

На правах рукописи

ПОНОМАРЕВА ИННА НИКОЛАЕВНА

**МНОГОУРОВНЕВЫЙ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИЙ
МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Пермь, 2020

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Научный консультант: **Галкин Владислав Игнатьевич**,
заслуженный деятель науки РФ,
доктор геолого-минералогических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Шелепов Валентин Васильевич**,
доктор геолого-минералогических наук,
заместитель заведующего кафедрой теоретических основ разработки месторождений нефти и газа ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова» (г. Москва)

Мулявин Семен Федорович,
доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» (г. Тюмень)

Назарова Лариса Николаевна,
доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина» (г. Москва)

Ведущая организация: **Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное объединение «Нефтегазтехнология»**
(г. Уфа)

Защита диссертации состоится 15 сентября 2020 года в 15.00 часов на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.05 по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, 29, ауд.345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (www.pstu.ru).

Автореферат разослан 15 июля 2020 г.

Ученый секретарь,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор

Растегаев А.В.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. В настоящее время основной объем добычи нефти приходится на месторождения, находящиеся на заключительных стадиях разработки. В таких условиях существенно возрастает роль оперативного мониторинга процессов выработки запасов, позволяющего получать информацию об особенностях процесса извлечения на всех стадиях разработки нефтяных месторождений и регулировать системы разработки. Несмотря на значительное количество способов решения указанной задачи, в условиях обширного накопленного опыта разработки месторождений углеводородов особую роль следует отвести методам, основанным на сборе, систематизации, обработке и интерпретации цифровых массивов, интегрированных в базы данных нефтедобывающих предприятий. В современных условиях нефтедобычи актуальной является задача широкого использования цифровых технологий для решения различных задач нефтегазового производства. Решение этих задач осложняется необходимостью учета различных сочетаний влияний геолого-технологических показателей на процессы разработки нефтяных месторождений при различной степени их изученности. В таких условиях представляется актуальным использование многоуровневого вероятностно-статистического моделирования, позволяющего дифференцированно исследовать процессы нефтедобычи: первоначально по данным отдельных скважин – первый уровень, по данным объектов разработки – второй уровень, по данным месторождений – третий уровень, и по данным территорий нефтедобычи – четвертый уровень. Таким образом, многоуровневое вероятностно-статистическое моделирование позволяет адекватно оценивать явления и процессы, происходящие при разработке месторождений нефти и газа не только по объектам разработки, но и по укрупненным геологическим территориям, и широко использовать цифровые технологии для решения практических задач нефтедобычи.

Следует отметить, что использование многоуровневого мониторинга позволяет решать задачи по оценке эффективности процесса нефтеизвлечения, характерные для разных стадий разработки месторождений. В начальные периоды выработки

запасов нефти, когда система разработки в полной мере не сформирована, объект эксплуатируется единичными скважинами – важнейшей задачей мониторинга следует считать контроль показателей их эксплуатации (дебита, забойного давления). В дальнейшем, при формировании на объекте разработки условно стационарной системы, к перечню основных задач мониторинга добавляется контроль динамики пластового давления и работы системы его поддержания. Заключительные периоды выработки запасов нефти, характеризующиеся массовым проведением мероприятий по ее интенсификации, требуют дополнительного мониторинга за их реализацией. Таким образом, разработка подходов к многоуровневому многомерному вероятностно-статистическому мониторингу разработки месторождений углеводородов является актуальной задачей в современных условиях функционирования нефтегазодобывающей отрасли России.

Степень разработанности темы исследования.

Обоснованию оптимальных способов мониторинга разработки нефтяных месторождений посвящены работы отечественных и зарубежных ученых и специалистов, например, в работах М. М. Ивановой, Л. Ф. Дементьева, И. П. Чоловского, И. Т. Мищенко подробно описаны способы контроля за разработкой нефтяных месторождений с использованием графических методов (построение и анализ графиков и карт разработки). Гидродинамические исследования детально изучены в работах D. Bourdet, R. N. Horne, А. П. Телкова, М. Л. Карнаухова, В. А. Иктисанова, Р. Г. Шагиева, С. Н. Бузинова, И. Д. Умрихина, А. И. Ипатова, М. И. Кременецкого и др. Однако известные подходы обладают рядом недостатков, к которым можно отнести узкую направленность решаемых задач, отсутствие учета сложного многофакторного влияния геологических и технологических показателей на особенности реализации процессов нефтеизвлечения. В этой связи представляется актуальным применение многоуровневого многомерного вероятностно-статистического моделирования, особенностью которого является возможность учета такого влияния.

Применение вероятностно-статистических методов при разведке и разработке месторождений нефти и газа отражено в

работах А. М. Пирвердяна, С. Н. Назарова, И. Д. Амелина, М. Л. Сургчева, А. А. Казакова, В. И. Галкина, С. В. Галкина, И. С. Путилова, Ю. В. Шурубора, М. М. Саттарова, Л. Ф. Дементьева и др. Однако задача повышения информативности контроля за разработкой нефтяных месторождений данными авторами не рассматривалась. Таким образом, вероятностно-статистические методы следует считать весьма перспективными для эффективного мониторинга процессов разработки залежей углеводородов.

Целью работы является решение важной научно-технической проблемы – повышение качества, информативности и достоверности мониторинга разработки и эксплуатации нефтяных месторождений с использованием многоуровневого многомерного вероятностно-статистического моделирования.

В соответствии с целью работы сформулированы следующие **основные задачи исследования:**

1. Разработка методики определения показателей эксплуатации скважин (дебитов и забойных давлений) на основе использования многоуровневых математических моделей (адресных и (или) обобщенных).

2. Разработка методики определения пластового давления на основе построения и анализа многоуровневых математических моделей.

3. Установление закономерностей формирования пластового и забойного давлений и их поведения на различных этапах разработки залежей нефти.

4. Обоснование и выбор подхода к оценке результатов геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти вероятностно-статистическими методами, учитывающего работу скважин в пределах элемента системы разработки нефтяного месторождения.

5. Разработка способа определения эффективности гидравлического разрыва пласта (ГРП) на основе математической обработки промысловых данных и результатов гидродинамических исследований скважин.

Объект исследования – месторождения нефти, приуроченные к различным территориям Пермского края. **Предмет** исследования – методология мониторинга разработки залежей и эксплуатации скважин вероятностно-статистическими методами.

Научная новизна выполненной работы представлена следующими положениями:

1. Впервые обоснована целесообразность применения многоуровневого многомерного вероятностно-статистического моделирования для решения актуальных промысловых задач - определения текущего пластового и забойного давлений, а также дебита жидкости скважин. Установлено, что именно многоуровневое многомерное вероятностно-статистическое моделирование позволяет учесть конкретные геолого-физические особенности рассматриваемых объектов разработки, установить закономерности формирования прогнозируемых параметров и показателей на разных этапах разработки, в различных геолого-физических условиях.

2. Установлено, что проведение гидравлического разрыва пласта оказывает влияние на работу не только скважины – объекта воздействия, но и всего элемента системы разработки, в котором расположена данная скважина. Доказано, что проведение ГРП в отдельной скважине может привести к изменению согласованности работы гидродинамической системы в пределах элемента разработки.

3. Впервые предложена методика прогноза направления преимущественного образования трещины в процессе ГРП, достоверность которой подтверждена результатами микросейсмического мониторинга.

4. Разработан метод оценки взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами, основанный на статистическом анализе интегральных (накопленных) показателей разработки нефтяных месторождений.

Теоретическая значимость работы:

1. Научно обоснована целесообразность применения многоуровневого многомерного вероятностно-статистического моделирования для повышения эффективности мониторинга разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

2. Разработаны теоретические и методологические аспекты определения основных показателей эксплуатации скважин (дебитов и забойных давлений), учитывающие геолого-физические особенности разрабатываемых нефтяных месторождений.

3. Установлены основные закономерности поведения

пластового и забойного давлений и дебитов скважин для конкретных геолого-физических условий терригенных и карбонатных объектов разработки нефтяных месторождений.

4. Установлен характер изменения взаимодействия между скважинами в пределах элементов систем разработки месторождений при реализации методов интенсификации добычи (заводнение, ГРП).

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Разработана методика определения забойного давления, адаптированная для основных объектов разработки месторождений, приуроченных к Соликамской депрессии, позволяющая осуществлять мониторинг эксплуатации добывающих скважин (акт внедрения ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»).

2. Разработана методика определения пластового давления без остановки скважин на исследование, адаптированная к условиям объектов разработки месторождения им. Сухарева (акт внедрения ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»).

3. Разработана и апробирована методика оценки распределения объемов закачки, позволяющая оценить эффективность реализованной системы поддержания пластового давления.

4. Разработан способ оценки направления и размеров трещины гидравлического разрыва пласта (акт внедрения ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»).

Комплекс выполненных исследований является актуальным направлением цифровизации нефтегазового производства, поскольку все они основаны на обработке баз данных значительного объема (несколько тысяч промысловых измерений), что послужило основанием для разработки многоуровневых математических моделей, максимально точно воспроизводящие и характеризующие геолого-физические условия выработки запасов углеводородов.

Методология и методы исследования. В работе использованы современные методы обработки цифровых баз данных значительного объема, накопленных за весь период эксплуатации рассматриваемых в диссертационной работе месторождений, с применением вероятностно-статистических методов. Все методы использованы обосновано, достоверность полученных выводов подтверждена результатами их комплексного анализа.

Положения, выносимые на защиту:

1. Способ построения многоуровневых многомерных математических моделей, позволяющий решать задачи мониторинга разработки и эксплуатации нефтяных месторождений с учетом их геолого-физических особенностей, устанавливать закономерности формирования прогнозируемых параметров в разные периоды разработки, а также осуществлять дифференциацию влияния на них различных геолого-промысловых данных.
2. Методика определения забойного давления при эксплуатации скважин, адаптированная для основных объектов разработки нефтяных месторождений Соликамской депрессии.
3. Методика определения пластового давления без остановки скважин на исследование, основанная на построении многоуровневых многомерных вероятностно-статистических моделей.
4. Индивидуальные модели прогноза дебитов скважин с учетом строения пустотного пространства коллекторов.
5. Способ оценки распределения объемов закачки, основанный на статистическом анализе интегральных (накопленных) показателей разработки.
6. Методика оценки направления трещины гидравлического разрыва на основе комплексного анализа гидродинамических исследований и промысловых данных.

