

АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

На правах рукописи

**НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ
НОВЫХ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ
ПЛАСТОВ С ЦЕЛЬЮ ВЫБОРА ЭФФЕКТИВНОГО
СПОСОБА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

Специальность: 2526.01 – Морская разработка месторождений
полезных ископаемых

Отрасль науки: Технические науки

Соискатель: **Гусейнова Наида Исмет кызы**

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации на соискание учёной степени
доктора технических наук

Баку – 2024

Диссертационная работа выполнена в научно-исследовательском проектном институте «Нефть и газ», SOCAR

**Научные
консультанты:**

Академик

Азад Халил оглы Мирзаджанзаде

Член-корреспондент НАНА, доктор
технических наук, профессор
Багир Алекпер оглы Сулейманов

**Официальные
оппоненты:**

Доктор технических наук, доцент
Вюгар Магеррам оглы Фаталиев

Доктор технических наук, доцент
Гаджан Гулу оглы Гаджиев

Доктор технических наук, доцент
Мубариз Севдимали оглы Халилов

Доктор технических наук
Ханлар Мехвали оглы Гамзаев

Диссертационный совет ВЕД 2.03 Высшей Аттестационной
Комиссии при Президенте Азербайджанской Республики,
действующий на базе Азербайджанского Государственного
Университета Нефти и Промышленности.

Председатель
диссертационного
совета: _____

доктор технических наук, доцент
Ариф Алекпер оглы Сулейманов

Ученый секретарь
диссертационного
совета: _____

доктор философии по технике, доцент
Елена Евгеньевна Шмончева

Председатель научного
семинара: _____

Член-корреспондент НАНА, доктор
технических наук, профессор

Гариб Исак оглы Джалалов

Подписи заверяю

ученый секретарь АГУНИ, доцент

Н.Т. Алиева



ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность и степень изученности темы. Поиск новых решений, применяемых для наиболее полного извлечения углеводородов, является одной из главных задач отраслевой науки нефтегазового комплекса. По авторитетным оценкам, при существующих в настоящее время условиях разработки нефтяных залежей (около 4 млрд. т ежегодно), позволяющих извлекать, в среднем, не более 40% мировых геологических запасов, ресурсы углеводородов будут истощены к концу XXI века. Вместе с тем, современное развитие фундаментальной и прикладной науки позволяет прогнозировать увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) в среднем на 8%. Для месторождений Азербайджана, находящихся в длительной разработке, эффект от увеличения КИН на 1%, сопоставим с вводом в эксплуатацию нового крупного месторождения. Поэтому, рост объема нефтедобычи на длительно эксплуатируемых месторождениях, за счет повышения результативности воздействия на продуктивные пласты, - одно из приоритетных направлений на пути инновационного развития, выбранного Государственной Нефтяной Компанией Азербайджанской Республики (SOCAR).

Механизм формирования инновационного подхода к развитию нефтегазового комплекса (НГК) основан на богатейшем опыте, накопленном в области добычи нефти и газа. Однако, на данном этапе развития нефтепромыслового дела, возможности методов увеличения нефтеотдачи (МУН) существенно ограничиваются недостаточностью информации о динамике текущего состояния пластовых процессов.

Нефтяное месторождение на зрелой стадии разработки при существующем на данный период времени уровне его информатизации - плохо управляемая система. Данные о физико-химических процессах, происходящих в пластовой системе, недостаточно достоверны и носят фрагментарный характер. Многоуровневые связи между объектами пластовой

системы – скважин и пласта, объединяясь в единый сложный организм, приводят к появлению новых свойств и закономерностей. Изменение режима эксплуатации ограниченного множества взаимодействующих между собой добывающих и нагнетательных скважин, с течением времени так или иначе отражается на работе всех остальных. Отсутствие на нефтепромыслах органично встроенной комплексной информационной системы, включающей компьютеризованный сбор и всесторонний автоматизированный анализ информации о нефтяном пласте, не позволяет повысить эффективность процесса нефтедобычи на современный уровень. Методология обработки качественной и количественной промысловой и лабораторно-экспериментальной информации о добываемой продукции и керновом материале, сбор, хранение и анализ результативности технологических мероприятий, применяемых для интенсификации нефтедобычи, позволяющая оптимизировать выбор техники и технологии воздействия на продуктивные пласты, могла бы стать основой этой системы. Использование предлагаемого подхода при сборе и систематизации промысловой информации позволяет сформировать единое видение процесса разработки месторождения.

Необеспеченность проектных и управленческих решений динамичной информацией о фактическом состоянии исследуемых процессов противоречит интересам рационального решения задач разработки. Создание методологии диагностирования пластовой системы на основе обработки промысловой и лабораторно-экспериментальной информации с целью увеличения достоверности и полноты информации о состоянии продуктивных пластов месторождения, приобретает особую актуальность. Особую актуальность разрабатываемое направление исследований имеет для морских месторождений. По оценкам специалистов, предполагаемые геологические нефтяные запасы, располагающиеся в осадочных породах морей, достигают 70% от совокупных мировых объёмов и могут

составить сотни миллиардов тонн. В настоящее время в Азербайджане разрабатывается около 20 морских месторождений, четверть из них - глубоководные. На таких месторождениях добыча нефти производится, как правило, на глубине моря от 50 метров и более. Добыча нефти на морских участках сопряжена с большими затратами и техническими сложностями. Создание дополнительных сложностей обусловлено влиянием неблагоприятных факторов окружающей среды, к которым можно отнести погодные условия, ветры, морское волнение и пр. Затраты на исследования состояния пластовой системы при разработке морских месторождений значительно выше, чем для месторождений суши. Наряду с природными факторами, препятствием для проведения диагностических исследований, позволяющих выявить необходимые условия для эффективных результатов нефтедобычи на море, зачастую, служат высокие значения глубины моря и большие глубины скважин, а также отсутствие достаточных резервов для размещения оборудования и проведения исследовательских работ в условиях морских гидросооружений. Как правило, затраты на проведение подобных мероприятий возрастают пропорционально глубине моря и площади, используемой для размещения необходимого оборудования. Уровень эксплуатационных расходов увеличивается по мере наращивания глубины добычи, твёрдости и толщины породы, а также удалённости промысла от побережья и усложнения рельефа дна между зоной извлечения и берегом.

Из вышесказанного следует, что в нынешних нефтепромысловых условиях Азербайджана инновационная трансформация НГК не может быть мгновенной и повсеместной, поэтому она должна основываться на создании так называемых зон роста нефтедобычи на различных месторождениях. Зональное воздействие на пласты, осуществляемое с целью повышения нефтедобычи на отдельных участках, может стать отправной точкой в решении общей

задачи повышения нефтедобычи месторождений, позволив со временем перейти этому процессу с количественного уровня на качественный этап. Преимуществом зонального воздействия на продуктивные пласты является наличие широких возможностей для использования технологических решений и методологии анализа эффективности проводимых мероприятий, без привлечения значительных инвестиций и дорогостоящих программных комплексов.

Для целенаправленного повышения КИН путем воздействия на пласт, необходим предварительный анализ текущего состояния объектов исследования, тенденций развития процесса воздействия, потенциальных ресурсов пластовой системы и ожидаемых сроков достижения поставленной цели. Все эти сведения позволяют оценить предполагаемый эффект и возможные последствия от проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта.

В данной работе предложена методология диагностирования текущего состояния месторождения и его отдельных зон с целью выбора эффективного воздействия на пласт. Использование предлагаемой методологии позволяет повысить эффективность процесса нефтедобычи за счет обеспечения контроля над технологическими процессами по воздействию на пласт, применяемыми при разработке месторождений и оптимизации режима эксплуатации добывающих скважин и работы нагнетательных скважин. В соответствии с предлагаемой методологией, принятие технологических решений осуществляется с привлечением экспресс-анализа промысловых данных и визуализации полученной информации, проводимых с помощью специально разработанных программных инструментов, разработка и использование которых возможны на любой доступной платформе. Это позволяет снизить уровень неопределенности знаний о текущем состоянии объекта воздействия и способствует принятию обоснованных решений в условиях недостаточной информации.

Рассмотрение вышеназванных вопросов весьма актуально и имеет важное научно-практическое значение.

Объект и предмет исследований – методы диагностики текущего состояния предмета диагностирования, тенденций его развития в процессе воздействия и оценки потенциальных ресурсов. Предметом диагностирования может быть как месторождение в целом - сложная, высокоорганизованная динамическая система, так и его отдельные компоненты - зоны продуктивного горизонта в пределах блока, группы скважин или зоны дренирования отдельных скважин. В качестве предметов диагностирования могут рассматриваться отдельные элементы системы, например, горные породы, флюиды, процессы взаимодействия между ними, производственные функции, ресурсы и организационная структура нефтегазодобывающих предприятий, себестоимость технологических операций и т. д.

Цель и основные задачи исследования. Основная цель выполнения исследования в диссертационной работе заключается в разработке новой методологии анализа состояния месторождения и производительности скважин, позволяющей оперативно выявлять текущие изменения в функционировании пластовой системы.

Если учесть, что на каждое изменение в пластовой среде возникает ответная реакция более высокого порядка и в процесс вовлекаются все новые и новые компоненты и подсистемы пластовой системы, становится ясно, что, реакция среды может быть непосредственной на определенное действие, а может быть вторичной, обусловленной какими-то другими факторами. Исходя из этого, определяется начальная задача диагностики - отличить и распознать в каждом конкретном случае, что является действием, а что реакцией на это действие.

Решения по воздействию на пласты, принятые на основе диагностики текущего состояния продуктивных горизонтов используются для формирования зон роста добычи на нефтегазовых месторождениях.

Для достижения этой цели, в работе нашли свое решение следующие задачи:

Изучение путей повышения нефтедобычи на месторождениях моря и суши Азербайджана. Определение комплекса проблем, связанных с генезисом зонального подхода к задаче повышения нефтедобычи на разрабатываемых месторождениях;

Создание новых и усовершенствование используемых диагностических методов оперативной оценки текущего состояния пластовой системы на выделенном участке месторождения, предназначенного для проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи;

Выбор стратегии и методов воздействия на продуктивные пласты для повышения нефтеотдачи по данным нормальной эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях на суше и на море.

Анализ зависимости между компонентным содержанием растворенного в продукции добывающих скважин газа и показателями, характеризующими состояние пластовой системы как элемент диагностики текущего состояния продуктивных горизонтов, проводимой для выявления путей повышения нефтеотдачи пластов.

Методы решения поставленных задач

Поставленные задачи решались путем применения методов математического моделирования и математической физики, теории информации, программирования, вероятностно-статистического анализа. Достоверность полученных теоретических результатов проверялась лабораторно-экспериментальными и промысловыми исследованиями.

Защищаемые положения

1. Методология диагностирования пластовой системы позволяющая произвести качественную и количественную оценку показателей разработки с учетом интерференции скважин.

2. Экспресс-методики оценки текущего состояния разработки месторождения с учетом интерференции скважин.

3. Метод оценки показателей, характеризующих состояние продуктивного пласта, по содержанию CO_2 .

4. Метод оценки границ стадий разработки месторождения с применением информационных показателей Фишера и Шеннона.

5. Диагностика пластовой системы методами фрактального анализа с использованием теории вейвлетов.

6. Метод детального скрининга для выбора воздействия на конкретную пластовую систему.

7. Комплекс программных модулей, реализуемый в интерактивной среде программного комплекса «Matlab».

Научная новизна исследования

1. Разработана научно-обоснованная методология диагностирования пластовой системы позволяющая произвести качественную и количественную оценку показателей разработки с учетом интерференции скважин, в том числе:

2. Определение застойных и активных зон фильтрации и на его основе оценка необходимого количества реагента для обработки воды, закачиваемой в пласт;

3. Определение пространственно-временных границ водонефтяного контакта;

4. Расчет текущего распределения пластового давления и фазовых проницаемостей;

5. Выбор мероприятий по контролю обводнения продукции скважин;

6. Определение градиента давления разрыва пород, необходимого для результативного воздействия на пласт.

7. Предложены экспресс-методики оценки текущего состояния разработки месторождения с учетом интерференции скважин.

8. Предложен метод оценки состояния продуктивного пласта и дренируемой зоны вокруг ствола скважины по содержанию CO_2 в добываемой продукции.

9. Разработан метод оценки границ стадий разработки месторождения с применением информационных показателей Фишера и Шеннона.

10. Разработаны методы диагностики пластовой системы на основе фрактального анализа с использованием теории вейвлетов.

11. Разработан метод детального скрининга для выбора метода воздействия на конкретную пластовую систему.

12. Предложен комплекс программных модулей, реализуемый в интерактивной среде программного комплекса «Matlab».

Теоретическая и практическая ценность работы.

