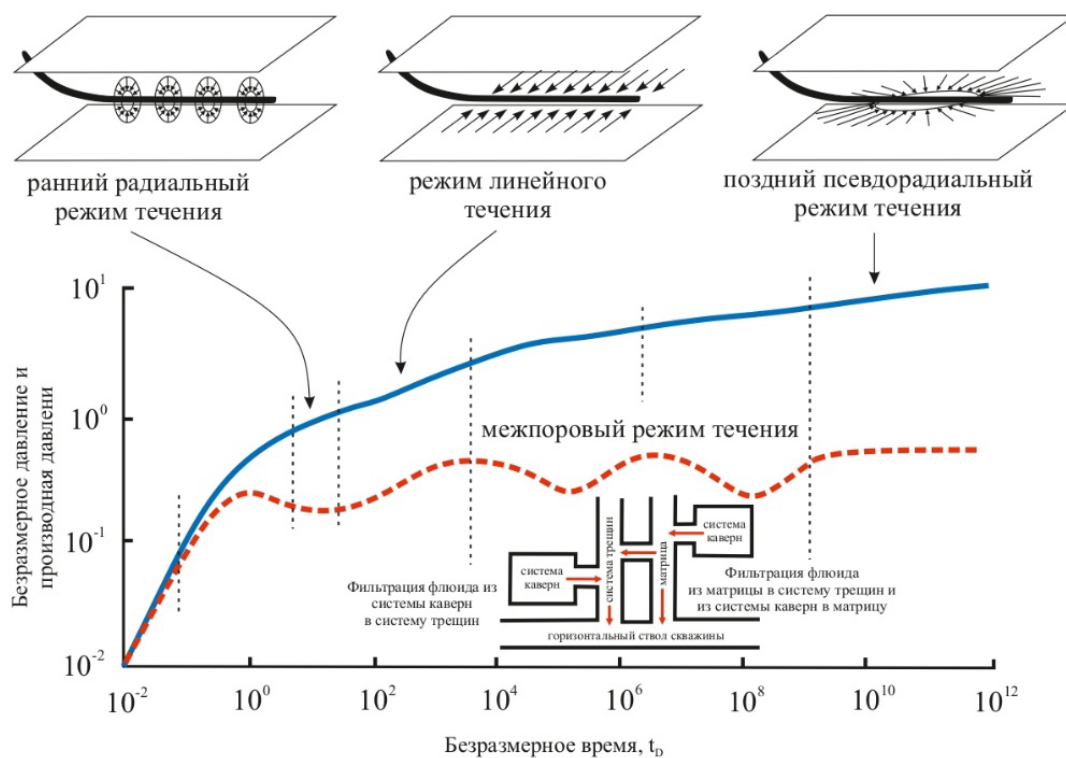
Наиболее распространенным и информативным методом ГДИ являются исследования методом восстановления давления (КВД), которые на рассматриваемых объектах проводятся регулярно и с использованием глубинных измерительных приборов. Возрастающая доля горизонтальных скважин в общем эксплуатационном фонде обуславливает необходимость адаптации алгоритмов интерпретации КВД под специфику соответствующей геометрии течения. В настоящее время в мировой практике нефтяной геологии широкое распространение получил математический аппарат, основанный на анализе производной давления

(теория Бурдэ) и реализованный в современных программных продуктах. Их функционал позволяет выполнять интерпретацию КВД и определять комплекс гидродинамических характеристик, специфических для системы «продуктивный пласт – горизонтальная скважина» [60, 68, 77, 78, 86, 108]. Основанием для выбора интерпретационной модели «горизонтальная скважина» предложено считать не сам факт наличия такой конструкции, а вид графика в диагностических координатах, представленный на рис.3.9(а).

В ходе выполненного анализа научно-технической литературы установлено, что вид графика КВД может отличаться от представленного на рис.3.9(а) в связи с совместным влиянием сложного строения пустотного пространства и граничных эффектов на процесс восстановления давления, что графически отражено на рис. 3.9(б).

Аналогичный вывод о более сложной геометрии течения жидкости и, как следствие, отличной от эталона форме графика КВД горизонтальной скважины в диагностических бигарифмических координатах приводят авторы [60, 85].

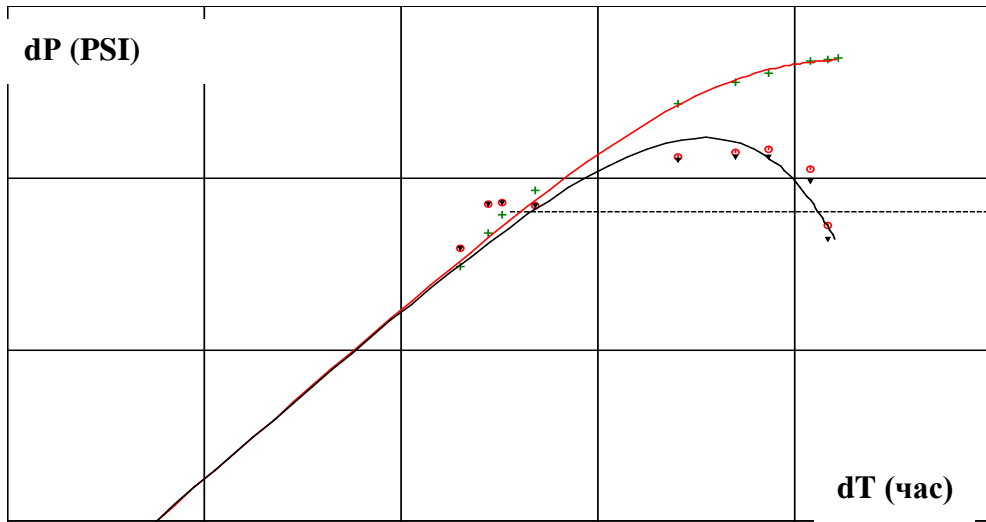




б)

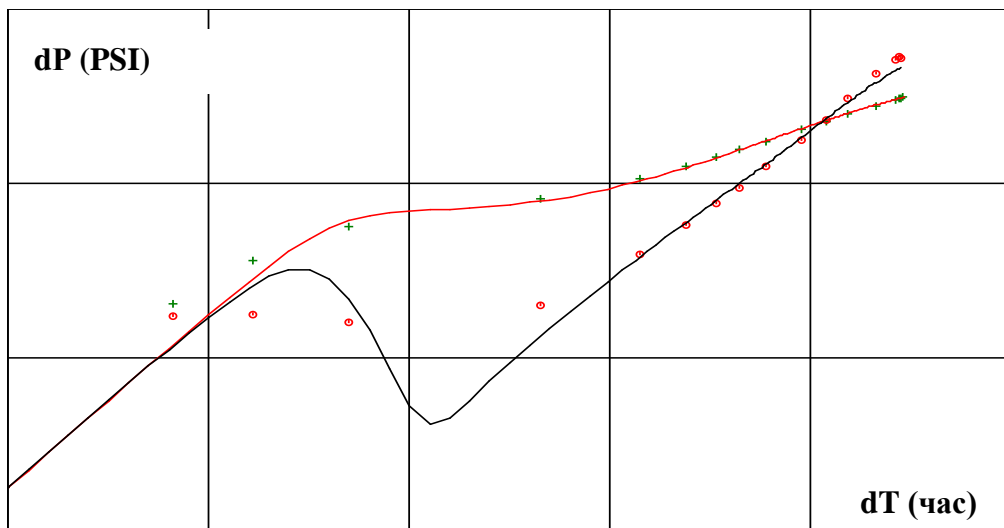
Рис. 3.9. Графики КВД горизонтальных скважин
 а) классическая форма; б) форма, характерная для сложного строения
 пустотного пространства

Для детального изучения обозначенной проблемы в ходе диссертационного исследования обобщены и проанализированы материалы всех высокоинформативных гидродинамических исследований горизонтальных скважин основного объекта – турнейско-фаменской залежи Шершневого месторождения. В качестве примера на рис.3.10-3.24 приведены по одной кривой восстановления давления каждой из всех горизонтальных скважин Шершневого месторождения.



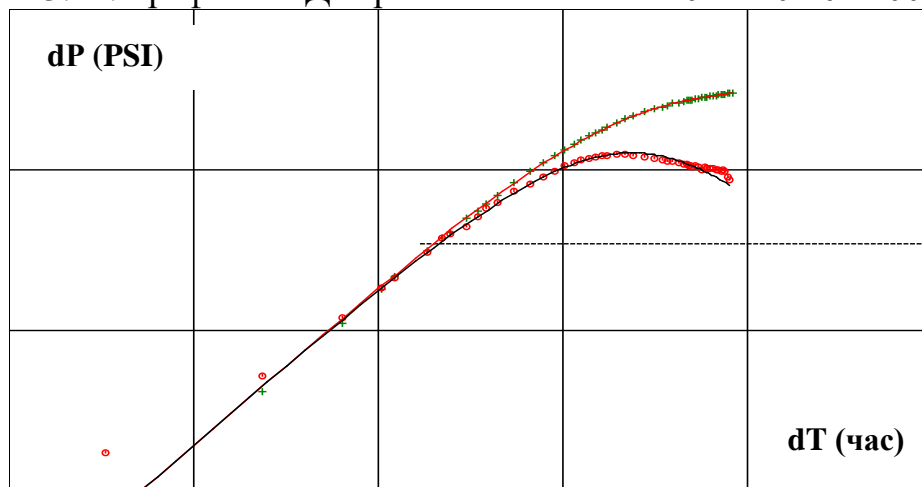
Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Рис. 3.10. График КВД горизонтальной скв.401 от 26.05.2005 г.



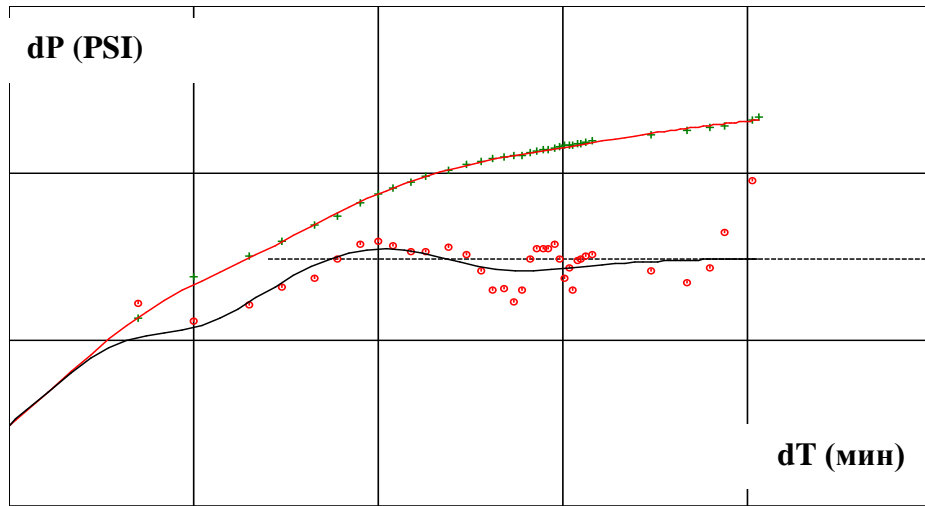
Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Рис. 3.11. График КВД горизонтальной скв.402 от 04.01.2008 г.



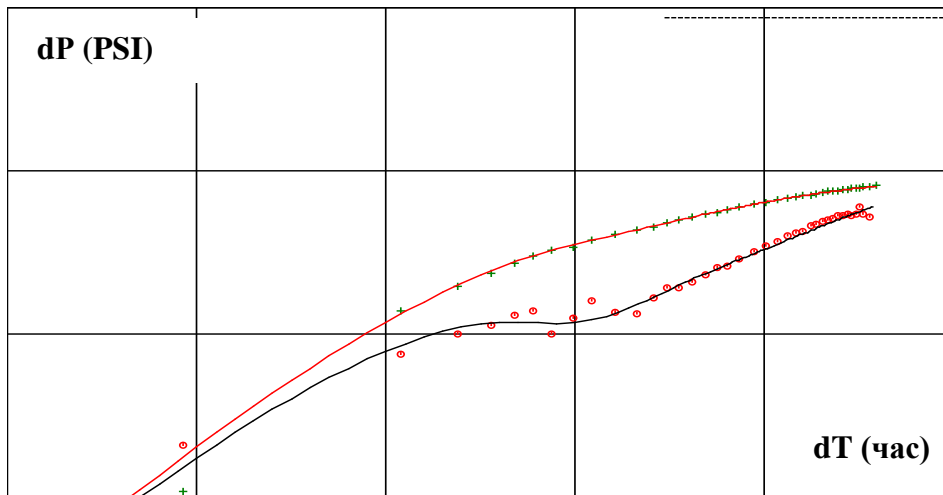
Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Рис. 3.12. График КВД горизонтальной скв.403 от 02.08.2005 г.



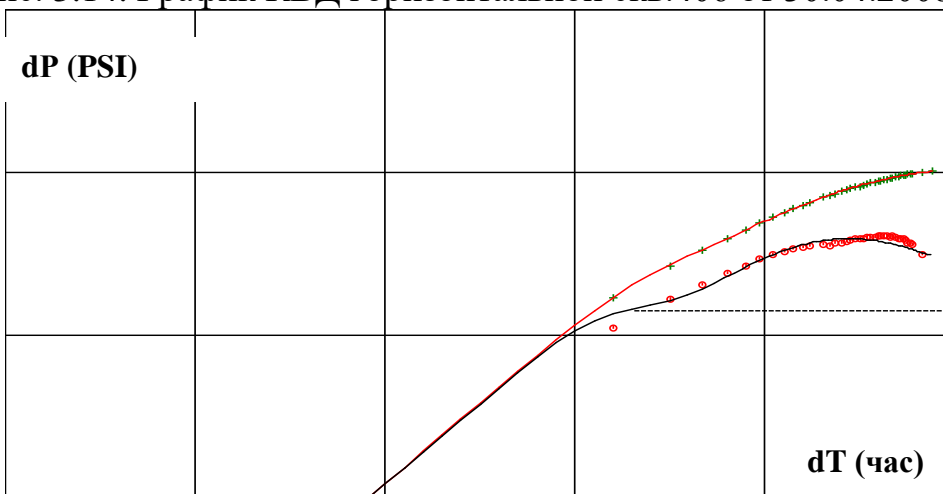
Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

Рис. 3.13. График КВД горизонтальной скв.404 от 14.02.2010 г.



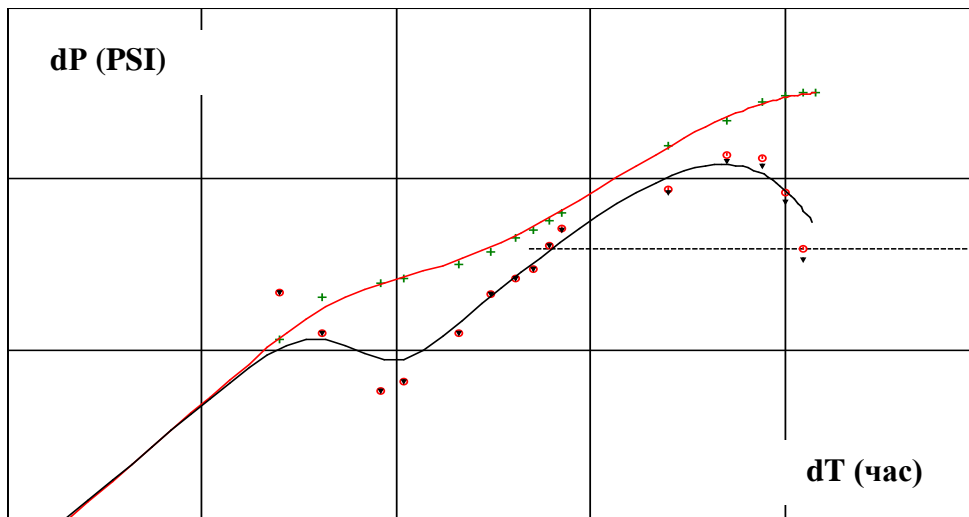
Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Рис. 3.14. График КВД горизонтальной скв.406 от 30.04.2008 г.



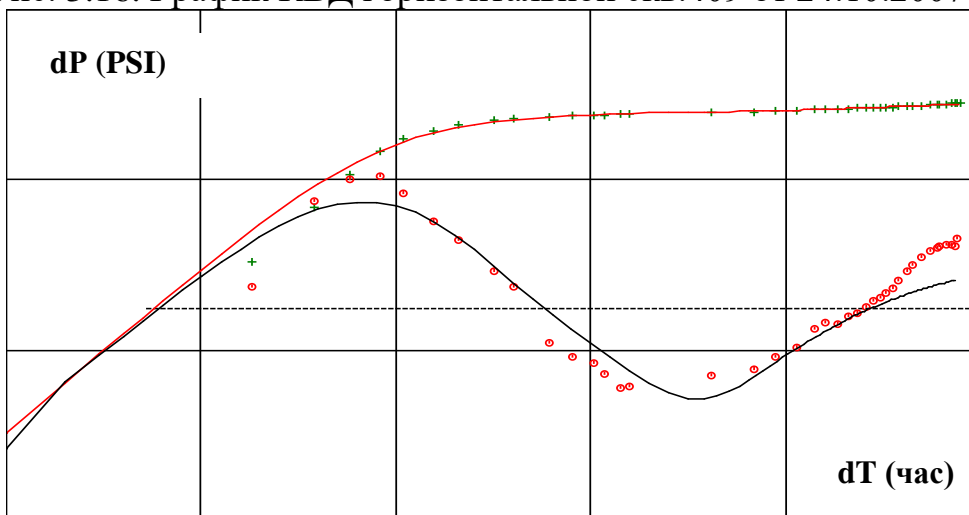
Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Рис. 3.15. График КВД горизонтальной скв.407 от 04.12.2008 г.



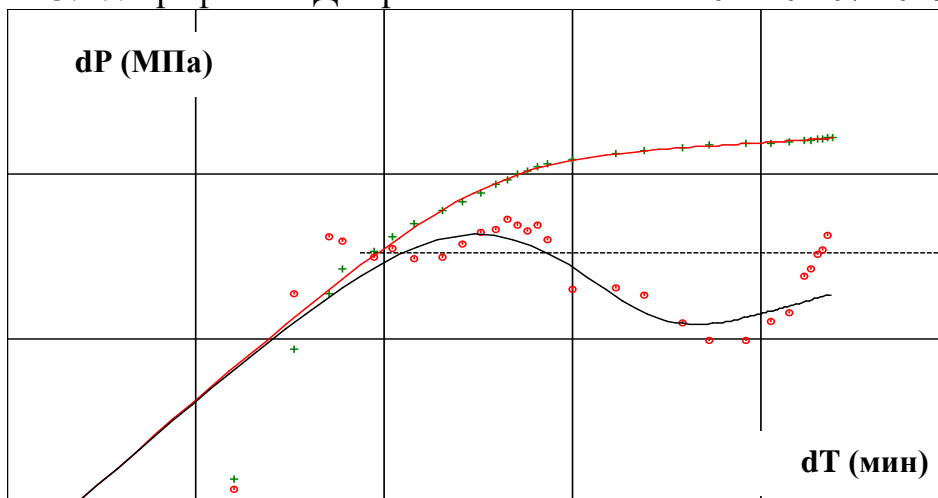
Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Рис. 3.16. График КВД горизонтальной скв.409 от 24.10.2007 г.



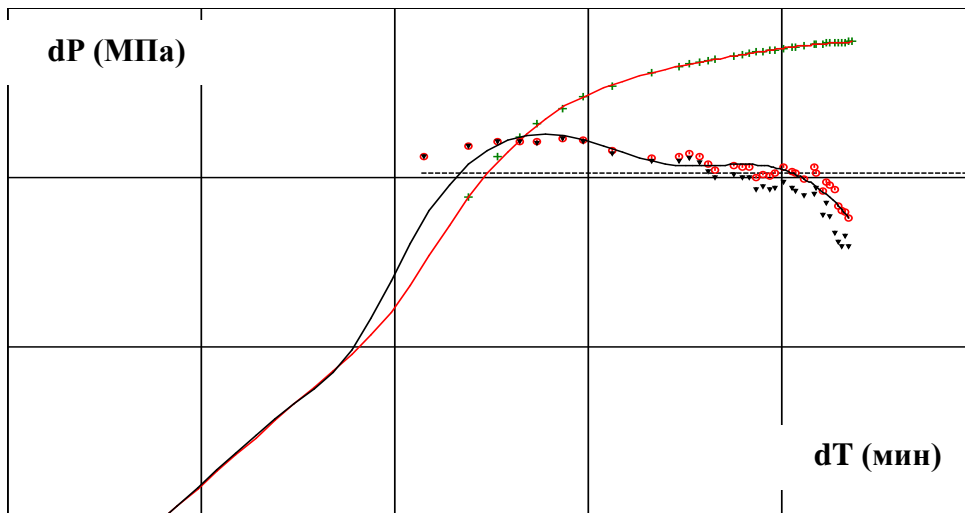
Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Рис. 3.17. График КВД горизонтальной скв.410 от 01.07.2015 г.