Степень достоверности результатов работы обусловлена привлечением значительного объема промысловых данных и их математической обработкой с использованием обширного функционала общепринятых методов математической статистики. Для оценки результатов вычислений использованы «экзаменационные» выборки – данные, изначально не использованные в качестве исходных. Разработанная методика оценки результатов ГРП подтверждается материалами микросейсмических исследований, а способ оценки распределения объемов закачки хорошо согласуется с данными специально выполненных трассерных исследований. Достоверность всех выполненных исследований подтверждена высокой степенью сходимости расчетных и фактических показателей.

Апробация результатов исследований. Основное содержание работы доложено на Международной научно-технической конференции «Нефтегазовое и горное дело», г. Пермь, 2009 г., Межрегиональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов», г. Ухта, 2010 г.; Всероссийском молодежном форуме «Нефтегазовое и горное дело», г. Пермь, 2013 г.; Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых», г. Пермь, 2017 г.; XXV Международной научно-технической конференции «Новая геофизическая техника и технологии для нефтегазовых компаний», г. Уфа, 2019 г.; на научно-технических советах ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ», г. Пермь (2016 – 2020 гг.).

Публикации. Результаты выполненных исследований отражены в 47 научных работах, в том числе 20 работ опубликовано в изданиях, входящих в международные базы цитирования (Scopus и Web of Science).

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы, включающего 277 наименований, приложения. Работа изложена на 344 страницах машинописного текста, содержит 160 рисунков и 170 таблиц.

Основной объем исследований выполнен автором самостоятельно. Часть исследований выполнены совместно с ведущими учеными Пермского края в области геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений: С. С. Черепанова, А. В. Растегаева, И. А. Черных, Д. А. Мартюшева, В. А. Мордвинова, Г. Н. Чумакова, за что автор выражает им искреннюю признательность.

Особую благодарность автор выражает научному консультанту – профессору Галкину Владиславу Игнатьевичу.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Введение посвящено обоснованию актуальности решаемых в диссертации задач, а также целесообразности и особенностях их решения вероятностно-статистическими методами.

Первая глава посвящена решению задачи, отнесенной к первому уровню мониторинга – контролю за показателями эксплуатации отдельных скважин, а именно разработке многоуровневой методики определения забойного давления при эксплуатации нефтедобывающих скважин. В данной главе использованы материалы 3192 специальных промысловых исследований – параллельно выполненных устьевых и глубинных измерений для основных объектов разработки месторождений Соликамской депрессии: Уньвинского, Сибирского, Шершневого, Озерного, Гагаринского, Маговского, Юрчукского, Чашкинского и им. Сухарева.

Подавляющее количество добывающих скважин на территории Пермского края эксплуатируется механизированным способом, что затрудняет проведение инструментального измерения забойного давления в рамках мониторинга их работы. На практике определение забойного давления осуществляется путем пересчета давления либо на приеме насоса, измеренного с использованием специально установленных датчиков, либо устьевых параметров. Пересчет давления на приеме насоса осуществляется довольно устойчиво, в отличие от устьевых параметров. Однако, на территории Пермского края только 30 % добывающего фонда оснащено измерительными приборами на приеме насоса, а более, чем для 3000 добывающих скважин в регионе забойное давление определяется путем пересчета значений устьевых параметров.

Специально выполненными исследованиями [3, 5] установлено, что ни одна из применяемых методик не позволяет определять забойное давление с высокой степенью достоверности. Используемые методики по своей сути являются аналитическими, основанными на установлении формальной зависимости между параметрами газожидкостной смеси и давлением, и в этой связи подобные методики можно назвать «плотностными» [12]. Однако известно, что природа поведения газожидкостной смеси в стволе скважины и в затрубном пространстве столь сложна, что достоверное ее аналитическое описание затруднительно. Поэтому представляется целесообразным использовать для этого вероятностно-статистические методы.

Наличие значительного количества параллельно выполненных устьевых и глубинных измерений при эксплуатации скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», позволило разработать подход к определению забойного давления, основанный на построении многоуровневых многомерных моделей. Для их создания использованы данные параллельных устьевых и глубинных измерений забойного давления по скважинам, оборудованным приборами на приеме насоса; также использованы следующие характеристики работы скважин: дебит жидкости ($Q_{ж}$, м³/сут); дебит нефти ($Q_{н}$, т/сут); обводненность (B , %); затрубное давление ($P_{затр}$, МПа); динамический уровень ($H_{д}$, м); глубина спуска насоса ($H_{нас}$, м); погружение насоса под динамический уровень ($H_{погр}$, м); глубина до верхнего интервала перфорации ($H_{ВДП}$, м) и его абсолютная отметка ($АО_{ВДП}$, м), глубина до поверхности водо-нефтяного контакта (ВНК) ($H_{внк}$, м), пластовое давление в зоне отбора ($P_{пл}$, МПа). Забойное давление, пересчитанное с использованием давления на приеме насоса, принято в качестве фактического ($P_{заб}$, МПа).

Отличительной особенностью разработанного подхода является построение моделей по четырем уровням:

- 1) по всем данным;
- 2) по месторождениям (без выделения объектов разработки);
- 3) по объектам разработки (без выделения месторождений);
- 4) по объектам разработки месторождений (адресные модели).

При построении моделей использован новый подход, в соответствии с которым все исходные данные предварительно ранжированы по значению забойного давления от минимального к максимальному. Первая модель строится и анализируется по трем первым после ранжирования данным ($n = 3$). На следующем шаге строится и анализируется модель для $n = 4$. Таким образом выполняется последовательное построение и анализ многомерных моделей до тех пор, пока не будут использованы все имеющиеся данные. Всего на данном уровне построены и проанализированы 3190 модели. Многомерные модели построены с помощью пошагового регрессионного анализа (ПРА). Расчет регрессионных коэффициентов в разрабатываемой модели выполнен при помощи метода наименьших квадратов.

Модель первого уровня имеет вид:

$$P_{\text{заб}}^{M1} = 1,163 + 0,0042N_{\text{погр}} + 0,0087N_{\text{внк}} - 0,0090N_{\text{нас}} + 0,0219B + 0,6009P_{\text{загр}} + 0,0970Q_{\text{ж}} + 0,0396P_{\text{пл}}. \quad (1)$$

Статистические характеристики достоверности модели следующие: коэффициент множественной корреляции $R=0,763$, уровень значимости $p < 0,0000$, стандартная ошибка расчета $S_0 = 1,76$ МПа. Диапазоны применимости модели приведены в тексте диссертации. В ходе анализа работоспособности модели выполнено сопоставление фактических и рассчитанных по уравнению (1) забойных давлений путем построения и анализа корреляционных полей и вычисления коэффициента корреляции r как для всей выборки совместно, так и для каждого объекта разработки каждого месторождения. В результате установлено, что коэффициенты r для объектов варьируют в достаточно широком диапазоне (от 0,474 до 0,920), составляя в среднем 0,694.

В ходе анализа построенных моделей изучена последовательность и частота включения каждого из входных показателей в результирующие уравнения регрессии. Например, для такого показателя, как динамический уровень N_d , установлено, что в диапазоне забойных давлений менее 7 МПа порядок его включения носит случайных характер, при $7 < P_{\text{заб}} < 12$ МПа показатель включается только на втором шаге, а при значениях $P_{\text{заб}}$ более 12 МПа – всегда на седьмом. Подобный анализ выполнен применительно ко всем параметрам, используемым в качестве исходных данных. В результате установлено, что выборка характеризуется своеобразным поведением в разных диапазонах забойного давления, что свидетельствует о **различии законов формирования забойного давления в течение периода эксплуатации скважин**.

На втором уровне многомерные модели построены отдельно для месторождений без выделения эксплуатационных объектов. В качестве примера ниже представлена модель, построенная для крупнейшего месторождения в рассматриваемом регионе – Уньвинского:

$$P_{\text{заб}}^{M2-Y} = -6,637 - 0,0072N_d + 0,0086N_{\text{внк}} + 0,0207B + 0,6836P_{\text{загр}} + 0,3054P_{\text{пл}} - 0,0021N_{\text{погр}}, \quad (2)$$

при $R=0,822$, $p < 0,0000$, $S_0 = 1,52$ МПа. Диапазоны применимости модели приведены в тексте диссертации.

Аналогичные модели построены для всех основных месторождений региона и в полном объеме приведены в тексте диссертации. Всего для второго уровня построено 3178 моделей, которые в целом характеризуются средним значением $R = 0,790$, что выше аналогичного показателя для модели первого уровня.

Следующий, третий уровень предполагает построение многомерных моделей для основных объектов разработки, выделенных на тех или иных месторождениях в пределах рассматриваемого региона. Так, для разрабатываемого практически на всех месторождениях бобриковского объекта модель имеет вид:

$$P_{\text{заб}}^{\text{М3-Бб}} = 19,684 - 0,0040H_{\text{д}} + 0,0255B - 0,0037H_{\text{нас}}; \quad (3)$$

при $R=0,644$, $p<0,0000$, $S_0 = 1,90$ МПа.

Аналогичным образом построены модели для всех объектов разработки, выделенных в регионе. На основании выполненного анализа показано, что третий уровень построения позволил получить модели, демонстрирующие различную работоспособность при определении забойного давления: некоторые из них работают лучше, другие – хуже, чем модели предыдущих уровней. На третьем уровне всего построено 3180 моделей, среднее значение R составляет $0,801$, что выше соответствующего показателя для моделей первого и второго уровней.

На четвертом уровне построены модели для конкретных объектов разработки в пределах месторождений.

Моделирование четвертого уровня рассматривается также на примере бобриковского объекта Уньвинского месторождения. Наличие на объекте четырех куполов обуславливает целесообразность отдельного рассмотрения их в рамках моделирования четвертого уровня. Модели имеют вид:

Уньвинский купол:

$$P_{\text{заб}}^{\text{М4-Бб-Уньва}} = 4,430 - 0,0024H_{\text{д}} + 0,0030H_{\text{вдп}} + 0,0108B + 0,4489P_{\text{затр}} - 0,0055Q_{\text{ж}}; \quad (4)$$

при $R=0,552$, $p<0,0000$, $S_0 = 1,44$ МПа.

Палашерский купол:

$$P_{\text{заб}}^{\text{М4-Бб-Палашер}} = -57,862 - 0,0045H_{\text{д}} + 0,0075H_{\text{вдп}} + 0,7014P_{\text{затр}} + 0,0172Q_{\text{ж}} - 0,0177Q_{\text{н}} + 0,0273AO_{\text{вдп}}; \quad (5)$$

при $R=0,770$, $p<0,0000$, $S_0 = 1,37$ МПа.