Теоретическая и практическая ценность выполненных исследований состоит в развитии научно-методических основ диагностики текущего состояния разработки нефтегазовых месторождений. Качественный и количественный анализ, основанный на учете результатов реализации расчетных схем, предложенных в данной работе, позволяют повысить технологический уровень принятия решений по повышению эффективности процесса нефтегазодобычи, как в целом по месторождению, так и в ограниченных зонах воздействия на пласт. Обоснованный выбор методов воздействия на пласт и депрессионную зону скважин обеспечивается за счет количественной оценки фильтрационных характеристик движения пластовых флюидов в продуктивном пласте зонального участка с учетом интерференции скважин и визуализации их текущего распределения. Стратегия воздействия на пласт, выбранная на основе анализа временных рядов данных истории разработки с привлечением методов фрактального анализа, теории вейвлетов и теории обработки информации, позволяет эксплуатировать месторождение не только на принципах поддержания пластового давления, но и учитывать процесс самоорганизации системы.

Результаты расчетов и анализа, проведенных в соответствии с предложенной методологией, неоднократно

использовались для исследования динамики изменения текущего состояния пласта до и после проведения мероприятий по воздействию на пласт с целью повышения нефтеотдачи на месторождениях Азербайджана на суше и море и Казахстана. Среди них: на суше – месторождения «Балаханы-Сабунчи-Романа», «Пираллахи», «Жетебай» (Казахстан), на море - месторождения «Гюнешли», «Нефт Дашлары», «Герби Абшерон». На основе результатов обобщения полученного опыта проводилось усовершенствование методологии обработки результатов, диагностики и прогнозирования исследуемых процессов.

Апробация и применение.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на:

- международных конференциях «Хəzəmeftqazyataq», 2002, 2004, 2006, 2008, Баку, Азербайджан;
- «Natural cataclysms and global problems of the modern civilization” Special edition of Transactions of the International Academy of Science H&E 2007, Baku-Innsbruck,
- 10th International Congress on "Energy, Ecology, Economy", 2009, Баку, Азербайджан;
- Российской нефтегазовой технической конференции и выставке, 2010, Москва, Россия;
- II международной научно-практической конференции “Новые технологии в нефтедобыче”, 2012, Баку;
- на международной научной конференции «Неньютоновские системы в нефтегазовой отрасли», 2013, Баку;
- на научных семинарах: подразделения добычи нефти и газа НИПИ «Нефтегаз», НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия», АГНА, НИИ Прикладной Математики Бакинского Государственного университета Баку, Азербайджан;
- SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, 2015, 2017, 2021, Baku, Azerbaijan;

– X Azərbaycan beynəlxalq geofizika konfransı “Cənubi Xəzər və oxşar çökəkliklərin karbohidrogen potensialinin geofiziki tədqiqatlarla qiymətləndirilməsi”, Bakı, Azərbaycan;

– 6-8th International Conference on Control and Optimization with Industrial Applications (COIA-2018, COIA-2020, COIA-2022). 2018, 2020, 2022 in Baku, Azerbaijan;

– «Булатовские чтения» Материалы Международной научно-практической конференции, 2018, 2020, 2022г., Краснодар, Россия;

– International Conference Dedicated to the 90th Anniversary of Academician Azad Mirzajartzade 13-14 December, 2018, Baku, Azerbaijan.

– Международной научно-практической конференции «Технологические инновации в современном мире», 28 ноября 2019 г., г. Уфа.

По теме диссертации в печати опубликованы 59 научных работ, в том числе 32 статей в журналах, рекомендованных ВАК Азербайджана, 27 докладов в сборниках международных и республиканских научных конференций.

Название организации, где была выполнена работа. Научно-исследовательский проектный институт «Нефть и газ», SOCAR, Баку, Азербайджан.

Общий объем диссертации с отдельным указанием отдельных структурных частей диссертации.

Диссертационная работа состоит из введения, шести глав, 31 параграфа, 11 выводов и рекомендаций, списка использованной литературы, представленного 339 наименованиями, 10 приложений и 6 актов внедрения результатов работ на производстве. Объем работы, включая, 111 рисунков и 19 таблиц, составляет 367 страниц печатного текста. Объем диссертации: введение: 11112 символов, I глава 111932 символов, II глава 58979 символов, III глава 450557 символов, IV глава 72346 символов, V глава 56147 символов, VI глава 30467 символов. Общий объем диссертации составляет 791540 символов.

Личный вклад. Автор непосредственно занимался планированием, разработкой и реализацией направлений, представленных в диссертации научных исследований, постановкой задач, выбором методов исследования, проведением экспериментальных и лабораторных исследований, подбором тем всех опубликованных научных работ и докладов, охватывающих тему диссертации, обоснованием, созданием методологии исследования, аннотациями научной литературы и анализом результатов.

Автор также являлся ответственным исполнителем научно-исследовательских работ, в основу которых входят разработанные в диссертационной работе алгоритмы и программные приложения.

Автор с глубокой благодарностью вспоминает покойного академика А.Х. Мирзаджанзаде, который направлял его на всех этапах работы.

Автор выражает благодарность своему научному руководителю, члену-корреспонденту НАНА, доктору технических наук, профессору Б.А. Сулейманову, оказавшего огромное влияние на выбор направлений исследования и их реализацию.

Автор также выражает свою благодарность члену-корреспонденту НАНА Г.И. Джалалову за оказанную помощь и ценные советы в процессе работы над диссертацией.

Автор выражает благодарность всем, кто оказывал поддержку и содействие при выполнении диссертационной работы.

Краткое содержание работы.

Во введении обоснована актуальность проведенных исследований, изложены цель, основные задачи и методы их решения, показана новизна и практическая значимость полученных результатов.

Первая глава посвящена классификации и системному анализу современных методов и средств диагностирования состояния нефтяных пластов. Проведено научно-практическое

обоснование выбранных направлений исследований и перспектив их развития. Так как основной целью нефтедобычи является минимизация остаточных запасов и соответственно поддержание нефтеотдачи пласта на высоком уровне, к изучению процессов, влияющих на изменение нефтеотдачи пластов, необходимо привлечь методы из различных областей научно-практического познания. Создание методик и алгоритмов, позволяющих заблаговременно диагностировать признаки проявления тех или иных процессов в условиях неопределенной информации, должно основываться на всестороннем исследовании процессов, оказывающих влияние на уровень добычи углеводородов из пласта. Диагностика исследований позволяет оценить влияние различных процессов, сопровождающих нефтедобычу, на поведение флюидов в пористой среде продуктивных горизонтов и вырабатывать целенаправленные меры для достижения поставленных задач.

Чтобы раскрыть суть современных методов и средств диагностики, используемых для оценки состояния пластов, направлений, перспектив их развития, необходимо определить основную терминологию, охарактеризовано само понятие диагностики, коротко представлена история формирования диагностики, как составной части нефтепромысловой науки. Глава состоит из семи параграфов.

Первый параграф посвящен определению целей и задач, стоящих перед диагностированием продуктивных пластов при выборе методов воздействия с целью повышения нефтеотдачи и требования, предъявляемые к используемой исходной информации. Рассмотрено, как общие принципы выделения объектов диагностики соотносятся с задачами диагностики. Проведена оценка общих современных представлений о методах диагностирования структурного и функционального состояния системы в свете выбора параметров управления нефтеотдачей продуктивного пласта при разработке и эксплуатации месторождений.

Во втором параграфе на основе истории формирования диагностики, как составной части нефтепромысловой науки, были выделены основные этапы развития методов диагностирования пластовой системы, рассмотрены принципы выбора МУН и оценки границ их применимости. Определено место зонального воздействия на пласт в общей теории формирования инновационного подхода к развитию НГК¹.

Предложено рассматривать зональное воздействие на продуктивный пласт как системный фактор, цель которого состоит в сохранении и повышении нефтеотдачи, независимо от выбранного к применению метода. Итогом воздействия, определяющим успешность проводимых мероприятий, а также признаком, указывающим на необходимость и целесообразность применения воздействия, можно считать компенсаторные реакции пластовой системы. Предложено на основе оценивания состояния пласта на различных участках месторождений, выделять зоны, обладающие достаточным потенциалом доработки и нуждающиеся в проведении стимулирующих мероприятий. Эффективное воздействие выбирается при нежелательных изменениях характеристик пласта, в соответствии с критериями, составленными на основе научно-практических знаний и предложенного методологического подхода. Мониторинг откликов пластовой системы на проведенное мероприятие позволяет классифицировать воздействия на пласт не по типу, а по своевременности, необходимости, целесообразности и достаточности на данном этапе развития месторождения. Используя предложенный диагностический подход и существующие методы повышения эффективности нефтедобычи, можно оказывать воздействие на

¹ Гусейнова Н.И. О преимуществах зонального подхода при моделировании гидродинамических процессов в пластах нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. ISSN 0130-3872, 2017, №8, с.37-39

продуктивные пласты на локальных участках месторождения, тем самым трансформируя зоны с низким коэффициентом нефтеотдачи в зоны роста нефтедобычи. Это позволяет сохранить и увеличить нефтеотдачу продуктивных пластов, предупредить преждевременный переход месторождения к следующей стадии разработки.

В первой главе также проведено обоснование корректности предлагаемых методов моделирования пластовых процессов при зональном воздействии на пласт, пользуясь которыми можно целенаправленно группировать участки по выбранному признаку и разрабатывать стратегии преобразования различных типов ограниченных зон воздействия в участки роста нефтедобычи.

В третьем параграфе рассмотрены современные методы и средства получения и хранения информационных массивов, используемых для диагностирования состояния продуктивных пластов при разработке нефтяных месторождений а также использование методов математического моделирования, программных средств расчета и визуализации при диагностической обработке и интерпретации промысловых данных. Одним из средств позволяющих обосновать эффективность проводимых мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта является использование цифровизации процессов происходящих в пласте. Реализацию расчетных методов, основанных на передовых научных изысканиях, предлагается проводить путем использования программных модулей, представленных в форме дополнительных программных патчей (program patch), а выбор параметров управления состоянием пластовой системы при разработке месторождения - с позиций структурной, функциональной и модельной диагностики.

Четвертый параграф посвящен методам диагностирования пластовой системы с помощью новых подходов к моделированию разработки месторождений и интерпретации промысловых данных с целью повышения нефтеотдачи.

Проведена оценка преимуществ и недостатков диагностики текущего состояния месторождения на основе глобализированного и зонального подхода при выборе стратегии разработки. Недостаточный интерес к методологии зонального воздействия на пласт, технические и социально-экономические трудности, связанные со сбором и хранением промысловых данных, использование глобализированного подхода при гидродинамическом моделировании пластовых процессов, охватывающем все месторождение в целом, сдерживают развитие и использование зональной цифровизации в нефтепромысловом деле. Разработка методологии зонального воздействия на пласт на основе создания новых и усовершенствования уже известных методов оценки и визуализации изменения фильтрационного состояния пластовой системы на выделенном участке месторождения, создание корпоративных банков данных о результативности методов зонального воздействия на пласт, наряду с общей системой сбора и систематизации достоверной промысловой информации, позволяют решить вышеприведенные проблемы.

Рассмотрены возможности мониторинга и детальной статистики процесса разработки месторождения с целью выявления критических состояний пластовой системы. Регулярный визуализированный анализ изменения гидродинамических и геомеханических характеристик содействует осуществлению контроля и управления процессом разработки нефтегазовых месторождений. Для решения поставленных задач также предлагается использование методов фрактального и мультифрактального анализа данных с использованием теории вейвлетов, элементов теории обработки сигналов и т.д. Таким образом, в первой главе предлагается рассматривать разработку новых методов диагностирования пластовой системы как составную часть решения общих задач повышения нефтедобычи на месторождениях. Этим осуществляется реальный выход к управлению пластовыми процессами, позволяющему достичь опережающего развития

всей отрасли, что является центральной стратегической задачей, стоящей перед SOCAR.

На основе проведенных исследований были сделаны следующие выводы:

– На пути научно обоснованного выбора наиболее эффективных технологий воздействия на пласты с целью повышения нефтеотдачи, возникает необходимость в решении задач по усовершенствованию диагностических методов и критериев оценки состояния пластовой системы и своевременности воздействия на пласт. При этом, одинаково важны как теоретические, так и практические аспекты этой задачи.

– Необходим поиск альтернативных путей повышения эффективности диагностических методов, позволяющих принимать решения по оптимизации работы системы скважин, отличной от традиционной оптимизации режима работы каждой скважины по отдельности.

– Новые методы диагностики должны органично вписываться в систему цифровизации технологических процессов, автоматизированного сбора, обработки и анализа данных и учитывать факт взаимовлияния работы скважин между собой. Это позволит проводить анализ синергетического взаимодействия пластовых процессов, обеспечивающих поведение гидро- и газодинамических фильтрационных потоков, как в дренируемой зоне скважин, так и в межскважинном пространстве продуктивного пласта.

