

На правах рукописи

ВЕЛИЕВ ЭЛЬЧИН ФИКРЕТ ОГЛЫ

**РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НАНОСИСТЕМ
ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ В СКВАЖИНАХ**

2525.01 – Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации на соискание учёной степени
доктора философии по техническим наукам

БАКУ – 2017

Работа выполнена в Научно-исследовательском и проектном институте «Нефтегаз» Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики

Научный руководитель: член-корреспондент НАНА,
доктор технических наук, проф.
Сулейманов Багир Алекпер оглы

Официальные оппоненты: член-корреспондент НАНА,
доктор технических наук, проф.
Джалалов Гариб Исак оглы

доктор философии по техническим наукам
Аббасов Эльдар Мехти оглы

Ведущая организация: НИИ «Геотехнологические
проблемы нефти, газа и химия»

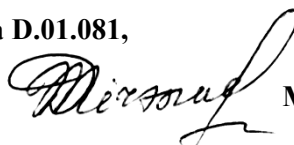
Защита диссертации состоится «31» октября 2017 г. в 14³⁰ на заседании Диссертационного Совета D.01.081 при Институте Геологии и Геофизики Национальной Академии Наук Азербайджана

Адрес: AZ1143, г. Баку, Азербайджан, пр. Г.Джавида 119
Факс: (+99412) 537 22 85
E-mail: gia@azdata.net

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Института Геологии и Геофизики Национальной Академии Наук Азербайджана

Автореферат разослан «29» сентября 2017

Ученый секретарь
Диссертационного Совета D.01.081,
доктор философии по
техническим наукам



Мирзоева Д.Р.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. В настоящее время большинство месторождений суши и ряд морских месторождений Азербайджана находятся на поздней стадии разработки. В связи с этим значительно уменьшается межремонтный период эксплуатации скважин и увеличивается обводненность извлекаемой продукции.

Доминирующим методом разработки нефтяных месторождений Азербайджана остается заводнение, которое обеспечивает значительное повышение нефтеотдачи продуктивных пластов. Однако следует учитывать характерное увеличение обводненности продукции при использовании данного метода. Задача ограничения притока и изоляции вод, а так же сохранения уровня базовой добычи нефти на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки приобретает первостепенное значение.

Ограничение притока и изоляции вод непосредственно связано с вопросами регулирования их продвижения при эксплуатации залежи, интенсификации добычи нефти и газа, улучшения герметизации скважины и изоляции пластов, а также предотвращения внедрения в продуктивную толщу посторонних напорных вод.

Основными недостатками большинства изоляционных составов является их низкая проникающая способность, трудно регулируемые реологические свойства, невысокая устойчивость в пластовых условиях, водоизолирующая способность, токсичность, высокая стоимость, не достаточная устойчивость в условиях эксплуатации, не продолжительность получаемых эффектов и т.д. В связи с этим возникает необходимость в разработке новых изоляционных композиций, обладающих высокой проникающей способностью и создающих более устойчивый непроницаемый изоляционный экран, обладающий высокой устойчивостью в внутрпластовых условиях и обеспечивающий надежную герметизацию внутрискважинного оборудования.

Цель работы разработка и применение наносистем для интенсификации добычи нефти и технологических операций в скважинах

Основные задачи исследования

Разработка:

– гелевых и пенных наносистем для проведения технологических операций в скважинах;

– тампонажного состава с нанодобавками, повышенной прочности для технологических операций в скважинах;

- наносистем для интенсификации добычи нефти;
- способа выбора наиболее эффективного метода увеличения нефтеотдачи.

Методы решения поставленных задач

Поставленные задачи решались путем применения методов математической статистики, экспериментальных и промысловых исследований.

Научная новизна

- предложены новые многоцелевые гелеобразующий, пенообразующий и тампонажные наносоставы повышенной прочности для проведения технологических операций в скважинах;
- разработан новый автоматизированный подход к выбору методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов на основе нечеткой логики и байесовских механизмов вывода;
- предложен новый наногелевый состав и нанофлюид для интенсификации добычи нефти.

Защищаемые положения

На защиту выносятся следующие положения и результаты:

- результаты экспериментальных и промысловых исследований по созданию новых гелевых, пенных и тампонажных наносистем для технологических операций в скважинах;
- результаты экспериментальных исследований по созданию нового наногелевого состава и нанофлюида для интенсификации добычи нефти;
- новый автоматизированный подход к выбору методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов на основе нечеткой логики и байесовских механизмов вывода.

Практическая значимость результатов работы

Разработанный многоцелевой гелеобразующий состав защищен патентом Российской Федерации № 2547528, 2015.

Разработанный пенообразующий состав комплексного действия защищен патентом Российской Федерации № 2531708, 2014

Разработанный тампонажный состав повышенной прочности с добавкой нано-SiO₂ успешно внедрен при креплении призабойной зоны на 7 скважинах месторождений «Нефтяные камни» и «Грязевая сопка». В результате внедрения дополнительно добыто 2922 т. нефти, обводненность продукции в среднем снизилась на 33% , а межремонтный период в среднем составил 148 дней. Указанный состав был так-

же внедрен для восстановления герметичности эксплуатационной колонны скважины № 1852 НГДУ им. Амирова. В результате надежного перекрытия дефектного участка эксплуатационной колонны испытываемая скважина бесперебойно работает в течении 3-х лет.

Разработанный тампонажный состав повышенной прочности с добавкой нано-TiO₂ был внедрен для увеличения прочности цементного стакана, находящегося ниже интервала зарезки бокового ствола и герметичности спущенного хвостовика на скважине № 1369 НГДУ им. Тагиева. В результате внедрения проведена полная герметизация хвостовика, о чем свидетельствует отсутствие воды в добываемой продукции, увеличился межремонтный период работы скважины.

Апробация работы

Материалы диссертации докладывались и обсуждались на:

- XII международная научно-практическая нефтегазовая конференция, Кисловодск, СевКавНИПИГаз, 28 сентября - 2 октября 2015г.
- The 2-nd International Conference on: Technological Opportunities in Oil and Gas Industry, 30-th September, 2015, Iran, Tehran, RIPI
- Российской нефтегазовой технической конференции и выставке SPE, 24-26 октября, 2016, Москва, Россия
- Ежегодной Каспийской технической конференции и выставке SPE, 12 - 14 ноября, 2016, Астана, Казахстан.