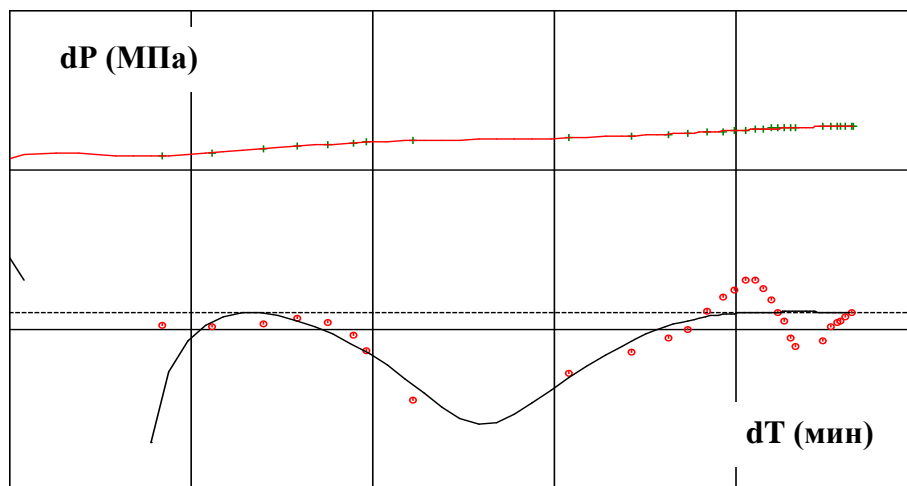
Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

Рис. 3.18. График КВД горизонтальной скв.411 от 21.08.2013 г.



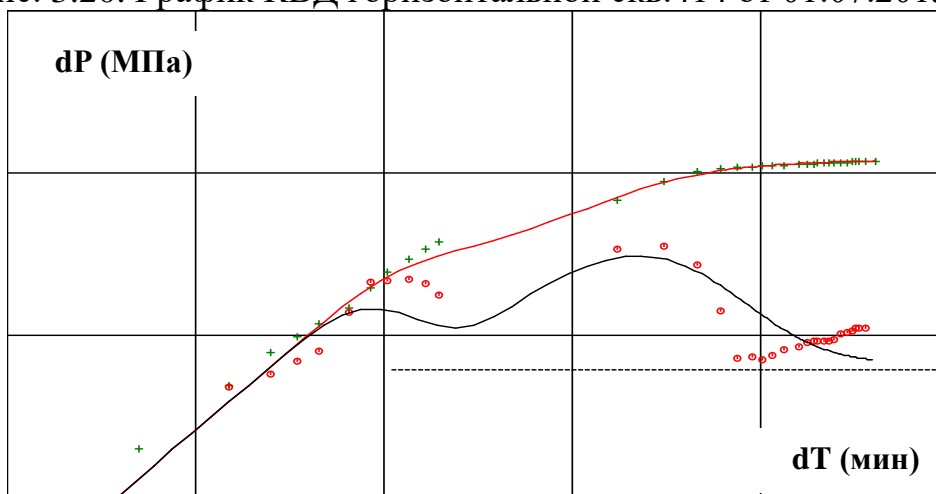
Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

Рис. 3.19. График КВД горизонтальной скв.413 от 11.10.2008 г.



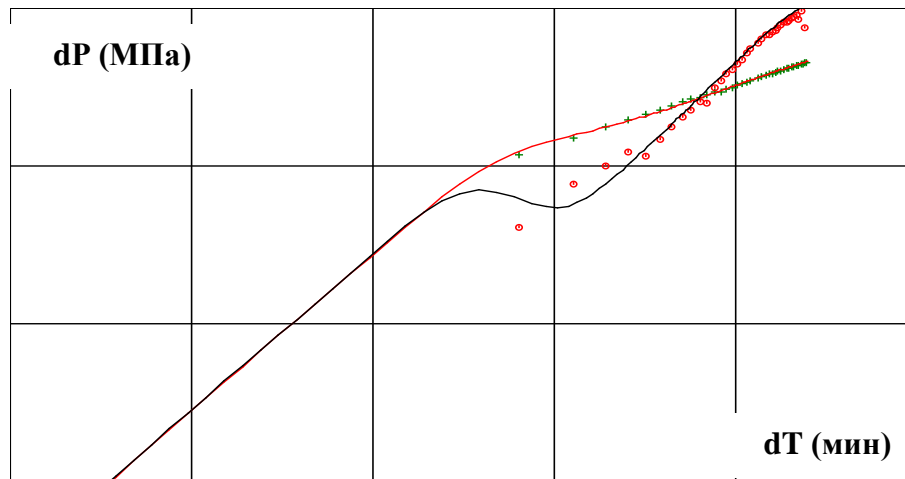
Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

Рис. 3.20. График КВД горизонтальной скв.414 от 01.07.2015 г.



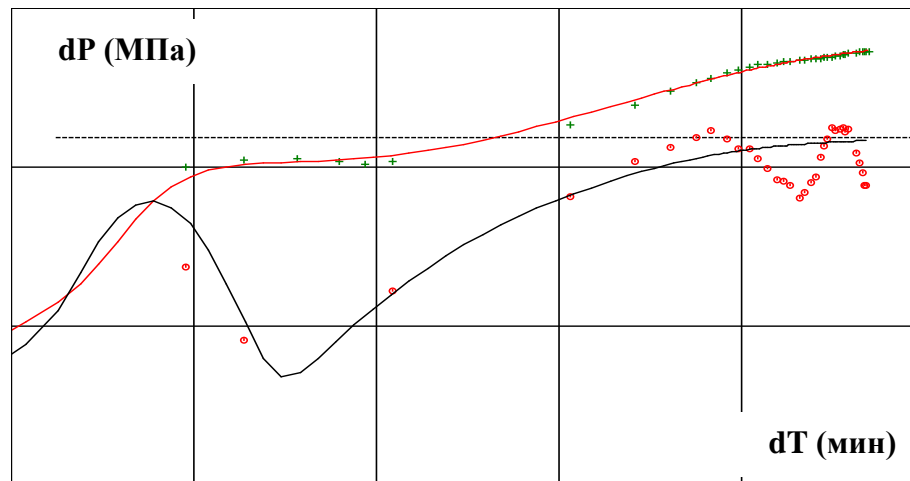
Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

Рис. 3.21. График КВД горизонтальной скв.417 от 06.12.2008 г.



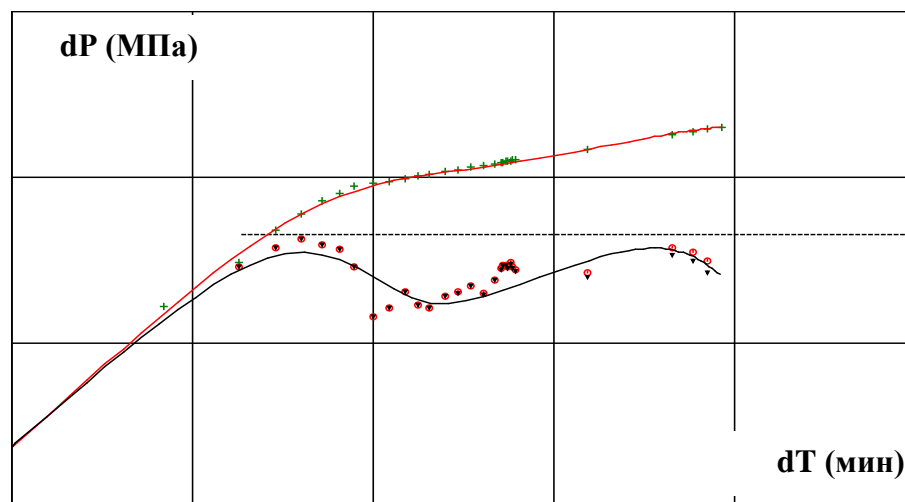
Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

Рис. 3.22. График КВД горизонтальной скв.419 от 30.04.2008 г.



Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

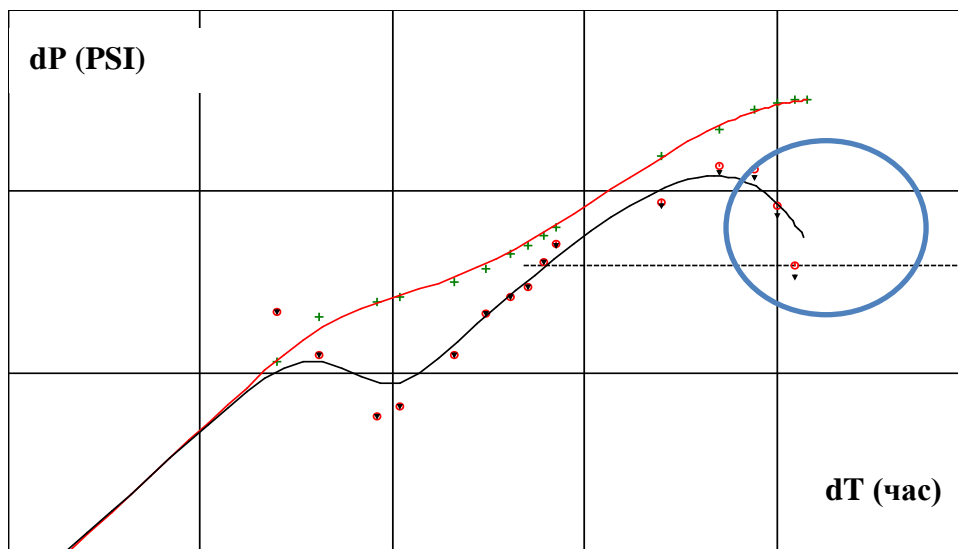
Рис. 3.23. График КВД горизонтальной скв.420 от 07.01.2010 г.



Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

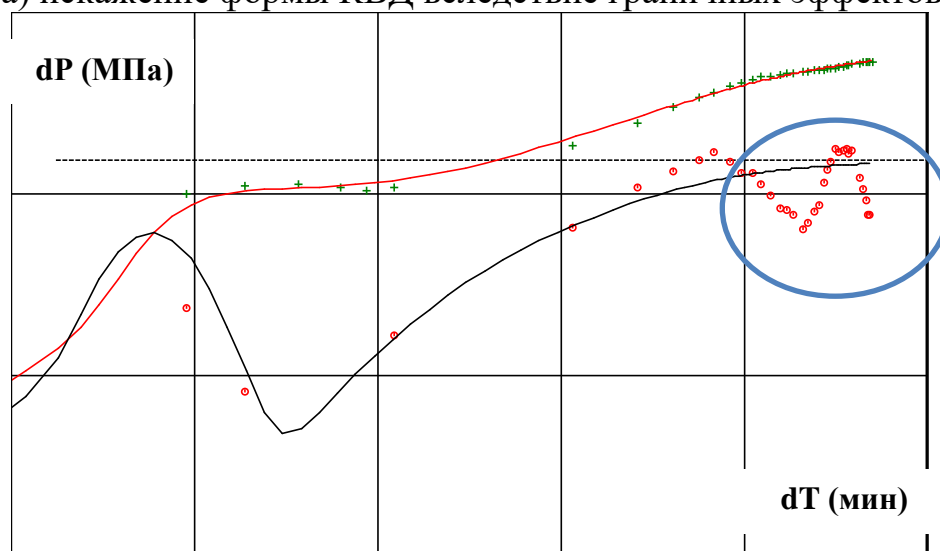
Рис. 3.24. График КВД горизонтальной скв.423 от 01.02.2014 г.

Как следует из представленных выше графиков, практически все фактические КВД отличаются от теоретического представления. Анализируя совместно все представленные данные, можно сделать вывод, что форму КВД осложняет либо проявление граничных эффектов, обуславливая отрицательную динамику производной давления на заключительном участке (рис.3.25, а), либо скачкообразное ее поведение (рис.3.25, б), обусловленное сложным строением пустотного пространства.



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

а) искажение формы КВД вследствие граничных эффектов



Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

б) искажение формы КВД вследствие сложной структуры пустотного пространства

Рис. 3.25. Характерные примеры искажения формы КВД горизонтальных скважин Шершневого месторождения

Несоответствие фактических графиков КВД известным представлениям привело к возникновению ситуации, когда при обработке КВД горизонтальной скважины специалист использует интерпретационную модель «вертикальная скважина».

В качестве иллюстрации на рис.3.26 приведена выкопировка из заключения по проведению гидродинамических исследований методом КВД по одной из горизонтальных скважин Шершневого месторождения.

Недропользователь ООО"ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"
Месторождение [Шершневское](#)
Поднятие [Шершневское](#)
Скважина [404](#)
Пласт [Т-Фм](#)
Интервал перфорации 2135-2386(откр.ствол)

Модели интерпретации

Применяемое ПО	Сапфир_НЛ
Метод обработки	нелинейной_регресс
Модель скважины	вертикальная
Модель пласта	однородный
Модель границ	бесконечный

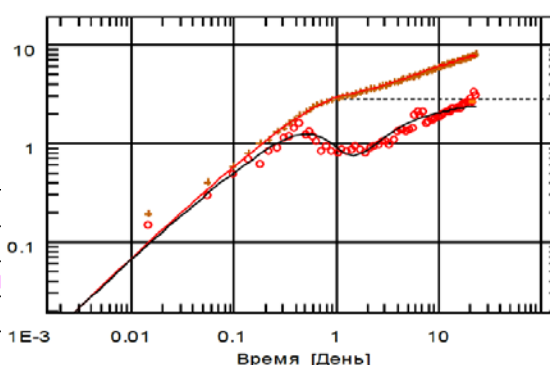


Рис. 3.26. Выкопировка из заключения по интерпретации КВД

Автором представленного на рис.3.26 заключения указано, что основанием выбора интерпретационной модели послужил вид диагностического графика КВД. Обобщенная информация по выбору интерпретационных моделей при обработке КВД горизонтальных скважин Шершневого месторождения (за период с 2016 по 2021 гг.) представлена в табл.3.4.

Таблица 3.4

Обобщение опыта выбора интерпретационных моделей при обработке ГДИ горизонтальных скважин

Год	Кол-во ГДИ ГС*	Интерпретационные модели ствола скважин			
		ГС		ВС	
		ед.	%	ед.	%
2016	12	0	0	12	100
2017	19	3	16	16	84
2018	18	0	0	18	100
2019	7	0	0	7	100

Год	Кол-во ГДИ ГС*	Интерпретационные модели ствола скважин			
		ГС		ВС	
		<i>ед.</i>	<i>%</i>	<i>ед.</i>	<i>%</i>
2020	23	0	0	23	100
2021	10	0	0	10	100
Всего	89	3	3	86	97

* Высокоинформативные ГДИ, качество которых позволило выполнить их обработку в соответствии с теорией Бурдэ.

Как следует из представленных в таблице 3.4 данных, обработка только 3 % КВД горизонтальных скважин на Шершневском месторождении выполняется с применением модели «горизонтальная скважина» с получением специфических гидродинамических параметров. В остальных случаях графики КВД не соответствуют обозначенному выше теоретическому представлению и обработаны с использованием интерпретационной модели «вертикальная скважина». В этом случае, помимо невозможности определения специфических для горизонтальных скважин параметров, вызывает вопрос также достоверность определяемых значений коэффициента проницаемости. Для предварительной оценки достоверности такого подхода построена диаграмма, отражающая зависимость удельной продуктивности горизонтальных скважин (коэффициент продуктивности, приходящийся на единицу нефтенасыщенной толщины пласта) от проницаемости, определенной при обработке КВД в ПК Saphir с использованием интерпретационной модели «вертикальная скважина». Данное сопоставление выполнено, исходя из теоретических предпосылок, согласно которым проницаемость является основным параметром, влияющим на удельную продуктивность скважин.

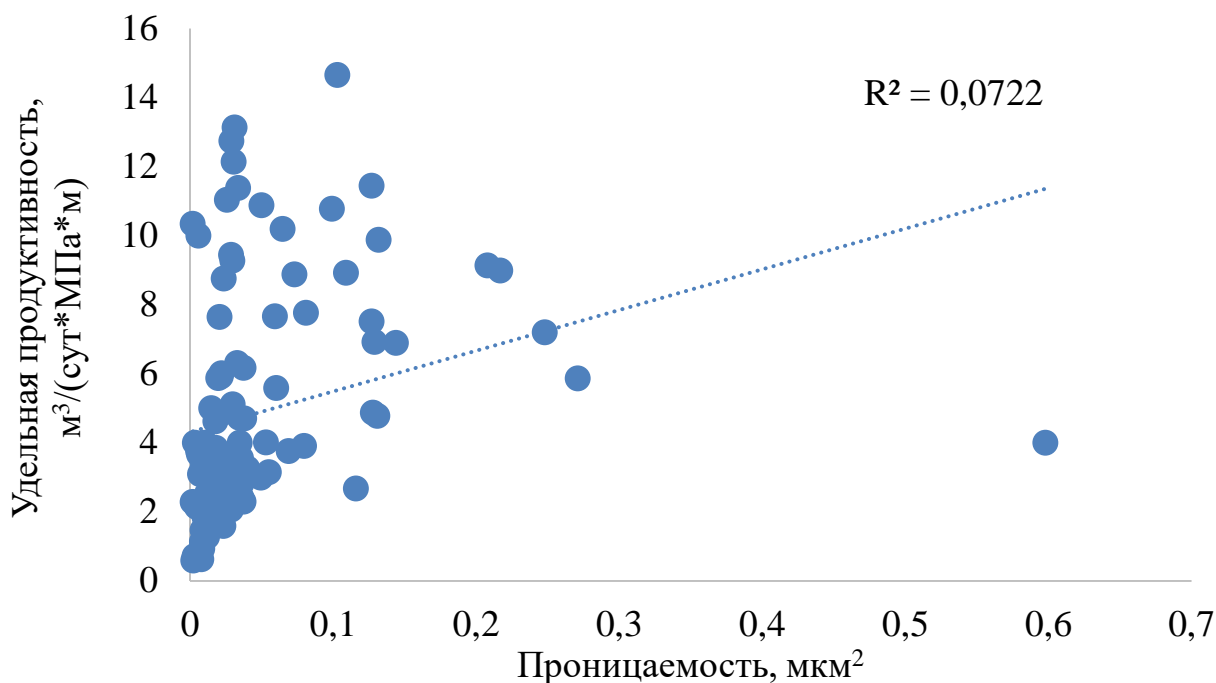


Рис. 3.27. Зависимость удельной продуктивности горизонтальных скважин от проницаемости, определенной по интерпретационной модели «вертикальная скважина» (ПК Saphir)

Из представленных на рис.3.27 данных следует, что проницаемость, определенная при интерпретации кривых восстановления давления горизонтальных скважин с использованием модели «вертикальная скважина», недостаточно тесно коррелируется с удельной продуктивностью скважин. Данный вывод свидетельствует о нецелесообразности использования моделей, не учитывающих наличие горизонтального участка ствола, для определения фильтрационных параметров продуктивных пластов.

Таким образом, установлено, что фактические графики КВД горизонтальных скважин не соответствуют теории Бурдэ, а применение модели «вертикальная скважина» приводит к получению недостоверных параметров, что обуславливает необходимость совершенствования подходов к интерпретации КВД, чему посвящена следующая глава диссертации.

Выводы по главе III

Наличие значительного накопленного опыта проведения геофизических и гидродинамических исследований послужило одним из оснований для выбора турнейско-фаменской залежи Шершневского месторождения в качестве основного объекта настоящего диссертационного исследования. В ходе выполненного анализа опыта исследований получены следующие основные выводы:

Реализация технологии LWD не всегда позволяет получать достоверную информацию о траектории горизонтального участка ствола в пределах продуктивного пласта. В диссертационной работе предложен подход, позволяющий уточнять траекторию, основанный на интерпретации результатов барометрии. Достоверность подхода подтверждена материалами специально выполненных инклинометрических исследований. Детальный статистический анализ, включающий, в том числе, многомерное моделирование, позволил установить факт максимальной достоверности оценки траектории ствола при комплексировании LWD и барометрии скважин. На основании данного вывода разработана рекомендация о включении барометрии в комплекс ГИС горизонтальных скважин.

Проблемной областью также следует считать выделение коллекторов на основании сопоставления пористости по ГИС с граничным значением, обоснованном при подсчете запасов. Граничное значение не учитывает специфики течения флюидов к горизонтальным скважинам в карбонатных коллекторах сложного строения. На нескольких фактических примерах продемонстрировано наличие притока в интервалах, выделенных по ГИС как неколлектор. Соответственно, пересчет пористости по ГИС в проницаемость с использованием петрофизической зависимости не следует рассматривать как достоверный метод оценки фильтрационных

свойств карбонатных коллекторов, эксплуатирующихся горизонтальными скважинами.