– Востребованы методы диагностического анализа текущего состояния разработки и его соответствия законам самоорганизации пластовых процессов при планировании общей стратегии разработки месторождения. Наличие методов, позволяющих отбрасывать шумовые искажения в потоке информации и выделять закономерности внутреннего порядка в общем детерминированном хаосе пластовых процессов, позволяют управлять им, в то время как шумовой хаос становится неуправляемым.

– Снижение уровня неопределенности при выборе способа воздействия на пласт предоставляет возможность воздержаться от применения дорогостоящих и энергоемких технологий и использовать естественные энергетические способности продуктивного пласта. Повышение гибкости управления процессом разработки создает условия для формирования продуманной тактики и стратегии разработки месторождения.

– Так как продуктивный пласт является гетерофазной метастабильной самоорганизующейся системой, то высокий потенциал имеет комбинированное использование диагностических методов анализа, когда результаты одних исследований являются объектом исследования других методов. Такой подход позволяет более обоснованно выделять параметры управления процессом разработки².

Вторая глава посвящена разработке метода проведения экспресс-мониторинга текущего гидродинамического состояния продуктивных пластов нефтяных месторождений с учетом интерференции скважин при зональном воздействии с целью повышения нефтеотдачи³. Необходимо отметить, что разработанный подход оценки состояния пластовой системы имеет большие перспективы применения в условиях морских месторождений, так как построен на основе математической обработки стандартно замеряемых данных нормальной эксплуатации скважин и не требует специального оборудования или дополнительных замеров каких-либо показателей. Метод

² Сулейманов Б.А., Гусейнова Н.И. Прогнозирование нефтедобычи от планируемого мероприятия, с учетом интерференции скважин. // Proceedings 2014, №1

³ Гусейнова Н.И. Гидродинамический экспресс-мониторинг зонального воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений с учетом интерференции скважин. // Нефтегазовое дело, Уфа, 2017, т.15, №3, с. 41-47.

диагностики гидродинамического состояния пластовой системы на исследуемом участке продуктивного горизонта разработан на основе применения методов теории функций комплексного потенциала. Глава состоит из трех параграфов. В первом параграфе проведено обоснование выбранной теоретической базы, приводятся необходимые сведения из подземной гидродинамики, теории функций комплексного переменного, излагаются принципы и алгоритмы, положенные в основу гидродинамического экспресс-мониторинга зонального воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений с учетом интерференции скважин, полученные результаты обосновываются математическими выкладками. Результатом проведенных исследований являются формулы, позволяющие рассчитать для каждой ячейки сетки, наложенной на исследуемую зону месторождения, значения функций тока и потенциалов F_1 и F_2 , характеристической функции течения или комплексного потенциала F , модуля скорости фильтрации W , градиента функции $F(x,y)$. Нагнетательные скважины принимаются как источники (*дебит* < 0), а добывающие скважины – стоки (*дебит* > 0). Задача решается в декартовых (x_k, y_k) и полярных координатах (r, φ) :

$$z_k = x_k + i \cdot y_k = r_k \cdot e^{i \cdot \phi_k} \quad (1)$$

Выражение для комплексного потенциала имеет вид:

$$F = F_1 + i \cdot F_2 \quad (2)$$

В соответствии с принципом суперпозиции к одновременно работающим в пласте стокам и источникам :

$$F_1 = \sum_i \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J \frac{q_i}{2\pi} \ln(r_i(k,j)) \quad F_2 = \sum_i \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J \frac{q_i}{2\pi} \varphi_{i,k,j} \quad (3)$$

Модуль скорости фильтрации:

$$W = \left| \frac{dF}{dz} \right| = \sum_i \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J \frac{q_i}{\pi r_i(k,j)} \quad (4)$$

Градиент функции $F(x,y)$:

$$\text{grad}(F) = (dF(x,y)/dx) \cdot i_v + (dF(x,y)/dy) \cdot j_v \quad (5)$$

Где: z_k, x_k, y_k – соответственно комплексная и действительные координаты k -той скважины;

r_k, φ_k – соответственно расстояние от скважины до начала координат и полярный угол; $k = 1, \dots, n$ – количество скважин на рассматриваемом участке, i – мнимая единица, q_k, F_1, F_2 – соответственно, дебит k -той скважины, потенциал скорости фильтрации и расход жидкости на единицу сечения пласта (т.е. на 1м фильтра);

Вышеперечисленные гидродинамические характеристики определяются в соответствии с принципом суперпозиции к одновременно работающим в пласте стокам и источникам. В качестве исходных данных для проведения расчетов необходимы значения текущего дебита добывающих скважин и объема закачки нагнетательных скважин, координаты (x_i, y_i) каждой из n скважин, работающих на данном участке с рассматриваемого горизонта. Координаты скважины необходимы для определения расстояния между любой ячейкой сетки с индексом k, j до i -той скважины и полярного угла, определяющего положение радиус вектора по отношению к единичным базисным векторам i_v, j_v .

Основываясь на существовании интерференции между скважинами, которые приняты в качестве источников и стоков, разработана система методов диагностики текущего фильтрационного состояния продуктивного пласта на участке расположения скважин. С использованием цветовой шкалы проводится цифровая визуализация линий тока и эквипотенциалей, фильтрационной скорости пластового потока и их градиентные вектора, области изменения давления и другие характеристики пластовой системы. На рисунке 1 приведены результаты проведения визуализации распределения гидродинамических характеристик фильтрационного состояния

продуктивного пласта КС_в на опытном участке месторождения Пираллахи.

Положение этих геометрических объектов относительно друг друга, как на плоскости, так и в пространстве, позволяет выявить основные направления движения флюидов в продуктивном пласте, выделить активные и пассивные фильтрационные участки, обусловленные работой скважин в условиях интерференции и геолого-физическими свойствами пластовой системы.

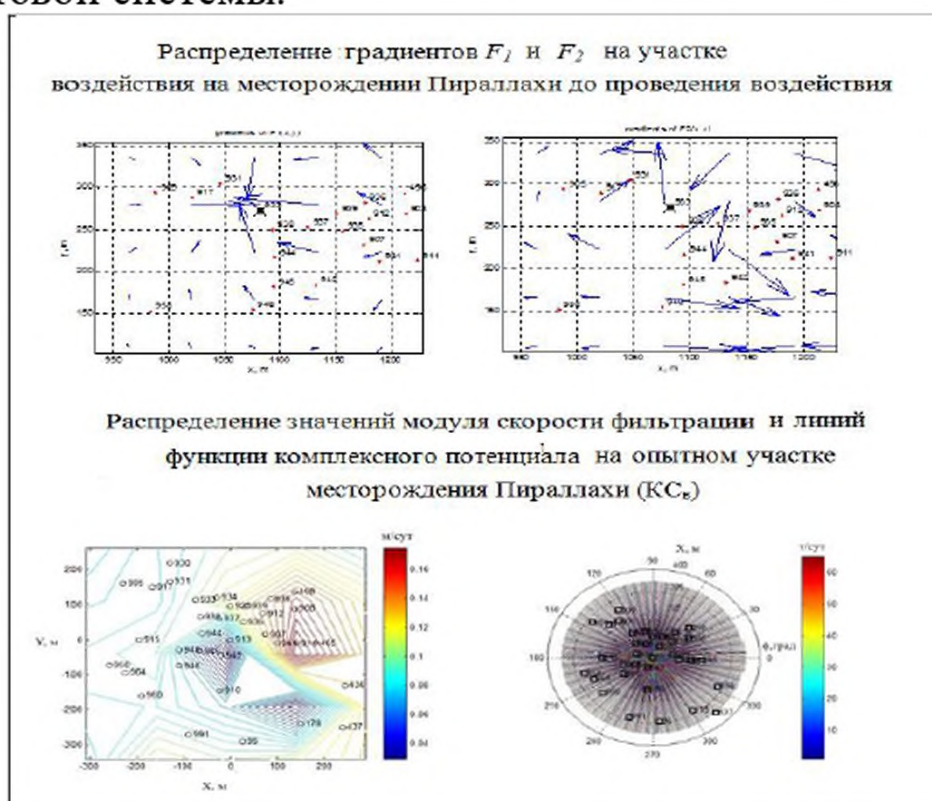


Рисунок 1. Распределение гидродинамических характеристик фильтрационного состояния продуктивного пласта КС_в на опытном участке месторождения Пираллахи.

При этом визуализация осуществляется непосредственно для зоны планируемого воздействия, без привлечения симуляционной гидродинамической модели всего месторождения в целом. Проведенные расчеты сопровождаются разъяснением способов интерпретации полученных результатов. Во втором и третьем параграфе даны сведения о ходе

исследовательских работ по выявлению достоверности полученных результатов. Предложенная методика предварительно апробирована в лабораторно-экспериментальных условиях при проведении анализа данных, полученных в ходе исследовательских работ по вытеснению нефти из пятиточечной модели пласта. Результаты апробации сравниваются с результатами предварительно проведенных расчетов. Достоверность результатов, полученных при диагностике пластовой системы с использованием предложенного подхода, подтверждена результатами трассерных исследований, проведенных на месторождении «Нефт Дашлары»⁴. Результаты исследований приведены в третьем параграфе. Апробация предложенного метода в ходе зонального воздействия на продуктивные пласты с целью повышения нефтеотдачи на таких месторождениях на суше и на море, как Балаханы-Сабунчу-Романы, Пирралахи, Нефтяные камни, Гюнешли (Азербайджан), «Жетыбай» (Казахстан) позволила разработать принципы и порядок интерпретации полученной расчетной и визуализационной информации⁵.

Использование разработанного метода анализа данных с учетом интерференции скважин рационализирует зональное воздействие на пласты, визуализируя отклик пластовой системы на планируемое мероприятие. Регулярный анализ динамики изменения вышеперечисленных фильтрационных характеристик, визуализированных с помощью предлагаемого метода,

⁴ Ибрагимов Х.М., Гусейнова Н.И., Гаджиев А.А. Разработка новых методов контроля над воздействием на продуктивные пласты на примере месторождения "Нефт Дашлары"//«Scientific Petroleum», 2021, с. 37- 42.

⁵ Suleimanov Baghir, Huseynova N.I., Rzayeva Sabina & Tulesheva Gulnar Results of Acidizing Injection Wells on the Zhetybai Field (Kazakhstan) //Journal: Petroleum Science and Technology Petroleum Science and Technology, Volume 36, 2018 - Issue 3 Pages 193-199.

содействует осуществлению контроля и управления процессом разработки нефтегазовых месторождений.

Результаты исследований привели к следующим выводам:

– Разработанная и апробированная методика проведения экспресс-мониторинга пластовой системы с учетом интерференции скважин может быть использована для диагностирования гидродинамического состояния продуктивных пластов нефтяных месторождений, находящихся на зрелой и поздней стадии развития, при зональном воздействии на пласт с целью повышения нефтеотдачи.

– Методика основана на применении методов теории комплексных потенциалов. Как до, так и после воздействия на пласт проводится расчет и визуализация распределения гидродинамических характеристик движения жидкости в породах продуктивного пласта - функции тока и потенциалов, и их градиентов, скорости фильтрации. Оценивается и сравнивается фильтрационная обстановка в пласте с системой взаимодействующих между собой скважин, работающих с данного горизонта.

– Метод включает в себя процедуру автоматизации расчета и визуализации основных характеристик распределения фильтрационного поля, реализованные в интерактивной среде программы "Matlab". Весь процесс анализа от сбора информации об участке до генерирования отчета с интерпретацией аналитических результатов длится 1-3 дня. Процедура расчета длится около 30 минут.

– Полученные результаты подтверждаются данными, полученными при лабораторно-экспериментальных исследованиях вытеснения нефти на физической модели пласта и промысловых условиях с проведением трассерных исследований, что подтверждено актом проведенных

испытаний⁶. Разовая экономия затрат на получение результатов, заменяющих проведение трассерных исследований, составила 62,9 тыс. манатов.

– Возможность оперативного проведения диагностического исследования текущего фильтрационного состояния пласта-коллектора, на основе обработки систематически замеряемых показателей продуктивности нагнетательных и добывающих скважин на выделенном участке месторождения подтверждена многолетней практикой использования данного метода на нефтяных месторождениях Азербайджана при зональном воздействии на продуктивные пласты с целью повышения нефтеотдачи.

Метод позволяет использовать более точную информацию для выбора лучшей схемы воздействия на пласт-коллектор и совершенствовать используемые методы воздействия на продуктивный пласт с целью повышения их нефтеотдачи.

Третья глава посвящена разработке метода оценки напряженно-деформируемого состояния (НДС) пласта градиента давления, необходимого для воздействия на пласт с целью регулирования его пропускной способности в условиях интерференции скважин.