Юго-Восточный купол:

$$P_{\text{заб}}^{\text{М4-Бб-Ю-В}} = -201,705 + 0,375Q_{\text{н}} - 0,0004H_{\text{д}} + 0,104AO_{\text{вдп}} + 0,004H_{\text{нас}}; \quad (6)$$

при $R=0,729$, $p<0,0121$, $S_0 = 0,91$ МПа.

Быстровский купол:

$$P_{\text{заб}}^{\text{М4-Бб-Быстр}} = -6,775 + 5,3209P_{\text{затр}} + 0,2262B + 0,0041H_{\text{д}}; \quad (7)$$

при $R=0,943$, $p<0,02155$, $S_0 = 0,94$ МПа.

Следует отметить, что для каждого из куполов получены разные модели. Детальный анализ моделей, приведенный в диссертационной работе, позволил установить, что скважины на каждом из четырех куполов эксплуатируются в своих, индивидуальных в пределах купола, условиях.

Таким образом на четвертом уровне построено 3158 многомерных модели определения забойного давления при эксплуатации скважин основных объектов разработки рассматриваемых месторождений. Среднее для данного уровня значение коэффициента $R = 0,822$.

Всего в ходе многоуровневого моделирования построено 12706 многомерных моделей. При этом, каждый следующий уровень обеспечивал стабильное увеличение значения показателя состоятельности модели – коэффициента R .

Важнейшей частью любого моделирования, в том числе многомерного, следует считать анализ построенных моделей. В данной работе на первом этапе анализа моделей исследована последовательность и частота включения каждого из входных показателей в результирующие уравнения регрессии. Считается, что чем чаще тот или иной показатель встречается в многомерных моделях, и чем раньше при построении модели он используется, тем большее влияние оказывает он на прогнозируемую величину. Таким образом, данный анализ позволяет выделить основные факторы – показатели эксплуатации, определяющие величину забойного давления при эксплуатации добывающих скважин месторождений Соликамской депрессии. В ходе анализа применительно к построенным моделям установлено, что ни для одного из уровней моделирования нельзя выделить единственный показатель с превалирующим влиянием его на $P_{\text{заб}}$. Данный вывод свидетельствует о совместном влиянии используемых показателей на искомую величину и целесообразности их комплексного

использования при ее прогнозировании посредством использования 12706 построенных многомерных моделей всех уровней. В результате установлено, что для более достоверного определения забойного давления необходимо использовать модели всех уровней. Для этого разработана следующая модель:

$$P_{\text{заб}}^{\text{MM}} = -0,089 + 0,689P_{\text{заб}}^{\text{M-3}} + 0,361P_{\text{заб}}^{\text{M-2}} - 0,039P_{\text{заб}}^{\text{M-1}}; \quad (8)$$

при $R=0,941$, $p<0,0000$, $S_0 = 0,45$ МПа.

Таким образом, использование четырех уровней многомерного математического моделирования позволило получить работоспособную многомерную модель, применение которой в качестве математической основы соответствующей методики позволит определять забойное давление при эксплуатации скважин с высокой степенью достоверности. По разработанной методике построены многоуровневые модели для девяти основных месторождений рассматриваемого региона.

Результаты сравнения двух методик – разработанной в данной диссертации (многоуровневая методика) и применяемой в настоящее время в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», так называемой, плотностной представлены на рис.1.

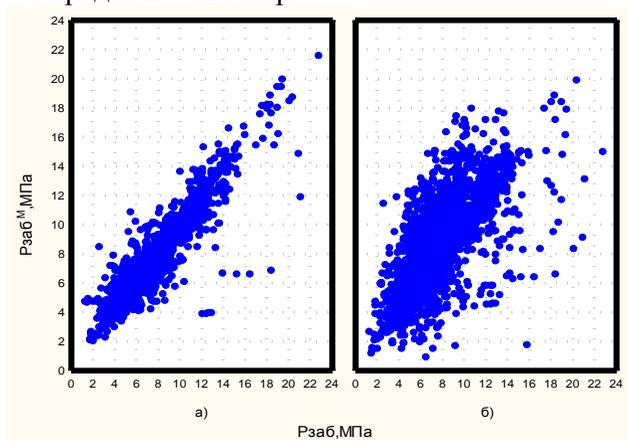


Рис. 1. Поле корреляции (вся выборка) между забойными давлениями фактическими и рассчитанными по методикам: а) многоуровневой; б) плотностной

Из рис.1 видно, что многоуровневая методика обеспечивает значительно более тесную корреляцию между фактическими и рассчитанными забойными давлениями, чем плотностная,

при анализе применительно ко всей выборке.

Для более дифференцированного сравнения этих методик по двум уровням построены уравнения регрессии, которые приведены в табл. 1.

Таблица 1

Уравнения регрессии между фактическими и рассчитанными по двум методикам забойными давлениями

Тип и количество данных	Уравнения регрессии для методики	
	многоуровневой	плотностной
Первый уровень анализа		
Вся выборка	$P_{заб}^{MM} = 0,840 + 0,893P_{заб}$ $r = 0,945, p < 0,0000$ $S_0 = 0,893 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{PM} = 2,309 + 0,791P_{заб}$ $r = 0,671, p < 0,0000$ $S_0 = 2,068 \text{ МПа}$
Второй уровень анализа		
Уньвинское месторождение		
Т-ФМ n=174	$P_{заб}^{MM} = 0,088 + 0,993P_{заб}$ $r = 0,998, p < 0,0000$ $S_0 = 0,158 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{PM} = 1,633 + 0,856P_{заб}$ $r = 0,847, p < 0,0000$ $S_0 = 1,491 \text{ МПа}$
Бб n=889	$P_{заб}^{MM} = 0,032 + 0,996P_{заб}$ $r = 0,997, p < 0,0000$ $S_0 = 0,189 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{PM} = 2,561 + 0,823P_{заб}$ $r = 0,770, p < 0,0000$ $S_0 = 1,670 \text{ МПа}$
Бш n=143	$P_{заб}^{MM} = 0,144 + 0,988P_{заб}$ $r = 0,997, p < 0,0000$ $S_0 = 0,216 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{PM} = 0,739 + 1,042P_{заб}$ $r = 0,862, p < 0,0000$ $S_0 = 1,660 \text{ МПа}$
Вр n=31	$P_{заб}^{MM} = -0,013 + 0,988P_{заб}$ $r = 0,998, p < 0,0000$ $S_0 = 0,045 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{PM} = 14,369 - 0,424P_{заб}$ $r = 0,374, p < 0,0378$ $S_0 = 0,968 \text{ МПа}$
Чашкинское месторождение		
ФМ n=89	$P_{заб}^{MM} = 0,513 + 0,946P_{заб}$ $r = 0,972, p < 0,0000$ $S_0 = 0,713 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{PM} = 2,704 + 0,710P_{заб}$ $r = 0,876, p < 0,0000$ $S_0 = 1,225 \text{ МПа}$
Бб n=161	$P_{заб}^{MM} = 2,476 + 0,750P_{заб}$ $r = 0,865, p < 0,0000$ $S_0 = 0,965 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{PM} = 5,955 + 0,467P_{заб}$ $r = 0,497, p < 0,0000$ $S_0 = 2,272 \text{ МПа}$
Озерное месторождение		
ФМ n=579	$P_{заб}^{MM} = 1,746 + 0,727P_{заб}$ $r = 0,852, p < 0,0000$ $S_0 = 0,655 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{PM} = 0,612 + 1,124P_{заб}$ $r = 0,617, p < 0,0000$ $S_0 = 2,107 \text{ МПа}$

Тип и количество данных	Уравнения регрессии для методики	
	многоуровневой	плотностной
Бш n=99	$P_{заб}^{MM} = 0,241 + 0,958P_{заб}$ $r = 0,979, p < 0,0000$ $S_0 = 0,268 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{ПМ} = -0,226 + 0,932P_{заб}$ $r = 0,964, p < 0,0000$ $S_0 = 0,347 \text{ МПа}$
Маговское месторождение		
Т-ФМ n=123	$P_{заб}^{MM} = 1,063 + 0,890P_{заб}$ $r = 0,943, p < 0,0000$ $S_0 = 1,304 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{ПМ} = 5,136 + 0,495P_{заб}$ $r = 0,689, p < 0,0000$ $S_0 = 2,172 \text{ МПа}$
Бш n=33	$P_{заб}^{MM} = 1,893 + 0,640P_{заб}$ $r = 0,799, p < 0,0000$ $S_0 = 0,681 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{ПМ} = 2,488 + 0,901P_{заб}$ $r = 0,640, p < 0,0000$ $S_0 = 1,532 \text{ МПа}$
Гагаринское месторождение		
ФМ n=288	$P_{заб}^{MM} = 3,182 + 0,570P_{заб}$ $r = 0,754, p < 0,0000$ $S_0 = 1,568 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{ПМ} = 3,635 + 0,598P_{заб}$ $r = 0,724, p < 0,0000$ $S_0 = 1,791 \text{ МПа}$
Бш-Срп n=193	$P_{заб}^{MM} = 0,928 + 0,837P_{заб}$ $r = 0,901, p < 0,0000$ $S_0 = 1,053 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{ПМ} = 2,691 + 0,534P_{заб}$ $r = 0,653, p < 0,0000$ $S_0 = 1,680 \text{ МПа}$
Шершневское месторождение		
Т-ФМ n=152	$P_{заб}^{MM} = 2,847 + 0,532P_{заб}$ $r = 0,716, p < 0,0000$ $S_0 = 0,694 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{ПМ} = 1,618 + 0,445P_{заб}$ $r = 0,389, p < 0,0000$ $S_0 = 1,429 \text{ МПа}$
Тл-Бб n=112	$P_{заб}^{MM} = 1,852 + 0,798P_{заб}$ $r = 0,893, p < 0,0000$ $S_0 = 1,344 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{ПМ} = 3,079 + 0,599P_{заб}$ $r = 0,594, p < 0,0000$ $S_0 = 2,716 \text{ МПа}$
Месторождение им. Сухарева		
Т-ФМ n=50	$P_{заб}^{MM} = 0,535 + 0,948P_{заб}$ $r = 0,976, p < 0,0000$ $S_0 = 0,886 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{ПМ} = 0,004 + 0,925P_{заб}$ $r = 0,947, p < 0,0000$ $S_0 = 1,240 \text{ МПа}$
	Бб n=61	$P_{заб}^{ПМ} = 1,495 + 0,800P_{заб}$ $r = 0,737, p < 0,0000$ $S_0 = 1,728 \text{ МПа}$
Бш n=15	$P_{заб}^{MM} = 2,013 + 0,802P_{заб}$ $r = 0,895, p < 0,0000$ $S_0 = 1,048 \text{ МПа}$	$P_{заб}^{ПМ} = 6,005 + 0,305P_{заб}$ $r = 0,358, p < 0,0000$ $S_0 = 2,088 \text{ МПа}$

Показателем достоверности модели является максимальное значение коэффициента корреляции, минимальное значение стандартной ошибки расчета, а также максимально близкое к единице значение коэффициента при $R_{\text{заб}}$.

