

**НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНА  
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ**

---

*На правах рукописи*

**АБИТОВА АЙГУЛЬ ЖОЛДАСОВНА**

**РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ МЕТОДОВ  
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ  
СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЗАХСТАНА**

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 – 2016**

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 технических наук, проф.  
**Маммедзаде Ариф Михаил оглы**

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

Защита диссертации состоится « 14 » июня 2016 г. в 11<sup>00</sup> 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

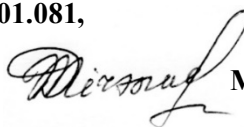
Факс: (+99412) 537 22 85

E-mail: [gia@azdata.net](mailto:gia@azdata.net)

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

Автореферат разослан « \_\_\_ » мая 2016 г.

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



**Мирзоева Д.Р.**

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** В настоящее время приоритетным направлением прироста запасов нефти в мировой нефтедобыче является развитие и промышленное применение современных интегрированных методов увеличения нефтеотдачи, которые способны обеспечить синергетический эффект в освоении новых и разрабатываемых нефтяных месторождений.

Республика Казахстан по разведанным запасам входит в десятку крупнейших нефтяных держав мира, уступая отдельным государствам Латинской Америки, Ближнего Востока, а также России и США. По добыче нефти Казахстан занимает 18-е место в мире. Открытие и ввод в промышленную разработку в 1965г. месторождения Узень явилось знаменательным событием в развитии нефтяной промышленности Казахстана. Далее, с начала 70-х годов прошлого века были открыты такие нефтяные месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, как Карамандыбас, Каражанбас, Каламкас и др.

За долгие годы разработки указанных месторождений усилиями производственных и научных организаций были успешно реализованы проектные решения, опытно-промышленные испытания и промышленное внедрение различных методов воздействия на пласт и призабойную зону. Однако, несмотря на это текущий коэффициент нефтеотдачи на указанных месторождения относительно невысок.

В связи с этим разработка новых эффективных методов воздействия на пласт и призабойную зону остается весьма актуальной задачей.

**Цель работы** - разработка и применение новых методов воздействия на пласт и призабойную зону скважин.

### **Основные задачи исследования**

- разработать новый способ разработки нефтяного месторождения с применением водогазового воздействия;
- разработать энергосберегающие технологии получения рабочих агентов для поддержания пластового давления;
- разработать новый способ разработки нефтяного месторождения с потокоотклонением загущенной водой;
- разработать новый способ селективного воздействия на продуктивный пласт.

### **Методы решения поставленных задач**

Поставленные задачи решались путем применения геологического, гидродинамического моделирования, экспериментальных и промысловых исследований.

### **Научная новизна**

- разработан новый способ разработки нефтяного месторождения с применением водогазового воздействия, в котором в зависимости от реальных условий разработки обосновывается использование соотношения объемов закачиваемых газа и воды в диапазоне 0,2-0,5;
- разработаны энергосберегающие технологии получения рабочих агентов для поддержания пластового давления;
- разработан новый способ разработки нефтяного месторождения с потокоотклонением загущенной водой с использованием полиакриламида марок POLY-T-101, Алкофлад, FP-307, который способствует снижению обводненности и повышению дебита добывающих скважин;
- разработан новый способ селективного воздействия на призабойную зону скважин.

### **Защищаемые положения**

1. Новые способы разработки нефтяного месторождения с применением водогазового воздействия и с потокоотклонением загущенной водой;
2. Энергосберегающие технологии получения рабочих агентов для поддержания пластового давления;
3. Новый способ селективного воздействия на призабойную зону скважин.

### **Практическая значимость результатов работы**

Разработанный способ разработки нефтяного месторождения с применением водогазового воздействия защищен патентом Республики Казахстан №27065. Начато опытно-промышленное внедрение способа на месторождении Каламкас.

Разработанный способ разработки нефтяного месторождения с потокоотклонением загущенной водой (потокоотклоняющая технология) успешно внедрен на месторождении Узень. Анализ эффективности технологии ПОТ в целом показал, что из 311 окружающих скважин 171 отреагировали на закачку ПОТ. При этом общая дополнительная добыча нефти за 2013 год составила 103,33 тыс. тонн.

Разработанный способ селективного воздействия на продуктивный пласт нефтегазового и газового месторождений защищен патентом Республики Казахстан №27510.