Публикации

По материалам диссертации опубликовано 16 трудов, из которых 7 статей, 6 докладов на конференциях, 1 тезис доклада и 2 патента.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, списка литературы, включающего 200 наименования и приложения. Работа изложена на 150 страницах, содержит 32 таблицы и 24 рисунка.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, сформулированы цель, основные задачи и указана ее практическая ценность

В первой главе диссертации дан литературный обзор, в частности приведен анализ эффективности существующих методов интенсификации добычи нефти и существующих систем для ограничения

водопритоков в скважину. На основе проведенного анализа литературы источники водопритока были разделены на две основные группы:

1 группа - источники, связанные с техническим состоянием скважины и около скважиной зоной.

К ним относятся не герметичность кольцевого пространства вследствие некачественного цементирования, наличие вертикальных трещин из-за отсутствия сплошного контакта цемента с колонной и со стенками скважины, не правильный выбор способа закачивания скважины, солеотложения, коррозия обсадных и эксплуатационной колонн, нарушение резьбовых соединений и заколонные перетоки так же следует отнести к этой группе источников водопритока.

2 группа - источники, связанные с особенностями газо-нефтяной залежи и процессом разработки.

К ним относятся подъем подошвенных вод (ГВК (газоводяной контакт), ВНК (водонефтяной контакт), образование конуса воды) и движение контурных вод, наличие высоко проницаемого канала между нагнетающей и добывающей скважинами, геологическим строением залежи. Ограничение водопритоков задача комплексная и ее условно можно разделить на два направления:

1. Технологии, направленные на предупреждение образования преждевременных водопритоков или так называемые профилактические работы.

Данные технологии подразделяются на химические и технологические методы:

а) *Химические методы* – сводятся к соответствию выбранного тампонажного раствора для увеличения сцепления цементного камня с породой, а также предотвращение его загрязнения буровым раствором с обязательным использованием буферных составов при креплении скважин.

б) *Технологические методы* - связаны непосредственно с процессом бурения и процессом разработки скважин. К ним относят предупреждение кавернообразования, установку центрирующих фонарей, выбор оптимальной депрессии, соответствие скорости вытеснения скорости пропитки и выравнивания профиля приемистости.

2. Методы, направленные на ликвидацию и изоляцию источников обводнения.

Данные методы можно также разделить на две группы:

а) *Технические методы*, основанные на спуске дополнительного оборудования в скважину, а в частности дополнительной эксплуатационной колонны, установка гофрированных, извлекаемых и полимерных пластырей, использование двухпакерных компоновок.

б) *Физико-химические методы* - представляют собой достаточно большое направление, включавшее в себя множество технологий и методов. В целом их разделяют по принципу действия применяемых материалов на *селективные и неселективные*.

Неселективные методы изоляции водопритоков приводят к снижению проницаемости продуктивного пласта в не зависимости от насыщающего его флюида в результате образования нерастворимых осадков или непроницаемого экрана.

Селективные методы изоляции водопритока направлены на снижении проницаемости обводненных участков пласта при сохранении проницаемости нефтенасыщенных.

Далее приведены наиболее широко применяемые для ограничения водопритока материалы.

Широко распространено использование цементных растворов с различными модифицирующими добавками и наполнителями. Эффект ограничения водопритока достигается за счет тампонирувания путей притока воды цементным камнем. Помимо использования различных присадок одним из направлений является увеличение изоляционных свойств тампонажного раствора путем увеличения тонкости помола и контроля размера распределения частиц цементного порошка.

Однако зачастую использование стандартных цементных растворов для ограничения притока воды не может быть эффективным вследствие:

- низкой фильтруемости и невозможности проникновения в пласт на достаточную глубину (дисперсности);
- высокой плотности, что может вызвать поглощение и гидро-разрыв пласта;
- высокой фильтроотдачи (ухудшение подвижности раствора, кольматации продуктивной зоны и усложнения освоения скважины);
- низкой ударной прочности (растрескивание камня при повторной перфорации);
- низкой коррозионной стойкости и др.

Для эффективного проведения ремонтно-изоляционных работ водоизоляционные композиции должны обладать стойкостью к воз-

действию пластовых флюидов, хорошей фильтруемостью и адгезией, регулируемые сроками отверждения, стабильностью компонентов при хранении. Пенцемент - это газожидкостная дисперсия, которая создается стабилизацией газа в виде микроскопических пузырьков в цементном растворе. Она является системой низкой плотности и применяется при креплении пластов не выдерживающих гидростатические давление обычных тампонажных растворов. Однако существует значительный пробел в знаниях о стабильности и свойствах пенцемента в скважинных условиях и к сожалению многие вопросы все еще остаются плохо изученными.

Тампонажные составы, содержащие различные полимерные силикаты. Наиболее распространенным является тампонажные составы содержащие силикаты и алюминаты щелочных металлов. При этом вместе с тампонирующей способностью цемента силикатные и алюминатные добавки способствуют изоляции жестких пластовых вод

Водоизоляционные композиции на основе синтетических смол (фенолформальдегидных, ацетоноформальдегидных, карбамидоформальдегидных и др.) тампонируют пути притока воды полимерным камнем, образующимся при взаимодействии смол с отвердителем или в результате воздействия на смолу пластовой температуры.

Ряд исследователей отмечает преимущество применения синтетических смол в отличие от сшитых полимерных гелей ввиду более низкой первоначальной вязкости раствора и как следствие лучших показателей фильтрации в пористой среде.

Контролируемые каталитические системы на основе бензотрихлорид и пиридина с фурфуриловый спиртом представляют собой не дорогую и доступную альтернативу синтетическим смолам. После затвердевания они инертны и обладают достаточной прочностью, для сопротивления движению жидкости через поры. При дополнительной необходимости возможно использование и различных наполнителей на основе кварцевого песка. Не менее важным плюсом является наличие высоких показателей термической стабильности, чем у фенольных и эпоксидных смол.