Анализ статистических характеристик по объектам разработки всех месторождений показывает, что во всех четырех случаях отличаются не только значения коэффициентов корреляции r , но и сами уравнения регрессии. Коэффициенты при $R_{\text{заб}}$ при использовании многоуровневой методики во всех случаях выше, чем для плотностной. Стандартные ошибки, полученные по многомерным моделям, для всех объектов разработки значительно меньше, чем стандартные ошибки, полученные по плотностной методике. Сравнение средних значений приведенных характеристик по критерию t показало, что во всех случаях наблюдаются статистические различия.

Дополнительно для сравнительной оценки работоспособности методик применительно к конкретным объектам разработки, на примере наиболее крупного месторождения – Уньвинского, построены соответствующие корреляционные поля (рис.2).

Вид корреляционных полей, построенных для объектов разработки Уньвинского месторождения, также свидетельствует о более высокой работоспособности многоуровневой методики определения забойного давления.

Все это убедительно показывает, что построенные многоуровневые многомерные модели определения забойного давления характеризуются значительно более высокой работоспособностью, чем используемые в настоящее время плотностные методики.

Отдельно стоит отметить, что разработанную методику не следует считать альтернативой плотностным методам. Предполагается, что именно совместное использование двух этих методик обеспечит достоверный контроль забойного давления при эксплуатации добывающих скважин.

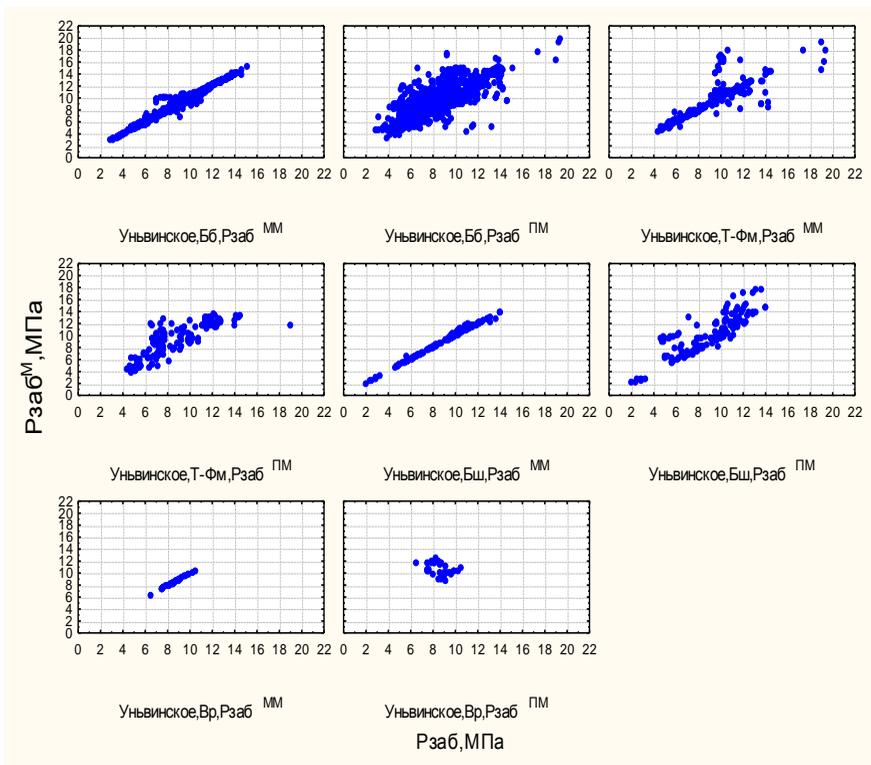


Рис. 2. Фактические и расчетные значения забойных давлений, определенных по многоуровневой (ММ) и плотностной (ПМ) методикам для Уньвинского месторождения

Вторая глава диссертации посвящена решению задачи, актуальной для первого и второго (анализ эффективности системы заводнения) уровней мониторинга разработки нефтяных месторождений, а именно разработке методики определения пластового давления без остановки скважин на исследование.

В настоящее время основным способом определения пластового давления, применяемым на практике, являются гидродинамические исследования (ГДИ) при неустановившихся режимах. Его основным недостатком следует считать необходимость остановки скважины, порой на весьма продолжительное время.

Методика определения пластового давления разработана на примере месторождения им. Сухарева, для которого накоплен

значительный опыт определения пластового давления по ГДИ ($n = 185$ определений).

Для построения многоуровневых моделей использованы: начальное пластовое давление, определяемое по первому ГДИ скважины ($P_{пл}^H$, МПа); продолжительность эксплуатации скважины после ввода из бурения (T , сут); текущий дебит жидкости ($Q_{ж}$, м³/сут); текущий дебит нефти (Q_n , т/сут); текущее забойное давление ($P_{заб}$, МПа); коэффициент проницаемости начальный, определяемый по первому ГДИ скважины ($K_{прон}^H$, мД); коэффициент проницаемости текущий ($K_{прон}^T$, мД); скин-фактор (S , б/р); накопленная добыча нефти (Q_n^H , т); накопленная добыча жидкости ($Q_{ж}^H$, м³); накопленная добыча воды (Q_v^H , т); газовый фактор ($\Gamma_{ф}$, м³/т).

Для выбора подхода к построению многомерных моделей и комплексной оценки различий в значениях показателей по объектам разработки, использован пошаговый линейный дискриминантный анализ, использование которого позволило получить правильность классификации для турне-фаменского объекта составила 79,2 %, для бобриковского - 82,8%, для башкирского - 96,9%.

При построении моделей определения текущего пластового давления ($P_{пл}^T$) также использован многоуровневый подход. Модели построены: 1) по всем данным; 2) дифференцировано для объектов разработки; 3) путем совместного использования моделей первых двух уровней.

При построении моделей первого уровня использован описанный ранее подход, заключающийся в предварительном ранжировании всех данных по пластовому давлению от максимального значения к минимальному, что отражает общую тенденцию его поведения при разработке залежи. Всего таким образом построено 183 многомерных уравнения регрессии.

При исследовании построенных моделей анализировалась частота и порядок включения каждого показателя. Установлено, что максимальное влияние во всем диапазоне пластовых давлений на его величину оказывают начальное пластовое давление в зоне отбора данной скважины и продолжительность ее эксплуатации.

Исследование процесса формирования $P_{пл}$ показало, что поведение коэффициента множественной корреляции R различно в

разных диапазонах пластового давления (более и менее 14,235 МПа), что обусловило целесообразность построения моделей для двух уровней.

Многомерная модель первого уровня (построенная по данным ($n = 185$)) имеет вид:

$$P_{\text{пл}}^{\text{TM1}} = 3,858 + 0,4977P_{\text{пл}}^{\text{H}} - 0,0037T + 0,3096P_{\text{заб}} + 0,0001Q_{\text{в}}^{\text{H}} - 0,0006K_{\text{прон}}^{\text{T}} + 0,0216S + 0,00001Q_{\text{н}}^{\text{H}}; \quad (9)$$

при $R=0,892$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 1,38 МПа.

Рассчитанные с применением данной модели значения пластового давления сопоставлены с фактическими, при этом установлена их достаточно тесная корреляционная связь, одинаковая во всем диапазоне.

Превалирующее влияние начального пластового давления и времени эксплуатации учтено за счет построения соответствующей модели, которая может использоваться для оценочных расчетов:

$$P_{\text{пл}}^{\text{TM(PплH,T)}} = 1,824 + 0,9591P_{\text{пл}}^{\text{H}} - 0,0016T + 0,005(P_{\text{пл}}^{\text{H}})^2 - 0,0003(P_{\text{пл}}^{\text{H}} \cdot T) + 0,0000019(T)^2; \quad (10)$$

при $R=0,853$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 1,55 МПа.

Математическая модель (10) позволяет с высокой степенью достоверности прогнозировать пластовое давление.

Для турне-фаменского объекта разработки рассматриваемого месторождения на втором уровне получена следующая модель:

$$P_{\text{пл}}^{\text{TM2}} = 9,437 - 0,2312P_{\text{пл}}^{\text{H}} - 0,0032T + 0,0398(P_{\text{пл}}^{\text{H}})^2 - 0,0003(P_{\text{пл}}^{\text{H}} \cdot T) + 0,0000017(T)^2; \quad (11)$$

при $R=0,919$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 1,47 МПа.

Анализ данной модели показал, что она работает различно в разных частях выборки, в диапазонах больше и меньше 14 МПа. Такое специфическое поведение подтверждено результатами линейного дискриминантного анализа, верность распознавания составила 91,46 %.

Все это позволило установить, что **формирование пластового давления происходит в две отчетливо выраженные стадии**. Первая стадия характеризуется основным влиянием начального пластового давления $P_{\text{пл}}^{\text{H}}$ и времени эксплуатации T . В этот период на величину $P_{\text{пл}}^{\text{T}}$ практически не влияют показатели эксплуатации скважин.

Для описания этого процесса в рамках третьего уровня моделирования получены следующие уравнения регрессии:

Первая стадия:

$$P_{\text{пл}}^{\text{TM3}_{-1}} = 0,7210 + 0,9611 P_{\text{пл}}^{\text{H}} - 0,0054T + 0,00008Q_{\text{в}}^{\text{H}}; \quad (12)$$

при $R=0,958$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 0,55 МПа.

Вторая стадия:

$$P_{\text{пл}}^{\text{TM3}_{-2}} = 2,9030 + 0,4527P_{\text{заб}} + 0,4343P_{\text{пл}}^{\text{H}} + 0,1515S - 0,0279Гф + 0,0025K_{\text{прон}}^{\text{H}}; \quad (13)$$

при $R=0,924$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 0,95 МПа.

Как следует из формулы (13), величину пластового давления в этот период начинают определять технологические параметры – показатели эксплуатации скважин.