### **Апробация работы**

Материалы диссертации докладывались и обсуждались на:

- Международной научно-практической конференции «Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана» - г. Актау, 2011 г.;
- Международной научно-практической конференции «Инновационные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана» -г. Актау, 2013г.;
- IV Международном научном симпозиуме «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов», г. Москва, ОАО "ВНИИнефть", 2013 г.

### **Публикации**

По материалам диссертации опубликовано 15 трудов, из которых 6 статей, 6 тезисов, 2 патента Республики Казахстан и 1 заявка на получение патента Республики Казахстан.

### **Структура и объём работы**

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, списка литературы, включающего 151 наименование и 1 приложение. Работа изложена на 200 страницах, содержит 35 таблиц и 34 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 дан анализ существующих методов интенсификации добычи нефти на месторождениях Казахстана, в том числе методов воздействия на призабойную зону на месторождении Каламкас и методов воздействия на пласт на месторождении Узень.

Рассмотрено большое количество источников по мероприятиям интенсификации добычи нефти на различных месторождениях. Показано, что за долгие годы разработки казахстанских месторождений усилиями производственных и научных организаций были успешно реализованы проектные решения, и велся постоянный поиск, опытно-промышленные испытания и промышленное внедрение различных методов воздействия на пласт и призабойную зону. Однако, несмотря на это текущий коэффициент нефтеотдачи на указанных месторождения относительно невысок. В связи с этим разработка новых эффективных методов воздействия на пласт и призабойную зону остается весьма актуальной задачей.

**Во второй главе** приведены экспериментальные исследования по разработке новых методов воздействия на пласт и призабойную зону.

Для изучения процессов вытеснения нефти водой, газом и методами водогазового воздействия (ВГВ) создана экспериментальная установка, основными элементами которой являются: горизонтально расположенная насыпная модель пласта, снабженная образцовыми манометрами и запорными вентилями, а также блоки для обеспечения: термобарических условий проведения эксперимента; фильтрации через модель пласта жидких флюидов (нефть, вода); контроля перепада давления при фильтрации; закачки в модель пласта газа высокого давления; сбора, разделения и анализа входящей из пласта продукции.

Подготовка модели пласта к эксперименту включала в себя несколько этапов.

Этап 1. Образцы керна сначала разбивались молотком, затем размалывались в мельнице грубого помола до состояния песка. Размолотый керн экстрагировался от остатков нефти спиртобензольной смесью в приборе Сокслета с последующей сушкой при температуре  $80^{\circ}\text{C}$  до прекращения изменения его массы.

В экспериментальных исследованиях использовались модели пласта длиной 71 см и внутренним диаметром 3 см. Далее производилась набивка модели размолотым керном.

Затем определялась проницаемость модели по азоту. При получении нужного значения проницаемости модель обвязывалась запорными вентилями и взвешивалась.

Этап 2. Модель насыщалась водой с определением проницаемости по воде, пористости и порового объема. В работе использовалась отвакуумированная модель пластовой воды. Для полного насыщения модели водой из неё удалялся воздух путём вакуумирования. Затем производилось насыщение модели водой под вакуумом. После насыщения модели пласта водой определялась её проницаемость по воде согласно стандартной методике. Пористость рассчитывалась исходя из разности масс модели, насыщенной водой, и сухой. Полученная разность масс пересчитывалась на объём (с учётом плотности модели пластовой воды), а рассчитанный таким образом объём пустот (поровый объём) в модели делился на объём пустой модели и переводился в проценты (значение пористости).

Этап 3. Модель пласта насыщалась изовязкозной моделью нефти вязкостью 11,5 мПа·с для создания связанной воды и определения подвижности нефти в пластовых условиях путем прокачки через модель пласта нефти до достижения необходимого значения водонасы-

ценности. При этом ориентировались на среднее значение водонасыщенности пласта Ю-1С, находящееся в диапазоне значений от 0,4 до 0,6. Модель пласта была установлена в вертикальном положении, прокачка нефти велась сверху вниз для лучшего вытеснения воды. По достижении необходимого значения связанной воды, модель возвращалась обратно в горизонтальное положение.