Эффективным инструментом определения проницаемости и ряда других важных гидродинамических характеристик являются ГДИ с последующей интерпретацией материалов в современных программных продуктах, алгоритмы которых основаны на теории Бурдэ (например, ПК Saphir). Однако сложное строение карбонатных коллекторов затрудняет диагностику режимов течения. Установлено, что для рассматриваемого объекта только в 3% случаев графики КВД соответствуют теоретическому представлению. Как следствие, интерпретация 97% КВД горизонтальных скважин выполнена с применением интерпретационной модели «вертикальная скважина». В результате интерпретация сводилась к получению минимального количества информации с невысокой достоверностью.

Таким образом, актуальной задачей является разработка подходов к интерпретации КВД горизонтальных скважин в современных программных продуктах для случаев, когда форма графиков не соответствует представлениям теории Бурдэ, чему будет посвящена следующая глава настоящей диссертационной работы.

ГЛАВА IV. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДОВ К ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

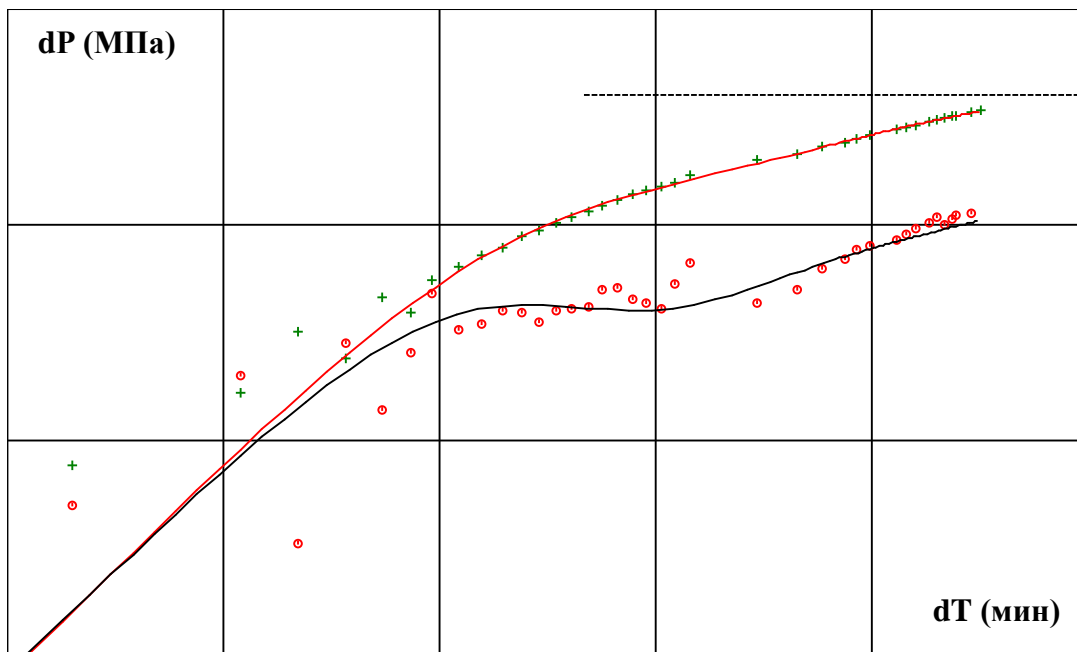
Настоящая глава посвящена разработке подхода к интерпретации кривых восстановления горизонтальных скважин в сложнопостроенных карбонатных коллекторах. Необходимость решения данной задачи обусловлена сложным видом графиков КВД горизонтальных скважин в таких коллекторах и их несоответствием классическому представлению теории Бурдэ. Актуальной задачей является также детальная оценка достоверности получаемых результатов, которая в данной работе выполнена с применением методов регрессионного анализа.

4.1. Обоснование подхода к интерпретации ГДИ горизонтальных скважин в сложнопостроенных карбонатных коллекторах

Как продемонстрировано ранее, интерпретация КВД горизонтальных скважин в соответствии с моделью «вертикальная скважина» приводит к получению недостоверных результатов. В этой связи предлагается выполнять интерпретацию с принудительным наложением интерпретационной модели «горизонтальная скважина». При наличии неопределенностей в выборе остальных характеристик интерпретационных моделей (модели пласта, ствола скважины, границ и т.п.) предлагается следующий подход.

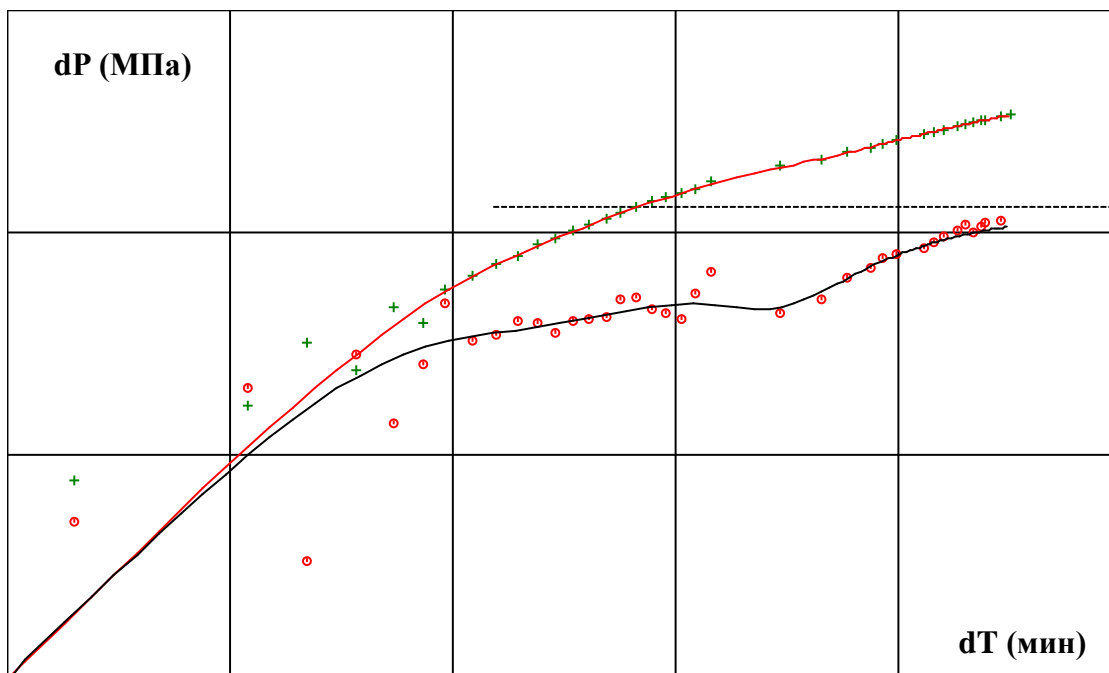
Известно, что основным принципом выбора комплексной интерпретационной модели является обеспечение наилучшего совмещения с фактической кривой восстановления давления, что оценивается специалистом на визуальном уровне. При этом зачастую разные модели обеспечивает одинаковую сходимость модельных и фактических кривых, но с существенно различающимися результатами. В качестве примера рассмотрены материалы исследования скважины 413 от 04.10.2012 г. На

рис. 4.1, 4.2 приведены графики КВД, интерпретированные с применением двух различных моделей.



Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

Рис. 4.1. График КВД скв.413 (интерпретационная модель 1)



Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

Рис. 4.2. График КВД скв.413 (интерпретационная модель 2)

В обоих случаях в ходе интерпретации удалось добиться высокой степени совмещения кривых с применением принципиально различных инструментов: интерпретационная модель 1 подразумевает сочетание «постоянное влияние ствола скважины + горизонтальная скважина + однородный пласт + отсутствие границ»; модель 2 включает набор «переменное влияние ствола скважины (Негеман) + вертикальная скважина + однородный пласт + отсутствие границ». При условно одинаково хорошем совмещении модельной и фактической КВД результаты интерпретации весьма различны, вплоть до противоположных по знаку значениям скин-фактора (табл.4.1.)

Таблица 4.1

Сравнение результатов интерпретации КВД скв.413 от 04.10.2012 г.

Критерий	Модель 1	Модель 2
Характеристика модели	постоянное влияние ствола скважины + горизонтальная скважина + однородный пласт + отсутствие границ	переменное влияние ствола скважины (Негеман) + вертикальная скважина + однородный пласт + отсутствие границ
Проницаемость k , мД	14,1	71,7
Скин-фактор S , б/р	0,1	-5,9
Пластовое давление P_i , МПа	12,31	14,04
Пластовое давление (метод производства)	12,41	

Для снижения неопределенностей при выборе моделей считается целесообразным сравнивать результаты интерпретации с данными, полученными принципиально другим путем. В этой связи предлагается [43] интерпретацию КВД в программном продукте дополнять обработкой графоаналитическим методом производства, что не является трудозатратным мероприятием, но позволяет довольно устойчиво

определять величину пластового давления. На рис.4.3 приведен график рассматриваемой КВД в координатах метода произведения.

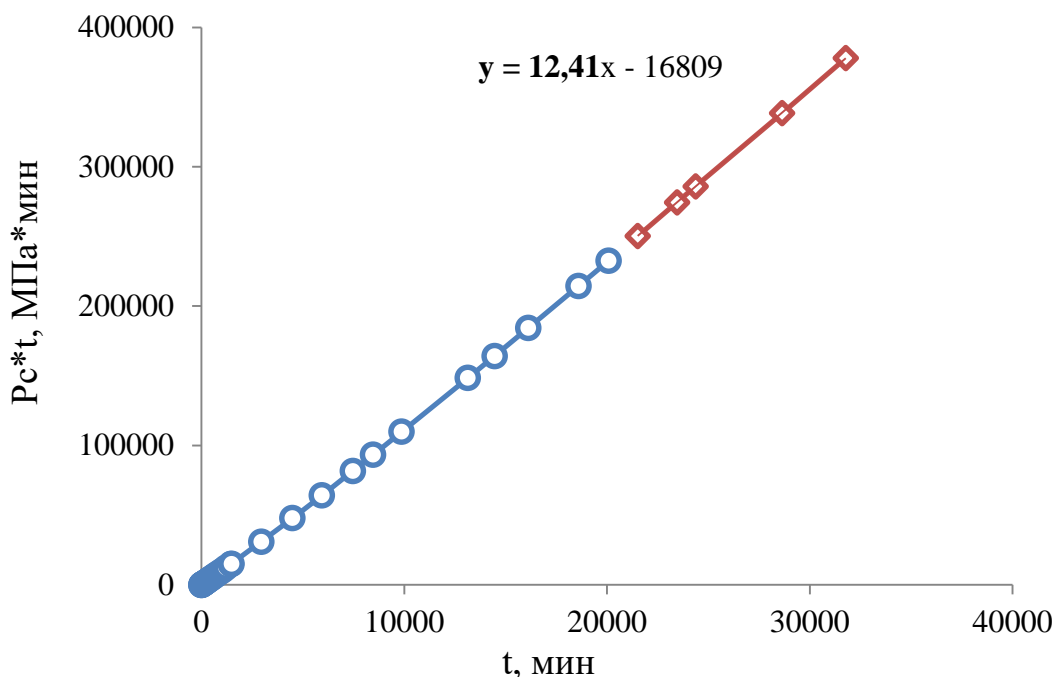


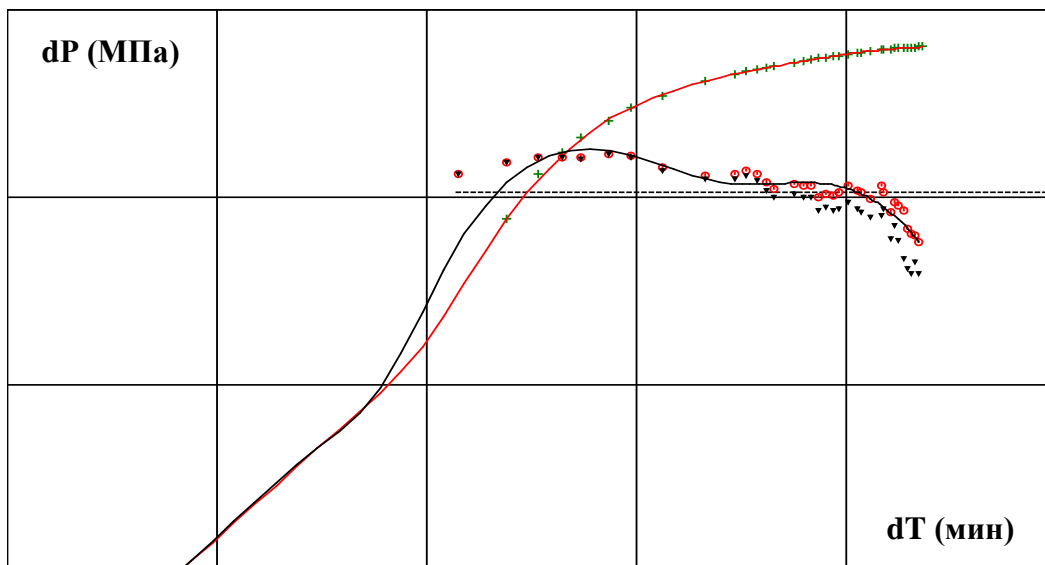
Рис. 4.3. График КВД скв.413 в координатах метода произведения

В соответствии с теорией метода произведения, в качестве пластового давления в случае его неполного восстановления при исследовании следует принимать угловой коэффициент линейного уравнения, аппроксимирующего заключительный участок КВД. Так, для рассматриваемой в примере скважины, величина пластового давления по методу произведения составляет 12,41 МПа, что соответствует результатам интерпретации с использованием модели 1.

Таким образом, дополнительная обработка КВД горизонтальных скважин методом произведения позволит оперативно устранить неопределенности при выборе интерпретационных моделей.

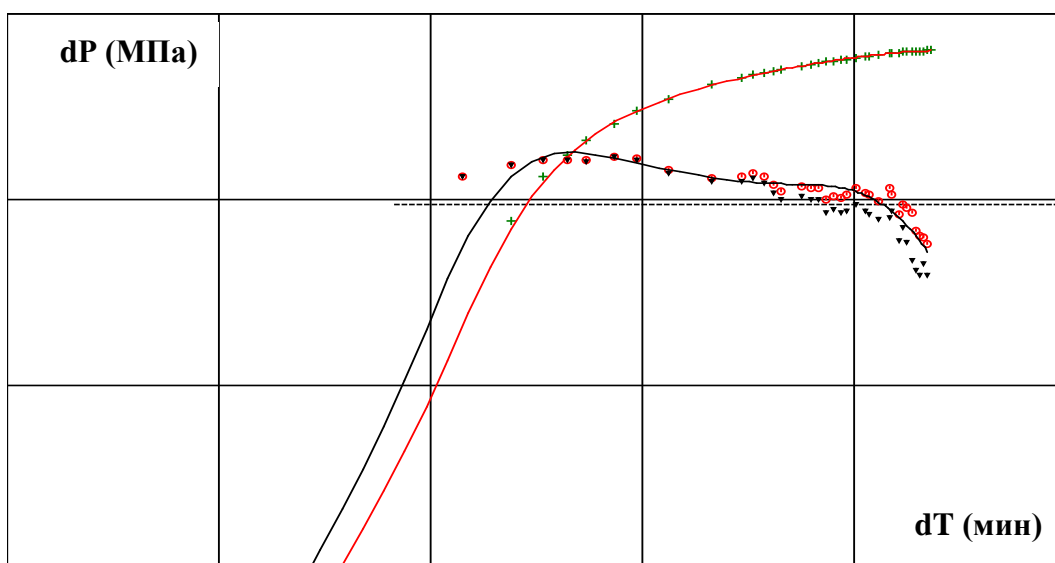
Ниже представлены примеры, иллюстрирующие применение предложенного подхода при интерпретации других кривых восстановления давления.

Кривая восстановления давления скв.413 (11.10.2008 г.).



Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

Рис. 4.4. График КВД скв.413 (интерпретационная модель 1)



Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

Рис. 4.5. График КВД скв.413 (интерпретационная модель 2)

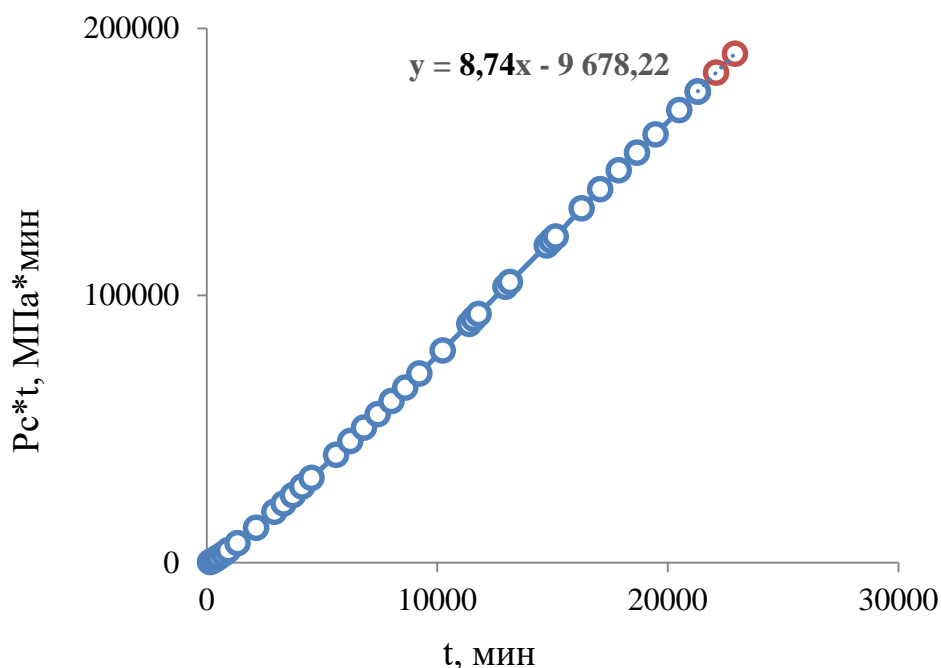


Рис. 4.6. График КВД скв.413 от 11.10.2008 г. в координатах метода произведения

Таблица 4.2

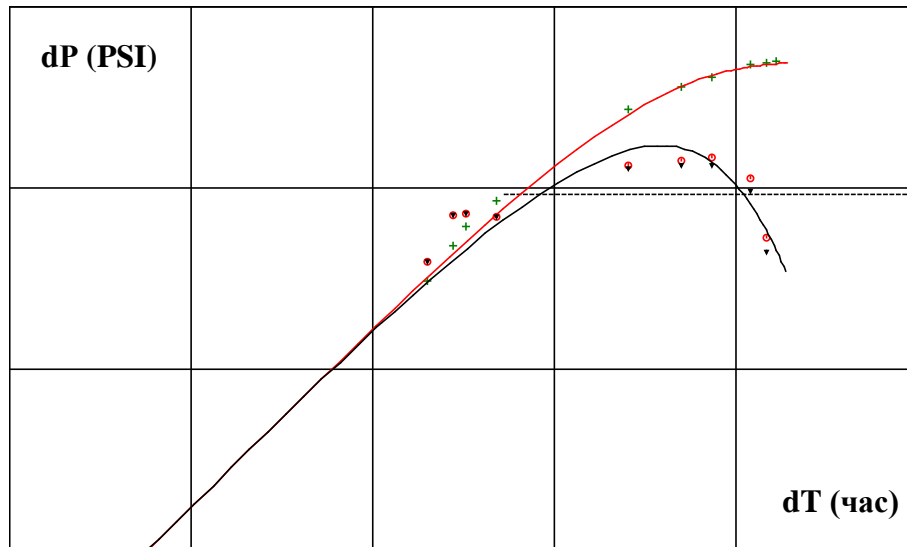
Сравнение результатов интерпретации КВД скв.413 от 11.10.2008 г.

Критерий	Модель 1	Модель 2
Характеристика модели	переменное влияние ствола скважины (Hegeman) + горизонтальная скважина + однородный пласт + граница постоянного давления	переменное влияние ствола скважины (Hegeman) + вертикальная скважина + однородный пласт + граница постоянного давления
Проницаемость k , мД	13,3	25,0
Скин-фактор S , б/р	-7,1	-5,7
Пластовое давление P_i , МПа	8,63	9,41
Пластовое давление (метод произведения)	8,74	

Значение пластового давления, определенное по методу произведения, совпадает с величиной, определенной при использовании интерпретационной модели «горизонтальная скважина», несмотря на несоответствие графика КВД в диагностических координатах

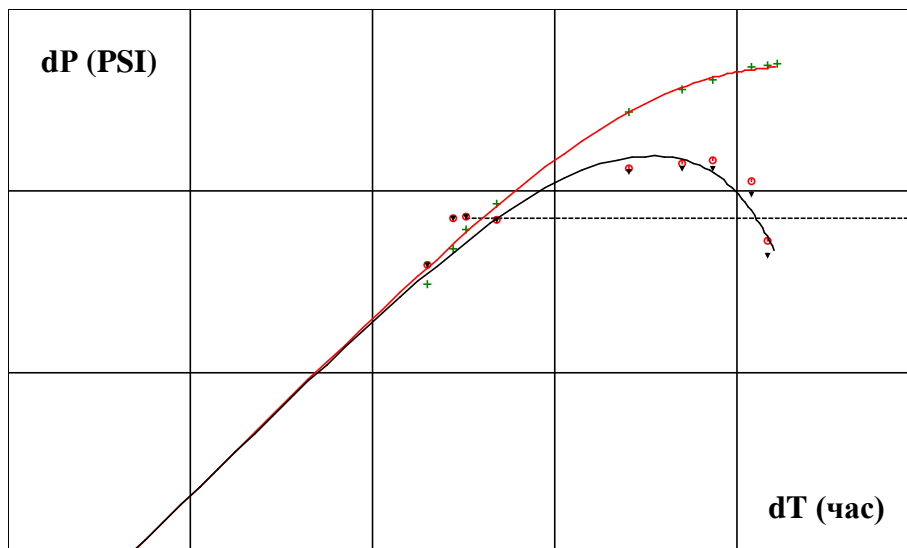
соответствующему теоретическому представлению. Следует отметить, что некорректное применение интерпретационной модели «вертикальная скважина» привело к практически двукратному завышению проницаемости пласта.