С целью комплексного использования моделей всех уровней построена результирующая многоуровневая многомерная математическая модель:

$$P_{\text{пл}}^{\text{T-MM}} = 0,214 - 03742 P_{\text{пл}}^{\text{TM2}} + 1,3476(P_{\text{пл}}^{\text{TM3}_{-1}}, P_{\text{пл}}^{\text{TM3}_{-2}}) + (P_{\text{пл}}^{\text{TM2}})^2 + 0,0077(P_{\text{пл}}^{\text{TM2}}) \cdot (P_{\text{пл}}^{\text{TM3}_{-1}}, P_{\text{пл}}^{\text{TM3}_{-1}}) - 0,0162(P_{\text{пл}}^{\text{TM3}_{-1}}, P_{\text{пл}}^{\text{TM3}_{-2}})^2; \quad (14)$$

при $R=0,979$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 0,74 МПа.

Графическое сопоставление фактических и рассчитанных по результирующей модели пластовых давлений представлено на рис.3.

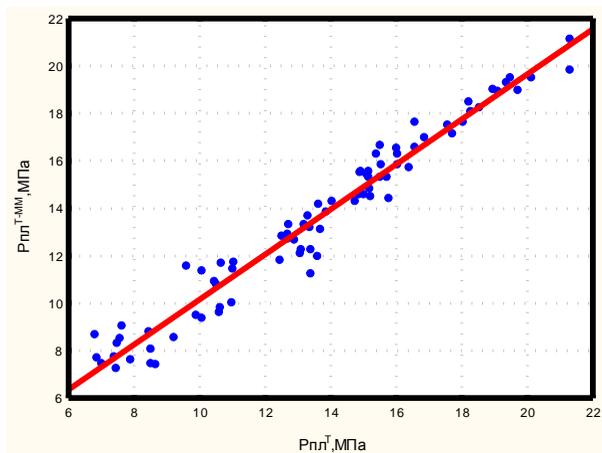


Рис.3. Сравнение фактических и рассчитанных пластовых давлений для турне-фаменского объекта разработки месторождения им. Сухарева

Из анализа, представленного на рис.3, поля следует, что между рассчитанными и фактическими пластовыми давлениями наблюдается тесная корреляция. Аналогичные исследования выполнены для двух других объектов разработки месторождения им. Сухарева – башкирского и бобриковского, построенные при этом модели представлены в тексте диссертационной работы. Всесторонний анализ моделей, построенных для данных объектов, также показал их высокую работоспособность, что позволяет использовать их в качестве математической основы методики оценки пластового давления без проведения гидродинамических исследований.

Разработанная методика апробирована с использованием экзаменационной выборки, включающей данные, не использованные при построении моделей, и во всех случаях расхождение между фактическими и расчетными пластовыми давлениями не превысило 0,7 МПа.

На способ определения пластового давления без остановки скважин на исследование получен патент РФ на изобретение (в соавторстве) [43].

Необходимо отметить, что при построении многомерных моделей для каждого объекта разработки обосновано так называемое граничное пластовое давление ($P_{пл}^{гр}$), разделяющее две выделенные стадии его формирования. Числовые значения граничных пластовых давлений, в том числе в сопоставлении со значениями начального пластового давления ($P_{пл}^H$) по объектам, представлены в табл.2.

Таблица 2

Граничные значения пластовых давлений для объектов разработки месторождения им. Сухарева

№ пп	Шифр объекта	$P_{пл}^{гр}$, МПа	$P_{пл}^H$, МПа	$\frac{P_{пл}^{гр}}{P_{пл}^H}$
1	Т-Фм	14,00	21,46	0,65
2	Бб	12,00	19,83	0,61
3	Бш	11,48	18,46	0,62

Если предположить, что установленное граничное значение пластового давления разделяет выделенные стадии его поведения, то, в соответствии с представленными в табл. 2 данными, следует,

что их смена происходит при снижении пластового давления на 40 % от начального значения.

Третья глава посвящена обоснованию корректности применения вероятностно-статистических методов для прогноза дебитов нефтедобывающих скважин (первый уровень мониторинга).

Характерной особенностью рассматриваемых в диссертации месторождений является то, что значительная доля их промышленных запасов приурочена к карбонатным коллекторам с наличием в них зон естественной трещиноватости [4, 6, 11]. Выполненный комплексный анализ результатов этих исследований позволил предложить методику качественной оценки трещиноватости коллекторов и определения ее количественных параметров (раскрытость и проницаемость трещин, средняя проницаемость пласта с учетом наличия в нем системы трещин), основанную на использовании модели Уоррена-Рута [8, 9].

Исследования приводятся на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения. Данный выбор обусловлен наличием опыта комплексных высокоинформативных исследований, подтверждающих трещиноватость коллектора. Причем, в [25] доказано, что распространение трещиноватости носит зональный характер, а в пределах залежи выделяются три обособленных класса коллекторов: трещинные, поровые юго-востока и поровые северо-запада.

При проведении исследований также учтено, что сетка размещения скважин на объекте равномерная, что доказано с помощью критерия χ^2 .

Для исследований по всем скважинам привлечен комплекс геолого-промысловых данных: принадлежность коллектора в зоне дренирования каждой скважины к одному из трех выделенных классов пустотности, абсолютные отметки кровли ($H_{кр}$, м) и толщины пласта (h , м), коэффициент продуктивности ($K_{прод}$, м³/сут · МПа) и дебит скважин ($Q_{ж}$, м³/сут), проницаемость матрицы коллектора ($k_{матр}$, мД) и зоны дренирования пласта в среднем ($k_{пласт}$, мД), а также принадлежность к одной из фациальных зон, выделенных ранее А.П. Вилесовым (Ив), позднее скорректированных И.С. Путиловым (Ип). Фильтрационные

параметры определены при обработке материалов гидродинамических исследований скважин [10; 13 – 19; 27 - 39].

Выполненный статистический анализ показал различия в значениях привлеченных показателей, в том числе дебитов и продуктивности скважин, для каждого из выделенных классов коллекторов. По рассматриваемым показателям построены индивидуальные вероятностные модели, отнесенные к определяемым классам параметров.

Для суммарного учета различия в работе коллекторов разных классов использован пошаговый линейный дискриминантный анализ, который позволил вычислить вероятности принадлежности коллектора к каждому из трех выделенных классов. В тексте диссертационной работы представлены уравнения регрессии, позволяющие определить вероятность трещиноватости коллектора.

Для комплексного учета взаимосвязи между геолого-промысловыми показателями и структурой пустотного пространства коллектора вычислена обобщенная вероятность трещиноватости коллектора, построена схема ее изменения по площади залежи (рис.4) [25].

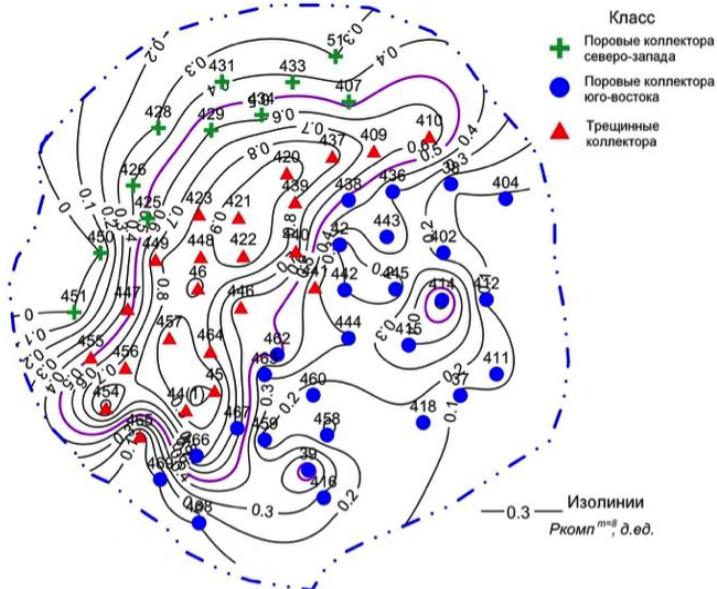


Рис.4. Схема распределения вероятности трещиноватости коллектора по площади залежи

Полученная схема использована при прогнозировании дебитов скважин. В подземной гидромеханике известно несколько формул, позволяющих определять дебиты скважин в трещинных коллекторах, но их практическая реализация зачастую осложняется отсутствием всей, необходимой для вычислений, информации. В частности, при выборе уравнения необходимо не просто владеть информацией о наличии трещин, но и знать закон изменения их проницаемости при изменении давления. В условиях сложности применения аналитических решений выходом может стать использование вероятностно-статистических методов, что и реализовано в данной диссертации. Задача также решается применительно к турне-фаменской залежи Озерного месторождения.

На первом этапе исследованы корреляции между дебитами и индивидуальными вероятностями принадлежности к трещинным коллекторам, построена корреляционная матрица. При ее изучении установлены различные для выделенных классов коллекторов виды корреляции, при этом корреляции для поровых и трещинных коллекторов отличаются более, чем поровые между собой. Такие сложные корреляции обуславливают необходимость совместного учета влияния показателей на величину дебитов, что выполнено методом последовательного многомерного моделирования. На первом уровне построены индивидуальные модели вероятности трещиноватости коллектора – $P(H_{кр})$, $P(Q_{ж})$, $P(K_{прод})$, $P(h)$, $P(k_{матр})$, $P(k_{пласт})$, $P(Ип)$ и $P(Ив)$.

В результате реализации данного метода построены многомерные уравнения регрессии четырех уровней:

- а) по данным всех скважин;
- б) по данным скважин с трещинными коллекторами;
- в) по данным скважин с поровыми коллекторами юга-востока;
- г) по данным скважин с поровыми коллекторами севера-запада.

Уравнение регрессии прогноза дебитов первого уровня – без выделения типа коллектора, по данным всех скважин, имеет следующий вид:

$$Q_n^M = 59,3144P(Q_{ж}) + 14,903P(Ип) - 98,7131P(k_{матр}) + 91,3291P(k_{пласт}) - 19,665 \quad (15)$$

при $R=0,57$, $p<0,0027$, ошибка прогноза равна 13,9 т/сут.

Модель второго уровня – для скважин с трещинными коллекторами, имеет следующее выражение:

$$Q_n^M = 93,816P(Q_{ж}) - 90,999P(k_{пласт}) + 216,0 \cdot P(H_{кр}) + 18,195P(Ип) - 108,5 \quad (16)$$

при $R=0,68$, $p<0,0216$, ошибка расчетов равна 17,5 т/сут.