Деформация околоствольной зоны эксплуатируемых скважин, в свою очередь, ведет к неоднородному перераспределению фильтрационно-емкостных свойств на отдельных участках месторождения. Соответственно, меняется качество и количество добываемой на скважинах продукции. Поэтому, в работе предлагается при проведении мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи пласта, проводить оценку воздействия на пласт, с учетом не только

⁶ Гасымлы А.М., Гусейнова Н.И., Мусаева Ш.Ф. Анализ распределения фильтрационного потока, созданного в физической модели пласта. / Ученые записки НПИ «Геотехнологические проблемы нефти и газа и химия», 2012, XIII том, с. 100-113.

фильтрационных, но и его геомеханических свойств, меняющихся при эксплуатации месторождения. Изменение НДС пласта, обусловленное перераспределением его фильтрационных характеристик, оценивается с учетом интерференции скважин на выделенном для воздействия участке⁷.

В третьей главе решается задача определения напряжения и пластового давления при фильтрации жидкости в возмущенной зоне вокруг цилиндрической выработки в среде, поведение которой имеет упругий и вязкоупругий характер. На основе этих исследований возможно проведение оценки распределения поля напряжений на исследуемом участке с учетом интерференции скважин. Для регулирования пропускной способности пласта в условиях интерференции скважин предложен метод оценки основанный на определении градиента давления, значение которого зависит от изменения компонент среднего нормального напряжения пород пласта, меняющихся с течением времени под воздействием фильтрационных процессов в пластовой среде. По значению градиента давления можно определить граничные значения давления, необходимого для оказания результативного воздействия на пласт. На основе предложенных алгоритмов проводится численное решение поставленных задач.

Глава состоит из шести параграфов. В первых двух параграфах приводятся постановка задачи, необходимые для ее решения сведения из теории сплошных сред и математические выкладки.

Решение задачи определения среднего нормального напряжения σ , возникающего в упругой возмущенной зоне вокруг ствола каждой скважины при фильтрации жидкости,

⁷ Гусейнова Н.И. Оценка градиента давления при воздействии на пласт с учетом влияния интерференции скважин на деформационные и фильтрационные процессы на выделенном участке месторождения.// SOCAR Proceedings No.1 (2017) 070-82.

состоит из двух этапов, так как представляется в виде суммы начального напряжения и напряжения, изменяющегося с течением времени:

$$\sigma = \sigma^H + \sigma^t \quad (6)$$

Где: индексы обозначают соответственно H – начальное; t – временное значение напряжения.

На первом этапе рассматривается задача определения напряжений в упругой среде, когда система «скважина-пласт» ведет себя как объемно-сжимаемое тело. В начальный момент упругого поведения среды выполняются следующие условия: $t=0$, $\Delta p = 0$, $\sigma^t = 0$. Определение текущего напряжения σ^t производится при фиксированном перепаде давлений $\Delta p = const$. При этом, на внутренней границе возмущенной зоны значение начального напряжения σ^H уравновешено гидростатическим давлением в стволе скважины, а на внешней – боковым горным давлением пласта:

$$\sigma_{rr}^H = \begin{cases} -j_{\text{ж}} h, & r = r_0 \\ -j_{\text{п}} \xi h, & r = r_1 \end{cases} \quad (7)$$

Где:

$j_{\text{ж}}$, $j_{\text{п}}$ – соответственно, плотность жидкости и горных пород, кг/м^3 ;

$h = h_2 - h_1$ - мощность пласта;

h_1 , h_2 – соответственно глубина кровли и подошвы продуктивного горизонта, м;

H – вертикальная глубина скважины;

$P_{\text{г}}$ – гидростатическое давление в скважине, Па;

$P_{\text{б}}$ – боковое горное давление, Па;

Под действием постоянных внешних сил, радиальная составляющая текущего напряжения σ^t обращается в нуль на границах возмущенной зоны:

$$\sigma_{rr}^t = \begin{cases} 0, & r = r_0 \\ 0, & r = r_1 \end{cases} \quad (8)$$

В результате нарушения исходного напряженного состояния в возмущенной зоне пласта, среда подвергается деформации, радиус возмущенной зоны получает приращение u ($u > 0$). Компоненты деформации ε_{rr} и $\varepsilon_{\varphi\varphi}$ выражаются через u следующим образом:

$$\varepsilon_{rr} = \frac{\partial u}{\partial r} \text{ и } \varepsilon_{\varphi\varphi} = \frac{u}{r} . \quad (9)$$

Где:

ε - деформация;

ε_{xy} - компонента тензора деформаций;

σ_{xy} - компонента тензора напряжений, Па;

u – вектор перемещения, приращение радиуса r при деформации среды в возмущенной зоне, м;

Из обратной формы обобщенного закона Гука известно, что при осесимметрической постановке и выполнении условия $\varepsilon_{zz} = 0$ начальное напряженное состояние описывается следующим образом:

$$\begin{cases} \sigma_{rr}^H = \frac{2G}{1-2\mu} \left[(1-\mu) \frac{\partial u}{\partial r} + \mu \frac{u}{r} \right] \\ \sigma_{\varphi\varphi}^H = \frac{2G}{1-2\mu} \left[\mu \frac{\partial u}{\partial r} + (1-\mu) \frac{u}{r} \right] \\ \sigma_{zz}^H = \frac{2G}{1-2\mu} \left[\frac{\partial u}{\partial r} + \frac{u}{r} \right] \end{cases} . \quad (10)$$

Где:

μ – коэффициент Пуассона;

G – модуль сдвига в скелете горной породы, Па;

Для деформаций, обусловленных фильтрационными процессами, используются общие формы связи между напряжениями σ и деформациями ε , установленными для двухфазной среды:

$$\begin{cases} \sigma_{rr}^t = \frac{2G}{1-2\mu} \left[(1-\mu) \frac{\partial u}{\partial r} + \mu \frac{u}{r} \right] - k\Delta p \\ \sigma_{\varphi\varphi}^t = \frac{2G}{1-2\mu} \left[\mu \frac{\partial u}{\partial r} + (1-\mu) \frac{u}{r} \right] - k\Delta p \\ \sigma_{zz}^t = \frac{2G}{1-2\mu} \left[\frac{\partial u}{\partial r} + \frac{u}{r} \right] - k\Delta p \end{cases} \quad (11)$$

Где:

$k = \frac{k_{\phi} \alpha_{\kappa} \beta}{3\gamma_{\beta}} B$ - коэффициент деформации, вызванной

фильтрационными процессами в породах, с^{-1} ;

κ_{ϕ} - коэффициент фильтрации, м/с ;

$\alpha_{\text{п}}, \alpha_{\text{ж}}$ - соответственно модуль объемного сжатия породы и насыщающей ее жидкости;

Δp - перепад давления между пластом и скважиной,

Общее решение системы (11) находим, используя уравнение равновесия:

$$\frac{\partial \sigma_{rr}}{\partial r} + \frac{\sigma_{rr} - \sigma_{\varphi\varphi}}{r} = 0 \quad (12)$$

Граничные и начальные условия и принцип суперпозиции позволяют получить зависимость компонент напряжения от характеристик среды:

$$\begin{cases} \sigma_{rr} = A_1 + \frac{(2\mu-1)}{1-\mu} C_1 \\ \sigma_{\varphi\varphi} = A_2 - \frac{(2\mu-1)}{1-\mu} C_2 \\ \sigma_{zz} = A_3 + \frac{(2\mu-1)C_3}{1-\mu} + \frac{\mu}{1-\mu} \Delta p k \end{cases} \quad (13)$$

Где:

ξ – коэффициент бокового распора;

$A_1, A_2, A_3, C_1, C_2, C_3$ – коэффициенты, зависящие от реофизических показателей пластовой системы; Па

Также рассматривается случай, когда поведение рассматриваемой среды носит вязкоупругий характер. Активная возмущенная зона вокруг ствола скважины способна расширяться в боковых направлениях. Напряжения и деформации в этом случае зависят от времени. В контактной зоне, на границе возмущенной и нетронутой зон, напряжения имеют релаксационный характер. Для описания такой среды использована модель Максвелла (Maxwell).

На основании вязкоупругой аналогии Алфрея, к полученным выражениям компонент среднего нормального напряжения применяется одностороннее преобразование Лапласа:

$$\begin{cases} \sigma_{rr}^{e,y}(S) = (\sigma_{rr}) / S \\ \sigma_{\theta\theta}^{e,y} = (\sigma_{\theta\theta}) / S \\ \sigma_{zz}^{e,y} = (\sigma_{zz}) / S \end{cases} \quad (14)$$

Где:

S - переменное преобразование;

в.у. – поведение среды описывается вязкоупругой моделью;

Решение для вязкоупругой среды можно получить в результате обратного преобразования выражений $\sigma_{rr}^{e,y}(S), \sigma_{\theta\theta}^{e,y}(S), \sigma_{zz}^{e,y}(S)$, предварительно заменив постоянные упругости в уравнениях системы (13) операторами вязкоупругости.

В результате проведенных исследований получено аналитическое выражение, отражающее изменение значений напряжения вокруг ствола скважины в горизонте, где преобладают пески, песчаники, базальты, то есть породы, поведение которых описывается с помощью упругой модели:

$$\sigma = \frac{A_1 + A_2 + A_3}{3} + \frac{(2\mu - 1)}{3(1 - \mu)} (C_1 - C_2 + C_3) + \frac{\mu}{3(1 - \mu)} \Delta p k \quad (15)$$

В качестве исходных данных при расчете напряжений используются значения физико-механических и реофизических показателей, характеризующих систему «скважина-пласт».

Также получено аналитическое выражение для расчета значений напряжения в возмущенной зоне вокруг ствола скважины, в которой преобладают породы с содержанием глины, а также соленосные отложения и гипс, поведение которых описывается с помощью вязкоупругой модели:

$$\sigma_{\epsilon, j}(t) = \frac{(A_1 + A_2 + A_3)}{3} + \frac{(2\mu - 1)}{3(1 - \mu)} (C_1 - C_2 + C_3) e^{-\theta t} + \frac{(1 - \mu)^2}{\mu^2} \Delta p k \left[\frac{(2\mu - 1)}{G(1 + \mu)} \eta (e^{-\theta t} - 1) + 1 \right] \quad (16)$$

Используя полученные выражения, определяется изменение значений напряжения вокруг ствола скважины в зоне депрессии скважин, в зависимости от изменяющихся с течением времени физико-механических и реофизических показателей, характеризующих систему «скважина-пласт». При расчете учитывается, что деформационные процессы вокруг скважина имеют место с начала бурения и продолжаются до текущей даты периода эксплуатации скважины. Для учета фактора ползучести пород, было применено преобразование Лапласа. Решение для вязкоупругой среды получено в результате обратного преобразования выражений, полученных для определения значений компонентных составляющих напряжения, предварительно заменив постоянные упругости операторами вязкоупругости. Для определения динамики изменения компонент напряжения в среде, поведение которой имеет вязкоупругий характер, также была использована теорема разложения. В соответствии с таблицей оригиналов и изображений функций проведен переход от изображений к оригиналам.

Также в работе выведена зависимость, отражающая изменение пластового давления P в зоне депрессии скважины с течением времени для случая фильтрации жидкости в

деформируемой пористой среде. Выражение, используемое для определения изменения давления, содержит в себе коэффициенты разложения $T_{m,n}(t)$, цилиндрические функции Бесселя мнимого аргумента $I_0(\mu_m, r), K_0(\mu_n, r_0)$, нули функции Бесселя $K_0(\mu r)$ μ_m , значение которых, в свою очередь, определяются с использованием данных, характеризующих систему «скважина-пласт». Среди них давление в пласте, существующее до приложения деформационных нагрузок на породу p_0 , текущее пластовое давление на внутренней и внешней границе возмущенной зоны p_1, p_2 , коэффициент порового давления β , коэффициент, характеризующий объемные свойства породы, насыщенной жидкостью B , пористость породы m , объемный вес воды $\alpha_{\text{п}}$, координаты скважины в цилиндрической системе (r, φ, z) , общее количество добывающих и нагнетательных скважин $(i=1, \dots, n)$ на рассматриваемом участке, константы, характеризующие ползучесть среды λ, a . Также при расчете компонент среднего нормального напряжения вокруг скважины учитываются данные, характеризующие профиль и траекторию скважины, такие как отклонение скважины от вертикали l , угол отклонения скважины от вертикали α , коэффициенты, зависящие от значений зенитного угла, азимута и угла поворота радиуса скважины $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4, \alpha_5$, длина фильтра скважины d , глубина скважины по стволу и по вертикали,.