Кривая восстановления давления скв.401 (26.05.2005 г.).



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Рис. 4.7. График КВД скв.401 (интерпретационная модель 1)



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Рис. 4.8. График КВД скв.401 (интерпретационная модель 2)

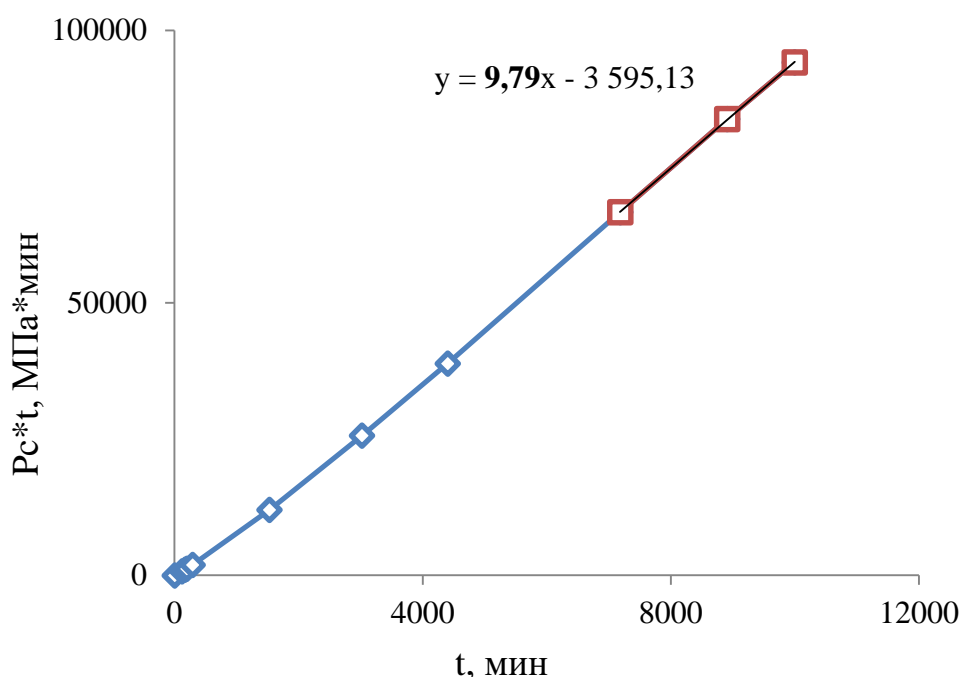


Рис. 4.9. График КВД скв. 401 от 26.05.2005 г. в координатах метода производства

Таблица 4.3

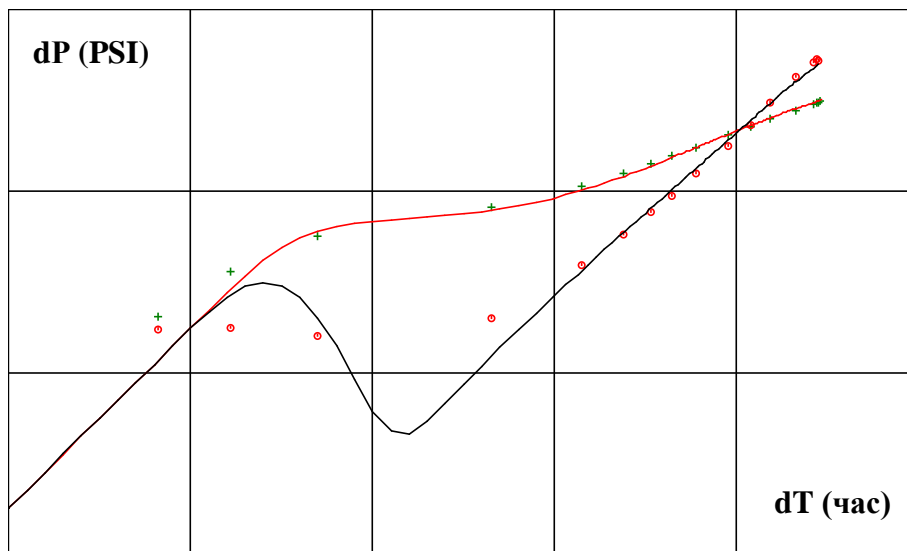
Сравнение результатов интерпретации КВД скв.401 от 26.05.2005 г.

Критерий	Модель 1	Модель 2
Характеристика модели	постоянное влияние ствола скважины + горизонтальная скважина + однородный пласт + граница постоянного давления	постоянное влияние ствола скважины + вертикальная скважина + однородный пласт + граница постоянного давления
Проницаемость k , мД	130	169
Скин-фактор S , б/р	0,33	-6,25
Пластовое давление P_i , МПа	9,77	9,35
Пластовое давление (метод производства)	9,79	

Как следует из представленных в табл.4.3 данных, использование интерпретационной модели «вертикальная скважина» привело к незначительному отклонению результирующей величины проницаемости, однако другой важнейший параметр – скин-фактор, имеет

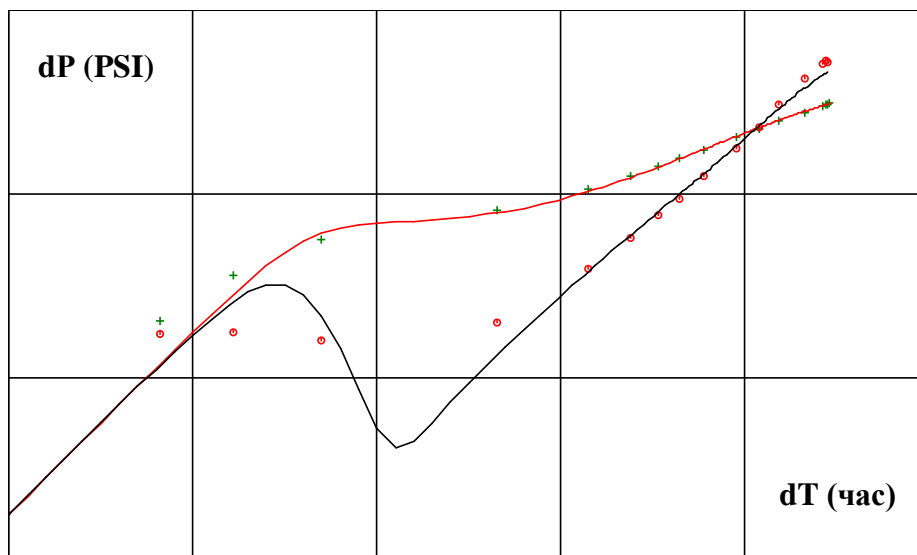
противоположный знак. Величина пластового давления по методу произведения подтверждает достоверность результатов интерпретации с применением модели «горизонтальная скважина».

Кривая восстановления давления скв.402 (04.01.2008 г.).



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Рис. 4.10. График КВД скв.402 (интерпретационная модель 1)



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Рис. 4.11. График КВД скв.402 (интерпретационная модель 2)

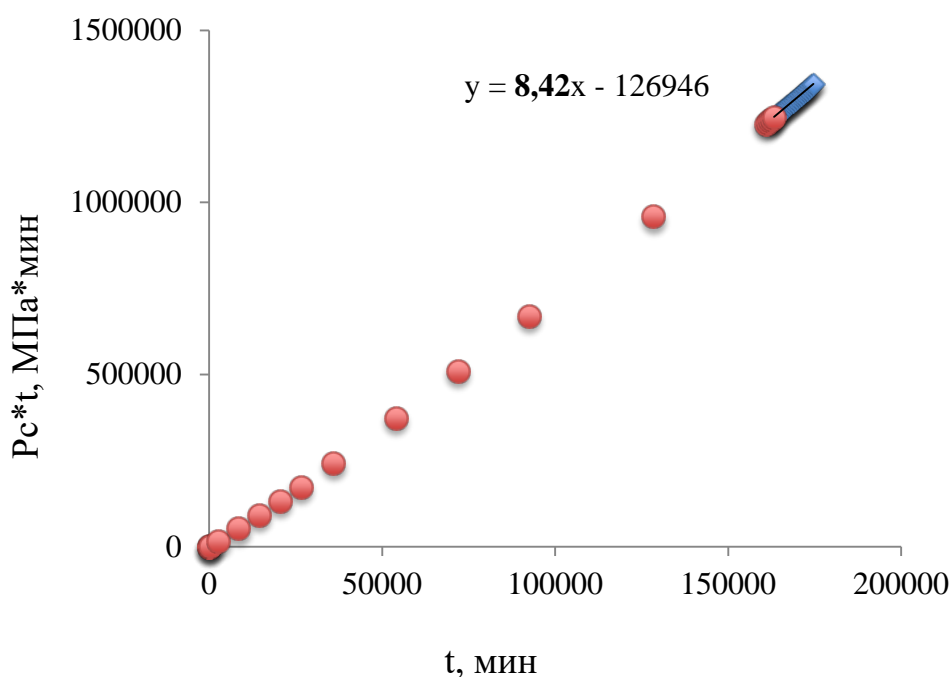


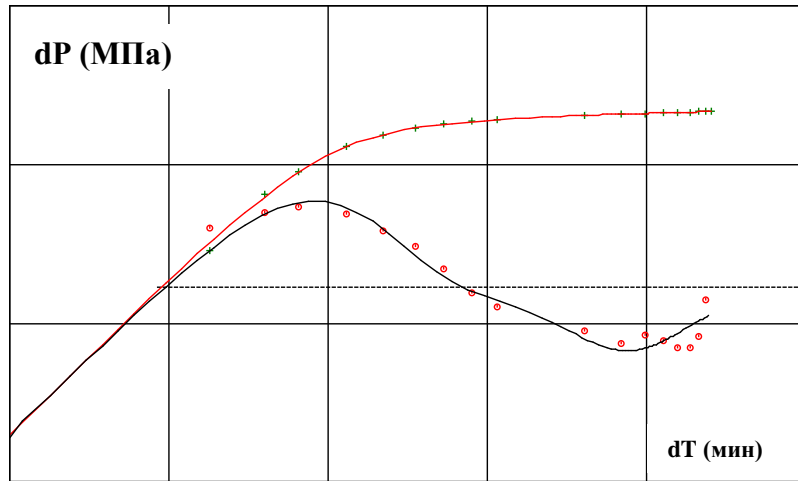
Рис. 4.12. График КВД скв. 402 от 04.01.2008 г. в координатах метода производства

Таблица 4.4

Сравнение результатов интерпретации КВД скв.402 от 04.01.2008 г.

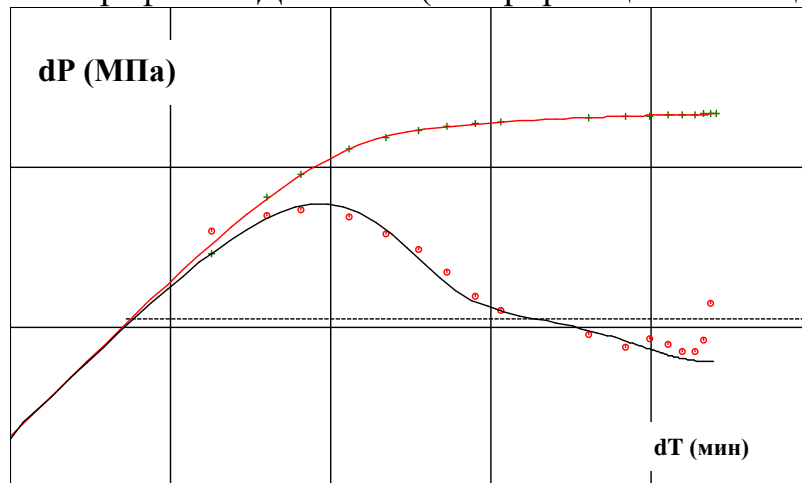
Критерий	Модель 1	Модель 2
Характеристика модели	переменное влияние ствола скважины (Негеман) + горизонтальная скважина + двойная пористость (PSS) + бесконечный пласт	переменное влияние ствола скважины (Негеман) + вертикальная скважина + двойная пористость (PSS) + бесконечный пласт
Проницаемость k , мД	246	248
Скин-фактор S , б/р	0,1	-7,7
Пластовое давление P_i , МПа	8,62	9,20
Пластовое давление (метод производства)	8,42	

Кривая восстановления давления скв.411 (03.04.2017 г.).



Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

Рис. 4.13. График КВД скв.411 (интерпретационная модель 1)



Log-Log plot: dp and dp' [MPa] vs dt [min]

Рис. 4.14. График КВД скв.411 (интерпретационная модель 2)

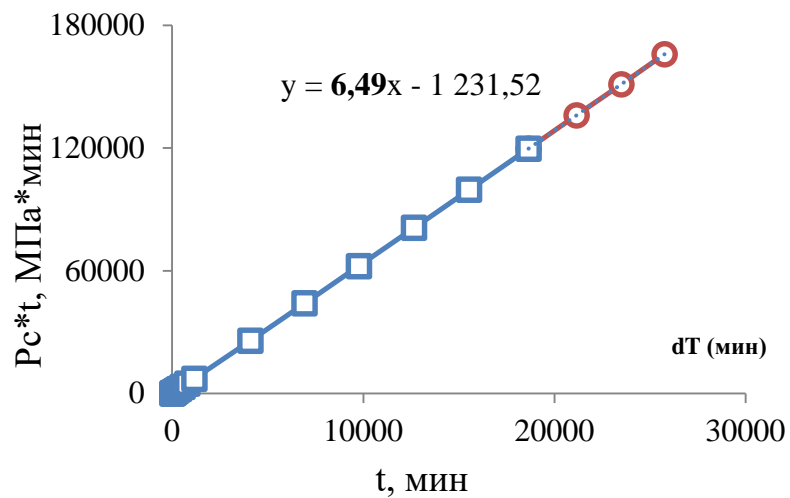


Рис. 4.15. График КВД скв. 411 от 03.04.2017 г. в координатах метода произведения

Таблица 4.5

Сравнение результатов интерпретации КВД скв.411 от 03.04.2017 г.

Критерий	Модель 1	Модель 2
Характеристика модели	переменное влияние ствола скважины (Hegeman) + горизонтальная скважина + двойная пористость (PSS) + бесконечный пласт	постоянное влияние ствола скважины + вертикальная скважина + двойная пористость (PSS) + бесконечный пласт
Проницаемость k , мД	30	46
Скин-фактор S , б/р	4,26	-0,15
Пластовое давление P_i , МПа	6,59	6,82
Пластовое давление (метод произведения)	6,49	

Пластовое давление, определенное по методу произведения, имеет минимальное расхождение с величиной P_i , определенной при использовании интерпретационной модели «горизонтальная скважина».

Приведенные выше примеры демонстрируют целесообразность применения интерпретационной модели «горизонтальная скважина» при обработке кривых восстановления горизонтальных скважин даже в случае несоответствия графика КВД в диагностических билогарифмических координатах существующим теоретическим представлениям.

Предложенный подход, представляющий собой дополнительную интерпретацию КВД графоаналитическим методом произведения, может быть использован в более широком ключе, а не только при выборе моделей «горизонтальная скважина» или «вертикальная скважина». Так, даже при использовании одной из обозначенных моделей, зачастую возникает вариативность остальных составляющих обобщенной интерпретационной модели, и одним из направлений их обоснованного выбора является предложенный подход, что проиллюстрировано на представленных далее примерах.

Практическая реализация предложенного подхода, в ходе которой выполнена обработка всех КВД горизонтальных скважин рассматриваемого объекта, позволила получить широкий спектр гидродинамических параметров пластовых систем, помимо стандартного набора «проницаемость + скин-фактор + пластовое давление». В следующем разделе настоящей работы выполнен анализ полученных данных.

4.2. Оценка достоверности определения гидродинамических характеристик карбонатных коллекторов

В ходе диссертационного исследования с использованием предложенного подхода по снижению неопределенностей все КВД горизонтальных скважин интерпретированы с принудительным наложением соответствующей модели. При интерпретации рассчитан комплекс параметров, характеризующих гидродинамические параметры системы «пласт – горизонтальная скважина»: (латеральная проницаемость k_r , отношение (анизотропия) проницаемости $k_{r/z}$, полный $S_{\text{полн}}^S$ и геометрический $S_{\text{геом}}^S$ скин-факторы, работающая длина горизонтального ствола $L_{\text{ГС}}^{\square}$). Числовые значения определенных параметров соответствуют существующим представлениям о геолого-физических свойствах залежи, за исключением величины $L_{\text{ГС}}^{\square}$, которая, в ряде случаев, имеет значение, превышающее фактическую длину горизонтального участка ствола $L_{\text{ГС}}^{\text{факт}}$. Для изучения причин данного явления выполнен корреляционный анализ, сопоставляющий рассчитанные параметры между собой и с дебитом скважин. Результаты анализа отражены на рис.4.16 – 4.18.

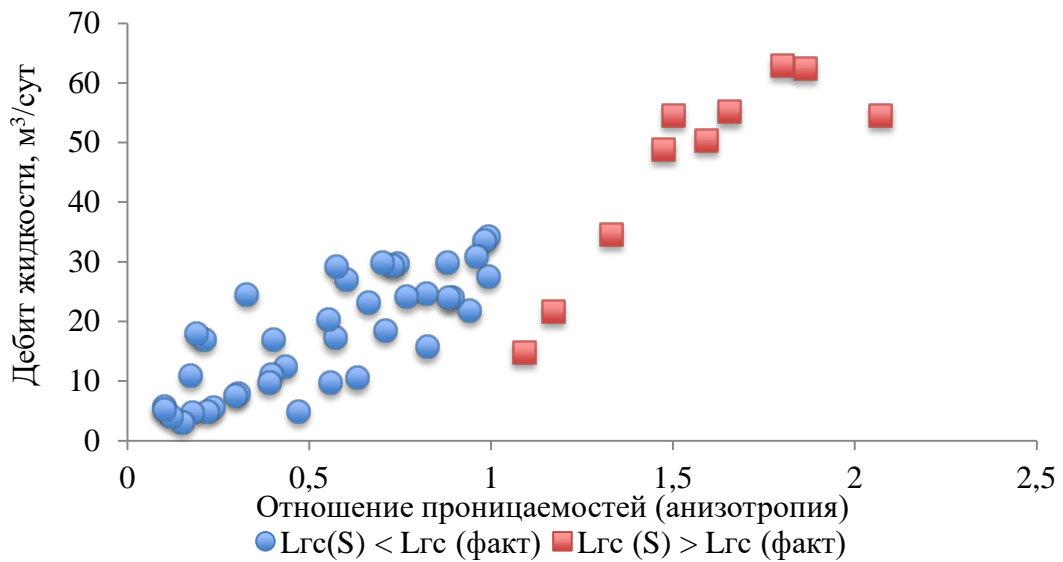


Рис. 4.16. Зависимость дебита жидкости горизонтальных скважин от анизотропии проницаемости

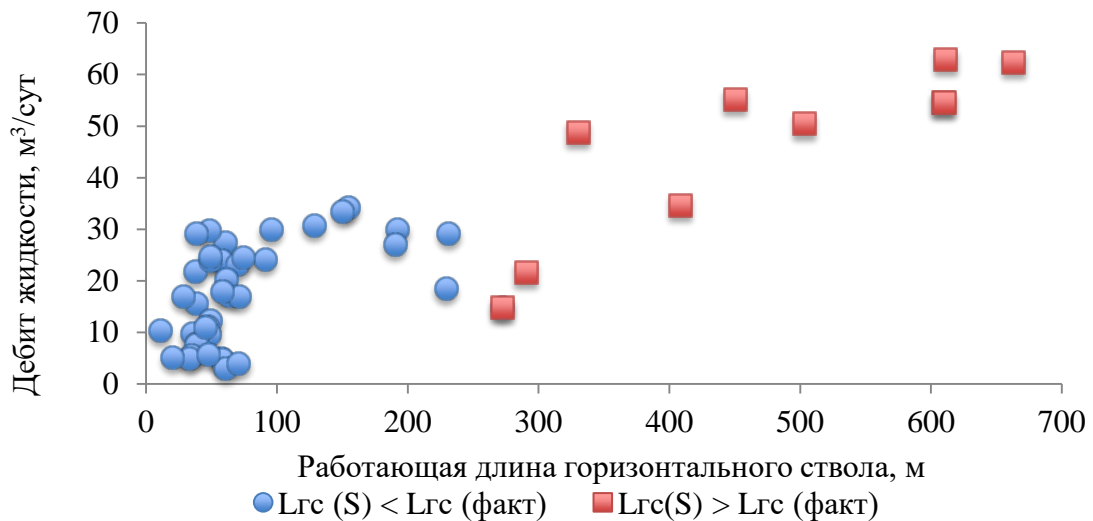


Рис. 4.17. Зависимость дебита жидкости горизонтальных скважин от работающей длины ствола

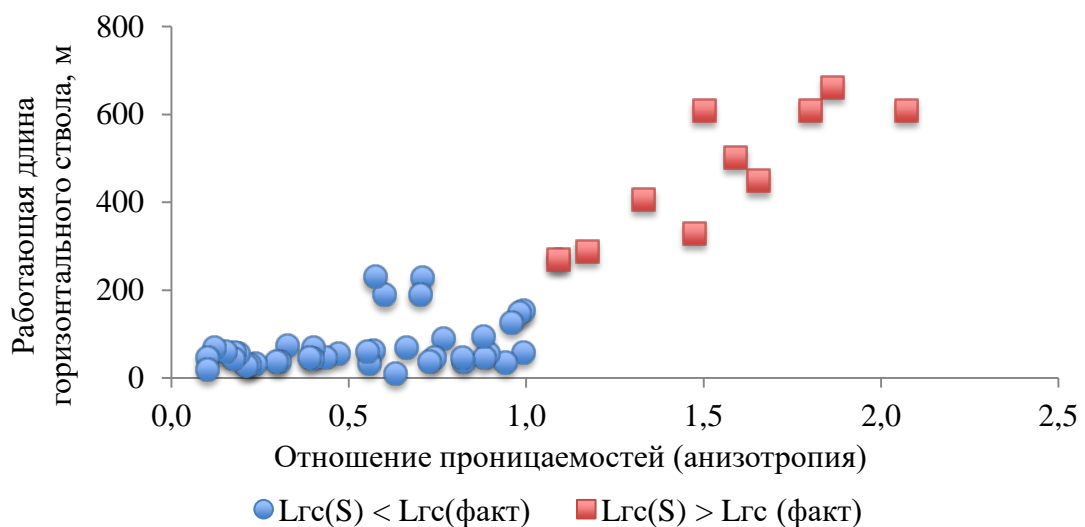


Рис. 4.18. Зависимость работающей длины ствола от анизотропии проницаемости

Анализ представленных на рис.4.16–4.18 данных позволяет установить ряд важных выводов.