К преимуществам применение синтетических смол следует отнести их хорошие показатели фильтрации, создание достаточно прочного экрана, чтобы блокировать движение жидкости в порах, трещинах, каналах и высоко промытых участках пласта. Они инертны практически ко всем стандартным скважинным условиям и флюидам. Однако им прису-

щи и ряд недостатков. В первую очередь они являются относительно дорогими продуктами. Поэтому их использование обычно ограничивается в первую очередь небольшими около скважинными операциями. Желательно отсутствие межпластовых перетоков и тщательный контроль операции закачки в пласт. Они также, очень чувствительны к воде, поверхностно-активным веществам, щелочной и кислотным средам до отверждения. Используются опасные химические вещества, которые могут быть запрещены законодательством ряда стран.

В настоящее время для ограничения водопритоков весьма перспективным считается использование различных технологий на основе гелеобразующих и пенообразующих реагентов позволяющие блокировать фильтрацию воды за счет прилипания к поверхности водопроводящих каналов пузырьков газа и образования пленок.

Основными недостатками большинства изоляционных составов является их низкая проникающая способность, невысокая устойчивость в пластовых условиях, водоизолирующая способность, токсичность, высокая стоимость и т.д. В связи с этим возникает необходимость в разработке новых изоляционных композиций, обладающих высокой проникающей способностью и создающих более устойчивый непроницаемый изоляционный экран

Разработан более эффективный гелеобразующий состав, позволяющего за счет уменьшения плотности композиции расширить диапазон применения, а также использование нетоксичных веществ при приготовлении указанной композиции.

Предложенный состав, включает водорастворимый полимер, соль поливалентного металла, спирт, щелочной агент и воду, где в качестве соли поливалентного металла содержит алюмокалиевые квасцы, в качестве спирта – пропиленгликоль, а как щелочной агент тетраборат натрия и дополнительно содержит поверхностно-активное вещество (ПАВ) – сульфанол при следующем соотношении, мас. %:

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) или полианионная целлюлоза (ПАЦ)	3-4
Алюмокалиевые квасцы	5-14
Сульфанол	0,2-06
Пропиленгликоль	0,2-06
Тетраборат натрия	0,02-0,06
Вода	остальное

Использование дополнительно ПАВ позволяет снизить значение плотности раствора, а использование алюмокалиевых квасцов решает задачу нетоксичности используемых компонентов при приготовлении указанной композиции.

Разработан пенообразующий состава с высокой устойчивостью во времени и повышенной механической прочностью пенной системы. Предложенный состав включает карбоксиметилцеллюлозу, сульфанол, сульфат алюминия и воду, дополнительно содержит тетраборат натрия при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Карбоксиметилцеллюлоза	– 3-6
Сульфанол	– 2-2,5
Алюминия сульфат	– 0,5-0,75
Тетраборат натрия	– 0,1-0,3
Вода	– остальное

Использование дополнительно тетрабората натрия в качестве стабилизатора позволяет увеличить механическую прочность и устойчивость пенной системы.

Разработан тампонажный состав повышенной прочности на основе портландцемента и добавок наночастиц SiO₂ и TiO₂. Показатели прочности цементного камня были возросли при ранних стадиях твердения на 35.71% и 37.14%, а при более поздней стадии на 18% и 20% соответственно.

Для выявления наличия математической зависимости между полученными результатами и выявления возможности использования данных результатов для прогнозирования прочности цементного камня на разных стадиях твердения был использован метод регрессионного анализа. Следует заметить, что данный метод не был применен к результатам, полученным при исследовании влияния наночастиц на прочность цемента, так как для построения статически значимого уравнения регрессии данных было недостаточно. При построении уравнения результирующим признаком было значение прочности цемента, а факторными признаками: фракционный состав, площадь удельной поверхности и время затвердевания. Уравнение регрессии, описывающее одновременно обе стадии набора прочности, статически не надежно, ввиду включения как факторных признаков различных фракций цемента, оказывающих неравномерное влияние на набор прочности в различных стадиях твердения. В связи с этим уравнение регрессии было составлено для двух частных случаев:

- уравнение множественной регрессии для начальной стадии набора прочности (1,2 суток):

$$y = -45,2959 + 16,1208x_1 + 0,0046x_2 + 0,7679x_3 \text{ (уравнение 1)}$$

где x_1 - D10, x_2 - $S_{уд}$, x_3 - время твердения в сутках

- уравнение множественной регрессии для поздней стадии набора прочности (7, 28 суток)

$$y = 32,93562 - 0,02376x_1 - 0,1444x_2 + 0,0056x_3 + 0,5515x_4 \text{ (уравнение 2)}$$

где x_1 - D90, x_2 - D50, x_3 - $S_{уд}$, x_4 - время твердения в сутках.

Полученные уравнения множественной регрессии имеют высокий коэффициент детерминации для ранней и поздней стадии набора прочности и являются статически значимыми.

Во второй главе диссертации предлагается подход к выбору МУН, основанный на нечеткой логике, теории возможностей и байесовских механизмах вывода. Выбор методов увеличения нефтеотдачи (МУН) для условий конкретного месторождения является одной из наиболее сложных задач решаемых инженером разработчиком. Содержательный анализ исследований выбора МУН был проведен Табером. В более поздней работе он предложил таблицу с критериями технического скрининга МУН, известная сегодня как «таблица Табера». Сравнение различных методов и критериев при скрининге МУН, основанные на технических, экономических и экологических аспектах приведено в работах. В частности, Сиена и др. основываясь на физико-химических свойствах коллекторов в различных географических зонах восточного и западного полушарий предложили подход к ранжированию МУН на основе иерархической Байесовской классификации, так называемый «наивный Байесовский классификатор» с использованием детерминированной исходной информации. Однако метод Табера нельзя назвать математически строгой оценкой эффективности МУН для конкретного месторождения, т.к. рекомендованные им интервалы рассмотренных критериев нельзя принимать с полной достоверностью как детерминированные ввиду слишком широких диапазонов значений. При таком подходе для каждого выбранного критерия, используется функция принадлежности, характеризующая доверительный интервал его значений. На основе этой функции формируется коэффициент применимости метода, который варьирует в определенном интервале. Далее данный интервал разбивается на субинтервалы с разной степенью применимости. Такое разбиение осуществимо только с помощью экспертных оценок и носит в значительной мере субъективный характер.