Также предложена формула определения градиента разрыва пород, значение которого зависит как от значений компонент среднего нормального напряжения, так и прочности пород на разрыв в окрестности рассматриваемой скважины T_j и количества нагнетательных s и добывающих скважин $n - s$ на рассматриваемом участке:

$$F_j = 3\sigma_{j\pi} - \sigma_{j\varphi\varphi} \cos(\alpha) + \sigma_{jz} \sin(\alpha) + T_j + P_j \quad (17)$$

Где:

$j = 1 \dots s$ — номер нагнетательной скважины по порядку ввода данных;
 F_j — градиент разрыва пород вокруг j -той скважины, Па;
 T_j — прочность пород на разрыв в окрестности j -той скважины, Па;
 s — количество нагнетательных скважин ($j = 1, \dots, s$).
 Градиент давления, необходимого для разрыва пород, определяется как отношение давления разрыва пород к глубине залегания пласта.
 Методы оценки распределения поля напряжений на исследуемом участке с учетом интерференции скважин и определения градиента давления, необходимого для оказания результирующего воздействия на пласт предложены в четвертом и пятом параграфах.
 В шестом параграфе приведены результаты численной реализации разработанных методов на примере данных месторождения Тюнэши. С помощью методики расчета изменения напряжений и перепала пластового давления для одного из блоков месторождения, где ранее никогда не проводилась закачка воды в пласт, была сделана предварительная количественная оценка ожидаемой нефтедобычи на период планируемого к проведению в будущем нагнетательного воздействия. Проведена оценка градиента давления, необходимого для оказания воздействия на пласт с целью регулирования его проницаемой способности. Диагностика текущего состояния пластовой системы на основе учета перераспределения характеристик фильтрационного поля, обусловленного изменением НДС пласта с учетом интерференции скважин, работающих на выделенном для воздействия участке, позволяет обосновать мероприятия по воздействию на пласт, направленные на повышение нефтеотдачи. При проведенных исследованиях получены следующие результаты:

– Регулирование пропускной способности пласта предлагается проводить на основе метода оценки градиента давления, необходимого для оказания воздействия на пласт.

– Разработан алгоритм и программный модуль расчета напряжения и давления в пластовой системе с учетом интерференции скважин, действующих на выбранном участке месторождения, реализованные в интерактивной среде программы "Matlab".

– Изменение напряженно-деформированного состояния в системе «скважина - пласт» оценивается с помощью расчета средних нормальных напряжений, как для упругой, так и для вязко-упругой среды.

Диагностирование текущего состояния пластовой системы на основе учета перераспределения характеристик фильтрационного поля, обусловленного изменением НДС пласта с учетом интерференции скважин, работающих на выделенном для воздействия участке, позволяет обосновать мероприятия по воздействию на пласт, направленные на повышение нефтеотдачи.

Четвертая глава посвящена разработке технологии использования данных о содержании пластового углекислого газа в составе растворенного в добываемой продукции газа для диагностирования состояния пластовой системы и решения задач, связанных с повышением нефтеотдачи пласта, реализованные в интерактивной среде программы "Matlab". Для диагностики состояния пластовой системы предлагается использовать сведения о составе продукции добывающих скважин. Для этого требуется проведение исследования связей между внешне малозаметными изменениями в диапазоне малых порядков микро- и явно заметными макро-характеристиками пластовой системы. К макро- характеристикам состояния пластовой системы относится изменение пластового давления, температуры и некоторых объемных характеристик пластовой среды.

К микро- характеристикам относится перераспределение химического равновесия между компонентами пластовой жидкости, которое обуславливает массообменные и фазовые переходы между жидкостью и газом.

Глава состоит из семи параграфов. В первых двух параграфах главы приведены постановка задачи и необходимые сведения о свойствах пластового углекислого газа и обоснован выбор теоретической базы для решения поставленной задачи. В третьем параграфе изложены результаты анализа нефтепромысловой информации с целью выявления закономерностей в процессе образования и изменения концентрации CO_2 в пласте. Обоснована необходимость общей системы анализа показателей разработки для контроля и управления образованием CO_2 в пласте. В четвертом параграфе рассматривается связь между химическими свойствами пластовой воды и изменением концентрации CO_2 , образующегося в нефтесодержащих пластах. На примере показателей разработки на месторождении Гюнешли выявлены закономерности образования и изменения концентрации CO_2 в пласте, связь между минерализацией пластовой воды и показателями разработки. В пятом параграфе представлены результаты исследования взаимосвязи между изменением pH пластовой воды и образованием углекислого газа в пласте. Результаты экспериментальных исследований изменения концентрации CO_2 путем использования физико-химических способов воздействия пласт представлены в шестом параграфе. В седьмом параграфе представлены результаты разработки метода проведения мониторинга фазовой проницаемости продуктивного пласта по динамике изменения концентрации CO_2 в продукции скважин. Для диагностики состояния продуктивных пластов и анализа показателей разработки на ограниченном участке нефтяного месторождения разрабатываются и применяются различные методы, основанные на определении параметров системы "скважина-пласт" по фиксированным входным и выходным сигналам. В

условиях упругого режима, после пуска и остановки скважины, в окрестности забоя скважин исследуемого участка некоторое время протекают процессы перераспределения давления. Изменение забойного и пластового давления приводит к сдвигу химических равновесий в пластовой жидкости, которые обуславливают фазовые переходы между жидкостью и газом. При этом меняется количественный и качественный состав пластовой жидкости и растворенного в ней газа, зависящий также и от литологического состава пород которые они насыщают.

Изменение физико-механических параметров пластовой системы напрямую зависит от процессов, протекающих в пласте. Среди них - химические реакции, которые практически мгновенно реагируют на изменение пластового равновесия. Время, которое уходит на изменение физико-механических параметров пластовой системы зачастую намного больше времени прохождения химических реакций между элементами, составляющими пластовые породы и флюиды. Поэтому, результаты замера концентрации каких-либо продуктов химических реакций, происходящих как в околостволевой зоне пласта, так и в стволе скважины, например, углекислого газа (CO_2), позволяют по построенным кривым изменения концентрации оценить состояние пластовой зоны.

Замеры концентрации CO_2 в составе растворенного газа и концентрации ионов угольной кислоты в пластовой воде на устье скважины можно использовать в качестве своеобразного индикатора, реагирующего как на изменение давления на забое и в призабойной части пласта, так и на состояние проницаемости в зоне дренирования скважины (скин-фактор).

Этот вывод был сделан на основе выявленных закономерностей между образованием и изменением концентрации CO_2 в пласте и изменениями параметров,

характеризующих систему "скважина-пласт", наличия между ними значимых корреляционных связей⁸.

Проведенные исследования позволили разработать методику количественной оценки значений забойного и пластового давления без использования специального оборудования, спускаемого в скважину для измерения этих параметров. Интерпретация кривых, построенных по измеренным значениям концентрации CO_2 и расчетных значений их производных по логарифму времени сходна с процедурой интерпретации кривых падения и восстановления давления (КПД и КВД соответственно).

График логарифмической производной от дискретных значений концентрации CO_2 измеренных в определенные моменты времени, можно получить с помощью расчета конечных разностей и применения методов численного дифференцирования. С помощью программы "Matlab" проведено численное моделирование предложенной процедуры.

Анализ данных в предложенной постановке задачи - это анализ реакции концентрации CO_2 в составе растворенного газа на изменение забойного давления, и посредством этого, на изменение дебита продукции на забое скважины. При этом учитывается влияние объема ствола скважины, которое зависит как от объема флюида в стволе, так и от давления на забое. Влияние объема ствола скважины различно для фонтанных скважин и скважин с насосной добычей. При проведенных исследованиях получены следующие результаты:

– Высокая концентрация углекислого газа характерна для многих месторождений Азербайджана. В продуктивных горизонтах месторождения Гюнешли наблюдается постепенное увеличение концентрации углекислого газа в растворенном газе. На месторождении Нефт Дашлары, на некоторых горизонтах в

⁸ Гусейнова Н.И. Анализ возможности управления концентрацией углекислого газа в пласте. // АНХ, 2007, №2, с. 26-30.

пластовой воде возросло количество ионов угольной кислоты. По всем месторождениям Апшерона отмечена закономерность изменения химического состава пластовой воды, а именно, увеличение концентрации ионов угольной кислоты HCO_3^- .

– Пределы изменения концентрации CO_2 в составе растворенного газа различны для разных продуктивных горизонтов. Количество ионов угольной кислоты в пластовой воде также увеличивается с течением времени.

– Химические процессы, в результате взаимодействия которых происходит изменение состава пластовых флюидов в пласте, в том числе, образование CO_2 происходят за время порядка нескольких суток. Поэтому, содержание CO_2 в продукции скважин можно использовать как диагностический индикатор изменения состояния пластовой системы.

– На месторождении Гюнешли и Нефт Дашлары между концентрацией CO_2 и содержанием метана (CH_4) и его гомологов в составе растворенного газа есть обратная корреляционная связь. Образованию CO_2 в пласте способствует окисление нафтенных кислот. Концентрация CO_2 в составе растворенного газа не является величиной постоянной для данной скважины и изменяется в широких пределах.

– Выявлена периодичность корреляционной связи между изменением значений концентрации CO_2 и временем между замерами. В призабойной зоне скважины происходит постепенное накопление углекислого газа, которое достигает некоторого критического значения за некоторый промежуток времени (от 1.5 - 3 месяца). Значение критической концентрации зависит от физико-механических, химических, деформационных и тепловых свойств пласта в призабойной зоне скважины. В связи с тем, что эти свойства меняются с течением времени и различны для разных скважин, значение критической концентрации CO_2 в различные периоды времени также будет различным.

– CO_2 мигрирует по пласту с различной скоростью продвижения. Скорость истечения углекислоты с удельным

весом 1,52 почти в 8 раз меньше скорости истечения углеводородной части газа с удельным весом 0,580. Следовательно, содержание CO_2 в пластовом газе возрастает.

- Увеличение концентрации CO_2 в составе растворенного газа связано с уменьшением пластового давления в продуктивном горизонте.

- Установлена корреляционная связь между концентрацией CO_2 и местоположением водонефтяного контакта.

- Между значениями дебита воды и концентрацией CO_2 есть значимая корреляционная связь.

- На многих месторождениях Азербайджана температура и давление в пластовых условиях выше критических значений для CO_2 . Следовательно, в пласте он находится в сверхкритических условиях. Поэтому он практически полностью растворяется в воде. В пластовой воде CO_2 может находиться в различной форме: в виде свободной углекислоты H_2CO_3 и в виде ионов HCO_3^- , CO_3^{2-} .

- Концентрация ионов в пластовой воде зависит от солености (ионной силы) и щелочности воды (pH).

- Между содержанием первого иона угольной кислоты HCO_3^- обнаружено наличие прямой взаимосвязи с ионной силой воды, содержанием ионов CO_3^{2-} , солей нафтеновых кислот, Na^+ , K^+ . Из характеристик Пальмера прямая связь наблюдается с первичной щелочностью. Обратная взаимосвязь наблюдается между содержанием первого иона угольной кислоты HCO_3^- и содержанием ионов Ca^{+2} и Mg^{+2} и остальными характеристиками Пальмера – первичной и вторичной соленостью, вторичной щелочностью.

- Между содержанием второго иона угольной кислоты CO_3^{2-} обнаружено наличие прямой взаимосвязи с содержанием ионов HCO_3^- , солей нафтеновых кислот. Из характеристик Пальмера прямая связь наблюдается с первичной щелочностью. Обратная взаимосвязь наблюдается с содержанием ионов Ca^{+2} и Mg^{+2} и остальными характеристиками Пальмера – первичной и

вторичной соленостью, вторичной щелочностью. Наличие этих связей может быть использовано при разработке методов воздействия на пласт.

– На основе применения теории ионного равновесия Дебая-Хюккеля к результатам химического анализа пластовой воды разработана расчетная процедура определения процентного содержания различных форм CO_2 как в пластовых, так и в стандартных условиях.

– Разработаны методические основы расчета pH пластовой воды, как в пластовых, так и в стандартных условиях на основе результатов исследования связи между концентрацией CO_2 в растворенном газе и pH пластовой воды, ее ионной силой и содержанием в ней гидрокарбонат-ионов.

Содержание углекислого газа в пластовой воде взаимосвязано с концентрацией ионов Ca^{+2} . По результатам расчета количества свободной углекислоты и концентрации ионов кальция в пластовой воде определяется значение концентрации углекислоты, при которой происходит растворение карбонатных пород⁹.

Пятая глава состоит из четырех параграфов. В первом параграфе рассматривается задача разработки метода оценки временных границ стадийной эволюции месторождения на основе адаптированного для временных рядов алгоритма расчета информационных показателей. Разрабатываемый метод определения состояния пластовой системы продуктивного пласта основан на расчете энтропий Фишера, Шеннона и других информационных показателей для временных рядов, составленных по объемам добываемой и закачиваемой

⁹ Гусейнова Н.И. Изменение концентрации CO_2 в нефтесодержащих пластах и влияние этого фактора на показатели разработки месторождения. // АНХ, 2006, №12

продукции¹⁰. По их динамике проводится ранняя диагностика временных границ стадийной эволюции месторождения и его отдельных зон, оценка соответствия состояния нефтедобычи планируемым воздействиям на пласт. Задача решается на примере промысловых данных нефтяного месторождения Фортис (Fortis) за 27 лет ($n=324$).