Дебит горизонтальных скважин по жидкости тесно линейно коррелируется с параметром, характеризующим анизотропию проницаемости.

В ходе выполненного корреляционного анализа установлена тесная связь между отношением (анизотропией) проницаемости, работающей длиной ствола и дебитом скважин. При этом из представленных на рис. 4.16–4.18 данных следует, что зависимость между работающей длиной горизонтального ствола и коэффициентом анизотропии проницаемости также довольно тесная, но имеет более сложный вид, различный при $k_{r/z} \approx 1,0$. То есть превалирование одной из составляющих проницаемости (вертикальной или латеральной) различным образом влияет на длину горизонтального участка, обеспечивающего приток жидкости. При превалировании латеральной проницаемости над ее вертикальной составляющей работающая длина горизонтального ствола $L_{ГС}^{\square}$ превышает фактическое значение этого параметра, что, вероятно, обусловлено увеличением размеров зоны дренирования пласта скважиной в горизонтальной плоскости.

Дополнительная проверка достоверности определения данных параметров выполнена, исходя из принципа оценки их комплексного влияния на дебит скважин, который, в свою очередь, основан на применении множественного регрессионного анализа. Результаты интерпретации дополнены геолого-технологическими показателями скважин: пластовое $P_{пл}$ и забойное $P_{заб}$ давления, толщина пласта h , фактическая протяженность горизонтального участка ствола $L_{гс}$, доля коллектора в пределах $L_{гс}$, определенная по данным ГИС $D_{колл}$. Признаком достоверности определения параметра предлагается считать факт его включения в многомерную модель дебита при высоких статистических оценках этих моделей.

На начальном этапе исследования выполнен корреляционный анализ, который позволяет изучать взаимные связи между перечисленными выше параметрами. Результаты выполненного корреляционного анализа представлены в виде корреляционной матрицы (табл.4.6).

Таблица 4.6

Корреляционная матрица между основными геолого-технологическими показателями эксплуатации горизонтальных скважин и результатами интерпретации ГДИ

	Q _ж	P _{пл}	P _{заб}	h	L _{гс} ^S	k	S _{полн} ^S	S _{геом} ^S	k _{r/z}
Q _ж	1,00	0,40	0,21	-0,16	0,86	0,29	-0,44	-0,34	0,91
P _{пл}		1,00	0,52	0,10	0,37	-0,16	-0,23	-0,20	0,29
P _{заб}			1,00	0,32	0,23	0,05	0,00	-0,12	0,22
h				1,00	-0,23	-0,35	0,11	0,28	-0,20
L _{гс} ^S					1,00	0,35	-0,19	-0,48	0,84
k						1,00	0,20	-0,07	0,40
S _{полн} ^S							1,00	0,09	-0,36
S _{геом} ^S								1,00	-0,27
k _{r/z}									1,00

Примечание: красным выделены значимые корреляционные связи.

Совместное (комплексное) влияние нескольких факторов на дебит горизонтальных скважин представлено в виде результирующего многомерного уравнения регрессии, которое имеет вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M}} = 16,49k_{r/z} + 0,03L_{\text{гс}}^{\text{S}} - 0,79S_{\text{полн}}^{\text{S}} + 0,47P_{\text{пл}} - 0,09 \quad (4.1).$$

Формирование результирующего коэффициента детерминации R происходит следующим образом: 0,904 → 0,927 → 0,941 → **0,944**. Статистические оценки уравнения: уровень значимости $p < 0,0001$; стандартная ошибка расчета $S_0 = 5,5 \text{ м}^3/\text{сут}$).

Уравнение (4.1) может быть использовано при значениях показателей, приведенных в табл.4.7.

В случаях, когда значения показателей выходит за интервалы, приведенные в табл.4.7, модель (4.1) должна быть уточнена.

Изучение работоспособности модели (4.1) выполнено не только при анализе ее статистических оценок, но и посредством графического сопоставления расчетных и фактических дебитов скважин (рис.4.19).

Диапазоны применимости модели (4.1)

Показатель	Диапазон применения
$K_{r/z}$	0,10-2,07
$L_{гс}^S, м$	10,6-663,0
$S_{полн}^S$	-7,78 - 8,0
$P_{пл}, МПа$	3,65-14,19

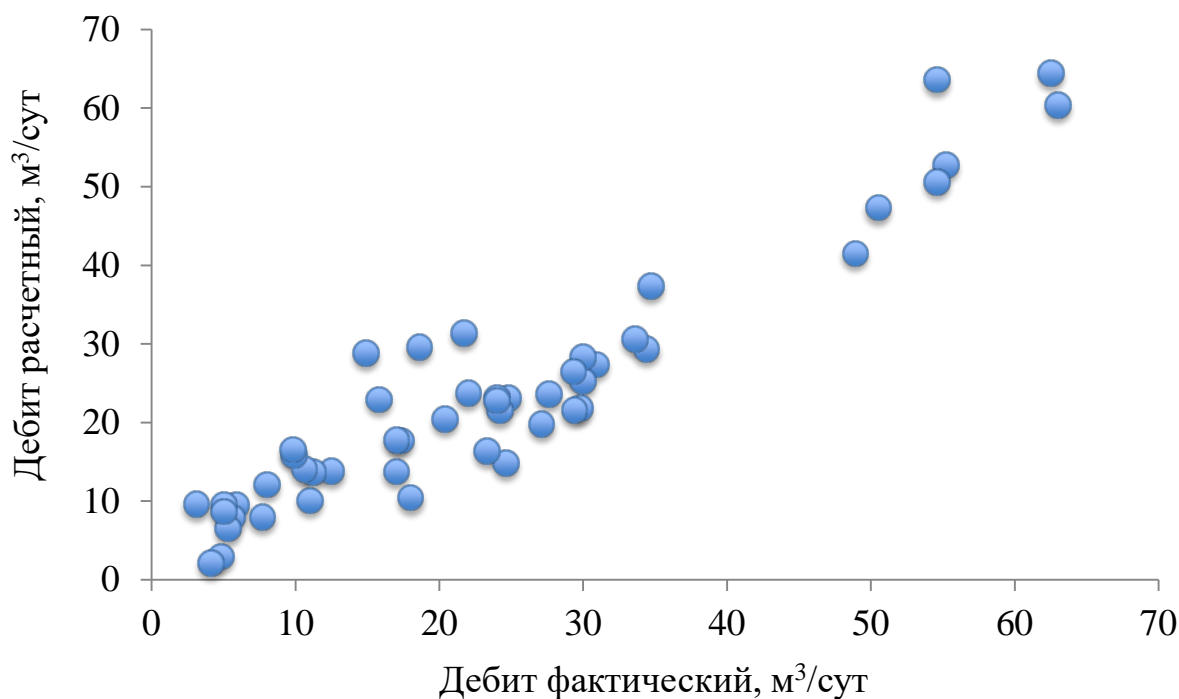


Рис.4.19. Сопоставление расчетных и фактических дебитов горизонтальных скважин

Как следует из анализа рис.4.19, точки диаграммы достаточно тесно и равномерно группируются вдоль условной линии с единичным уклоном, что также подтверждает высокую работоспособность модели (4.1) и целесообразность ее применения для решения поставленных задач.

Исходя из анализа модели (4.1) получены следующие выводы.

Параметры, входящие в правую часть уравнения (4.1), формируют приток жидкости к скважинам с горизонтальным окончанием ствола в рассматриваемых условиях. Максимальный вклад в формирование дебита оказывает коэффициент анизотропии проницаемости, что свидетельствует о комплексном влиянии на процессы фильтрации обеих составляющих

проницаемости и, как следствие, сферичности потока. Данный вывод хорошо согласуется с результатами исследований ряда ученых. Например, в работе [71] в результате специальных исследований авторы получают вывод о необходимости использования трехмерных моделей течения (к которым и относится сферически-радиальный поток). В целом перечень факторов, включенных в уравнение (4.1), также следует считать обоснованным и подчеркивающим правомерность предложенных выше подходов по интерпретации материалов ГДИ ГС.

Выполненный таким образом множественный регрессионный анализ позволил комплексно оценить достоверность гидродинамических параметров продуктивных пластов, определенных в соответствии с предложенным подходом.

Выводы по главе IV

Настоящая глава диссертационного исследования посвящена обоснованию подхода к достоверному определению гидродинамических параметров продуктивных пластов при их эксплуатации горизонтальными скважинами.

С учетом установленной в п.3.2.2 невысокой достоверности методов ГИС как инструмента определения проницаемости, возрастает роль гидродинамических исследований скважин методом восстановления давления. Современные программные продукты позволяют производить интерпретацию КВД с учетом особенностей течения флюида к горизонтальным стволам, при этом обработка сводится к определению не только стандартного набора параметров «проницаемость + скин-фактор + пластовое давление», но и ряда специфических характеристик фильтрационных потоков (анизотропия проницаемости, работающая длина горизонтального ствола).

Однако выполненный в работе анализ всех ГДИ позволил установить, что подавляющее количество кривых восстановления давления

имеет вид, отличный от теоретического представления программных продуктов. Как следствие, на практике при их обработке зачастую используется интерпретационная модель «вертикальная скважина», что снижает количество определяемых параметров и их достоверность.

В диссертации показаны преимущества интерпретации КВД с принудительным наложением модели «горизонтальная скважина», а также предложен подход к снижению неопределенностей выбора остальных составляющих обобщенной интерпретационной модели. Суть подхода заключается в дополнительной интерпретации КВД графоаналитическим методом произведения, при этом определяемая величина пластового давления используется в качестве контролирующего параметра.

Широкий спектр параметров, определяемых при реализации предложенного подхода, обусловил необходимость применения метода его комплексной достоверности. С этой целью в диссертационной работе использован многомерный регрессионный анализ, в ходе которого построена статистическая модель дебита, комплексно учитывающая все результаты интерпретации в совокупности с другими геолого-технологическими показателями. Высокие статистические оценки построенной многомерной модели подтверждают достоверность предложенного подхода к интерпретации кривых восстановления давления горизонтальных скважин в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.

Преимущественной характеристикой многомерного статистического моделирования является возможность изучения принципов формирования прогнозируемой величины. В ходе соответствующего анализа применительно к рассматриваемым условиям определен перечень геолого-технологических факторов, формирующих приток жидкости к горизонтальным скважинам. Также установлен факт наличия зависимости между дебитами скважин, анизотропией проницаемости коллектора и работающей длиной горизонтального участка ствола, определенной при обработке КВД.

Высокие статистические оценки разработанной многомерной статистической модели дебитов горизонтальных скважин обусловили необходимость ее сравнения с известными аналитическими решениями, чему посвящена следующая глава диссертационной работы.

ГЛАВА V. СРАВНИТЕЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПРОГНОСТИЧЕСКИХ СПОСОБНОСТЕЙ РАЗЛИЧНЫХ УРАВНЕНИЙ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ

В ходе исследований, представленных в главе IV настоящей диссертационной работы, получена многомерная статистическая модель (уравнение (4.1)), позволяющая прогнозировать дебиты горизонтальных скважин по жидкости. Исходными данными в этой модели являются геолого-технологические параметры, определяемые при обработке кривых восстановления давления горизонтальных скважин в ПК Saphir, согласно разработанным рекомендациям. Учитывая высокие статистические оценки модели (4.1) и регулярность проведения ГДИ в условиях рассматриваемого объекта, следует считать целесообразным использование полученного уравнения не только с целью оценки достоверности фильтрационных параметров, но и для определения дебитов. В этой связи актуальным следует считать сравнительный анализ прогностических способностей уравнения (4.1) и других известных формул дебита горизонтальных скважин, чему посвящена заключительная часть работы, представленная далее.

5.1. Обзор уравнений прогноза дебитов горизонтальных скважин

В ходе выполненного аналитического обзора отечественной и зарубежной научно-технической литературы выделен ряд формул, позволяющих определять дебит горизонтальных скважин. Данные формулы представлены ниже.

Формула **И. А. Чарного**:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{\frac{2\pi H}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (5.1)$$

где k – проницаемость коллектора; h – толщина пласта; μ – динамическая вязкость пластовой нефти; H – расстояние от скважины до границы пласта;

r_c – радиус скважины; $P_{пл}$, $P_{заб}$ – соответственно, пластовое и забойное давления.

Формула **Ю. П. Борисова** и **В. П. Табакова**:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_{пл} - P_{заб}}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (5.2)$$

где R_k – радиус контура питания; L – длина горизонтального участка ствола.

Формула **В. Г. Григулецкого** учитывает анизотропию проницаемости и имеет вид:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_{пл} - P_{заб}}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h\beta}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (5.3)$$

где β – коэффициент анизотропии, вычисляется по формуле:

$$\beta = \sqrt{\frac{k_r}{k_z}} \quad (5.4)$$

где k_r , k_z – соответственно, проницаемость коллектора в латеральном (горизонтальном) и вертикальном направлениях.

Формула **S. Joshi**:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_{пл} - P_{заб}}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_c}} \quad (5.5)$$

где параметр a определяется по формуле:

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{0.5L}\right)^4} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (5.6)$$

Формула **S. Joshi** с учетом анизотропии проницаемости:

$$Q = \frac{2\pi k_r h}{\mu} \cdot \frac{P_{пл} - P_{заб}}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2r_c}} \quad (5.7)$$

Формула **F. Giger**:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{\ln \frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2R_K}\right)^2}}{\frac{L}{2R_K}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (5.8)$$

Формула **G. Renard** и **J. Dupuy** (для анизотропного пласта):

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{\text{arch}(x) + \frac{\beta h}{L} \cdot \ln \frac{\beta h}{2\pi r'_c}} \quad (5.9)$$

где параметр x определяется по формуле:

$$x = \frac{2a}{L} \quad (5.10)$$

а приведенный радиус вычисляется по формуле:

$$r'_c = \frac{1 + \beta}{2\beta} \cdot r_c \quad (5.11)$$

Анализируя уравнения притока жидкости к горизонтальным скважинам (5.1)–(5.11), следует отметить их схожесть по ряду признаков. Два слагаемых в знаменателе практически во всех случаях обоснованы известной теорией метода эквивалентных фильтрационных сопротивлений, согласно которой фильтрационный поток сложной геометрии заменяется на два упрощенных представления. Фильтрационный поток на удалении от ствола скважины учитывается посредством внешнего фильтрационного сопротивления, вблизи ствола – внутреннего фильтрационного сопротивления. Также необходимо отметить, что в состав формул (5.1)–(5.11) в качестве исходных данных включается целый перечень параметров, практическое определение которых вызывает затруднения, в том числе длина главной оси полуэллипса – зоны дренирования пласта, ширина пласта и радиус контура питания. В литературе приводится ряд рекомендаций по учету указанных параметров, но все они носят рекомендательный характер и основываются

на условных предположениях. Так, в работах [63, 64, 65] приводится формула для расчета радиуса зоны дренирования:

$$R = \frac{L_{ГС}}{2} + \frac{2\sqrt{\chi T}}{1,78} \quad (5.12)$$

где χ – коэффициент пьезопроводности; T – продолжительность периода восстановления давления в скважине.

В свою очередь, разработанное в настоящей диссертации уравнение (4.1) включает в качестве исходных данных только те параметры, которые характеризуют фактическую эксплуатацию скважин и определяются без особых затруднений.

5.2. Сравнительная апробация аналитических и статистического уравнений притока жидкости к горизонтальным скважинам

Для сравнительной оценки прогностической способности статистической и аналитических формул притока выполнены расчеты дебитов горизонтальных скважина рассматриваемого турнейско-фаменского объекта разработки Шершневого месторождения. При этом необходимые для расчетов геолого-физические параметры приняты постоянными и равными (в соответствии с утвержденным проектным документом):

- вязкость пластовой нефти $\mu = 4,04$ мПа · с;
- коэффициент пористости $m = 0,11$ д. ед. ;
- коэффициент объемного сжатия нефти $\beta_n = 8,77 \cdot 10^{-10}$ 1/Па ;
- коэффициент объемного сжатия породы $\beta_p = 0,69 \cdot 10^{-10}$ 1/Па.

Остальные данные приняты по материалам ГДИ, то есть величина забойного давления характеризует период работы скважины на стационарном режиме перед остановкой на КВД; проницаемость и пластовое давление определены при обработке КВД. Эффективная нефтенасыщенная толщина принята индивидуально для каждой скважины. В том случае, если используемое уравнение учитывает анизотропию

проницаемости, ее величина принята равной также в соответствии с результатами обработки КВД в Saphir (с поправкой на принцип учета). Всего таким образом рассчитано 50 значений дебитов.

Необходимо отметить, что уравнение (4.1) позволяет вычислять дебиты горизонтальных скважин по жидкости, тогда как формулы (5.1)–(5.11) – по нефти. Однако в условиях незначительной текущей обводненности скважинной продукции, что графически отражено на рис.2.3, данное отличие можно считать несущественным.

В табл.5.1 приведены некоторые исходные данные и результаты вычисления дебита скв.407 на 31.10.2006 г.

Таблица 5.1

Результаты определения дебита горизонтальной скважины 407

Наименование параметра	Значение
Проницаемость (по ГДИ от 31.10.2006 г.), мД	30
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м	4
Длина горизонтального участка ствола, м	250
Рассчитанный радиус зоны дренирования	431
Давления, МПа:	
пластовое	11,82
забойное	6,70
Дебит (м ³ /сут) по аналитическим формулам:	
И. А. Чарного	12,2
Ю. П. Борисова и В. П. Табакова	8,6
В. Г. Григулецкого	42,3
S. Joshi	32,9
S. Joshi (2)	11,2
F. Giger	43,0
G. Renard и J. Dupuy	25,5
Дебит по уравнению (4.1), м ³ /сут	50,6
Дебит фактический, м ³ /сут	54,6

Графическое сопоставление фактического и рассчитанных по аналитическим и статистической формулам дебитов представлено на рис.5.1.