Третий уровень моделирования позволил получить уравнение регрессии для скважин с поровыми коллекторами юга-востока:

$$Q_n^M = 49,937P(Ип) + 96,356P(k_{пласт}) + 30,821P(Q_{ж}) - 61,499 P(k_{матр}) - 38,232 \quad (17)$$

при $R=0,74$, $p<0,0017$, ошибка расчетов равна 8,1 т/сут.

Модель четвертого уровня, построенная для скважин с поровыми коллекторами северо-запада, имеет вид:

$$Q_n^M = -177,727 P(Ип) - 700,583P(k_{матр}) + 436,752 \quad (18)$$

при $R=0,59$, $p<0,2168$, ошибка расчетов равна 10,8 т/сут.

Помимо представленных уравнений регрессии четырех уровней, построена еще одна многомерная модель по данным скважин с коллекторами порового типа, которая имеет вид:

$$Q_n^M = 128,422 P(k_{матр}) - 53,588 \quad (19)$$

при $R=0,49$, $p<0,0022$, ошибка расчетов равна 9,8 т/сут.

Использование многоуровневого подхода позволило получить многомерные модели, характеризующиеся возможностью прогнозирования дебитов нефти; достоверность этих моделей подтверждена высокой сходимостью расчетных и фактических значений прогнозируемого параметра.

Таким образом, в работе построены и проанализированы многоуровневые модели, позволяющие оценивать дебиты нефти с учетом структуры пустотного пространства. Разработанный подход к прогнозированию дебитов может быть реализован и для других объектов разработки.

В четвертой главе диссертации выполнено обоснование применения вероятностно-статистических методов для оценки распределения объемов закачки и взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами (второй уровень мониторинга), описаны достоинства и недостатки методов, которые в настоящее время используются для оценки взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами. Для всех используемых способов главным

недостатком является отсутствие количественных оценок влияния закачки в пласт воды на добычу жидкости в различные периоды разработки. В данной работе предлагается исследовать взаимодействие между добывающей и нагнетательной скважинами посредством корреляции накопленных характеристик их работы с учетом продолжительности эксплуатации залежей. В качестве эталонных использованы данные по объектам разработки, где проведены трассерные исследования. В качестве критерия использована доля закачки, приходящаяся на ту или иную добывающую скважину, определенная по результатам этих исследований. Следует отметить, что для разработки многоуровневых моделей использованы объекты разработки с различными геолого-физическими характеристиками: турнейская залежь Опалихинского месторождения (высоковязкая нефть (87 мПа·с), и турне-фаменские залежи Гагаринского и Озерного месторождений (маловязкая нефть (1,2 мПа·с). В диссертации изложена методика построения многоуровневых моделей на примере очага нагнетания – скважины 223 Гагаринского месторождения и расположенных в непосредственной близости добывающих скважин (№№162, 400, 404, 405, 409, 411, 412, 416, 417, 420, 432, 435).

По данным истории эксплуатации скважин за весь период построены уравнения регрессии между накопленной добычей и накопленной закачкой, выполнен статистический анализ построенных моделей. Модели строились по данным, которые предварительно ранжированы в хронологическом порядке. Первая модель построена по первым трем данным ($n = 3$), следующая – по четырем, и так далее до $n = 48$. Анализ изменения величины коэффициента корреляции r данных уравнений подробно описан в тексте диссертационной работы, Модели, которые использованы в дальнейшем при многоуровневом моделировании, приведены в табл.3.

Из каждого уравнения регрессии накопленной добычи жидкости ($Q_{ж}^H$) от накопленной закачки использованы значения коэффициентов при Q_3^H . Предполагается, что чем больше доля закачки приходится на конкретную добывающую скважину, тем выше будет значение данного коэффициента. Если вычислить коэффициенты при Q_3^H для всех добывающих скважин в зоне

влияния нагнетательной и просуммировать их значения, то доля каждого коэффициента в общей сумме будет показывать процент (долю) закачки, приходящейся на данную скважину. Уравнения регрессии между накопленными добычей и закачкой для скважин в пределах рассматриваемого очага также приведены в табл.3.

Таблица 3

Уравнения регрессии между накопленными закачкой и добычей
в пределах очага – скважины 223

№ доб. скв.	Уравнение регрессии	Коэф-т перед Q_3^H	Доля коэф-та перед Q_3^H в общей сумме, %
162	$Q_{ж}^H = 289714 + 0,0472 \cdot Q_3^H$	0,0472	4,96
400	$Q_{ж}^H = 23165 + 0,0857 \cdot Q_3^H$	0,0857	9,01
404	$Q_{ж}^H = 32929 + 0,116 \cdot Q_3^H$	0,1160	12,20
405	$Q_{ж}^H = 59859 + 0,0847 \cdot Q_3^H$	0,0847	8,91
409	$Q_{ж}^H = 18903 + 0,1649 \cdot Q_3^H$	0,1649	17,34
411	$Q_{ж}^H = 227,73 + 0,0036 \cdot Q_3^H$	0,0036	0,38
412	$Q_{ж}^H = 5189,2 + 0,092 \cdot Q_3^H$	0,0920	9,67
416	$Q_{ж}^H = 25011 + 0,0381 \cdot Q_3^H$	0,0381	4,01
417	$Q_{ж}^H = 9334,8 + 0,026 \cdot Q_3^H$	0,0260	2,73
420	$Q_{ж}^H = 4943,9 + 0,0057 \cdot Q_3^H$	0,0057	0,60
432	$Q_{ж}^H = 36025 + 0,1255 \cdot Q_3^H$	0,1255	13,20
435	$Q_{ж}^H = 45304 + 0,1616 \cdot Q_3^H$	0,1616	16,99

Аналогичные исследования выполнены для всех скважин турне-фаменской залежи Гагаринского месторождения, участвовавших в трассерных исследованиях (всего пять очагов нагнетания). Сопоставление фактических (Дф, %), полученных по данным трассерных исследований, и модельных (Дм, %) долей закачки по всем скважинам приведено в табл.4.

Приведенные в тексте диссертации результаты исследования корреляции между Дф и Дм свидетельствуют, что коэффициенты r изменяются от 0,596 до 0,965, и во всех случаях являются статистически значимыми. Это показывает, что разработанная методика оценки распределения объемов закачки, приходящейся на ту или иную добывающую скважину, демонстрирует высокую достоверность практического применения, что подтверждено материалами трассерных исследований.

Таблица 4

Сопоставление результатов трассерных исследований (числитель) и разработанной методики (знаменатель)

Добывающая скважина	Нагнетательная скважина				
	71	223	402	406	421
162	<u>15,5</u>	<u>5,9</u>	<u>10,0</u>	<u>0,7</u>	<u>12,4</u>
	10,4	5,0	6,8	0,0	8,7
400	-	<u>12,0</u>	<u>10,0</u>	<u>10,4</u>	<u>16,5</u>
		9,0	13,9	12,2	10,8
404	<u>14,5</u>	<u>12,0</u>	<u>3,3</u>	<u>6,5</u>	<u>4,9</u>
	15,0	12,2	2,3	6,0	4,1
405	-	<u>11,0</u>	<u>21,7</u>	<u>4,2</u>	<u>27,3</u>
		8,9	29,8	3,3	33,4
409	<u>0,8</u>	<u>9,2</u>	<u>6,7</u>	<u>9,0</u>	<u>5,6</u>
	0,0	17,3	2,1	10,1	3,7
411	<u>10,7</u>	<u>7,1</u>	<u>3,0</u>	<u>1,5</u>	<u>4,9</u>
	6,4	0,4	9,7	0,8	7,4
412	-	<u>13,8</u>	<u>10,0</u>	<u>4,5</u>	<u>8,6</u>
		9,7	13,3	5,2	7,4
415	<u>13,6</u>	-	-	-	-
	17,3				
416	<u>12,6</u>	<u>5,6</u>	<u>6,7</u>	-	<u>5,6</u>
	15,8	4,0	3,2		6,2
417	<u>15,5</u>	<u>1,7</u>	<u>6,7</u>	<u>17,2</u>	<u>8,6</u>
	17,5	2,7	7,9	10,5	10,8
420	<u>12,6</u>	<u>6,3</u>	<u>21,7</u>		<u>5,6</u>
	16,8	0,6	12,4		7,5
432	<u>4,1</u>	<u>6,7</u>	-	<u>13,7</u>	-
	0,8	13,2		16,1	
435	<u>0,2</u>	<u>8,8</u>	-	<u>32,3</u>	-
	0,0	16,9		35,8	

Для более детального анализа значения доли закачки, полученные по данным трассерных исследований, предварительно ранжированы от минимальных значений до максимальных. По этим данным построены уравнения регрессии: первая модель построена по четырем данным ($n = 4$), и так далее до $n = 52$. Всего таким образом построено 49 моделей. Выполненный анализ показал, что статистические характеристики, оценивающие их работоспособность, значительно отличаются в зависимости от n .

Так как значения n при построении моделей изменяются, судить о тесноте связи только по значениям r некорректно. Поэтому для анализа, кроме значений r использован также критерий t , который характеризует «вклад» значений D_m в уравнения регрессии. Исследование поведения критерия t , представленное в тексте диссертации, показывает, что в диапазоне менее 7% он изменяется хаотично, при $D_f > 7\%$ - наблюдается закономерное повышение значений. Это свидетельствует о том, что при $D_f < 7\%$ влияние накопленной закачки на накопленную добычу только начинает формироваться. При $D_f > 7\%$ системы заводнения этих объектов разработки следует считать сформировавшимися и условно стационарными. Об этом достаточно убедительно на статистическом уровне свидетельствуют уравнения регрессии, характеристики которых приведены в табл.5.

Таблица 5

Характеристики уравнений регрессии между фактическими и рассчитанными долями закачки

Интервал построения моделей по D_f , %	Свободный член	Коэф-т при D_m	Значение r
0,0-7,1	3,355	0,294	0,447
8,6-32,3	5,245	0,605	0,803

Из табл.5 видно, что разработанная методика работает значительно лучше в диапазоне $D_f > 7\%$, о чем свидетельствуют более высокие значения коэффициента при D_m .

По Озерному и Опалихинскому месторождениям выполнено аналогичное построение моделей для определения модельных значений долей воды (D_m).

Для получения более обобщенных выводов в диссертации построены и детально проанализированы модели по трем уровням. Сопоставление фактических и модельных значений, вычисленных с использованием различных уровней, приведено на рис.5.