К тому же, сами доверительные интервалы для критериальных параметров, на основе которых строятся функции применимости, могут меняться в зависимости от конкретного месторождения. Поэтому соответствующим образом должны корректироваться и коэффициенты применимости, установленные по усредненным доверительным интервалам. В предложенном методе ранжирования МУН ранжирование, производится по каждому критериальному параметру путем выделения наилучшего метода по данному параметру с применением правил сравнения нечетких интервалов. Полученные в результате оценки степени применимости каждого МУН уточняются с использованием обобщенных интервальных байесовских механизмов вывода. Для оценки применимости предложенного метода выбирали месторождения, на которых по данным других исследователей выбран наиболее перспективный МУН, в частности закачка CO₂. Численная реализация метода была осуществлена на основе геолого-физических данных месторождений Альберты (Канада) При ранжировании МУН для упрощения все бинарные коэффициенты полагались равными 1 и ранжирование проводилось только по нечетким переменным, представляющим критериальные параметры. При этом ранжирование по критериям x_4, x_6, x_7, x_9 производилось по возрастанию, а по критериям x_1, x_2, x_8 – по убыванию. Вычислялись коэффициенты применимости и проводился итеративный расчет точечных оценок коэффициентов применимости заключении получены интервальные оценки коэффициентов применимости. Как показали численные расчеты, для достижения предельных значений с точностью порядка 10^{-4} потребовалось не более 4-х итераций для получения точечных оценок и 5 итераций - для интервальных оценок.

В результате ранжирования рассматриваемая совокупность МУН по рассчитанным коэффициентам применимости расположилась в следующем порядке предпочтительности (%) (приведены данные по месторождению GLEN PARK, пласт D-3B21): I - закачка CO₂ (21.2); II – закачка углеводородных газов (14.7); III - закачка полимерных растворов (14.0); IV – внутрислоевого горения (13.6); V - закачка азота и дымовых газов (12.9); VI - закачка водяного пара (12.4); VII - закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ) (11.2). Полученные результаты абсолютно согласовывались с имеющимися ранее литературными данными.

Также предложенный подход был применен для геолого-физических условий мелководного участка нефтяного месторождения Гюнешли расположенного в юго-восточной части азербайджанского сектора Каспийского моря. Разработка месторождения была начата в 1977 г.

Для первичного скрининга методов повышения нефтеотдачи была применена улучшенная версия таблицы Табера указанная в работе (Aladasani и Бай-2010). В результате четыре следующих метода МУН были отобраны как наиболее приемлемые для данного месторождения:

- Закачка CO₂ -углекислый газ (Раств.)
- Закачка N-азот (He Раств.)
- Закачка углеводородного газа (Раств.)
- Полимерное заводнение

Для экспериментальной проверки полученных результатов были проведены аналогичные исследования по вытеснению нефти на керновом материале с горизонта Фасиле месторождения Гюнешли

Эксперименты проводились при нестационарном режиме фильтрации при среднем расходе в 5 поровых объемов в день. Для моделирования вторичных методов добычи было закачано не менее 5 поровых объемов морской воды, а третичных вышеуказанные вытесняющие агенты. Каждый из вышеописанных этапов фильтрационных экспериментов длился до получения на выходе из колонки более 95% содержания вытесняющего агента. Результаты проведенных экспериментов подтверждают полученные результаты ранжирования

Разработан нанофлюид на основе водного раствора анионного поверхностно-активного вещества (ПАВ) с добавкой наночастиц среднего размера 150 нм легкого цветного металла.

Для изучения межфазного натяжения был использован метода висючей капли. Эксперименты проводились на тензиометре компании Kruss модель DSA30 при T=25⁰C. Измерения величины адсорбции проводились в течение 3 суток, каждые 24 часа определяли концентрацию ПАВ по динамике изменения поверхностного натяжения. Как адсорбент был использован кварцевый песок. В первые сутки в растворе без добавок наночастиц наблюдался процесс незначительной десорбцию, в дальнейшем этот процесс остановился. Напротив, в нанофлюиде десорбции изначально не наблюдалось, а показатели адсорбции больше, чем в растворе сульфанола, в 14,5 и 18,5 раз соответственно. К тому же поверхностное натяжение нанфлюида к концу эксперимента уменьшилось в 2 раза по сравнению с раствором ПАВ. Следующая часть исследований была посвящена изучению изменению угла смачиванияна границе с нефтьюв растворе ПАВ и нанофлюида. Однако смачиваемость нефти не изменилась.

Для объяснения получаемых результатов были исследованы, оптически-спектроскопические показатели рассматриваемых флюидов.

Инфракрасный спектр (ИК) сульфанола выявил полосы поглощения (ПП, причиной являются валентные колебания).

В случае с порошком нанофлюида экстрагированного из водного раствора ПП ПАВ практически не изменились. Добавка в раствор ПАВ всего 0,00025 масс.% наноструктурированного порошка значительно изменяет спектры поглощения. В результате исчезают ПП раствора ПАВ, но наблюдаются 2 полосы в два раза большей интенсивностью (223 и 200 нм). Дальнейшее увеличение концентрации наночастиц в растворе не влияло на интенсивность поглощения. Следует заметить, что для нанофлюида с концентрацией наночастиц в 0.01 масс.% интенсивность ПП возросла (до 1.25 -длина волны 200 нм), а при 223 нм данного эффекта не наблюдается.

Результаты проведенных экспериментов позволяют говорить, о том, что изменение первоначальных ПП при добавке наночастиц алюминия связано с взаимодействием анионов и катионов поверхности ПАВ и наночастиц соответственно.

Введение наночастиц в систему изменяет течение исследуемого флюида от ньютоновского к псевдопластичному, увеличивая вязкость вдвое.

Следующим этапом исследования являлись эксперименты по вытеснению в однородной и гетерогенной пористой среде с использованием трансформаторного масла для имитации ньютоновской жидкости, условия моделирования соблюдались.

Результаты экспериментов показывают, существенное увеличение коэффициента вытеснения при применении нанофлюида как в безводный, так и конечный период по сравнению водным раствором сульфанола и водой.