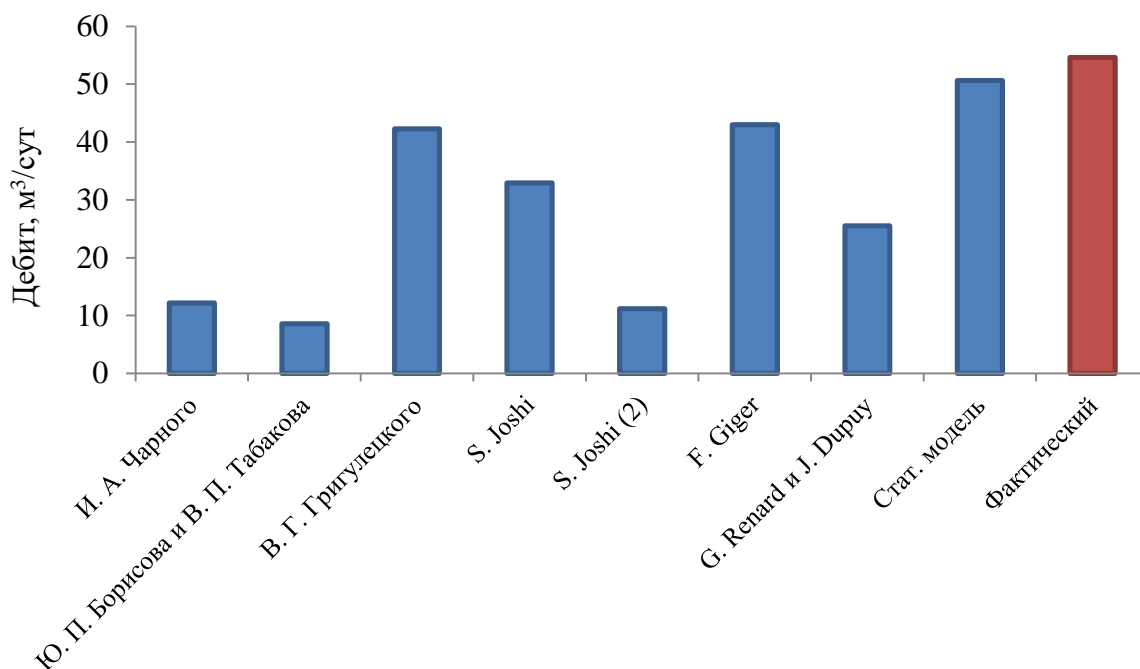


Рис. 5.1. Сопоставление рассчитанных и фактического дебитов скв.407 Шершневого месторождения

Как следует из представленных на рис.5.1 и в табл.5.1 данных, максимально приближенное к фактическому значению дебита получено при использовании многомерной статистической модели (4.1). Максимальное отклонение рассчитанной и фактической величин дебитов характерно для формул Борисова-Табакова, Чарного, Joshi (2).

Аналогичные расчеты выполнены по всем остальным горизонтальным скважинам объекта. Для визуальной оценки результатов расчетов представлены корреляционные поля между фактическими дебитами и значениями, вычисленными по аналитическим формулам (рис.5.2–5.8).

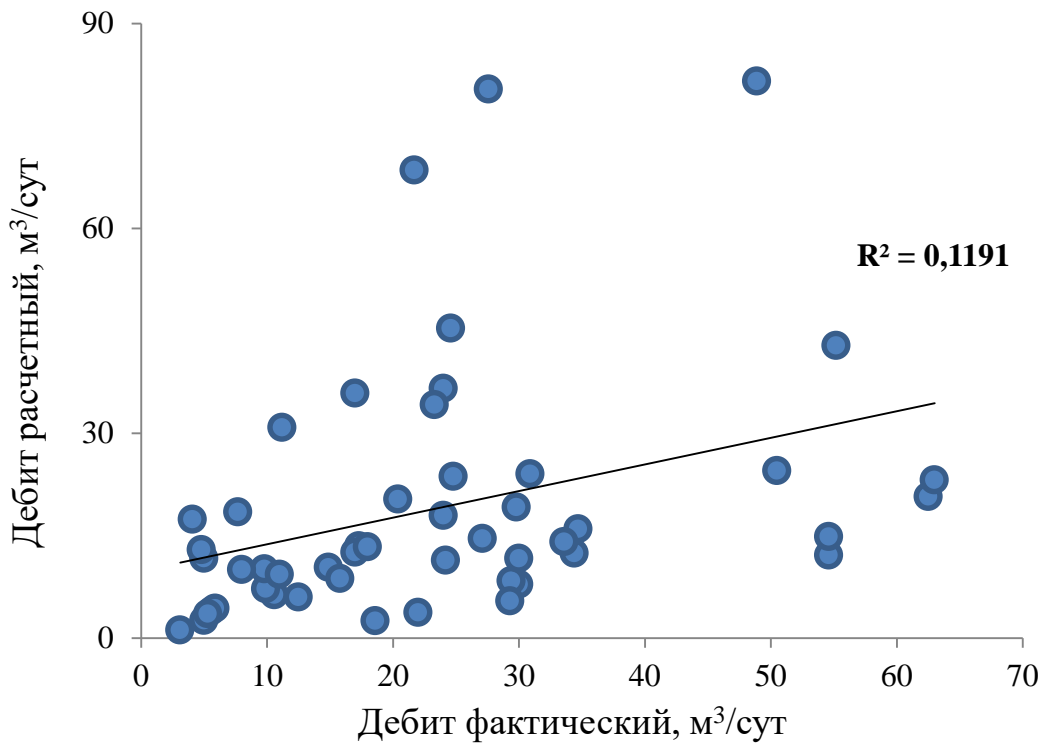


Рис. 5.2. Корреляционное поле между фактическими и рассчитанными дебитами горизонтальных скважин (формула Чарного)

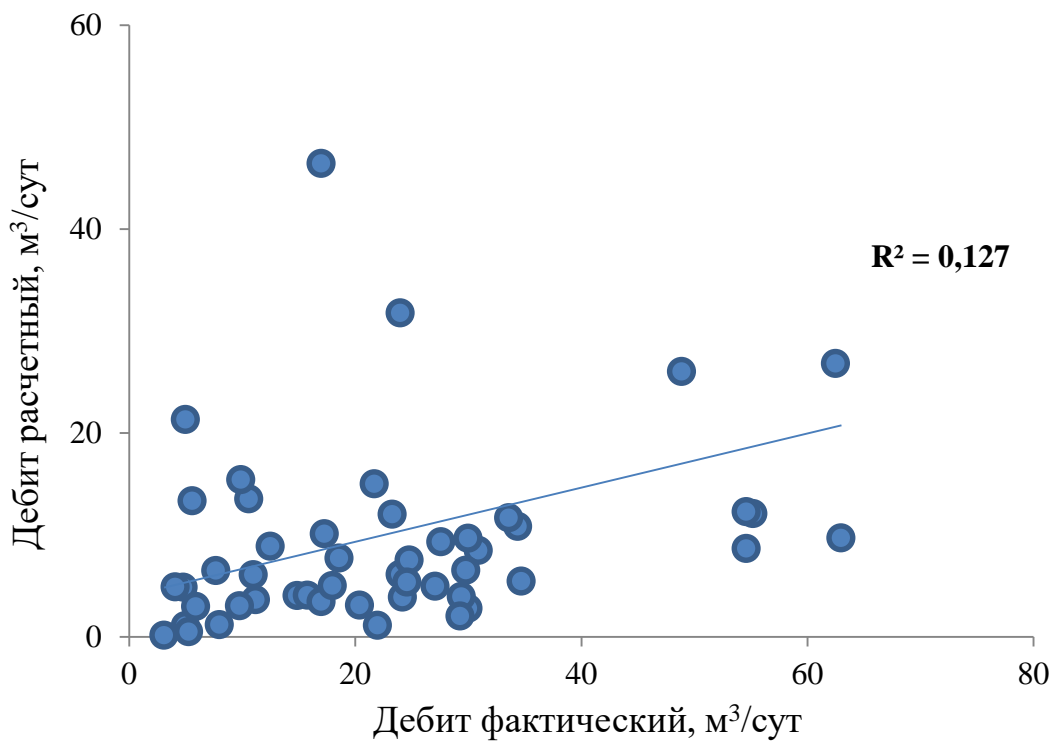


Рис. 5.3. Корреляционное поле между фактическими и рассчитанными дебитами горизонтальных скважин (формула Борисова-Табакова)

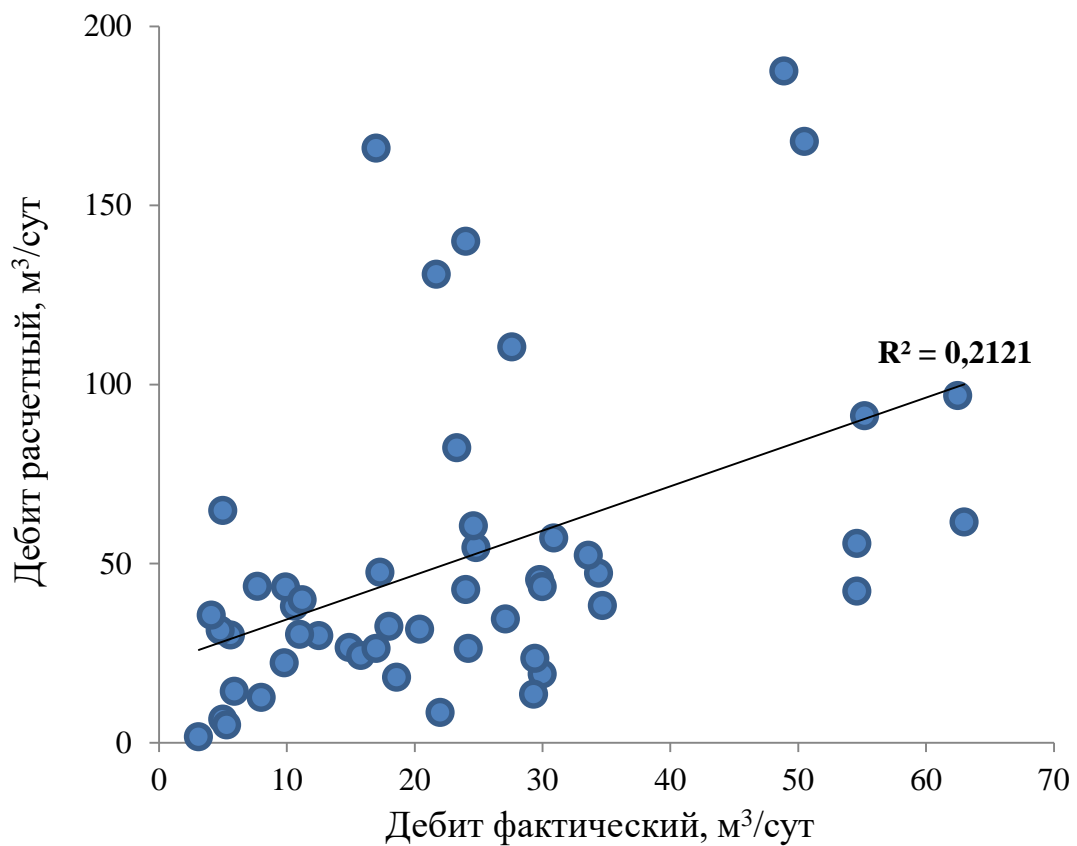


Рис. 5.4. Корреляционное поле между фактическими и рассчитанными дебитами горизонтальных скважин (формула Григулецкого)

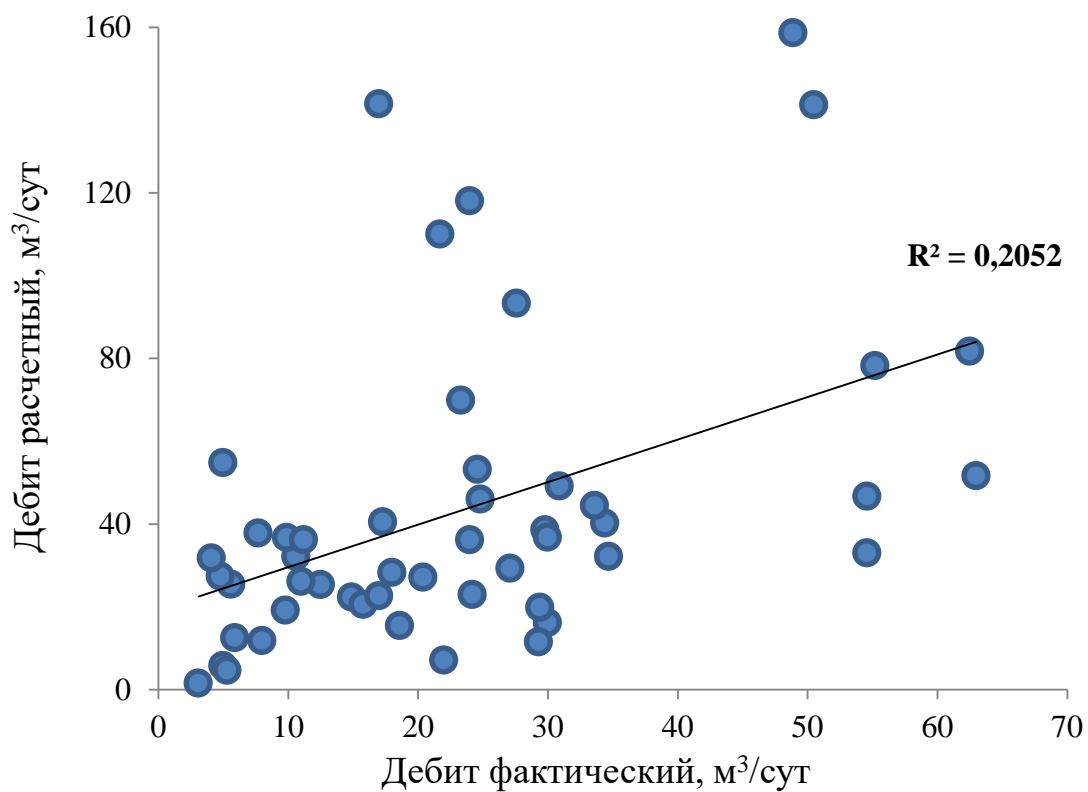


Рис. 5.5. Корреляционное поле между фактическими и рассчитанными дебитами горизонтальных скважин (формула Joshi)

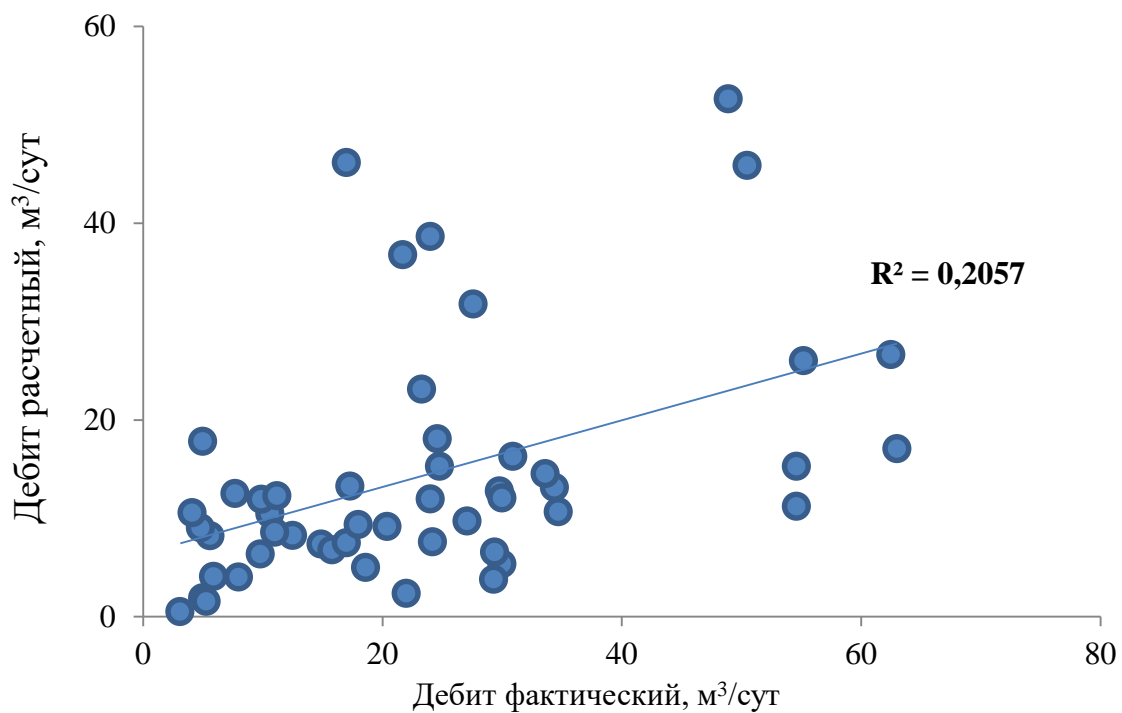


Рис. 5.6. Корреляционное поле между фактическими и рассчитанными дебитами горизонтальных скважин (формула Joshi (2))

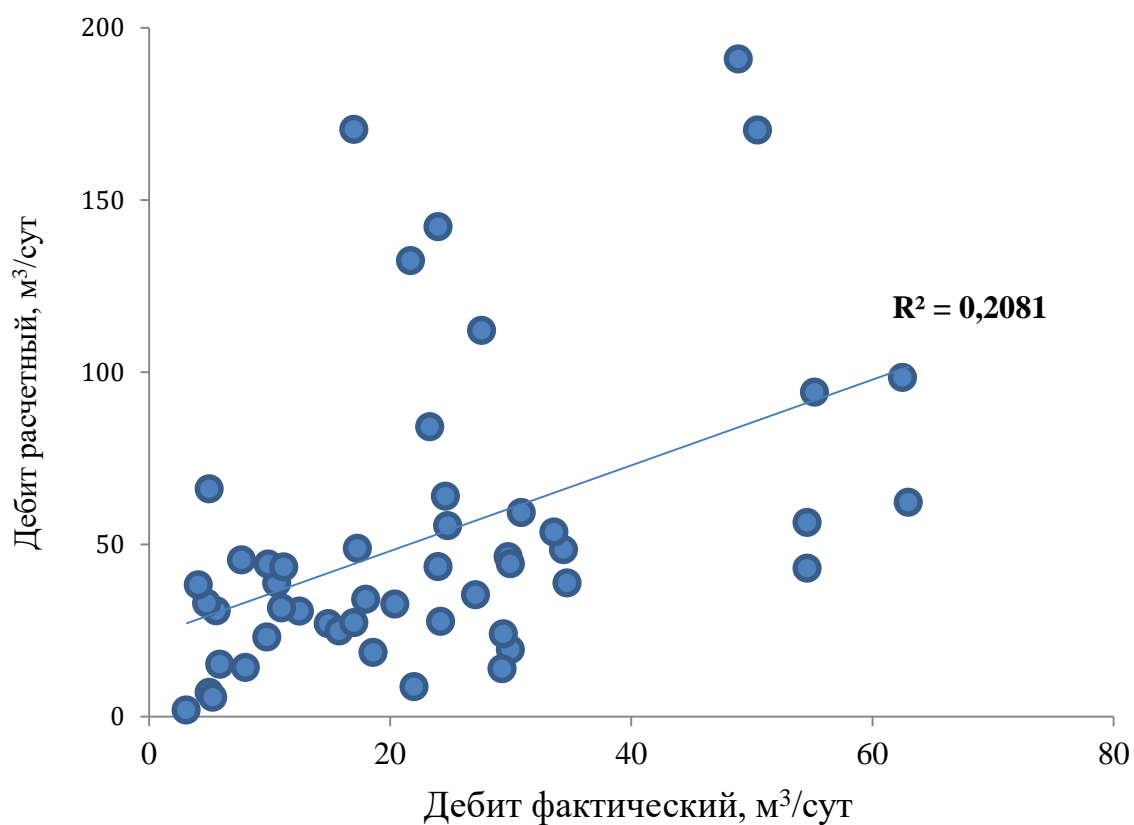


Рис. 5.7. Корреляционное поле между фактическими и рассчитанными дебитами горизонтальных скважин (формула Giger)

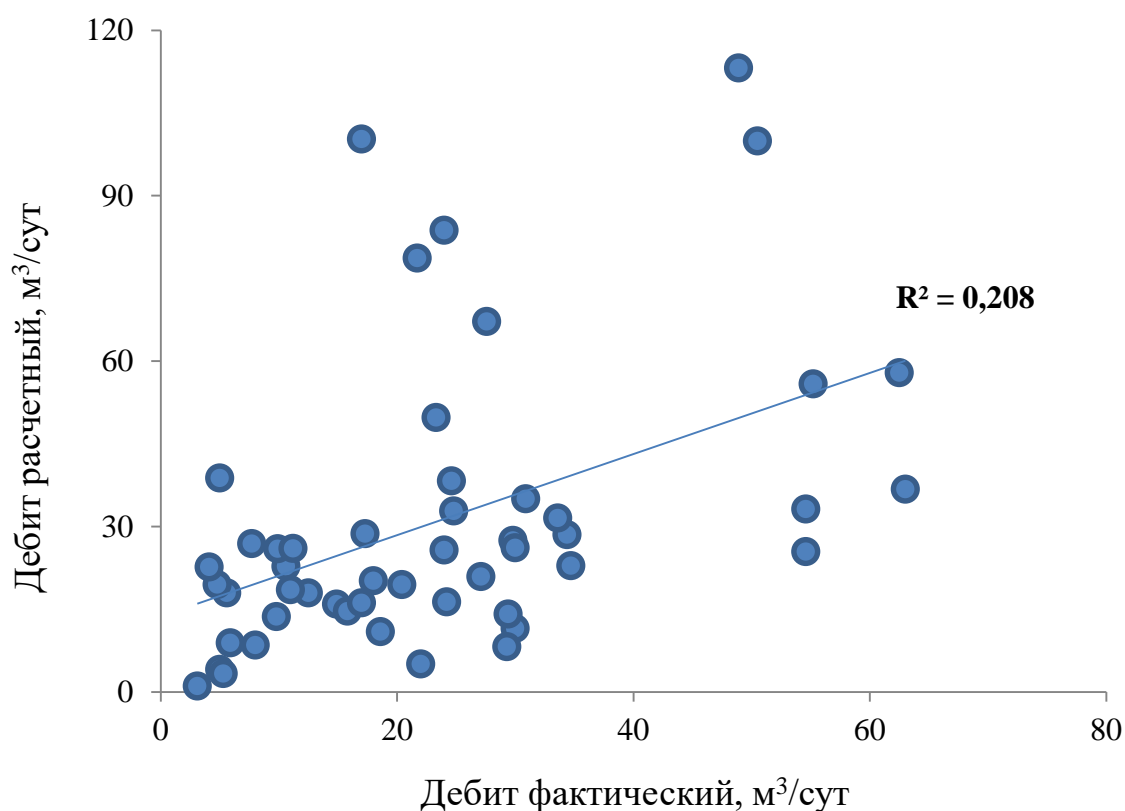


Рис. 5.8. Корреляционное поле между фактическими и рассчитанными дебитами горизонтальных скважин (формула Renard-Dupuy)

Значения коэффициента корреляции r между фактическими и рассчитанными дебитами, представлены на корреляционных полях, а также в табл. 5.2. Для сравнения в табл.5.2 также приведено значение коэффициента корреляции между дебитами фактическими и рассчитанными по многомерной статистической модели (4.1).