В результате описанных выше операций были подготовлены модели пласта с начальной нефтенасыщенностью и связанной водой для проведения исследований процессов вытеснения нефти. При вытеснении контролировалось постоянство пластового давления, температуры и объемной скорости закачки вытесняющих агентов (воды, газа, растворов ПАВ и полимера). Замерялись объём вышедшей из модели пласта продукции (нефти, воды, газа), время отбора, перепад давления. По результатам эксперимента рассчитывались следующие величины: газовый фактор, объём прокачки вытесняющего агента, коэффициент вытеснения, остаточные насыщенности модели пласта нефтью, водой, газом.

Закачка газа в пласт после оторочки воды с ПАВ приводит в переходной зоне к образованию пенно-эмульсионной системы, способствующей эффективному вытеснению нефти из пласта. Уменьшается прорыв газа в добывающую скважину при дальнейшей ее эксплуатации и, одновременно, повышается дебит скважины. На этом принципе основана технология водогазового воздействия с применением нефтеводорастворимых ПАВ. Выбор поверхностно-активных веществ, применительно к технологии водогазового воздействия, основывается на вспенивающих свойствах систем «нефть – вода, содержащая ПАВ», или «нефть – ПАВ». Если говорить о типе ПАВ, которое закачивается в пласт в виде оторочки водного раствора перед водогазовым воздействием, то наибольший эффект следует ожидать от масловодорастворимого ПАВ, который будет из водного раствора переходить в нефть, улучшая её способность удерживать газ. Проведены исследования пенообразующей способности изовискозной модели нефти месторождения Каламкас, которая использовалась в фильтрационных исследованиях, а также смесей масловодорастворимых ПАВ с нефтью и водорастворимых ПАВ с пластовой водой минерализацией 113,12 г/л при температуре  $T=42^{\circ}\text{C}$ . Исследованы ПАВ: масловодорастворимые СНПХ-4315Д и СНПХ-4810А (производства фирмы «Нефтепромхим», г. Казань); водорастворимые НМК-Комби (производства ООО НПК «МРТ», г. Москва), регулятор деструктора РД, ТУ-2499-070-17197708-2003. В результате лабораторных исследований получено,

что вспениваемость нефти, содержащей небольшие добавки маслорасстворимых ПАВ увеличивается на 9-12%.

По результатам полученных зависимостей можно сделать вывод о том, что методы водогазового воздействия и полимерного заводнения повышают коэффициент вытеснения остаточной после заводнения модели нефти месторождения Каламкас.

Полимерному заводнению соответствует наименьший коэффициент вытеснения по сравнению с методами водогазового воздействия. Значение коэффициента вытеснения составило 62% при прокачке 3,5 поровых объемов пласта вытесняющих агентов.

При водогазовом воздействии достигаются большие значения коэффициентов вытеснения: при обычном ВГВ - от 67 до 70 %, при ВГВ с использованием ПАВ еще на 2-2,5 % выше. Однако ВГВ соответствуют большие объемы прокачки оторочек воды и газа относительно полимерного заводнения.

Лабораторные исследования показали, что использование сухого газа, содержащего в своем составе не менее 95 % метана, более предпочтительно при водогазовом воздействии по сравнению с применением азота, как в случае обычного водогазового воздействия, так и при использовании ПАВ, который повышает способность нефти удерживать газ, в результате чего процесс довытеснения нефти водогазовым воздействием с использованием ПАВ протекает эффективнее.

Показано, что в исследованиях с дегазированными и изовязкими нефтями можно рекомендовать следующее соотношение объемов закачиваемых газа и воды: для метана 0,2-0,5; для азота 0,2-0,3. Для рекомбинированных или пластовых нефтей это соотношение может быть таким же или ниже (например, для углеводородного газа до 0,4), но не выходящее за рамки рекомендуемого соотношения 0,2-0,5.

Исходя из вышесказанного, в экспериментальных исследованиях по оценке эффективности технологии ВГВ применительно к опытному участку залежи Ю-1С месторождения Каламкас, выполненных на изовязкой модели нефти, было выбрано следующее соотношение объемов закачиваемых газа и воды: при использовании метана 0,2-0,5 (1:1), азота 0,3 (1:3).

Реализация водогазового воздействия во многом зависит от реальных условий разработки месторождения (давление при действующей системе ППД, состояние скважин, объемы реализуемого газа, наличие необходимого оборудования и т.д.), при этом конкретное соот-



ношение объемов закачки газа и воды должны обосновываться в соответствующих проектных документах, но не выходить за рекомендованные пределы.