Разработана наногелевая система для глубинного отклонения жидкости в пласте. Коэффициент нефтеизвлечения в неоднородных коллекторах может быть увеличен применением полимерных гелей. В отличие от околоскважинной обработки, полимерные гели применяются для глубинного отклонения жидкости (ГОЖ), чтобы увеличить коэффициент охвата вытеснением. Новейшие гелевые системы включают большое число систем от слабых гелей до создания гелей в пласте путем последовательной закачки растворов, коллоидных дисперсных гелей, заранее сформированных порошковых гелей (Preformed Particle Gel -PPG) и микрогелей. Цель процесса ГОЖ состоит в модификации профиля приеми-

стости коллектора для существенного уменьшения эффективной проницаемости высокопроницаемых пропластков.

Глубина распространения и прочность образовавшейся неподвижной гелевой структуры являются основными факторами, влияющими на успех обработки.

Нагнетание полимерного состава осуществляется двумя способами: первый способ нагнетания геля осуществляется с устья скважины, второй способ - гель образуется в пласте путем последовательной закачки растворов. Каждый из этих двух механизмов нагнетания имеет основные недостатки и преимущества. При нагнетании геля с устья подразумевается нагнетание однородного раствора геля, сформированного на поверхности. Этот гомогенный гелевый раствор, закачанный в пласт, в месте расположения быстро становится прочным и в основном влияет на околоствольную область скважины. Это может привести к разрушению геля в результате сдвига. В противоположность этому может быть использована последовательная закачка растворов полимера и сшивателя. Это приводит к глубинному размещению гелей, поскольку вероятность сшивания не велика, пока и полимер и сшивающий агент не смешаются в пласте. Только тогда при сшивании, получится гель, способный изменить проницаемость пласта. Недостатком последовательной закачки, тем не менее, является дополнительная трудность, связанная с тем, что полимер и сшивающий агент могут даже не вступать в контакт друг с другом, если они попадают в различные зоны/пласты. Сиданск ввел коды прочности геля (от А до J). По предлагаемой шкале гель кода В классифицируется как сильно текучий гель (т.е. слабый гель). В качестве альтернативной меры прочности геля в предложен реологический параметр, модуль упругости (G'). Гель классифицируется как слабый гель, если $G' < 1$ дин/см².

Слабые полимерные гели обычно используются при необходимости поддержания гелей или гелеобразных частиц в текучем состоянии. Нагнетаемый слабый гель селективно проникает глубже в высокопроницаемые зоны, а при последующем заводнении или химическом заводнении, он может постепенно продвигаться еще глубже в пласт. При этом мелкие частицы геля мигрируют в поровые каналы, некоторые из них проходят через них, в то время как другие оказываются в ловушке, эффективно блокируя дальнейший поток. Эти блокирующие пробки отклоняют последующую закачку воды в неохваченные зоны с низкой проницаемостью. Добавление легких металлических наночастиц увеличивает прочность гелевой системы при сшивании, но не оказывает влияния на их текучесть до сшивания.

Очень слабые гели образуются в околоствольной области скважины, и продолжают продвигаться в пласт. Регулируемое время сшивания позволяет обеспечить, размещение геля в заданной области высокопроницаемой зоны. Последующая закачка жидкостей, таких как вода или химические растворы, приводит к отклонению потока к неохваченным вытеснением зонам пласта, что приводит к повышению коэффициент извлечения нефти (КИН). Поверхность геля является не гладкой (шероховатой) по своей природе, поэтому, поток жидкости по поверхности геля в виду роста местных сопротивлений будет оказывать на него давление и сжимать гель. С этой точки зрения при оценке прочности геля также следует принимать во внимание сопротивление геля на сжатие.

Неразрушающий контроль гелеобразования производился на основе анализа скорости ультразвука проходящего через образец, при этом скорость ультразвукового сигнала увеличивается наряду с увеличением прочности образца. Преимущество указанного способа заключается в возможности регистрации всего процесса гелеобразования без разрушения испытуемого образца. В сравнении с другими известными методами предложенный метод позволяет объективно оценивать прочность гелей на сжатие.

Прочность геля с наночастицами увеличилась до 65% при концентрации наночастиц 0,0125мас.%. Объяснить механизм процесса, позволяет изучение и сравнение кривых гелеобразования при наличии и отсутствии наночастиц. Сам процесс набора прочности гелевой системы протекает различно в зависимости от наличия или отсутствия наночастиц в системе. При наличии нанонаполнителя мы можем даже визуально выделить на графике гелеобразования точку перегиба. Подобное обстоятельство позволяет говорить об одновременном протекании двух процессов: сшивания полимерной системы и «армирования» гелеобразной системы металлическими наночастицами. Можно предложить следующий кинетический механизм гелеобразования в присутствии нанонаполнителя. До определенной концентрации наночастиц (0.0125 мас.%) происходит их равномерное распределение в геле, при этом увеличивается площадь поверхности наполнителя, что сопровождается возрастанием прочности гелеобразной системы. Однако после превышения пороговой концентрации (0.0125 мас.%) прочность геля уменьшается

Показано что, добавка наночастиц способствует увеличению фактора остаточного сопротивления полимерного геля до 22% в пер-

вую неделю и 20.31% после 10 недель. Увеличение коэффициента сопротивления составило 56% и 91.3%, соответственно.

Увеличен коэффициент вытеснения нефти при применении наногеля на 6% по сравнению с гелем без наночастиц. Конечный коэффициент вытеснения при этом составил 69%. Глубинное отклонение жидкости происходит в обоих случаях, но для наногеля более эффективно и продолжительно. Применение наногеля приводит к увеличению коэффициента вытеснения низко проницаемого слоя на 10.7%. Рассмотрено влияние положения гелевого экрана на процесс вытеснения нефти для обоих видов гелей. Результаты по увеличению коэффициента вытеснения составили 19% и 28%, соответственно для геля и наногеля.