Таблица 5.2

Результаты сравнительной оценки прогностической способности уравнений притока жидкости к горизонтальным скважинам

№ пп	Наименование уравнения	Коэффициент корреляции r
1	Уравнение (4.1)	0,94
2	Чарного	0,34
3	Борисова-Табакова	0,36
4	Григулецкого	0,48
5	Joshi (1)	0,45
6	Joshi (2)	0,46
7	Giger	0,41
8	Renard-Dupuy	0,45

Анализируя представленные в табл.5.2 и на рис.5.2-5.8 данные, следует отметить, что все использованные аналитические решения демонстрируют невысокую прогностическую способность при оценке дебитов горизонтальных скважин в условиях рассматриваемого сложнопостроенного турнейско-фаменского объекта Шершневого месторождения.

Обращает на себя внимание факт схожести общей тенденции группирования точек на корреляционных полях (рис. 5.2–5.8), что указывает на незначительные отличия рассматриваемых аналитических решений. В частности, на рис.5.9 приведено поле корреляции между дебитами, рассчитанными по формулам Joshi и Joshi (2), а на рис.5.10 – по формулам Joshi и Giger.

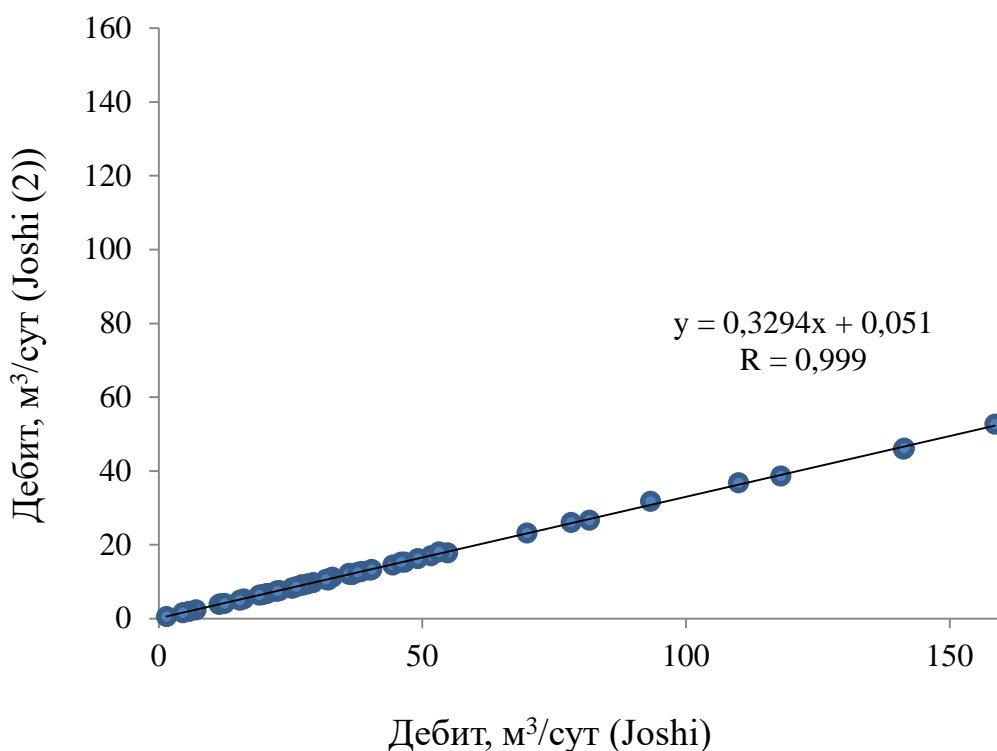


Рис.5.9. Корреляционное поле между дебитами горизонтальных скважин, рассчитанными по формулам Joshi и Joshi (2)

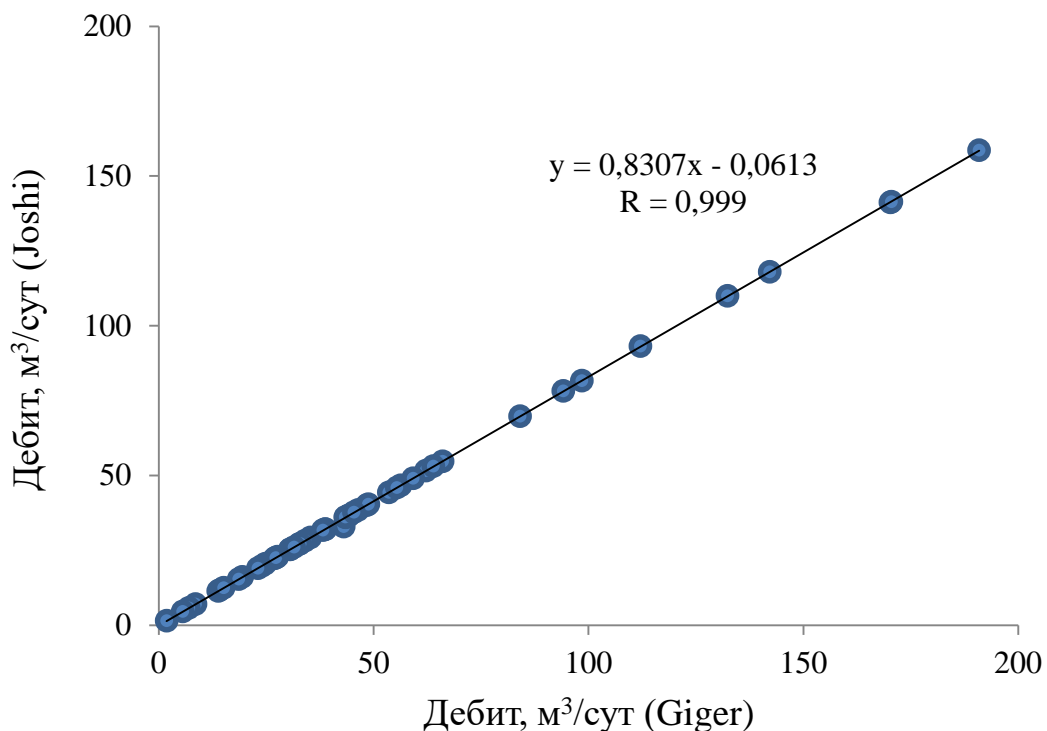


Рис.5.10. Корреляционное поле между дебитами горизонтальных скважин, рассчитанными по формулам Joshi и Giger

Рис.5.9 и 5.10 свидетельствуют о том, что аналитические решения демонстрируют весьма схожие результаты. Дебиты по формулам Joshi и Joshi (2) отличаются примерно в три раза на всем диапазоне исследований, а Joshi и Giger – практически не различаются. Вероятно, одной из причин данного явления следует считать схожую конструкцию скважин, при которой длина горизонтального участка ствола практически не различается. Кроме того, при расчетах не использовался скин-фактор. Дальнейшее исследование вопроса адаптации аналитических уравнений притока жидкости к горизонтальным скважинам, несомненно, следует считать актуальным, требующим пристального внимания нефтяного инжиниринга.

Сопоставляя корреляционные поля (рис. 4.19 и рис.5.2-5.8) в совокупности с данными табл.5.2, можно сделать вывод, что полученная в диссертационной работе многомерная статистическая модель позволяет с существенно более высокой точностью прогнозировать дебиты горизонтальных скважин, чем рассмотренные аналитические уравнения (в

геолого-физических условиях турнейско-фаменской залежи Шершневого месторождения). Как следствие, уравнение (4.1) целесообразно использовать не только как инструмент изучения условий формирования притока, но и для прогноза дебита жидкости к горизонтальным скважинам (с учетом соблюдения требований к применимости многомерных статистических моделей). В случае если исходные данные не соответствуют диапазонам применимости уравнения (4.1), предлагается тиражирование использованного в диссертации подхода и разработка аналогичных уравнений притока для других геолого-физических условий фильтрации.

Выводы по главе V

Данная глава настоящего диссертационного исследования посвящена сравнительному анализу прогностической способности разработанного многомерного статистического и известных аналитических уравнений притока. В ходе обзора научно-технической литературы выделено восемь наиболее распространенных аналитических уравнений. С целью сравнения их прогностических возможностей выполнены расчеты дебитов для горизонтальных скважин основного объекта настоящего диссертационного исследования – турнейско-фаменской залежи Шершневого месторождения. Исходные данные для расчетов приняты индивидуально для каждой скважины, с учетом результатов интерпретации материалов их гидродинамических исследований.

Оценка результатов расчетов выполнена на основе построения и анализа корреляционных полей между рассчитанными и фактическими дебитами. Установлено, что многомерная статистическая модель, разработанная в ходе настоящего диссертационного исследования, демонстрирует существенно более высокую работоспособность при расчете дебитов горизонтальных скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в ходе выполненного диссертационного исследования получены следующие выводы:

1. В условиях реализации безкерновых технологий строительства ГС в регионе возрастает роль ГИС и ГДИ как инструмента определения ФЕС коллекторов. Проблематика достоверного определения ФЕС состоит из двух основных аспектов – технико-технологического и интерпретационного. При этом в настоящее время часть вопросов в пределах обоих аспектов остается нерешенной. Как следствие, снижается достоверность прогнозирования притока жидкости к ГС.

2. В качестве основного объекта исследований выбрана карбонатная турнейско-фаменская залежь Шершневого месторождения со сложным геологическим строением, для которой характерны высокая доля ГС в общем фонде и значительный опыт ГИС и ГДИ.

3. Установлена недостаточная достоверность применяемых технологий геофизического контроля пространственной ориентации горизонтального участка скважины. Предложен способ совершенствования, основанный на интерпретации данных барометрии скважин. Его достоверность подтверждена в ходе детального статистического анализа фактических данных. Также установлено, что максимально достоверные оценки траектории ГС имеют место при комплексном использовании технологий LWD и барометрии.

4. В условиях установленной высокой погрешности определения проницаемости при ее пересчете с использованием петрофизической зависимости, практически единственным инструментом ее определения являются ГДИ. В работе установлена невысокая достоверность применяемого подхода к интерпретации КВД ГС. Предложен способ его совершенствования, минимизирующий риски неопределенности выбора интерпретационной модели. С использованием предложенного подхода

интерпретированы КВД всех горизонтальных скважин рассматриваемого объекта, достоверность определенных при этом гидродинамических параметров подтверждена в ходе регрессионного анализа с построением многомерной статистической модели дебита. В ходе исследования построенной модели также получены выводы об особенности процессов фильтрации в рассматриваемых условиях, которая заключается в выраженном взаимном влиянии между анизотропией проницаемости, работающей длиной ГС и дебитом жидкости.

5. Высокие оценки разработанной в ходе анализа многомерной статистической модели являются основанием ее применения не только для исследования процессов фильтрации в рассматриваемых условиях, но и для прогноза дебитов ГС. Сравнительный анализ модели с известными аналитическими решениями продемонстрировал ее преимущественную работоспособность в условиях рассматриваемого сложнопостроенного карбонатного объекта.

Предложенные решения позволяют достоверно определять комплекс гидродинамических характеристик карбонатных коллекторов при их эксплуатации горизонтальными скважинами и прогнозировать их дебиты с учетом индивидуальных геолого-физических особенностей процессов фильтрации в сложнопостроенных карбонатных коллекторах, что является одной из приоритетных задач нефтегазопромысловой геологии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдулвагабов А.И. О режимах движения жидкостей и газов в пористой среде / А.И. Абдулвагабов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1961. – № 2. – С. 8–13.
2. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари // – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 407 с.
3. Алиев З. С. Методы определения производительности горизонтальных нефтяных скважин и параметров вскрытых ими пластов / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко, Б.Е. Сомов // – М.: Нефть и газ, 2001. – 167 с.
4. Алиев З. С. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты / З.С. Алиев, В.В. Шеремет // – М.: Недра, 1995. – 143 с.
5. Алиев З. С., Бондаренко В.В. Исследование горизонтальных скважин / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко // – М.: Нефть и газ, 2004. – 300 с.
6. Батлер Р. М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов / Р.М. Батлер // – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2010. – 536 с.
7. Биттенкур А.С. Разработка месторождения и оптимизация конструкции / А.С. Биттенкур, Р.Н. Хорн // доклад SPE 38895, представленный на Ежегодной технической конференции и выставке SPE, Сан-Антонио, Техас, 5-8 октября, 1997.
8. Борисов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю.П. Борисов, В.П. Пилатовский, В.П. Табаков // – М.: Изд. Недра, – 1964. – 154 с.
9. Буденный, С.А. Численное моделирование многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине: дис. ... канд. тех. наук

/ С.А. Буденный // Институт динамики геосфер имени академика М.А. Садовского Российской академии наук. – Москва, 2019. – 90 с.

10. Буянов А.В. Мониторинг профиля притока (приемистости) в горизонтальных скважинах по результатам распределенной нестационарной термометрии: дис. ... канд. тех. наук / А.В. Буянов // РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва, 2019. – 146 с.

11. Горбачева А. П. Повышение эффективности проведения ГИС за счет использования новых технологий и методов / Горбачева А.П., Сальникова О.Л., Серкина А.В., Савич А.Д., Чухлов А.С. // Геофизика. – 2018. – № 5. – С. 70–80.

12. Грачев С.И. Программное обеспечение для оценки потенциального дебита волнообразной горизонтальной нефтяной скважины / С.И. Грачев, Ж.М. Колев, Е.И. Мамчистова // В сборнике: Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2022. Материалы VI Международной научно-практической конференции. Отв. редактор С.Н. Нагаева. Тюмень, – 2022. – С. 71–75.

13. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами / А.М. Григорян // – М.: Недра, – 1969. – 200 с.

14. Жучков С.Ю. Опыт моделирования и оценки эффективности горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва на Верхне-Шапшинском месторождении / С.Ю. Жучков, Р.Д. Каневская // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 92–96.

15. Изучение особенностей строения и разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах с использованием промысловых данных и рентгеновской микротомографии / Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Б.М. Осовецкий, К.П. Казымов, Е.М. Томилина, А.С. Лебедева, А.С. Чухлов // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 3. – С. 114–124.

16. Иктисанов В.А. Моделирование движения жидкости к скважинам различной конфигурации при помощи сферического потока / В.А. Иктисанов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 52–55.

17. Исследование эффективности применения скважин с волнообразным горизонтальным окончанием в анизотропном коллекторе / С.И. Грачев, Ж.М. Колев, Е.И. Мамчистова, А.А. Скарედнов, Т.В. Рогозина // В сборнике: Инновационные процессы в науке, технике и экономике. Материалы Международной научно-практической конференции. В 2 ч.. Тюмень, 2022. – С. 111–116.

18. Коваленко И.В. Гидродинамические исследования горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов / И.В. Коваленко, С.К. Сохошко, С.И. Грачев // Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, – 2020. – 161 с.

19. Коваленко И.В. Поддержание пластового давления путем закачки воды в горизонтальные скважины в условиях геологической неопределенности континентальных отложений высоковязкой нефти пласта ПК1-3 Восточно-Мессояхского месторождения / И.В. Коваленко, С.К. Сохошко, Н.Н. Плешанов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 2 (128). – С. 44–50.

20. Коваленко И.В. Разработка методов интерпретации гидродинамических исследований трещин гидроразрыва пласта и горизонтальных скважин при отсутствии псевдорadiaльного режима фильтрации: дис. ... канд. тех. наук / И.В. Коваленко // Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2013. – 120 с.

21. Колесник Е.В. Разработка технологий, повышающих эффективность разработки нефтяных месторождений горизонтально-направленными скважинами: дис. ... канд. тех. наук / Е.В. Колесник //

Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2009.
– 144 с.

22. Лысенко В.Д. Проблемы разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами / В.Д. Лысенко // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 7. – С. 19–24.

23. Мартюшев Д.А. Изучение закономерностей распределения фильтрационных свойств в пределах сложнопостроенных карбонатных резервуаров / Д.А. Мартюшев, В.И. Галкин, И.Н. Пономарева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 11. – С. 117–126.

24. Мартюшев Д.А. Исследование влияния трещиноватости на особенности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах / Д.А. Мартюшев // Пермский государственный национальный исследовательский университет. Пермь, – 2018. – 152 с.

25. Мартюшев Д.А. Исследование особенностей выработки запасов трещинно-поровых коллекторов с использованием данных гидродинамических исследований скважин / Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 102–104.

26. Мартюшев Д.А. Современные методы гидродинамических исследований скважин и пластов / Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева // Пермский национальный исследовательский политехнический университет, – 2019. – 160 с.

27. Меркулов В.П. О дебите наклонных и горизонтальных скважин / В.П. Меркулов // Нефтяное хозяйство. – 1958. – № 6. – С. 51–56.

28. Меркулов В.П. Фильтрации к горизонтальной скважине конечной длины в пласте конечной мощности / В.П. Меркулов // Известия вузов. Нефть и газ. – 1958. – № 1. – С. 15–17.

29. Мукминов И.Р. Гидродинамические аспекты разработки месторождений горизонтальными скважинами и скважинами с трещинами

ГРП: дис. ... канд. тех. наук / В.Н. Мукминов // Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2004. – 146 с.

30. Обоснование применений скважин с волнообразным горизонтальным окончанием для условий Среднеботуобинского месторождения / Ж.М. Колев, Е.И. Мамчистова, А.А. Скарედнов, С.К. Грачева, Т.В. Рогозина // Наука. Инновации. Технологии. – 2022. – № 2. – С. 47–72.

31. Особенности интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных нефтяных скважин в нефтегазоконденсатных коллекторах / А.А. Зейн, С.К. Сохошко, А.В. Саранча, Н.П. Кочерга // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2–2. – С. 176.

32. Особенности интерпретации кривых восстановления давления, полученных в горизонтальных нефтяных скважинах в нефтегазоконденсатных коллекторах / М.Д. Зейн Аль-Абидин, С.К. Сохошко, А.В. Саранча, Н.П. Кочерга // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 5 (113). – С. 45–47.

33. Петров А.Н. Разработка автономного комплекса для каротажа в наклонно-горизонтальных скважинах как единой информационно-измерительной системы: дис. ... канд. тех. наук / А.Н. Петров // Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук. – Новосибирск, 2013. – 172 с.

34. Пилатовский В.П. Исследование некоторых задач фильтрации к горизонтальным скважинам, пластовым трещинам, дренирующим горизонтальные пласты // Подземная гидромеханика и разработка нефтяных месторождений / В.П. Пилатовский // – М.: Гостоптехиздат. – 1960. – Вып. 32. – С. 29–57.

35. Пилатовский В.П. К вопросу о разработке овальных нефтяных месторождений. Определение дебитов и забойных давлений эллиптических батарей / В.П. Пилатовский // – М.: Гостоптехиздат. – 1956. – Вып. 8. – С. 114–141.