В параграфе изложена постановка задачи а также необходимые сведения из теории информации и математические выкладки. Во втором параграфе проводится разработка алгоритма решения поставленной задачи на примере реальных данных. Стандартной процедурой проверки определяется распределение заданных временных рядов. Значения в представленных рядах являются дискретным представлением сигнала непрерывной природы и имеют разную вероятность появления, что существенно влияет на оценку энтропии. Поэтому, для расчетов используются формулы с функцией распределения плотности вероятности. Для каждого из временных рядов выполняются следующие расчеты:

После нормирования, в результате которого для каждого временного ряда получена функция распределения F , проводится полиномиальная аппроксимация распределения во времени. Для каждого временного ряда рассчитываются математическое ожидание и дисперсия. Далее, по соответствующим формулам, для каждого временного ряда определяются информационные характеристики по Фишеру FIM и Шеннону H , мощность энтропии N и количество информации по Фишеру I_f и Шеннону I_{sh} , Скорость изменения энтропии соответственно по Фишеру и Шеннону DI_f , DI_{sh} . Для получения соответствующих результатов предварительно проводится

¹⁰ Сулейманов Б.А. Гусейнова Н.И. Анализ состояния разработки месторождения на основе информационных показателей Фишера и Шеннона.// «Автоматика и телемеханика», 2019, No. 5, pp. 118-185.

расчет таких показателей как функция вклада выборки U_i , функция логарифмического правдоподобия L , соответственно в случаях непрерывной генеральной совокупности с функцией плотности распределения $f_X(x, \theta)$ и дискретной генеральной совокупности с распределением вероятностей $P(x, \theta)$ ($\sum_x P(x, \theta) = 1$). Для каждого распределения F определяется параметр распределения $\theta = (\theta_1, \dots, \theta_k) \in \Theta$ - случайной действительной величины X . В качестве параметра θ может быть рассмотрена любая числовая характеристика этой случайной величины (математическое ожидание α , дисперсия σ и т.п.) или любая константа, явным образом входящая в выражение распределения. Определение вышеперечисленных функций проводится с учетом времени. Для учета фактора времени предлагается использовать полиномиальную зависимость. Степень полинома m выбирается так, чтобы зависимость $p(t)$ описывала $x(t)$ с наименьшей погрешностью. Скорость изменения энтропии соответственно по Фишеру и Шеннону DI_f , DI_{sh} используется для анализа неоднородности распределения информации временного ряда и определяется как отношение приращения энтропии к приращению времени. По полученным данным строится план Фишера-Шеннона. На основе приведенных ниже принципов, справедливых для любого временного ряда, проводится интерпретация полученных результатов:

а. Если, $H=0$ и $FIM=0$, то состояние пластовой системы месторождения не меняется. Чем меньше неопределенностей в рассматриваемой системе, тем меньше состояний она способна реализовать (H убывает). Чем больше неопределенности в системе, тем больше состояний она способна реализовать (H возрастает). Максимально возможное значение энтропия принимает в случае, когда все возможные состояния равновероятны.

б. *FIM* характеризует изменение дисперсии функции вклада выборки временного ряда, поэтому интерпретируется как мера неопределенности отклонения значений ряда от среднего на каждой новой стадии развития месторождения. Наличие экстремумов функции разной амплитуды (скачков), последовательно следующих друг за другом позволяет распознать условия для возможного перехода пластовой системы к следующей стадии развития.

с. План Фишера-Шеннона показывает, как изменение внутреннего состояния системы, проявляющееся в количественном изменении показателей, характеризует условия перехода системы от одной стадии развития к другой. Данная зависимость имеет ступенчатый характер. Каждая ступень соответствует периоду действия стадии развития системы.

д. Наличие экстремумов в зависимости I_f (I_{sh}), интерпретируется как наступление предпереходного состояния, ведущего к смене стадии разработки месторождения. Причем начало этого периода совпадает по времени с изменением DI_f . Большое значение имеет знак, величина и характер изменения DI_f и DI_{sh} , по которым можно судить о темпах, фазе и направлении эволюции пластовой системы в текущий момент. Если значения, принимаемые этими функциями, увеличиваются с течением времени, то система стремится к своему наиболее вероятному состоянию с увеличением энтропии – в пласте происходят релаксационные процессы. Если же значения DI_f и DI_{sh} уменьшаются, то система входит в фазу самоорганизации, в ней возникает и развивается некая новая упорядоченность. Если же DI_f и DI_{sh} не изменяются во времени, то система находится в фазе застоя.

е. Более детальный анализ предпереходного периода стадии разработки позволяет использование полулогарифмических координат. При таком графическом представлении временного ряда, выделяются малейшие изменения в режиме поступления информации и выявляются закономерности, которые не позволяет обнаружить декартова система координат. Так,

динамика $I_f(T)$, представленная в полулогарифмических координатах, позволяет не только распознать переход к новой стадии непосредственно по данным разработки, но и выделить предпереходные периоды. Динамика $I_{sh}(T)$ в полулогарифмических координатах, показывает, что все значения делятся на 4 группы, каждая из которых характеризует состояние системы и имеет свою закономерную частоту появления. Наиболее часто встречаются значения верхней амплитуды. Это позволяет прогнозировать динамику неопределенности системы и выявить, какие состояния она способна реализовать. Графические зависимости $I_f(T)$ от $I_{sh}(T)$ в полулогарифмических координатах показывают, насколько состояние системы соответствует той или иной стадии. Массовое скопление точек выделяет временные участки, когда состояние пластовой системы меняется в рамках одной стадии. Опираясь на результаты расчета, проведенного по накопленной истории разработки месторождения, выделяются временные границы пройденных стадий разработки месторождения. По изменению функции $U(x, \theta)$ выбирается временной период, для более детального анализа состояния разработки месторождения. Это позволяет уточнить сложившуюся в пласте ситуацию с целью принятия решений для воздействия на пласт, актуального именно для рассматриваемого периода времени и состояния пластовой системы. Весь временной период разделяется на локальные временные участки, для которых повторно проводятся расчеты вышеперечисленных информационных характеристик.

Анализ полученных результатов показал, что эксплуатация месторождения без учета динамики информационных показателей приводит к снижению добычи нефти, увеличению обводненности продукции, нерациональному режиму воздействия на пласт. При проведенных исследованиях получены следующие результаты:

– Предложен метод анализа состояния разработки месторождений, основанный на расчете энтропии Фишера и

Шеннона и других информационных показателей для временных рядов, составленных по данным об объемах добываемой и закачиваемой продукции.

– Совместный анализ динамики информационных показателей, рассчитанных по данным временных рядов значений дебита нефти, воды и объема закачиваемой воды позволяет произвести раннее диагностирование временных границ стадийной эволюции как месторождения в целом, так его отдельных зон, оценить соответствие воздействия на пласт с состоянием разработки месторождения. При анализе не требуются сведения об изменении физико-механических и литологических свойств пород и насыщающих их флюидов¹¹.

– Анализ разработки месторождения Фортис с использованием предложенного информационного метода показал, что эксплуатация месторождения без учета динамики информационных показателей приводит к снижению добычи нефти, увеличению обводненности продукции и нерациональному режиму воздействия на пласт.

Второй параграф посвящен диагностике пластовой системы с использованием методов анализа фрактальных размерностей¹². Для повышения точности и оперативности проведения расчетов используются методы теории вейвлет преобразований.

Технологии вейвлет-преобразований используются при расчете фрактальных размерностей для определения

¹¹ Suleimanov Baghir, Huseynova N.İ., Rzayeva Sabina & Tulesheva Gulnar Results of Acidizing Injection Wells on the Zhetybai Field (Kazakhstan) // Journal: Petroleum Science and Technology Petroleum Science and Technology, Volume 36, 2018 - Issue 3 Pages 193-199.

¹² Сулейманов Б.А., Дышин О.А., Гусейнова Н.И. Определение фрактальной размерности фронта вытеснения нефти водой на основе данных нормальной эксплуатации скважин. // «Нефтяное хозяйство», 2011, №12, с.111-114.

критического состояния пластовой системы¹³. Предлагается методика исследования процесса выработки запасов нефти из залежи методами компьютеризированного расчета и количественной визуализации фрактальных характеристик дренируемых запасов месторождения и его отдельных участков роста нефтедобычи. Глава состоит из четырех подпараграфов. В первых двух подпараграфах приводятся постановка задачи, необходимые для ее решения сведения из теории фрактальных размерностей и вейвлетов и математические выкладки. Третий параграф посвящен выделению пространственно-временной структуры в динамике пластовых процессов путем расчета показателей фрактальных размерностей, характеризующих разработку месторождения. Монофрактальные размерности Хаусдорфа-Безиковича были получены box-методом, а обобщенные фрактальные размерности Реньи - на основе применения метода мультифрактального флуктуационного анализа. Для проведения расчетов фрактальных характеристик с целью выявления пространственной структуры фронта водонефтяного контакта предложен новый метод масштабирования пластовой системы продуктивного горизонта, который может быть применен как в целом к продуктивному горизонту, так и к определенной зоне продуктивного пласта. Метод разработан на основе применения метода вейвлет преобразования. При выделении пространственной структуры фронта водонефтяного контакта используется монофрактальный подход. Представление фронта водонефтяного контакта в разных масштабах позволяет провести процедуру выделения его

¹³ Гусейнова Н.И. Диагностика пластовой системы методами фрактального анализа с использованием теории вейвлетов // Сборник статей по материалам международной научно-практической конференции «Технологические инновации в современном мире» (28 ноября 2019 г., г. Уфа). В 3 частях. Ч.1, Уфа: Изд. НИЦ Вестник науки, 2019, С.157-164.

характеристических особенностей на текущий момент времени¹⁴.

Предложенная схема оценки процесса разработки, состоит из следующих основных этапов:

- Алгоритмизируется расчет мультифрактальной размерности временных рядов дебитов нефти, воды и объема закачиваемого агента.

- Выделяются характеристические особенности распределения во времени полученных мультифрактальных размерностей.

- В соответствии с предложенной методикой проводится интерпретация полученных результатов для диагностической оценки состояния пласта, что позволяет вносить изменения в стратегию и тактику проведения разработки месторождения на основе текущей диагностики пластовой системы.

Решение задачи контроля и управления за продвижением фронта закачиваемой воды на основе определения монофрактальной размерности фронта вытеснения нефти водой или другими агентами, состоит из следующих основных этапов:

- На основе алгоритма расчета и визуализации гидродинамических показателей, проводится разработка геометрической схемы и алгоритма получения визуального изображения фронта продвижения закачиваемой воды, на выделенном для воздействия участке продуктивного горизонта с целью осуществления последующей автоматизации расчетов и процесса визуализации.

- Разрабатывается схема проведения масштабирования исследуемой зоны продуктивного пласта, позволяющая

¹⁴ Suleimanov Baghir, Huseynova N.I. Analyzing the State of Oil Field Development Based on the Fisher and Shannon Information Measures.//ISSN 0005-1170. Automation and Remote Control, 2019. Vol. SO. No. 5, pp. 882-896. © Pleiades Publishing. Ltd.. 2019.

На основе проведенных исследований показано, что путем определения фактальных характеристик фронта вытеснения распространяюще-временное положение фронта вытеснения нефти по отношению к добывающим скважинам. Для этого предложен новый метод определения расстояния между

Обоснование достоверности полученных результатов проводится на основании определения корреляционной связи между расчетными временными рядами мультифрактальной размерности, значениями монофрактальной размерности положения фронта вытеснения при различных масштабах и фактическими временными рядами дебитов нефти, воды и объема закачиваемого агента на примере реальных данных.

В соответствии с предложенной методикой обработки данных выделяются характерные особенности фронта, представляемого в разных масштабах. Проводится интерпретация полученных результатов для диагностической оценки состояния пласта, позволяющая прогнозировать участки зарождения языков обводнения, контролировать равномерность продвижения фронта вытеснения, выявлять неоднородные по проницаемости зоны пласта, вносить необходимые коррективы в процессы воздействия на пласт и регулирование режима эксплуатации скважин.

На основе проведенных исследований по разработке алгоритма создан программный модуль расчета монофрактальных и мультифрактальных размерностей исследуемых объектов и характеристик пластовой системы продуктивного горизонта месторождения, представляемых в геометрической форме, реализованные в интерактивной среде программы "Matlab".

Алгоритмируется расчет монофрактальной размерности фронта закачиваемой жидкости в различных масштабах.

работавших с исследуемого продуктивного горизонта. расположенно добывающих и нагнетательных скважин, визуализировать локализацию линии фронта по отношению к

фронтом вытеснения и группой скважин, между которыми действует интерференция. Метод основан на применении новой меры определения расстояния, в качестве которой используется метрика Хаусдорфа. Совместный анализ динамики полученных характеристик позволяет контролировать равномерность продвижения фронта вытеснения, а также целенаправленно его корректировать при выявлении зарождающихся языков обводнения. В параграфе 4 изложены результаты применения вышеперечисленных методов на примере данных месторождения Гюнешли. По показателям временного ряда среднесуточных значений дебита нефти, воды и объемной скорости закачки было исследовано движение фронта вытеснения нефти водой.