В третьей главе диссертационной работы приводятся результаты внедрения разработанных систем на месторождениях «Нефтяные камни» и «Грязевая Сопка». Большинство месторождений Азербайджана состоит из слабосцементированных пород или подвержено длительной эксплуатации. В подобных месторождениях традиционно основными осложнениями являются пескопроявление и обводненность продукции ввиду прорыва посторонних вод, что приводит к уменьшению проницаемости призабойной зоны, уменьшению межремонтного периода и в результате увеличению себестоимости извлекаемой нефти. С целью ликвидировать подобные осложнения был применен тампонажный раствор с добавками нано-SiO₂

Внедрение предложенного состава было произведено на 7 скважинах месторождений «Нефтяные камни» и «Грязевая Сопка» привело к увеличению объема дополнительно добытой нефти на 2922 т. и снижению обводненности продукции в среднем на 33% Межремонтный период (2014-2016) после проведения данных операций составил в среднем 148 дней, а в частных случаях составило:

- на скважине № 2391 ежедневный дебит скважины увеличился с 0,1 т/сут до 0,5 т/сут в первые три месяца, а последующие 8 месяцев объем дополнительно добытой нефти составил 72 т. уменьшение обводненности продукции составило 33%.

- на скважине № 1321 месторождения «Грязевая Сопка» ежедневный дебит скважины увеличился с 2 т/сут до 3 т/сут в первые девять месяцев, а последующие 4 месяца объем дополнительно добытой нефти составил 120 т, ввиду слабой обводненности продукции данный эффект оценить не удалось.

- на скважине № 2317 месторождения «Нефтяные камни» ежедневный дебит скважины увеличился с 4,5 т/сут до 10 т/сут в первые 3 месяца, а последующие 8 месяцев объем дополнительно добытой нефти составил 1320 т, уменьшение обводненности продукции составило 50%

- на скважине № 2524 месторождения «Нефтяные камни» ежедневный дебит скважины увеличился с 3 т/сут до 6 т/сут в первые 8 месяцев, а последующие 4 месяца объем дополнительно добытой нефти составил 360 т, уменьшение обводненности продукции составило 50%.

- на скважине № 2533 месторождения «Нефтяные камни» ежедневный дебит скважины увеличился с 5 т/сут до 17 т/сут в первые 11 месяцев, а последующие 2 месяца объем дополнительно добытой нефти составил 480 т, а уменьшение обводненности продукции составило 71%.

- на скважине № 2183 месторождения «Нефтяные камни» ежедневный дебит скважины увеличился с 4 т/сут до 6 т/сут в первые 10 месяцев, объем дополнительно добытой нефти составил 240 т, уменьшение обводненности продукции хоть и наблюдалось в первоначальный период, в дальнейшем вернулось на уровень, установившийся до проведения данной операции.

- на скважине № 1133 месторождения «Грязевая Сопка» ежедневный дебит скважины увеличился с 1,2 т/сут до 3 т/сут в первые 11 месяцев, объем дополнительно добытой нефти составил 330 т. Ввиду слабой обводненности продукции данный эффект оценить не удалось.

Приведены результаты внедрения тампонажного состава повышенной прочности с добавкой нано-SiO₂ для восстановления герметичности эксплуатационной колонны скважины № 1852 НГДУ им. Амирова. Показано, что в результате надежного перекрытия дефектного участка эксплуатационной колонны испытываемая скважина больше года (около 3-х лет) работает и по причине не герметичности эксплуатационной колонны на ремонт не останавливалась. Экономический эффект от проведенной операции в НГДУ им. Амирова получен за счет сокращения числа ремонтов, увеличения добычи нефти и отсутствия в добываемой продукции воды. До проведения данной операции межремонтный период составлял 20-25 дней, дебит нефти $Q_n=0,3$ т/сут, дебит воды $Q_v=7$ т/сут. После межремонтный период составил 17 мес. (≈ 510 дней) т.е. по причине притока посторонних вод, глины подземные ремонты не проводились, $Q_n=0,4-0,5$ т/сут (среднесуточный дебит 0,5т, т.е. на 0,2 т/сут больше), дебит воды полностью прекратился, добыто дополнительно 189 т нефти.

Приведены результаты внедрения тампонажного состава повышенной прочности с добавкой нано-TiO₂ для увеличения прочности цементного стакана, находящегося ниже интервала резки бокового ствола и герметичности спущенного хвостовика на скважине № 1369 НГДУ им. Тагиева

При аналогичной операции с применением обычного портланд-цемента без добавок наночастиц на скважине №1247 того же НГДУ в период с 17.07.11 по 02.01.13 четырежды проводились операции по цементированию призабойной зоны.

Экономический эффект от проведённой операции в НГДУ им. Тагиева получен за счет сокращения числа ремонтов, увеличения добычи нефти и уменьшении обводненности добываемой продукции.

Выводы и рекомендации

1. Разработанный многоцелевой гелеобразующий состав, включающий водорастворимый полимер, сшиватель, спирт, щелочной агент и воду, дополнительно содержит ПАВ. В качестве водорастворимого полимера используют КМЦ со степенью полимеризации не менее 400, либо ПАЦ. В качестве сшивателя - соль поливалентного металла, в качестве ПАВ сульфанол, в качестве спирта пропиленгликоль, а щелочного агента тетраборат натрия. Использование дополнительно ПАВ позволяет снизить значения плотности раствора до 0,38г/см³, а специального сшивателя решает задачу нетоксичности используемых компонентов при приготовлении указанной композиции.

2. Разработанный пенообразующий состав, включающий карбоксиметилцеллюлозу, ПАВ, сульфат алюминия и воду, дополнительно содержит тетраборат натрия, а в качестве поверхностно-активного вещества – сульфанол. Плотность получаемой пены составляет 0.54 г/см³, стабильность пенной системы составляет 40дней при кратности пены 1,87.

3. Разработан тампонажный состав повышенной прочности с использованием наночастиц SiO₂ и TiO₂. Увеличение прочности цемента при ранних стадиях твердения на 35.71% и 37.14%, а при более поздней стадии на 18% и 20% соответственно. Предложены уравнения множественной регрессии, позволяющие на основе учета площади удельной поверхности и распределение частиц спрогнозировать прочность цементного камня с высоким коэффициентом детерминации для ранней и поздней стадии набора прочности.

4. Предложен новый подход к выбору МУН на основе нечеткой

логики и байесовских механизмов вывода. Простая процедура расчета (не более 5-ти итераций) позволяет автоматизировать процесс выбора наиболее приемлемого МУН для конкретного месторождения.