36. Полубаринова-Кочина П.Я. О наклонных и горизонтальных скважинах конечной длины / П.Я. Полубаринова-Кочина // ПММ. – 1956. – Т. XX, вып. 1. – С. 95–108.

37. Пономарева И.Н. Оценка достоверности определения фильтрационных параметров пласта на основе анализа добычи и кривых стабилизации давления / И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 111–113.

38. Пономарева И.Н. Оценка оптимальной продолжительности проведения гидродинамических исследований низкопродуктивных скважин на примере Озерного месторождения / И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев, М.И. Ахметова // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 60–63.

39. Савич А. Д. Планирование и проведение геофизических исследований для оценки эффективности бурения скважин со сложным профилем / Савич А.Д., Сальникова О.Л., Черных И.А. // Каротажник. – 2017. – № 10(280). – С. 86–96.

40. Сальникова О.Л. Выявление интервалов со сложнопостроенной структурой порового пространства по данным ГИС / О.Л. Сальникова, А.С. Чухлов // В сборнике: Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Сборник научных трудов IX международной научной-практической конференции. Пермь, – 2021. – С. 151–157.

41. Сальникова О.Л. Геофизические технологии при исследовании горизонтальных скважин / О.Л. Сальникова, А.В. Шумилов, И.А. Черных // В сборнике: Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Сборник научных трудов. Пермь, – 2019. – С. 338–343.

42. Сальникова О.Л. Обоснование применения методов интерпретации гидродинамических исследований скважин с различной конструкцией забоя / О.Л. Сальникова, И.А. Черных // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 4 (364). – С. 28–32.

43. Сальникова О.Л. Особенности определения фильтрационных параметров сложнопостроенных карбонатных коллекторов при их эксплуатации горизонтальными скважинами / О.Л. Сальникова, И. А. Черных, Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – № 5. – С. 138–147.

44. Сальникова О.Л. Планирование и проведение геофизических исследований для решения задач по определению профиля притока в скважинах со сложным профилем / О.Л. Сальникова, И.А. Черных // В сборнике: Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 85-летию Первой Всесоюзной геофизической конференции. гл. ред. В. И. Костицын. – 2017. – С. 159–164.

45. Сальникова О.Л. Эффективность разработки коллекторов со сложнопостроенной структурой порового пространства на месторождениях Пермского края / О.Л. Сальникова, А.С. Чухлов, В.И. Луппов // Геофизика. – 2021. – № 5. – С. 60–67.

46. Самойлов А.С. Исследование и разработка технологии выработки запасов нефти сложнопостроенных залежей горизонтальными скважинами: дис. ... канд. тех. наук / А.С. Самойлов // Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2012. – 147 с.

47. Сейтжанов С.С. Разработка методов обоснования производительности горизонтальных нефтяных скважин при различных формах зоны дренирования: дис. ... канд. тех. наук / С.С. Сейтжанов // РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва, 2011. – 144 с.

48. Сопровождение бурения горизонтальных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении в условиях высокой латеральной неоднородности пласта ПК1-3. Известия высших учебных заведений / И.В. Коваленко, С.К. Сохошко, Д.И. Тенгелиди, И.М. Ниткалиев // Нефть и газ. – 2018. – № 4 (130). – С. 60–67.

49. Сохошко С.К. Особенности притока газа к горизонтальному стволу скважины при различных его траекториях. Известия высших учебных заведений / С.К. Сохошко, С. Мадани // Нефть и газ. – 2021. – № 6 (150). – С. 90–102.

50. Сохошко С.К. Развитие теории фильтрации к пологим и горизонтальным газовым и нефтяным скважинам и ее применение для решения прикладных задач: дис. ... докт. тех. наук / С.К. Сохошко // Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2008. – 211 с.

51. Старосветсков В.В. Детализация геологической модели сложнопостроенной залежи на основе данных бурения горизонтальных скважин для повышения эффективности ее разработки (на примере месторождения им. В.Н. Виноградова): дис. ... канд. тех. наук / В.В. Старосветсков // РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва, 2021. – 178 с.

52. Стрекалов А.В. Обоснование оптимальной конструкции многоствольной скважины при разработке ачимовских залежей / А.В. Стрекалов, О.В. Фоминых, А.С. Самойлов // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 12. – С. 46–53.

53. Табаков В.П. Определение дебита и эффективности многозабойной скважины в слоистом пласте / В.П. Табаков // Научно-технический сборник по добыче нефти. – М.: Гостоптехиздат, – 1960. – № 10.

54. Ушаков А.С. Обоснование показателей гидроразрыва пласта для горизонтальных скважин / А.С. Ушаков, А.В. Стрекалов, М.С. Королев // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 5. – С. 64–67.

55. Хакимзянов И.Н. Теория и практика разработки нефтяных месторождений скважинами с горизонтальными окончаниями: дис. ... докт. тех. наук / И.Н. Хакимзянов // Татарский научно-исследовательский

и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть». – Бугульма, 2012. – 388 с.

56. Хамидуллин М.Р. Численное моделирование притока однофазной жидкости к горизонтальной скважине с трещинами многостадийного гидроразрыва пласта / Хамидуллин М.Р. // Ученые записки Казанского университета. Серия: Физико-математические науки. – 2016. – Т. 158. – Кн. 2. – С. 287–301.

57. Ходанович Д.А. Проектирование траектории горизонтальной скважины и бокового ствола с использованием геолого-гидродинамической модели сложнопостроенной залежи / Д.А. Ходанович, С.И. Грачев, С.К. Сохошко // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 9. – С. 56–59.

58. Хребтова Е.А. Виды притоков жидкости к горизонтальному окончанию скважины / Е.А. Хребтова, Ж.М. Колев // В сборнике: Повышение качества управления информацией при разработке нефтегазовых месторождений. Материалы Международной конференции. Отв. редактор С.И. Грачев. Тюмень, 2021. С. 93–95.

59. Чарный И.А. Подземная гидромеханика / И.А. Чарный // Выпуск 3, – М.: ОГИЗ. – 1954. – 397 с.

60. Черных В.И. Определение коллекторских свойств продуктивных пластов, эксплуатирующихся горизонтальными и наклонно-направленными скважинами / В.И. Черных, О.Л. Сальникова, И.А. Черных, Н.С. Еремеев // Бурение и нефть. – 2022. – № 11. – С. 9–13.

61. Чертенков М.В. Повышение эффективности многостадийного гидроразрыва в горизонтальном стволе с учетом напряженного состояния околоскважинной зоны: дис. ... канд. тех. наук / М.В. Чертенков // Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2017. – 130 с.

62. Чухлов А.С. Оценка влияния геолого-физических характеристик залежей со сложным геологическим строением на условия притока

углеводородов / А.С. Чухлов, О.Л. Сальникова, В.И. Черных // Недропользование. – 2022. – Т. 22. – № 1. – С. 9–14.

63. Шевченко О.Н. Исследование течения флюида к горизонтальной скважине / О.Н. Шевченко // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 2. – С. 64–70.

64. Шевченко О.Н. Определение дебита горизонтальной скважины / О.Н. Шевченко // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2018. – № 1 (73). – С. 92–95.

65. Шевченко О.Н. Прогнозирование дебита горизонтальных скважин в условиях нелинейной фильтрации / О.Н. Шевченко // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 6. – С. 72–75.

66. Шумилов А.В. Исследование притока жидкости в скважинах с горизонтальным окончанием ствола вероятностно-статистическими методами / А.В. Шумилов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 136–139.

67. Шумилов А.В. Технологии геофизических исследований бурящихся и эксплуатируемых горизонтальных скважин / Шумилов А.В., Костицын В.И., Савич А.Д., Сальникова О.Л., Шумский И.Ф., Будник Д.А. // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 2. – С. 48–52.

68. A high-resolution numerical well-test model for pressure transient analysis of multistage fractured horizontal wells in naturally fractured reservoirs / Hui Liu, Xinwei Liao, Xiaoliang Zhao, Luyang Sun, Xuefeng Tang, Lin Zhao // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – 109417.

69. A Rigorous Analytical Model for Fluid Flow in Drainholes of Finite Conductivity Applied to Horizontal and Multilateral Wells / Boyun Guo, Jinkui Zhou, Ying Liu, Ali Ghalambor // Paper presented at the Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, U.S.A., March 2007. SPE-106947-MS.

70. A semi-analytical mathematical model for the pressure transient analysis of multiple fractured horizontal well with secondary fractures

/ Bo Wang, Qiushi Zhang, Shanshan Yao, Fanhua Zeng // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – 109444.

71. A semi-analytical model for predicting inflow profile of horizontal wells in bottom-water gas reservoir / Haitao Li, Yongsheng Tan, Beibei Jiang, Yongqing Wang, Nan Zhang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 160. – P. 351–362.

72. A semi-analytical model for predicting inflow profile of long horizontal wells in super-heavy foamy oil reservoir / Shijun Huang, Yuanrui Zhu, Junwu Ding, Xingmin Li, Yongchao Xue // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 195. – 107952.

73. Akangbou, H. N. Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs / Hector Ngozi Akangbou, Martin Burby, Ghasem Nasr // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 150. – P. 128–136.

74. Al-Kabbawi, F.A.A. The optimal semi-analytical modeling for the infinite-conductivity horizontal well performance under rectangular bounded reservoir based on a new instantaneous source function / Firas A.A. Al-Kabbawi // Petroleum. – 2022. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.04.005>

75. Analytical interference testing analysis of multi-segment horizontal well / Youwei He, Shiqing Cheng, Jiazheng Qin, Zhi Chai, Yang Wang, Shirish Patil, Meng Li, Haiyang Yu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 171. – P. 919–927.

76. Analytical model for transient pressure analysis in a horizontal well intercepting with multiple faults in karst carbonate reservoirs / Wenyang Shi, Zhenglin Jiang, Min Gao, Yongchuan Liu, Lei Tao, Jijia Bai, Qingjie Zhu, Haoqin Ge // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2023. – Vol. 220. – 111183.

77. Analytical solutions for injectivity and falloff tests in stratified reservoirs with multilateral horizontal wells / Renan Vieira Bela, Sinesio Pesco,

Abelardo Borges, Barreto Jr., Mustafa Onur // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 197. – 108116.

78. Analyzing Pressure Interference Between Horizontal Wells During Fracturing / Puneet Seth, Ripudaman Manchanda, Ashish Kumar, Mukul M. Sharma // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 204. – 108696.

79. Babadagli, T. Mature Field Development - A Review / T. Babadagli // SPE Europec/EAGE Annual Conference, Madrid, Spain, 13–16 June 2005.

80. Babu, D.K. Productivity of horizontal wells / D.K. Babu, A.S. Odeh // SPE. – 1834. – 1988.

81. Bahadori, A. Determination of well placement and breakthrough time in horizontal wells for homogeneous and anisotropic reservoirs / A. Bahadori // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2010. – Vol. 75. – Iss. 1–2. P. 196–202.

82. Birchenko, V.M. Reduction of the horizontal well's heel-toe effect with inflow control devices / V.M. Birchenko, K.M. Muradov, D.R. Davies // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2010. – Vol. 75. – Iss. 1–2. – P. 244–250.

83. Dejean, J.P. Managing Uncertainties on Production Predictions Using Integrated Statistical Methods / J.P. Dejean, G. Blanc // Paper SPE 56696 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 3–6 October, 1999.

84. Evaluation of damage to horizontal wells through equivalent horizontal well length / Bin LIU, Shiqing CHENG, Xiangrong NIE, Yongjie ZHAO // Petroleum Exploration and Development. – 2013. – Vol. 40. – Iss. 3. – P. 378–382.

85. Generalized Inflow Performance Relationship (IPR) for Horizontal Wells / Mohammadreza Mohammadnia, Babak Akbari, Mojtaba P. Shahri, Zhaorui Shi, Holden Zhang // Paper presented at the SPE Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, August 2013. SPE-165691-MS.

86. Geological interpretation of channelized heterolithic beds through well test analysis / Rafael Osorio, Amin Sharifi Haddad, Ed Stephens, Hossein Hamidi // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 158. – P. 516–528.

87. Giger F.M. Horizontal wells production techniques in heterogeneous reservoirs / F.M. Giger // SPE 13710. – 1985.

88. Giger F.M. The reservoir engineering aspects of horizontal drilling / F.M. Giger, L.H. Reiss, A.P. Jourdan // SPE 13024. – 1984.

89. GINI coefficient: An effective way to evaluate inflow profile equilibrium of horizontal wells in Shengli Oil Field / Yang Chen, Yifei Yan, Chuanwei Zhao, Zhigang Qi, Zongyi Chen // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 193. – 107369.

90. Guo G. Inflow performance of a horizontal well intersecting natural fractures / G. Guo, R.D. Evans // In: SPE Production Operations Symposium proc. Oklahoma City, OK, USA, 21–23 March 1993. Paper SPE-25501.

91. Güyagüler B. Uncertainty Assessment of Well Placement Optimization / Baris Güyagüler, Roland N. Horne // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 2001. SPE-71625-MS.

92. Horizontal Length Optimization of Cold Production with Horizontal Wells in Extra-Heavy Oil Reservoirs / Yang Zp., Li Xm., Liu Zc., Shen Y. // In: Lin, J. (eds) *Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2020. IFEDC 2020. Springer Series in Geomechanics and Geoengineering*. Springer, Singapore.

93. Integrated optimization design for horizontal well placement and fracturing in tight oil reservoirs / Liang Zhang, ZhiPing Li, FengPeng Lai, Hong Li, Caspar Daniel Adenutsi, KongJie Wang, Sen Yang, WenLong Xu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 178. – P. 82–96.

94. Interference testing model of multiply fractured horizontal well with multiple injection wells / Youwei He, Shiqing Cheng, Jiazheng Qin, Zhi Chai,

Yang Wang, Haiyang Yu, John Killough // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 176. – P. 1106–1120.

95. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells / S.D. Joshi // Journal of Petroleum Technology. – 1988. – Vol. 40. – Iss. 6. – P. 729–739.

96. Joshi S.D. Horizontal Well Technology / S.D. Joshi // – Tulsa, OK: Pennwell Publishing Company, 1991. – 535 p.

97. Key surface logging technologies in horizontal well geosteering / Yichao Li, Zhizhan Wang, Liming Qin, Hongze Xu // Petroleum Exploration and Development. – 2012. – Vol. 39. – Iss. 5. – P. 660–666.

98. Lin J. A New Approach of Applying Analytical Inflow Model for Horizontal Well Performance of Non-Fully Penetrated Wells / Jiaping Lin, Ding Zhu // SPE International Production and Operations Conference & Exhibition, Doha, Qatar, May 2012. SPE-157483-MS.

99. Lisboa E.A. Probabilistic Determination of Productivity Index for a Horizontal Well in a Heavy-Oil Reservoir / E.A. Lisboa, M.R. Castro // Paper presented at the Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, April 2007. SPE-107669-MS.

100. Liu Y. Analysis on seepage flow and productivity of a horizontal well in an anisotropic reservoir / Yuetian Liu // J. China Univ. Petroleum. – 2002. – Vol. 26. – Iss. 4. – P. 40–47.

101. Lookback on Performance of 50 Horizontal Wells Targeting Thin Oil Columns, Mahakam Delta, East Kalimantan / D. T. Vo; Sukerim Waryan; Agung Dharmawan; Rusdi Susilo; Renas Wicaksana // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, 14–16 October 2000. SPE-64385-MS.

102. Near-wellbore modeling of a horizontal well with Computational Fluid Dynamics / Márton L. Szanyi, Casper S. Hemmingsen, Wei Yan, Jens H. Walthera, Stefan L. Glimberg // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 160. – P. 119–128.

103. Optimizing Reservoir Performance Under Uncertainty with Application to Well Location / S.I. Aanonsen, A.L. Eide, L. Holden, J.O. Aasen // PE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 1995. Paper Number: SPE-30710-MS.

104. Practical solutions for Pressure-Transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs / M. Brown, E. Ozkan, R. Raghavan, H. Kazemi // SPE Reservoir Eval. Eng. – 2011. – Vol. 6. – P. 663–676.

105. Renard G.I. Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency / G.I. Renard, J.M. Dupuy // Journal of Petroleum Technology. – 1991. – Vol. 43. – Iss. 7. – P. 786–869.

106. Renard G.I. Influence of formation damage on the flow efficiency of horizontal wells / G.I. Renard, J.M. Dupuy // SPE Paper 19414. – 1990.

107. Segmentally variable density perforation optimization model for horizontal wells in heterogeneous reservoirs / Wei Pang, Dechun Chen, Zhongping Zhang, et al. // Petroleum Explor. Dev. – 2012. – Vol. 39. – Iss. 2. – P. 214–221.

108. Single- and two-phase flow model in low-permeability reservoir / Song Fuquan, Song Xingxing, Wang Yong, Sun Yeheng // Petroleum. – 2019. – Vol. 5. – Iss. 2. – P. 183–190.

109. Spacing optimization of horizontal wells in Pu 34 tight oil reservoir of Daqing oilfield / Lifeng Liu, Qiquan Ran, Jinping Kong, Xin Wang // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. – 2020. – 467. – 012008.

110. Stockman L.P. Horizontal drilling restores well which had been abandoned 17 years / L.P. Stockman // Oil and Gas Journal. – 1945. – Vol. 44.

111. Study of void space structure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography, electron microscopy, and well testing / D.A. Martyushev, I.N. Ponomareva, A.S. Chukhlov, S. Davoodi, B.M. Osovetsky, K.P. Kazymov, Y. Yang // Marine and Petroleum Geology. – 2023. – 151. – 106192.

112. The productivity calculation model of perforated horizontal well and optimization of inflow profile / Xianbo Luo, Lifu Jiang, Yanchun Su, Kai Huang // *Petroleum*. – 2015. – Vol. 1. – Iss. 2. – P. 154–157.

113. The relation between wellblock and wellbore pressures in numerical simulation of horizontal wells – general formulas for arbitrary well locations in grids / D.K. Babu, A.S. Odeh, A.J. Al-Khalifa, R.C. McCann // *SPE Paper 20161*. – 1989.

114. Transient pressure analysis of a horizontal well with multiple, arbitrarily shaped horizontal fractures / H. Chu, X. Liao, Z. Chen, X. Zhao, P. Dong // *J. Petrol. Sci. Eng.* – 2019. – Vol. 180. – P. 631–642.

115. Wagenhofer T. Optimization of Horizontal Well Placement / T. Wagenhofer, D.G. Hatzignatiou // In: *Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, USA, May 22–24, 1996*. SPE 35714.

116. Wang J. A Semianalytical Model for Multiple-Fractured Horizontal Wells with SRV in Tight Oil Reservoirs / Jiahang Wang, Xiaodong Wang, Wenxiu Dong // *Geofluids*. – 2017. – Vol. 217. – 2632896.

117. Zhang X. The effect of permeability heterogeneity on inflow performance in horizontal wells / Xin Zhang // *Special Oil Gas Reservoirs*. – 2010. – Vol. 17. – Iss. 2. – P. 88–91.

ПРИЛОЖЕНИЕ. АКТ ВНЕДРЕНИЯ



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

№ _____ Дата _____

на № _____ от _____



УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Управления геологии
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
канд. техн. наук

А.Ю. Назаров

« _____ » 2023г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

Настоящий акт подтверждает внедрение результатов, полученных **Сальниковой Ольгой Леонидовной** в рамках подготовки диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук.

Практическое применение систем разработки нефтяных месторождений, предусматривающих наличие скважин с горизонтальным окончанием ствола, позволяет в значительной мере повысить эффективность процессов нефтеизвлечения. При этом, непрерывное увеличение доли горизонтальных скважин в общем добывающем фонде обуславливают необходимость методологического обоснования технологий их исследований с целью достоверного мониторинга процессов строительства и эксплуатации.

В настоящее время технологические аспекты проведения исследований горизонтальных скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» достаточно успешно решаются за счет применения специальных технологий, таких как LWD, «Латераль» и т.п. Однако задача интерпретации материалов исследований по-прежнему остается актуальной для всех нефтедобывающих предприятий, активы которых разрабатываются горизонтальными скважинами, что обуславливает важность тематики диссертационного исследования **Сальниковой Ольги Леонидовны**. Разработанные автором подходы к контролю пространственного размещения горизонтального участка ствола в пределах продуктивного пласта и интерпретации кривых восстановления давления внедрены в производственный процесс, что позволило повысить достоверность комплексного мониторинга строительства и эксплуатации скважин.

Начальник Отдела промыслово-геофизических и гидродинамических исследований

Начальник геологического отдела

М. Б. Савчик

С. В. Варушкин

614068, Российская Федерация,
Пермский край, г. Пермь,
ул. Ленина, д. 62

Тел: (342) 235-61-01 (приёмная)
(342) 235-66-48 (справочная)
Факс: (342) 235-64-60
(342) 235-68-07

www.perm.lukoil.ru
E-mail: lp@lp.lukoil.com