Далее рассмотрены энергосберегающие технологии получения газообразных рабочих агентов для поддержания пластового давления.

Различные отрасли промышленности, включая нефтегазодобывающую, нефтегазоперерабатывающую, по производству минеральных удобрений, по хранению продуктов, противопожарные объекты на суше и на море нуждаются в использовании инертных газовых систем, в качестве которых может быть использован азот.

Промышленностью приняты на вооружение следующие методы получения азота: криогенный, мембранный, адсорбционный. Абсорбцией называют процесс поглощения растворимого компонента газовой смеси жидким поглотителем. Выбор типа абсорбента определяется физико-химическими свойствами потоков газа и жидкости. Так, например, для очистки углеводородного газа (метана) от большого содержания углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ) в качестве абсорбента в промышленных масштабах применяется вода, поскольку  $\text{CO}_2$  обладает высокой растворимостью в воде (в 28,4 раза больше, чем метан). Для получения воздуха, обогащенного азотом, также можно использовать воду.

Поскольку для использования воздуха, обогащенного азотом, зачастую требуется высокое давление, например, для закачки его в продуктивный пласт в целях поддержания пластового давления (ППД), то абсорбционный процесс получения воздуха, обогащенного азотом, в режиме высокого давления может оказаться достаточно эффективным.

Однако величину давления абсорбционного процесса получения воздуха, обогащенного азотом, следует оптимизировать не только с учетом тех параметров, которые будут необходимы для его эффективного получения и последующего использования (например, для закачки в пласт), но и с учетом прочностной характеристики оборудования, а, следовательно, и стоимости этого оборудования, т.е. по результатам технико-экономической оценки. С повышением минерализации воды растворимость газов в ней ухудшается.

С учетом выше изложенного, разработан абсорбционный способ получения воздуха, обогащенного азотом, в технологическом процессе которого в качестве абсорбента используется как обычная, так и минерализованная вода, а сам процесс осуществляется в абсорбционной колонне в режиме рециркуляции.

На морских стационарных платформах в целях противопожарной безопасности возникает потребность в инертном газе, в качестве которого может быть использован воздух, обогащенный азотом. Для его получения можно использовать морскую минерализованную воду. Предложенная экологически чистая технология получения воздуха, обогащенного азотом, предусматривает возможность его использования в качестве альтернативы закачке в пласты углеводородных газов, что позволяет сохранить ценное углеводородное сырье и сократить выбросы азота в атмосферу, что, как известно, сопровождается негативными последствиями, вплоть до содействия глобальному потеплению.

В настоящее время добыча углеводородных газов, содержащих сероводород, составляет значительную часть общего объема добываемого газа. Однако в связи с ядовитостью сероводорода ограничивается его допустимое содержание в газе, подаваемом потребителю, а также устанавливаются нормативы на его содержание в воздухе населенных мест и в воздухе рабочей зоны. Содержание сероводорода в очищенном газе нормируется.

Поэтому при освоении и эксплуатации нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождений решение вопросов утилизации попутных нефтяных и природных углеводородных газов, содержащих сероводород, связано с затратными мероприятиями по организации их очистки.

Немаловажным недостатком известных способов физической абсорбции является то, что они позволяют только повышать концентрацию сероводорода, извлекаемого из очищаемого газа. Для получения же товарного продукта, содержащего серу, требуется установка переработки сконцентрированного сероводорода. При этом образуется поток остаточных «хвостовых» газов, в которых содержание вредных компонентов всегда превышает допустимые нормы.

В связи с изложенным для очистки углеводородных газов от сероводорода применение известных способов физической абсорбции с использованием в качестве абсорбента (поглощающей жидкости) органических растворителей в определенных условиях оказывается нерентабельным (в случае небольших объемов добываемого на месторождении углеводородного сырья, удаленности промысловых объектов от мощностей по газоочистке и газопереработке, на морских стационарных платформах и др.).

Реализовать абсорбционный процесс очистки углеводородного

газа от сероводорода ( $H_2S$ ) с использованием в качестве абсорбента воды со сбросом продуктов регенерации воды в атмосферу невозможно, так как сероводород является отравляющим веществом и сброс его в атмосферу категорически запрещён. Очистка продуктов регенерации известными методами осложнит технологический процесс и сделает его нерентабельным.