5. Разработан флюид с наночастицами позволяет снизить поверхностное натяжение на границе с нефтью по сравнению с водным раствором ПАВ на 70-90%, значительно увеличивает эффективность вытеснения и фильтрации нефти, изменяя характер течения раствора ПАВ от ньютоновского к неньютоновскому (псевдопластичному).

6. Разработан наногель увеличивающий фактор остаточного сопротивления до 22% в первую неделю и 20.31% после 10 недель. Увеличение коэффициента сопротивления составило 56% и 91.3%, соответственно. Коэффициент вытеснения при применении наногеля на 6% выше по сравнению с гелем без наночастиц. Конечный коэффициент вытеснения при этом составил 69%. Глубинное отклонение жидкости при применении наногеля более эффективно и продолжительно с увеличением коэффициента вытеснения низко проницаемого слоя на 10.7%. Показано влияние положения гелевого экрана в пласте.

7. Разработанные технологии применены в промышленных условиях:

– с использованием тампонажного раствора повышенной прочности было произведено крепление призабойной зоны на 7 скважинах месторождений «Нефтянные камни» и «Грязевая Сопка» приведшее к увеличению объема дополнительно добытой нефти на 2922 т. и снижению обводненности продукции в среднем на 33%. Межремонтный период (2014-2016 гг.) после проведения данных операций составил в среднем 148 дней.

– в результате внедрения тампонажного состава повышенной прочности с добавкой нано-SiO₂ для восстановления герметичности эксплуатационной колонны скважины № 1852 НГДУ им. А.Амирова межремонтный период составил 17 мес. (≈ 510 дней) т.е. по причине притока посторонних вод, глины подземные ремонты не проводились, Q_н = 0,4-0,5т/сут (среднесуточный дебит 0,5т, т.е. на 0,2т/сут больше), дебит воды полностью прекратился, добыто дополнительно 189т нефти

– в результате внедрения тампонажного состава повышенной прочности с добавкой нано-TiO₂ для увеличения прочности цементного стакана, находящегося ниже интервала зарезки бокового ствола и герметичности спущенного хвостовика на скважине № 1369 НГДУ им. Х.З.Тагиева межремонтный период эксплуатации был увеличен, увеличена добыча нефти и уменьшена обводненность добываемой продукции.

Основное содержание и результаты диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Nanofluid for enhanced oil recovery //Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, Vol.78, No.2, p.431-437 (coauthors: Suleimanov B.A., Ismayilov F.S.)
2. О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче //SOCAR Proceedings, 2013, № 2, с.24-28 (соавторы: Сулейманов Б.А., Исмаилов Ф.С., Дышин О.А.)
3. О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти //Нефтяное хозяйство, 2014, № 1, с.86-88 (соавторы: Сулейманов Б.А., Исмаилов Ф.С.)
4. Пенообразующий состав // Патент Российской Федерации № 2531708, 2014 (соавторы: Исмаилов Ф.С., Сулейманов Б.А., Исаев Р.Ж. Байрамова Ш.С.)
5. Наногели для глубинного выравнивания фронта вытеснения нефти. SPE-182534-RU. Материалы ежегодной Каспийской технической конференции и выставки SPE, 12 - 14 ноября 2014, Астана, Казахстан. (соавтор Сулейманов Б.А.)
6. Многоцелевой гелеобразующий состав // Патент Российской Федерации № 2547528, 2015 (соавторы: Исмаилов Ф.С., Сулейманов Б.А., Исаев Р.Ж., Гулиев З.Д.)
7. Зависимость прочности и фазовой проницаемости цементного камня от распределения частиц цементного порошка и присутствия нанодобавок (TiO_2 , SiO_2) в системе раствора. Материалы XII международной научно-практической нефтегазовой конференции, 28 сентября - 2 октября 2015г. СевКавНИПИГаз, Кисловодск, Россия.
8. Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR) //Petroleum Science and Technology, 2015, Vol.33, No.10, p.1133-1140 (coauthors: Suleimanov B.A., Dyshin O.A.)
9. Selection methodology for screening evaluation of EOR methods //Petroleum Science and Technology, 2016, Vol.34, No.10, p.961-970 (coauthors: Suleimanov B.A., Ismayilov F.S., Dyshin O.A.)
10. Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and bayesian inference mechanisms. SPE-182044-MS. Proceedings of the SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 24 -26 October 2016, Moscow, Russia. (coauthors: Suleimanov B.A., Ismayilov F.S.)
11. Скрининговый подход к выбору МУН на основе нечеткой логики и байесовских механизмов вывода. SPE-182044-RU. Материалы

- Российской нефтегазовой технической конференции и выставки SPE, 24-26 октября, 2016, Москва, Россия. (соавторы: Сулейманов Б.А., Исмаилов Ф.С., Дышин О.А.)
12. Прочность полимерных наногелей для повышения нефтеотдачи пластов. SPE-181960-RU. Материалы Российской нефтегазовой технической конференции и выставки SPE, 24 - 26 октября, 2016, Москва, Россия. (соавторы: Сулейманов Б.А., Дышин О.А.)
 13. Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. SPE-181960-MS. Proceedings of the SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 24-26 October 2016, Moscow, Russia. (coauthors: Suleimanov B.A., Dyshin O.A.)
 14. Nanogels for deep reservoir conformance control. SPE-182534-MS. Proceedings of the SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition, 1-3 November 2016, Astana, Kazakhstan. (coauthor Suleimanov B.A.)
 15. О влиянии гранулометрического состава и наноразмерных добавок на качество изоляции затрубного пространства в процессе цементирования скважин //SOCAR Proceedings, 2016, № 4, с.4-10 (соавтор Сулейманов Б.А.)
 16. Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery //Petroleum Science and Technology, 2017, Vol. 35, No. 4, Vol. 35, p.319-326. (coauthor Suleimanov B.A.)

Личный вклад соискателя

Работа [5, 7, 12-15] выполнена самостоятельно, в работах [2, 3, 6-11] участие в постановке задачи, проведении исследований и обобщении результатов, в работах [1, 4, 16] проведение лабораторных экспериментов, участие в обобщении результатов.