Таким образом, предложенная методика, основанная на многоуровневом статистическом моделировании, позволила установить, что процесс влияния накопленной закачки на накопленную добычу жидкости является стадийным, что обосновано на количественном уровне, и позволило установить граничные значения перехода из одной стадии к другой.

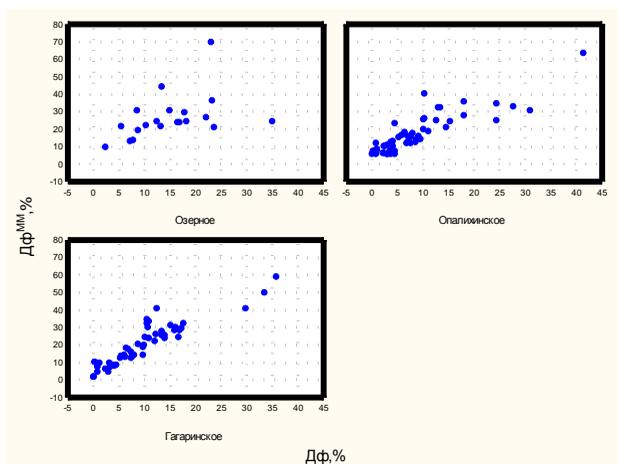


Рис.5.Поля корреляции между Дф и Дф^{MM}

В пятой главе диссертации описывается подход к контролю за реализацией мероприятий по управлению продуктивностью скважин и интенсификацией добычи нефти, что является задачей третьего уровня многоуровневого мониторинга.

На заключительных стадиях разработки большинства месторождений, расположенных на территории Пермского края, важнейшей задачей является повышение эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти [7, 8, 21, 24]. В настоящее время максимальные объемы дополнительной добычи нефти получены в результате проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП). Актуальной задачей повышения эффективности ГРП является формирование ориентированной трещины, направленной в зону максимальной плотности скопления остаточных запасов, и недопущение распространения ее в зону водонасыщенного коллектора. В этой связи мониторинг развития трещины в процессе гидравлического разрыва пласта также является важнейшей задачей, которая на практике решается посредством проведения микросейсмических исследований. Однако, на практике не все ГРП удается сопроводить микросейсмическим мониторингом. В Пермском крае основное влияние на прохождение волн оказывают поверхностные сейсмогеологические условия. На площадях с неблагоприятными сейсмогеологическими условиями не всегда удается получить кондиционный материал при проведении

сейсморазведки 2D и даже 3D. Поэтому, сложность поверхностных сейсмогеологических условий, оказывает существенное влияние на результаты мониторинга при использовании наземных систем наблюдения. Поэтому актуальной представляется разработка способа, позволяющего по данным комплексной обработки геолого-промыслового материала решать указанную задачу. Так, определение размеров образовавшейся трещины вполне успешно может осуществляться при обработке материалов гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах, а ее направление косвенно можно оценить по дополнительно привлеченной геолого-промысловой информации. Для решения указанной задачи использованы материалы ГРП, сопровождавшихся успешным микросейсмическим мониторингом.

Предлагаемый подход [1] основывается на предположении, что, если в какой-либо части пласта образовалась трещина (либо система трещин, либо какой-либо другой канал повышенной проводимости), то степень взаимного влияния скважин, расположенных на этом участке, должна измениться. Для оценки взаимодействия скважин предлагается метод, основанный на корреляции дебитов жидкости скважин. Данный метод основывается на теории интерференции; он не является принципиально новым; идея коррелировать дебиты скважин с целью оценки гидродинамической связи между ними описана еще А.Х. Мирзаджанзаде. Однако и в работах Мирзаджанзаде, и в более поздних исследованиях (Чорный А.В. и др., Мартюшев Д.А.) использована, в основном, так называемая ранговая корреляция (Спирмена и Кендалла). В настоящей работе предлагается использовать классическую корреляцию дебитов, заключающуюся в оценке наличия статистических связей между ними.

Для разработки методики использовались среднемесячные дебиты жидкости скважин. Возможность корреляции дебитов оценивалась также путем вычисления времени отклика одной скважины на изменение работы другой с использованием формулы Э.Б. Чекалюка.

Применение методики показано на примере добывающей скважины 221 Шершневого месторождения (объект разработки – бобриковские терригенные отложения). Скважина расположена в своде структуры, в непосредственной близости от нее расположены

шесть добывающих скважин (№№ 64, 214, 215, 222, 228 и 229), совместно образующих условный первый кольцевой ряд. Реализованная на объекте система размещения скважин позволяет также выделить второй и третий условные кольцевые ряды вокруг скважины 221.

Выполненный корреляционный анализ, сопоставляющий дебиты жидкости скважин в пределах элемента системы разработки до ГРП, показывает, что коэффициенты r между скважинами 214 и 64 низкие (рис.6а). После проведения ГРП коэффициенты r между этими скважинами высокие (рис.6б).

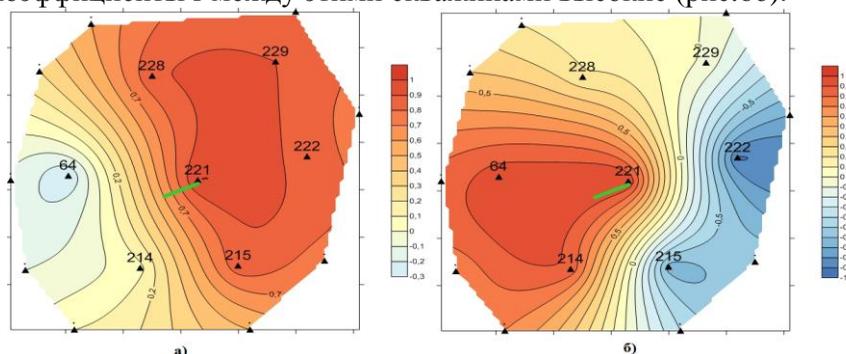


Рис. 6. Схемы изменения коэффициентов корреляции между дебитами жидкости в элементе системы разработки:

а – до ГРП, *б* – после ГРП.

— направление трещины по данным микросейсмического мониторинга

Это свидетельствует о хорошей гидродинамической связи между скважинами в направлении развития трещины (оцененном по данным МСМ). Таким образом, анализ значений коэффициента r позволил оценить направление трещины ГРП, достоверность подтверждена материалами микросейсмического мониторинга.

Кроме направления развития трещины, микросейсмический мониторинг позволяет также оценить ее длину. В разрабатываемой методике с этой целью предлагается использовать материалы гидродинамических исследований скважин методом восстановления давления [2], интерпретированные в программном комплексе KAPPA WorkStation (модуль SAPHIR), на основе соответствующей модели (трещина конечной или бесконечной проводимости). Так, данные ГДИ скважины 221, полученные после

проведения в ней ГРП (в период продолжающегося эффекта), позволили оценить длину трещины в 342 м, тогда как материалы МСМ свидетельствуют о значении этого параметра, равном 375 м.

Данная методика реализована для всех скважин Пермского края, на которых ГРП сопровождался микросейсмическим мониторингом, во всех случаях получена высокая сопоставимость результатов.

Необходимо отметить, что в результате ГРП отреагировала не только одна скважина – объект воздействия, но и скважины ближайшего окружения. В результате ГРП изменилась работа всей гидродинамической системы в пределах выделенного на начальном этапе исследований элемента – первого кольцевого ряда. При этом достаточно высокая продуктивность рассматриваемой залежи – бобриковского горизонта Шершневого месторождения, позволяет предположить, что влияние ГРП в данном случае способно повлиять на работу несколько большего участка, чем элемент системы разработки в пределах первого кольцевого ряда вокруг скважины 221.

Далее, аналогичным образом проанализированы данные работы второго (10 скважин) и третьего (12 скважин) кольцевых рядов. Детальное описание исследований приведено в диссертационной работе. В результате установлено, что на проведение ГРП наиболее сильно отреагировали скважины второго и третьего рядов, расположенные к юго-западу от скважины 221. Следует отметить, что до проведения ГРП корреляция между скважинами даже в пределах первого кольцевого ряда была слабой, то есть гидродинамическая система работала не согласовано. Проведение эффективного ГРП позволило не просто получить значительную по своим размерам трещину, но и привести всю систему в согласованное состояние, и, в конечном счете, повысить дебиты скважин, расположенных в непосредственной близости от скважины - объекта воздействия.

Для оценки вероятного изменения работы гидродинамической системы аналогичные многоуровневые исследования выполнены и по другим скважинам этого же и других объектов разработки и месторождений. В результате получен вывод, что проведение ГРП в скважине, размещенной в пределах согласованно работающего элемента системы разработки,

приводит к рассогласованию этой системы. Данный вывод наглядно проиллюстрирован в тексте диссертационной работы на пример скважины 213 Шершневого месторождения.

По данным выполненного исследования получены следующие закономерности проведения ГРП:

- проведение гидроразрыва на скважине, расположенной в пределах согласованно работающего элемента системы разработки, привело к нарушению этой согласованности и снижению дебитов окружающих скважин. Эффект от ГРП обусловлен перераспределением объемов дренирования пласта;
- проведение ГРП в скважине, расположенной в пределах не согласованно работающего элемента системы разработки, приводит к согласованности системы и росту дебита не только скважины – объекта воздействия, но и соседних скважин.

Для подтверждения полученных выводов привлечены материалы по скважинам других месторождений, расположенных в принципиально иных горно-геологических условиях по сравнению с Шершневым. Проведенные исследования, детально описанные в тексте диссертации, подтверждают выводы об изменении закономерностей работы элемента системы разработки при проведении на одной из скважин в его пределах гидравлического разрыва пласта.

Заключение

В настоящей работе выполнено обоснование эффективности применения многоуровневого вероятностно-статистического моделирования для решения задач мониторинга разработки нефтяных месторождений и эксплуатации нефтедобывающих скважин. С использованием данных методов построены достоверные многоуровневые статистические модели, позволяющие с достаточной для практики нефтедобычи точностью прогнозировать забойные, пластовые давления и дебиты скважин, оценивать характер взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами и результаты гидравлического разрыва пласта.

Построение и детальный анализ многоуровневых моделей позволили впервые разработать соответствующие методики

прогноза вышеперечисленных показателей разработки месторождений. Высокая работоспособность разработанных многомерных моделей в значительной мере обусловлена оригинальным подходом к их построению. Целесообразность использования подхода для решения прогнозных задач продемонстрирована на значительном по объему фактическом промышленном материале. При мониторинге разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин данный принцип был использован впервые. Кроме этого, такой подход позволяет проследить последовательность формирования многомерных моделей в зависимости от тех показателей, которые в данном диапазоне значений прогнозируемого показателя наиболее уверенно его определяют. Это позволяет на количественном уровне определять влияние каждого их входных параметров отдельно и в совокупности на искомую, прогнозируемую, величину.