Задача решается с условием что абсорбционный процесс очистки углеводородного газа от  $H_2S$ водой совмещается с подачей этой воды, обогащенной сероводородом, после добавления в нее бактерицидов, подавляющих жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), в систему поддержания пластового давления (ППД) на приём высоконапорных насосов, и через нагнетательные скважины закачивается в пласт.

Предлагаемая технология очистки углеводородного газа от сероводорода экологически безопасна, обеспечивает высокую защиту окружающей среды и не требует утилизации отработанных химических реагентов.

Ряд исследователей предлагает сероводород закачивать в нижележащие водонасыщенные интервалы продуктивного пласта. Такое предложение обеспечивает гарантию того, что поступивший в подстилающие воды сероводород, обладающий значительно лучшей растворимостью в воде, чем в нефти, находясь под большим давлением, чем выше лежащие нефте- или газонасыщенные пласты, не будет выделяться из воды и поступать в продуктивные пласты, насыщенные углеводородами.

Указанное предложение расширяет возможности нами предложенной технологии абсорбционного способа очистки углеводородных газов от сероводорода, когда в качестве абсорбента используется вода, которую затем, со значительным содержанием в ней сероводорода, можно будет закачивать в подстилающий водонасыщенный интервал продуктивного пласта, не опасаясь выделения из этой воды сероводорода и поступления его в продуктивные пласты, содержащие углеводороды.

Предложенная технология абсорбционного способа очистки углеводородных газов от сероводорода позволяет производить этот процесс при высоком содержании сероводорода в углеводородном газе и требуемых условиях процесса по давлению и температуре.

Как показал опыт разработки нефтяных месторождений, прорыв закачиваемых вод по пластам приводит к преждевременному обводнению скважин до 80-90%, а суммарный отбор не превышает 40-50% из-

влекаемых запасов нефти. Объективной необходимостью увеличения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием при прогрессирующем обводнении является ограничение фильтрации нефтевытесняющего агента по промытым зонам коллектора. Это достигается применением потокоотклоняющих технологий (ПОТ). Технологии основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов водных растворов полимеров, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования), выравниванию приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, созданию более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины.

В качестве ПОТ нашел широкое промышленное внедрение способ закачки в пласт водного раствора высокомолекулярного хорошо растворимого в воде полиакриламида (ПАА) с концентрацией 0,05-0,1 мас.%. При такой концентрации получается вязкий раствор, обладающий структурно-механическими свойствами и пониженными силами поверхностного натяжения на границе с нефтью.

Осуществлять непрерывную закачку загущенной воды не рационально. Экспериментальными исследованиями и промысловыми экспериментами доказано, что для оптимизации процесса в продуктивный пласт достаточно закачать оторочку загущенной воды в объеме 15-25% от порового объема пласта, которую затем проталкивают обычной водой.

В лабораторных условиях исследованы коэффициенты вытеснения остаточной нефти после заводнения закачкой различных модификаций оторочки загущенной воды. Показано, что максимальная дополнительная добыча нефти достигается при вязкости оторочки на 45% выше вязкости воды используемой для заводнения.

На основе экспериментальных исследований предложен новый способ разработки нефтяного месторождения с потокоотклонением загущенной водой, основанный на регулировании вязкости оторочки загущенной воды.

Задачей является повышение эффективности способа разработки вновь открытых, не вступивших в эксплуатацию нефтяных месторождений, и месторождений, разрабатывающихся с неопределенными условиями.

Сущность предлагаемого способа заключается в повышении эффективности разработки продуктивного пласта месторождения, содержащего нефть высокой вязкости, путем закачки в пласт загущенной воды

оптимальной вязкости, обеспечивающей максимальное извлечение нефти за весь срок разработки продуктивного пласта месторождения, характеризующегося слоистой проницаемостной неоднородностью.

Поставленная задача решается тем, что способ разработки нефтяного месторождения с потокоотклонением загущенной водой, включающий вытеснение вязкой нефти оторочкой загущенной воды с оптимальной величиной вязкости с последующим ее проталкиванием обычной водой, при этом оптимальная величина вязкости определяется путем построения кривой зависимости объемов нефти, вытесненных за весь срок разработки с использованием оторочки загущенной воды различной вязкости, от соответствующих величин вязкости оторочки загущенной воды путем применения локальных динамических моделей в виде конечно-разностного уравнения, по нескольким крайним точкам известной зависимости, перестроенной в асимптотических координатах.