**QUYULARDA TEXNOLOJİ ƏMƏLİYYATLARIN VƏ
NEFT HASILATININ İNTENSİVLƏŞDİRİLMƏSİ ÜÇÜN
NANOSİSTEMLƏRİN İŞLƏNMƏSİ VƏ TƏTBİQİ**

XÜLASƏ

Azərbaycanda əksər neft yataqları uzun müddətdir ki istismardadır. Bu yataqlarda neft hasilatının mövcud səviyyədə saxlanması üçün lay sularının təcridi, quyudibi zonanın dayanıqlığının təmin olunması məsələləri əhəmiyyətlidir. İzolə işlərində müxtəlif tərkibli materiallar istifadə olunur. Onlar laya zəif nüfuz etmə, reoloji xüsusiyyətlərinin çətin nizamlanması, yüksək dayanıqlılığı və uzun müddətli effektivliyi təmin etməməsi və s. kimi xüsusiyyətlərə malikdir.

Beləliklə bu amillərin təmin olunması üçün yeni izoləedici kompozisiyanın işlənməsi və tətbiqi baxımından bu dissertasiya işi aktualdır.

Məqsəd quyularda neft hasilatının və texnoloji əməliyyatların intensivləşdirilməsi üçün yeni sistemin işlənilməsi və tətbiqidir.

İlk olaraq neft hasilatının mövcud intensivləşmə metodunun effektivliyi və quyuya gələn su axınının məhdudlaşdırılması üçün mövcud sistemlərin təhlili verilmişdir.

Kompozisiyanın sıxlığının azaldılması hesabına tətbiq sahəsinin genişləndirilməsinə imkan verən daha effektiv gel əmələ gətirən qeyri-toksiki tərkib işlənilib.

Portland sementə SiO_2 və TiO_2 nanohissəciklərini əlavə etməklə yüksək möhkəmliyi təmin edən tamponaj tərkib hazırlanıb. Bərkimə dövründə sement daşının bərkimə göstəricisi uyğun olaraq 35.71% və 37.14%, daha sonrakı dövrdə isə 18% və 20% artmış olub. Sement daşının möhkəmliyi haqqında əvvəlcədən məlumat verilməsi və alınmış nəticələr arasında riyazi asılılığı təyin etmək üçün reqressiv təhlil metodundan istifadə olunmuşdur.

Sonra neft hasilatının artırılmasına yanaşma üçün qeyri-səlis məntiq, ehtimal nəzəriyyəsi və Bayesian çıxış mexanizminə əsaslanan riyazi üsul təklif olunub. Yüngül əlvan metalın 150 nm ölçülü nano hissəciyini SAM-nin su əsaslı məhluluna əlavə etməklə nanoflüid işlənilib. Layın dərinliyinə nüfuz üçün nanogel sistemi hazırlanmışdır. Nanohissəciklərin əlavə olunması ilə polimer gelinin müqavimət əmsalının artması birinci həftədə və 10

həftədə uyğun olaraq 56% və 91,3% təşkil edir. Nanogelin tətbiqində neftin sıxışdırılıb çıxarılma əmsalı nano-hissəcik olmayan varianta nisbətən 6% artıq müşahidə olunub. Bu halda neftin son sıxışdırılıb çıxarılma əmsalı 69% təşkil etdiyi qeyd olunub.

Daha sonra işlənmiş sistemlər Neft Daşlarında və Palçıq Pilpilsində H.Z.Tağıyev və Ə.C.Əmirov adına NQÇİ-də tətbiq olunub.

Veliyev Elchin Fikret oglu

**DEVELOPMENT AND APPLICATION OF NANOSYSTEMS FOR
IMPROVED OIL RECOVERY TECHNOLOGY AND
OPERATIONS IN WELLS**

SUMMARY

Most of oil fields are onstream in Azerbaijan. In order to keep oil production in these fields at current level it is essential to ensure isolation of formation waters and bottomhole stability.

Different types of materials are used for isolation purposes. They have peculiarities as poor penetration, poor adjustable rheology, high resistance and short-term effects.

To satisfy above mentioned factors this thesis work is actual for formulization and application of new isolating composition.

The aim is to work out and operate new system for enhancing oil production and technological operations.

First, a thorough analyse of the existing systems for identifying effectiveness of enhancing method of current oil production and well water inlet limitation is presented. Herein, non-toxical composition forming more effective gel that allows to broaden application field due to diminishing of composition density has been worked out.

Thus grouting composition of high stability has been produced by adding SiO_2 and TiO_2 nano particles to portland cement. During hardening period cement hardening rates were accordingly 35.71% and 37.14%, with further increase in 18 and 20 %.

Regressive analysis method has been used to predict cement stone strength and to define mathematical relation between results.

Furthermore mathematical solution for EOR ranking based on fuzzy logic, calculus of probability and Bayesian mechanism has been suggested. Nanofluid has been produced by mixing 150 nm nanoparticle of non-ferrous metal with water based solution of surfactant. For deep penetration nanogel system has been worked out. Increase in resistance readings of polymer gel with adding of nanoparticles comprised 56% and 91,3% in first and 10th weeks accordingly.

With application of nano gel readings of oil exclusion was observed to increase 6% as compared to the version without application of nano gel. In this case final oil recovery rating was recorded as 69%.

Afterwards drafted systems have been applied at “Oily Rocks” and “Mud volcano” OGEDs named after H.Z.Taghiyev and A.J.Amirov.

Sifariş № 26. Tirajı 100 nüsxə

Azərbaycan MEA Geologiya və Geofizika İnstitutu
«Nafta-Press» nəşriyyatının mətbəəsi
Bakı, H.Cavid pr. 119, Tel.: 539-39-72

Əlyazması hüququnda

VƏLİYEV ELÇİN FİKRƏT OĞLU

**QUYULARDA TEXNOLOJİ ƏMƏLİYYATLARIN VƏ
NEFT HASILATININ İNTENSİVLƏŞDİRİLMƏSİ ÜÇÜN
NANOSİSTEMLƏRİN İŞLƏNMƏSİ VƏ TƏTBİQİ**

2525.01 – Neft və qaz yataqlarının işlənməsi və istismarı

Texnika elmləri üzrə fəlsəfə doktoru elmi dərəcəsi almaq üçün
təqdim edilmiş dissertasiyanın

A V T O R E F E R A T I