Построение и анализ многоуровневых моделей продемонстрировали их преимущественную эффективность по сравнению с традиционными методами решения рассматриваемых задач мониторинга разработки и эксплуатации месторождений углеводородов.

Достоверность каждой из разработанных методик определения значений прогнозируемых показателей подтверждена наличием высокой статистической сходимостью с фактическими промышленными данными определения этих показателей.

Анализ построенных моделей для решения различных задач мониторинга разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин позволил определить основные тенденции (тренды) формирования каждого из искомых параметров для конкретных геолого-промышленных условий.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Публикации в изданиях, индексируемых в международных базах цитирования Scopus и Web of Science

1. Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе комплексного анализа данных микросейсмического мониторинга и геолого-промышленной информации / А. В. Растегаев, И. А. Черных,

- И. Н. Пономарева, Д. А. Мартюшев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №8. – С.122-125.
2. 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.
3. Методика определения забойного давления с использованием многомерных моделей / В. И. Галкин, И.Н. Пономарева, И. А. Черных и др.// Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 1. – С. 40-43.
4. Development of method for determining bottom-hole pressure in production wells / V. I. Galkin, I. N. Ponomareva, I. A. Chernykh // Actual Issues of Mechanical Engineering (AIME 2017) [Electronic resource]: proceedings of the Intern. Conf., Tomsk, 27-29 July, 2017 / Tomsk Polytechnic University. - Paris; Amsterdam; Hong Kong: Atlantis Press, 2017. - P. 227-232.
5. 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.
6. Черных, И. А. Сравнительный анализ методик определения забойного давления при эксплуатации добывающих скважин Шершневого месторождения / И. А. Черных, В. И. Галкин, И. Н. Пономарева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 8. С. 41-47.
7. 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.
8. Галкин, В. И. Изучение фильтрационно-емкостных свойств трещиновато-поровых коллекторов турнейско-фаменских объектов месторождений Соликамской депрессии / В.И. Галкин, И. Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 11. – С. 88-91.
9. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С. С. Черепанов,

И. Н. Пономарева, А. А. Ерофеев, С. В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 94-96.

10. Черепанов, С.С. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба / С. С. Черепанов, Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62-65.

11. Оценка влияния послепритока на результаты интерпретации данных гидродинамических исследований скважин / А. А. Ерофеев, В. А. Мордвинов, И. Н. Пономарева, В. В. Поплыгин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 49-51.

12. Оценка анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов по кривым восстановления давления / С. С. Черепанов, Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева, Г. П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 60-61.

13. Коэффициент полезного действия электроцентробежных насосов при откачке газожидкостных смесей из скважин. А. В. Лекомцев, В. В. Поплыгин, В. А. Мордвинов, И. Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 132-133.

14. Ерофеев, А. А. Обработка недовосстановленных кривых восстановления давления методами касательной и детерминированных моментов давления / А. А. Ерофеев, И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. С. 25-27.

15. Пономарева, И. Н. Условия применения скин-фактора для оценки состояния прискважинных зон продуктивных пластов / И. Н. Пономарева, М. Б. Савчик, А. А. Ерофеев // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 114-115.

16. Пономарева, И. Н. Оценка продолжительности формирования кривых восстановления давления при исследовании добывающих скважин Чашкинского месторождения / И. Н. Пономарева, М. Б. Савчик, В. А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 112-113.

17. Ерофеев, А. А. К определению пластового давления при гидродинамических исследованиях скважин в карбонатных коллекторах / А. А. Ерофеев, И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 98-100.

18. Ерофеев, А. А. Особенности обработки кривых восстановления

давления в скважинах, эксплуатирующих залежи высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах / А. А. Ерофеев, И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 10. – С. 113-115.

19. Мордвинов, В.А. Оценка состояния призабойных зон пластов нефтяных месторождений, приуроченных к Верхнекамскому месторождению калийных солей / В. А. Мордвинов, И. Н. Пономарева, Е. А. Красноборов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 96-97.

20. Пономарева И.Н. К обработке кривых восстановления давления низкопродуктивных скважин / И. Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 78-79.

Публикации в ведущих рецензируемых научных изданиях

21. Галкин, В. И. Разработка вероятностно-статистических моделей для оценки эффективности применения пропантного гидравлического разрыва пласта (на примере объекта Тл-Бб Батырбайского месторождения) / В. И. Галкин, И. Н. Пономарева, А. Н. Колтырин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 17. – № 1. – С. 37-49.

22. Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин / И. Н. Пономарева, П. Ю. Илюшин, Р. М. Рахимзянов, Д. А. Мартюшев // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 4. – С. 30-35.

23. Мартюшев, Д. А. Исследование особенностей выработки запасов в трещинно-поровых коллекторах с привлечением данных гидродинамических исследований скважин (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) / Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 2. – С. 48-52.

24. Галкин, В. И. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа / В. И. Галкин, И. Н. Пономарева, В. А. Репина / Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. – № 19. – С. 145-154.

25. Черепанов, С. С. Результаты проведения кислотного гидроразрыва

пласта с проппантом на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения / С. С. Черепанов, Г. Н. Чумаков, И. Н. Пономарева // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14. – № 16. – С. 70-76.

26. Галкин, В.И. Разработка методики оценки возможностей выделения типов коллекторов по данным кривых восстановления давления (КВД) по геолого-промысловым характеристикам пласта (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) / В. И. Галкин, И. Н. Пономарева, С. С. Черепанов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14. – № 17. – С. 32-40.

27. Сравнительная характеристика методов обработки КВД газовых скважин месторождений ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани» / С. С. Черепанов, И. Н. Пономарева, Г. Н. Чумаков, А. А. Ильчибаев // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 5. – С.57 – 60.

28. Митрюхин, М.В. Исследование процесса затухания притока в процессе восстановления давления / М. В. Митрюхин, И. Н. Пономарева // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11. – № 3. – С. 104-109.

29. К определению продолжительности исследования скважин методом восстановления давления / В. А. Мордвинов, И. Н. Пономарева, А. А. Ерофеев, А. С. Иванова // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – № 11. – С.63 – 65.

30. Мордвинов, В.А. Изменение гидродинамического состояния прискважинной зоны и продуктивности скважины при снижении пластового и забойного давлений / В. А. Мордвинов, И. Н. Пономарева, А. А. Ерофеев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 5. – С. 43-45.

31. Ерофеев, А.А. Оценка условий применения методов обработки кривых восстановления давления скважин в карбонатных коллекторах / А. А. Ерофеев, И. Н. Пономарева, М. С. Турбаков // Инженер-нефтяник. – 2011. – № 3. – С. 12-15.

32. Пономарева, И.Н. Оптимизация периода восстановления давления в нефтедобывающих скважинах при их исследовании /

И. Н. Пономарева, С. В. Мильчаков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 61-62.

33. Мордвинов, В.А. Определение эффективности геолого-технических мероприятий на основе комплексной оценки фильтрационных характеристик пластов / В. А. Мордвинов, И. Н. Пономарева, В. И. Пузиков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9-10. – С. 36-39.

34. Мордвинов, В.А. К оценке состояния околоскважинной зоны пласта и коэффициента продуктивности скважины / В. А. Мордвинов, И. Н. Пономарева // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2002. – № 11. – С.26-30.

Публикации в прочих изданиях

35. Чернышев, Д.В. К вопросу об обработке кривых восстановления давления методом детерминированных моментов давления. / Д. В. Чернышев, И. Н. Пономарева // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т.5. – № 2. – С.114-116.

36. Ерофеев, А.А. Обработка кривых восстановления давления в скважинах карбонатного коллектора с высоковязкой нефтью / А. А. Ерофеев, И. Н. Пономарева // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т.5. – № 2. – С.71-74.

37. Пономарева, И.Н. Опыт оценки состояния призабойных зон продуктивных пластов по данным гидродинамических исследований скважин / И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т.5. – № 1. – С.80-82.

38. Савчик, М.Б. Оценка состояния прискважинных зон при обработке невосстановленных кривых восстановления давления. / М. Б. Савчик, И. Н. Пономарева // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. – 2011. – № 2. – С.77.

39. Пономарева И.Н. К оценке состояния призабойных зон пласта на Уньвинском нефтяном месторождении / И. Н. Пономарева // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. – 2010. – Т.9. – № 5. – С.61-64.

40. Мордвинов, В.А. Условия эффективного применения методов

оценки состояния призабойной зоны по данным гидродинамических исследований / В. А. Мордвинов, И. Н. Пономарева // Научные исследования и инновации. – 2010. Т.4. – № 1. – С.56-60.

41. Ерофеев А.А. Определение эффективности геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности скважин / А. А. Ерофеев, И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов /// Научные исследования и инновации. – 2010. – Т.4 – № 2 – С.22-26.

42. Пономарева, И.Н. Оценка состояния околоскважинных зон продуктивных пластов при эксплуатации добывающих скважин / И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. – 2005. – Т.4. – № 6. – С.68 – 72.

Авторские свидетельства и патенты

43. Способ определения текущего пластового давления в эксплуатирующейся скважине турнейско-фаменской залежи без ее остановки: пат. 2715490 РФ / Галкин В. И., Пономарева И. Н., Черных И. А.; заявители и патентообладатели: Галкин В. И., Пономарева И. Н., Черных И. А. - №2019124583; заявл. 30.07.2019, опубл. 28.02.2020.

44. Способ оценки состояния призабойной зоны пласта: пат. RU 2687828 С1 / Галкин В. И., Пономарева И. Н., Поплыгин В. В.; заявитель и патентообладатель: ФГБОУ ВО ПНИПУ - № 2018127942; заявл. 30.07.2018, опубл. 16.05.2019.

45. Диагностика / Поплыгин В. В., Пономарева И. Н. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2018618532, 13.07.2018. Заявка № 2018615872 от 05.06.2018.

46. Призабойная зона / Пономарева И. Н., Желанов А. В., Поплыгина И. С. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2018663298, 24.10.2018. Заявка № 2018660325 от 25.09.2018.

47. Способ комплексной оценки состояния призабойной зоны пласта: пат. RU 2522579 С1 / Пономарева И. Н., Поплыгин В. В.; заявитель и патентообладатель: ФГБОУ ВО ПНИПУ – № 2013117657/03; заявл. 16.04.2013, опубл. 20.07.2014.