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений возникает необходимость в воздействии через перфорированный интервал эксплуатационной колонны на продуктивный пласт добывающих и нагнетательных скважин различными способами с целью повышения его продуктивности, ограничения водопритока (добывающих скважин), увеличения приемистости (нагнетательных скважин) и т.п. При этом в скважине по результатам геофизических и гидродинамических исследований намечается интервал воздействия на продуктивный пласт определяется соответствующий метод воздействия: гидро-разрыв пласта (ГРП), солянокислотные обработки (СКО), ремонтно-изоляционные работы (РИР) и др., сопровождающиеся закачкой в намеченный интервал продуктивного пласта различного рода рабочих агентов: жидкости разрыва, с последующим закреплением трещин пропантом, цементного раствора, полимерных составов, обладающих повышенной вязкостью, растворителей и др.

В данной работе представлена разработка способа селективного воздействия на продуктивный пласт через перфорированную эксплуатационную колонну, обеспечивающего большую надежность способа и экономическую эффективность. Это достигается тем, что при проведении работ по селективному воздействию на средний (средний и верхний) интервал продуктивного пласта нижний (нижний и средний) интервал продуктивного пласта, не подлежащий воздействию, перекрывается песчаным стаканом с герметизирующей его сверху глинистой подушкой, установка которых производится с помощью контейнера, транспортируемо-

го в скважину по эксплуатационной колонне в нижний (нижний и средний) интервал продуктивного пласта с помощью канатной техники (подъемника с лебедкой). Открытие контейнера производится, например, при упоре на забой. В случае необходимости, в интервале продуктивного пласта, намеченного к воздействию, предусматривается проведение повторной кумулятивной или пескоструйной перфорации, что повышает эффективность селективного воздействия. При необходимости защитить от воздействия и верхний интервал продуктивного пласта, он перекрывается пакером, который спускается на НКТ. Затем производится селективное воздействие на средний или верхний интервал продуктивного пласта соответствующим методом (ГРП, СКО, РИР и др.). После проведения селективного воздействия на соответствующий интервал продуктивного пласта, пакер из скважины извлекается, песчаный стакан с глинистой подушкой вымываются обычным способом, т.е. через НКТ и устьевую головку обратной промывки, или с использованием передовой колтюбинговой технологии, затем в скважине устанавливается соответствующее эксплуатационное оборудование и она вводится в эксплуатацию.

Преимуществом предложенного способа селективного воздействия на средний или верхний интервалы продуктивного пласта является то, что для его осуществления не требуется, проведение трудоемких работ по намыву в нижнем (нижнем и среднем) интервале продуктивного пласта песчаного стакана, с последующим вымывом его излишка, так как нижний (нижний и средний) интервал продуктивного пласта, не подлежащий воздействию, перекрывается песчаным стаканом с герметизирующим его сверху глинистой подушкой, установка которых осуществляется с использованием контейнера, транспортируемого в скважину по эксплуатационной колонне в заданный интервал продуктивного пласта с помощью канатной техники (подъемника с лебедкой). Кроме того, при проведении различного рода мероприятий по воздействию на заданный интервал продуктивного пласта за счет герметизации песчаного стакана глинистой подушкой через него не будет фильтроваться рабочая жидкость в нижний (нижний и средний) интервал продуктивного пласта. Это обеспечит селективность воздействия и исключит загрязнение песчаного стакана от проникновения в него рабочего агента, облегчив операции по его последующему вымыву.

Предлагаемый способ осуществляется следующим образом.