На основе анализа результатов проведенных расчетов с применением методов прикладного фрактального анализа и технологии вейвлет преобразования данных сделаны следующие выводы:

- Динамический анализ процесса добычи нефти с применением методов фрактального анализа к данным, преобразованным с помощью вейвлет преобразования дает более детальную картину переходов от порядка к хаосу и, наоборот, с выявлением промежуточных этапов.

- Предложен новый подход для определения расстояния между фронтом водонефтяного контакта и зоной, в которой расположена группа скважин, между которыми есть интерференция.

- Предложен новый подход для проведения нерегулярного масштабирования исследуемой зоны продуктивного пласта, основанный на применении метода квадродерева. Применение предложенного подхода позволяет более детально выявить пространственную структуру фронта водонефтяного контакта.

- По значениям обобщенной фрактальной размерности на различных участках временного ряда можно выявить характер вытеснения и его пространственную локализацию.

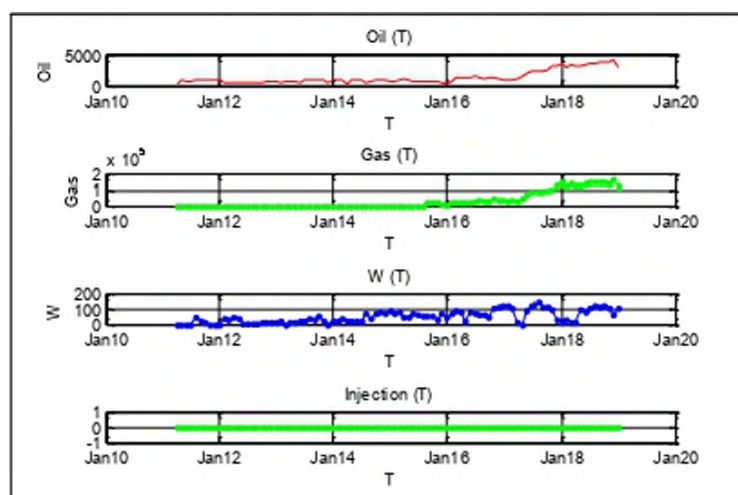
– Воздействие на залежь должно основываться не только на принципах поддержания пластового давления, но и учитывать процесс самоорганизации системы. Наиболее действенным методом корректировки этого воздействия является динамический анализ процесса выработки запасов нефти из залежи с помощью прикладного фрактального анализа и применения методов вейвлет преобразования данных.

В шестой главе представлены результаты практического применения разработанных методов и программ для диагностики состояния продуктивных горизонтов QA и QD месторождения «Западный Апшерон», с целью обоснованного выбора МУН. Глава состоит из шести параграфов. В первых двух параграфах изложена постановка задачи, а также краткая характеристика месторождения "Западный Абшерон". На рисунке 2 представлена динамика добычи нефти, воды растворенного газа и закачиваемой воды на различных продуктивных горизонтах месторождения.

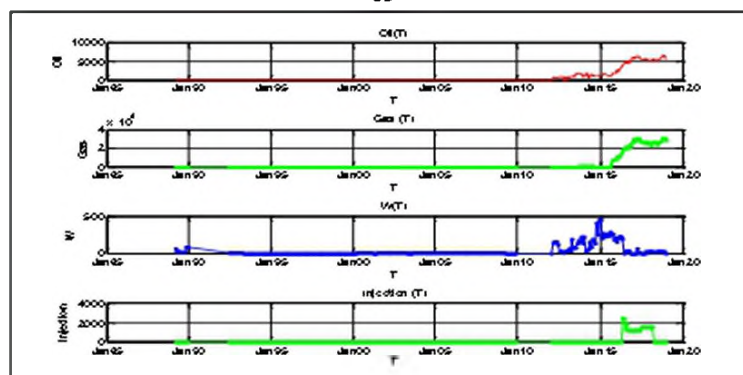
В третьем параграфе представлено решение поставленной задачи на примере реальных данных, распределение которых во времени было аппроксимировано. полиномом.

В первую очередь проведено выделение текущей стадии разработки месторождения «Западный Апшерон» методом Фишера – Шеннона. Был построен совместный план Фишера-Шеннона по нефти, газу и воде для каждого горизонта и рассчитана скорость поступления информации по нефти, газу и воде.

На рисунке 3 показан совместный план Фишера-Шеннона по нефти, газу и воде для продуктивного горизонта QA. Путем расчета и анализа информационных показателей методов Фишера и Шеннона выявлена текущая стадия разработки месторождения.



а



б

Рисунок 2. Динамика добычи нефти, воды растворенного газа и закачиваемой воды по горизонтам QA(а) и QD(б) месторождения "Западный Абшерон"

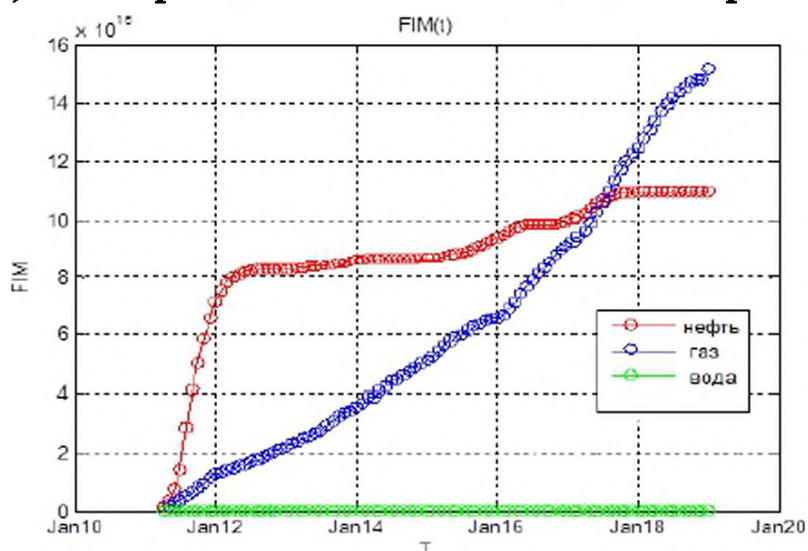


Рисунок 3. Совместный план Фишера-Шеннона по нефти, газу и воде (QA)

Далее проведена визуализация распределения фильтрационных потоков и оценка относительной проницаемости по жидкости и газу в продуктивном горизонте QD месторождения «Западный Апшерон».

На следующем этапе работы получен спектр обобщенных фрактальных размерностей и с использованием обобщенных показателей Херста, исследована его динамика. Был проведен расчет мультифрактальной размерности временных рядов дебитов нефти, воды и объема закачиваемого агента. На основе методики выделения характеристических особенностей распределения во времени полученных мультифрактальных размерностей и интерпретации полученных результатов рассчитаны параметры, характеризующие динамику фронта, а именно: функции тока и потенциалов, фрактальные размерности для временных рядов значений дебита нефти, добываемой и закачиваемой воды и минимального расстояния от фронта вытеснения до добывающих скважин. На рисунке 4 и 5 показана визуализация расчетных данных построения линии фронта продвижения жидкости и пальцы, образующиеся при движении жидкости, в продуктивном горизонте QD месторождения «Западный Апшерон» на дату 05.2016.

Для продуктивного горизонта QD проведена оценка распределения пластового давления и фазовой проницаемости.

Полученная диагностическая информация позволила сделать обоснованный выбор МУН в соответствии с текущим состоянием пластовой среды. Выбор производился на основе модернизированного вторичного скринингового анализа.

Наиболее эффективный метод воздействия на пласт определялся на основе сравнительного анализа промысловых и лабораторных данных, характеризующих месторождение "Западный Апшерон" на соответствие критериям применения микробиологического, полимерного воздействия, применения нагнетания газа под высоким давлением, газожидкостной смеси, использования воздействия с применением ПАВ, щелочного раствора, заводнения, применения закачки горячей воды, пара,

циклической закачки пара, применения внутрислоевого горения и др.

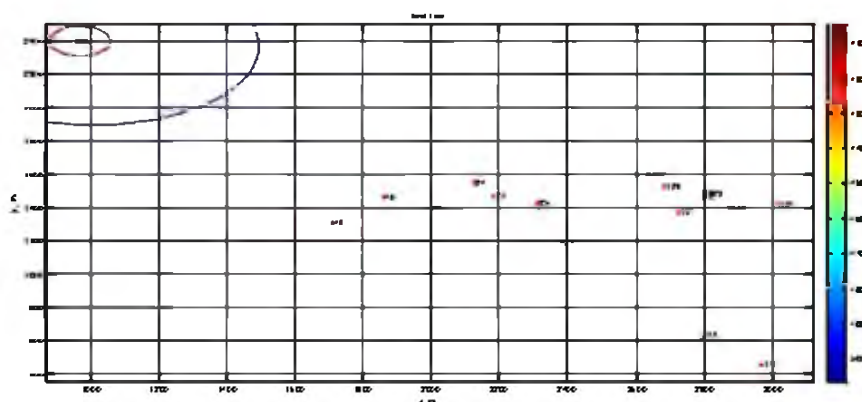


Рисунок 4. Линия фронта продвижения жидкости в продуктивном горизонте QD месторождения «Западный Апшерон» на дату 05.2016.

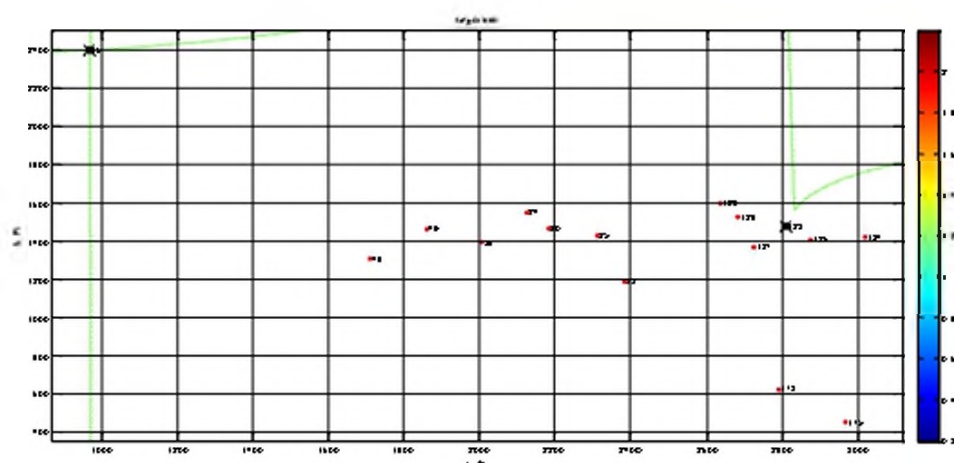


Рисунок 5. Пальцы, образующиеся при движении жидкости, в продуктивном горизонте QD месторождения «Западный Апшерон» на дату 05.2016.

При выборе скважин кандидатов на проведение воздействия рекомендуется использование специальной процедуры отбора скважин, нуждающихся в проведении различных видов стимулирующих обработок их призабойной зоны на рассматриваемом участке в первую очередь. Это

позволяет снизить обводненность продукции скважин и увеличить объем нефтедобычи.

Таким образом, на основе проведенных исследований показано в какой последовательности необходимо применение методов диагностирования текущего состояния пластовой системы, чтобы обосновать эффективность выбираемых методов воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи продуктивных пластов месторождения «Западный Апшерон». Таким образом, при проведенных исследованиях получены следующие результаты:

- Проведена диагностика состояния продуктивных горизонтов QA и QD с помощью методов, разработанных в предыдущих главах работы;

- По данным динамики нефтедобычи с помощью метода Фишера - Шеннона определено, что текущее состояние продуктивного горизонта QA находится на этапе перехода ко второй стадии разработки. Продуктивный горизонт QD находится на второй стадии развития с 2015 года;

- По данным продуктивности скважин проведена оценка распределения гидродинамических показателей (функции потенциала, функции тока, их градиентов, модуля скорости и т.д.) с учетом интерференции скважин. По содержанию CO_2 в составе растворенного газа оценено распределение пластового давления и относительной проницаемости по нефти, газу и воде на исследуемом продуктивном горизонте с учетом интерференции скважин;

- Определена линия фронта водонефтяного контакта и рассчитана ее монофрактальная размерность. Значение монофрактальной размерности показывает, что фронт вытеснения распространяется как по простиранию, так и по мощности пласта;

- Использован новый метод оценки критического значения расстояния между фронтом вытеснения и группой скважин, между которыми действует интерференция;

– С помощью методов расчета мультифрактальных характеристик выявлено, насколько продуктивный пласт охвачен процессом вытеснения и как соответствует проводимая стратегия разработки месторождения текущему состоянию пластовой системы;

– По промысловым и диагностическим данным, соответствующим текущему состоянию пласта в соответствии с критериями применимости методов воздействия на продуктивный пласт с целью поддержания темпа разработки месторождения выбраны методы воздействия на пласт, направленные на выравнивание фронта водо-нефтяного контакта, снижения скорости продвижения воды, поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи пластов. Выбор методов основан на результатах скрининговых исследований, результаты которых отражаются в табличных данных, составленных на основе обобщения исследований в области существующих вторичных и третичных методов воздействия на пласт.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Обобщён теоретический и практический опыт диагностики текущего состояния пласта и способов повышения нефтедобычи с упором на механизмы зонального воздействия на пласт. Определён комплекс проблем генезиса зонального подхода к повышению нефтедобычи;

2. Предложено использование конструкции «ограниченная зона воздействия на пласт» для формирования зон роста нефтедобычи на нефтегазовом месторождении. Обоснована перспективность зонального подхода при формировании участков роста нефтедобычи. Определен порядок действий, способствующих трансформации зон с низким коэффициентом нефтеотдачи в зоны роста нефтедобычи на нефтегазовых месторождениях;

3. Разработана научно-обоснованная методология диагностирования пластовой системы, позволяющая произвести качественную и количественную оценку показателей разработки с учетом интерференции скважин, в том числе:

- определение текущего положения застойных и активных зон фильтрации, оценка необходимого количества реагента для обработки воды, закачиваемой в пласт, выявление стадийности разработки объектов разработки и пространственно-временных границ водонефтяного контакта, расчет текущего распределения пластового давления, фазовых проницаемостей и градиента давления разрыва пород, необходимого для результативного воздействия на пласт;

- обоснована корректность использования метода комплексных потенциалов для диагностики фильтрационного состояния пласта на выделенном участке, до и после воздействия. Усовершенствована идея использования метода источников и стоков для визуализации распределения пластовой жидкости в выделенных для воздействия зонах пласта, как в промысловых, так и лабораторно-экспериментальных условиях. На ее основе предложена система экспресс-методов диагностики текущего фильтрационного и геомеханического состояния этих зон;

- увеличение производительности и надежности планируемых мероприятий происходит за счет предварительного и последующего анализа состояния выделенных зон при воздействии на пласт с целью повышения нефтеотдачи и контроля обводнения продукции скважин.

4. Для реализации методов диагностирования состояния пластовой системы предложен комплекс программных модулей, реализуемый в интерактивной среде программного комплекса «Mathlab». Весь процесс анализа от сбора информации об участке до генерирования отчета с интерпретацией аналитических результатов длится 1-3 дня. Процедура расчета длится около 30 минут.

5. С целью сокращения времени, используемого для проведения расчетов, и повышения надежности получаемых результатов, на основе применения элементов теории фрактальных размерностей и технологии вейвлет преобразований, предложены новые методы масштабирования участка воздействия на пласт и определения расстояния между фронтом вытеснения и скважинами.

6. На основе расчета монофрактальной размерности водонефтяного контакта предложен метод раннего диагностирования прорыва воды в скважину.

7. На основе расчета мультифрактальных размерностей и информационных показателей временных рядов истории разработки оцениваются сроки отклика пластовой системы на планируемое мероприятие, выражающегося в изменении объема и содержания добываемой продукции.

8. На основе расчета информационных показателей Фишера и Шеннона предложена методика выявления соответствия стадийности процессов нефтедобычи и воздействия на пласт.

9. Предлагается использовать динамику данных о процентном содержании CO₂ в растворенном газе, входящем в состав добываемой продукции в качестве индикатора, сигнализирующего о необходимости проведения мероприятий по зональному воздействию на пласт.

10. Применение разработанной методологии диагностики пластовой системы и методы детального скрининга для выбора методов воздействия проведены на примере данных месторождения "Западный Апшерон".

Разработанная методология диагностики продуктивных пластов использовалась при воздействии на продуктивные пласты следующих месторождений:

Сангачалы-Дуванны-Хара-Зира (НГДУ им. Н.Нариманова, скв №446.) На дату 01.10.2018 прирост нефти составил 87т.

Пираллахи, Локбатан-Пута-Гушхана (НГДУ «Апшероннефть», QDü, скв №913). На дату 28.02.2010 прирост нефти составил 134т.

Бузовна-Маштага (НГДУ им.Г.З. Тагиева, QüQ, скв №1278.) На дату 15.09.2008 прирост нефти составил 44,1т.

Нефтяные камни (НГДУ «Нефть Дашлары», X, скв №2430.) На дату 26.01.2017 отмечено снижение воды прирост нефти в продукции ряда скважин на участке исследования.

На месторождении «Нефтяные камни» (НГДУ «Нефть Дашлары», X, скв №1943, 2126, 2343) проведен сравнительный анализ результатов, полученных расчетным путем и результатами трассерных исследований. Результаты трассных исследований, полученные на дату 15.11.2018 подтвердились расчетами, проведенными на дату 01.06.18 (за 70-71 суток). Экономический эффект от разового применения метода, по замене проведения трассерных исследований, составил 62,9 тыс. манатов.

Основное содержание диссертации отражено в следующих работах:

Основные положения диссертации отражены в следующих печатных работах, опубликованных автором лично или в соавторстве:

1. Мовсумов А.А. Гусейнова Н.И., Гаджиев Т.А. Влияние пульсационного характера потока бурового раствора на совершенство очистки забоя скважины. "Нефть и газ", 1996, №1-2, с. 9-13.

2. Керимов Н.К., Гусейнова Н.И., Широков Х.И. К вопросу о необходимости учета изменения напряженно-деформируемого состояния горных пород при проектировании и строительстве скважин. АНХ, 2001, №1, с. 28-31.

3. Гусейнова Н.И. Прогнозирование возникновения поглощения бурового раствора на основе учета напряженно-

деформируемого состояния околоствольной зоны. АНХ, 2003, №1, с. 25-28, с. 48.

4. Гусейнова Н.И. Разработка методики расчета концентрации свободного углекислого газа в пластовой воде высокой минерализации. Научные труды АЗНИПИ нефти, 2005, №5, с. 32-37.

5. Гусейнова Н.И. Изменение концентрации CO_2 в нефтесодержащих пластах и влияние этого фактора на показатели разработки месторождения. АНХ, №12, 2005, с.

6. Гусейнова Н.И. Изменение концентрации CO_2 , образующегося в нефтесодержащих пластах. Научные труды НИИ «Геотехнологические проблемы нефти и газа и химия», 2006, VII том, с. 134-147.

7. Гусейнова Н.И. Связь между химическими свойствами пластовой воды и изменением концентрации CO_2 , образующегося в нефтесодержащих пластах. Научные труды НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия», 2005, VI том, с. 436-448.

8. Гусейнова Н.И. Об определении напряжений в околоствольной зоне скважины с учетом многофазности и неоднородности пластовой системы Научные труды НИИ «Геотехнологические проблемы нефти и газа и химия», 2006, VII том, с. 71-78.

9. Гусейнова Н.И. Исследование причин изменения концентрации CO_2 в нефтесодержащих пластах месторождения Гюнешли. // АНХ, 2006, №1, с. 13-21.

10. Гусейнова Н.И. Мировой опыт по использованию углекислого газа, образующегося в пластах нефтегазовых месторождений. // АНХ, 2006, №7, с. 30-36.

11. Гусейнова Н.И. Изменение концентрации CO_2 в нефтесодержащих пластах и влияние этого фактора на показатели разработки месторождения. // АНХ, 2006, №12

12. Гусейнова Н.И. Анализ возможности управления концентрацией углекислого газа в пласте. // АНХ, 2007, №2, с. 26-30

13. Гасымлы А.М., Гусейнова Н.И., Аллахвердиев Е.И. О результатах математической обработки экспериментальных данных по исследованию повышения нефтеотдачи пласта. / Научные труды ЕТИ ГНКР, 2007, №9, с. 83-87

14. Гасымлы А.М., Гусейнова Н.И., Абдуллаева Ф.Я. Опыт применения микробиологических методов воздействия на месторождения Азербайджана (на примере Пираллахи). // Proceedings 2010., №4, с. 44-52

15. Сулейманов Б.А., Дышин О.А., Гусейнова Н.И. Фрактальный анализ фронта вытеснения нефти водой.// Proceedings 2011, №4, с. 36-43

16. Сулейманов Б.А., Дышин О.А., Гусейнова Н.И. Определение фрактальной размерности фронта вытеснения нефти водой на основе данных нормальной эксплуатации скважин. // «Нефтяное хозяйство», 2011, №12, с.111-114

17. Гасымлы А.М., Гусейнова Н.И., Мусаева Ш.Ф. Анализ распределения фильтрационного потока, созданного в физической модели пласта. / Ученые записки НИИ «Геотехнологические проблемы нефти и газа и химия», 2012, XIII том, с. 100-113

18. Сулейманов Б.А., Гусейнова Н.И. Прогнозирование нефтедобычи от планируемого мероприятия, с учетом интерференции скважин. // Proceedings 2014, №1

19. Гусейнова Н.И., Гаджиев А.А., Самедзаде А.Т. О перспективах доразработки I блока горизонта КСВ месторождения Пираллахи. // SOCAR Proceedings 2014, №2, с. 3

20. Гусейнова Н.И. Оценка градиента давления при воздействии на пласт с учетом влияния интерференции скважин на деформационные и фильтрационные процессы на выделенном участке месторождения.// SOCAR Proceedings No.1 (2017) 070-82

21. Гусейнова Н.И. О преимуществах зонального подхода при моделировании гидродинамических процессов в пластах нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. ISSN 0130-3872, 2017, №8, с.37-39

22. Гусейнова Н.И. Гидродинамический экспресс-мониторинг зонального воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений с учетом интерференции скважин. // Нефтегазовое дело, Уфа, 2017, т.15, №3, с. 41-47.

23. Сулейманов Б.А., Гусейнова Н.И. Рзаева С.Д., Тулешева Г.Д. Промысловая реализация технологии очаговой кислотной обработки нагнетательных скважин на месторождении «Жетыбай» (Казахстан) // SOCAR Proceedings No.1 (2018), с.059-065

24. Suleimanov Baghir, Huseynova N.I., Rzayeva Sabina & Tulesheva Gulnar Results of Acidizing Injection Wells on the Zhetybai Field (Kazakhstan) //Journal: Petroleum Science and Technology Petroleum Science and Technology, Volume 36, 2018 - Issue 3 Pages 193-199
<https://doi.Org/10.1080/10916466.2017.1406502>

25. Сулейманов Б.А. Гусейнова Н.И. Анализ состояния разработки месторождения на основе информационных показателей Фишера и Шеннона.// «Автоматика и телемеханика», 2019, No. 5, pp. 118-185.

26. Suleimanov Baghir, Huseynova N.I. Analyzing the State of Oil Field Development Based on the Fisher and Shannon Information Measures.//ISSN 0005-1170. Automation and Remote Control, 2019. Vol. SO. No. 5, pp. 882-896. © Pleiades Publishing. Ltd.. 2019.

27. Гусейнова Н.И. Диагностика пластовой системы методами фрактального анализа с использованием теории вейвлетов // Сборник статей по материалам международной научно-практической конференции «Технологические инновации в современном мире» (28 ноября 2019 г., г. Уфа). В 3 частях. Ч.1, Уфа: Изд. НИЦ Вестник науки, 2019, С.157-164.

28. Ибрагимов Х.М., Гусейнова Н.И., Гаджиев А.А. Разработка новых методов контроля над воздействием на продуктивные пласты на примере месторождения "Нефть Дашлары"//«Scientific Petroleum», 2021, с. 37- 42

29. Ибрагимов Х.М., Гусейнова Н.И., Гаджиев А.А. Новый подход к диагностике текущего распределения потока воды, нагнетасмой в продуктивный пласт на примере данных месторождения Нефть Дашлары. // АНХ, 2021, р. 24-32 DOI: 10.37474/0365-8554/2021-12-24-32

Личный вклад соискателя:

[3] - [12], [20] - [22], [27] – выполнены самостоятельно.

[1], [2], [13] - [19], [23] - [26], [28] – [29] – создание математической модели, написание программы, проведение компьютерных вычислений и обработка численных результатов.



Защита диссертации состоится 24 октября 2024 года в 11⁰⁰ на заседании Диссертационного совета ВЕД 2.03, действующего на базе АГУНП.

Адрес: AZ1010, г. Баку, улица Д. Алиева, 227

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке АГУНП. Электронная версия диссертации и автореферата размещена на официальном сайте АГУНП.

Автореферат разослан по соответствующим адресам

21 сентября 2024 года



Подписано в печать: 19.09.2024

Формат: А5

Объём: 77933

Тираж: 70