В скважине, намеченной к проведению того или иного способа воздействия на продуктивный пласт, по результатам геофизических и

гидродинамических исследований определяется интервал воздействия. При необходимости, предусматривается проведение в намеченном интервале продуктивного пласта, подлежащего воздействию, повторная кумулятивная или пескоструйная перфорация, что повышает эффективность селективного воздействия. В том случае, если перфорированный интервал продуктивного пласта, не подлежащий воздействию, располагается в его нижней (средней) части, то этот интервал перекрывается песчаным стаканом с герметизирующей его сверху глинистой подушкой высотой 2 м, с использованием контейнера, спускаемого в заданный интервал скважины с помощью канатной техники и подъемника с лебедкой. Открытие контейнера производится, например, при упоре на забой. Глинистая подушка над песчаным стаканом высотой 2 м, исходя из промышленного опыта, вполне достаточна для обеспечения герметичности перекрытия. В том случае, если воздействию подвергается средний интервал продуктивного пласта, и возникает необходимость защитить от воздействия и верхний интервал продуктивного пласта, то он перекрывается пакером, который спускается на НКТ. Затем производится селективное воздействие на средний (или верхний) интервал продуктивного пласта соответствующим методом (ГРП, СКО, РИР)

После проведения селективного воздействия на намеченный интервал продуктивного пласта, пакер из скважины извлекается, песчаный стакан с глинистой подушкой вымываются обычным способом, т.е. через НКТ и устьевую головку обратной промывки, или с использованием передовой колтубинговой технологии, затем в скважине устанавливается соответствующее эксплуатационное оборудование и она вводится в эксплуатацию.

**В третьей главе** диссертационной работы приводятся результаты геологического и гидродинамического моделирования разработки месторождения Каламкас с применением ВГВ, а также планирование и применение ПОТ на месторождении Узень.

Построение гидродинамической модели опытного участка месторождения Каламкас и ее адаптация к фактической истории разработки проведены в ПК «Eclipse-100» компании Schlumberger.

При построении гидродинамической модели использованы следующие исходные данные:

- цифровая трехмерная геологическая модель опытного участка;
- физико-химические свойства нефти и газа, зависимость свойств

нефти от давления (PVT-свойства), представленные в разделе 2.2;

- кривые относительных фазовых проницаемостей нефти, газа и воды;

- зависимость начального пластового давления от глубины, полученная на основе замера пластового давления прямыми и косвенными методами;

- геолого-промысловые данные по добыче и закачке, интервалам перфорации, результатам замера пластовых и забойных давлений в скважинах.

Адаптация гидродинамической модели к истории разработки (модификация с учетом фактических данных эксплуатации) проведена в целом по объекту моделирования и по скважинам по основным показателям разработки: добыче нефти и жидкости, закачке воды, забойному и средневзвешенному пластовому давлению. Адаптация модели выполнена за весь период эксплуатации скважин опытного участка – с 01.01.1991 г. по 01.01.2011 г. (всего 20 лет эксплуатации). Временной шаг – 1 месяц.

Далее на модели рассчитан рекомендуемый вариант реализации технологии ВГВ при совместной закачке в пласт газа и воды, обработанной ПАВ, в виде пенообразной системы, с применением компрессорной станции.

Для реализации ВГВ предлагается осуществить выработку газа из газовых шапок горизонтов Ю-1С и Ю-1 через 7 скважин в требуемом объеме до 7,4% годовых от геологических запасов этих объектов. Компенсация отбора газа из газовых шапок предусматривается через 22 нагнетательные барьерные скважины, по 11 скважин на каждый горизонт.

На участке месторождения Каламкас реализация процесса ВГВ предусматривается в ограниченный период времени 4 года. Затем процесс ВГВ прекращается и выработка запасов нефти на участке месторождения производится по обычной технологии заводнения с продвижением газовой смеси закачиваемой водой.

На основании гидродинамического моделирования получена динамика основных показателей процесса реализации технологии ВГВ, включая добычу нефти, жидкости и газа. При этом накопленная дополнительная добыча нефти за 5 лет составила 2699 тыс. тонн. Согласно предложенному проекту на месторождении начато опытно-промышленное внедрение технологии ВГВ. Акт о внедрении прилагается к диссертации.



Далее, для условий месторождения Узень определены основные критерии применения ПОТ: зоны с наибольшим скоплением остаточных запасов (согласно картам остаточных запасов); высокая неоднородность пластов, либо высокопроницаемые зоны, приуроченные к песчаным телам; обводненность скважин, обусловленная прорывами по высокопроницаемым пропласткам; наличие полных ячеек на участке (отсутствие бездействующих и ликвидированных скважин); благоприятное техническое состояние скважин участка, отсутствие нарушений эксплуатационных колонн, заколонных перетоков и т.д.

На месторождении «Узень» в 2013г. проведены опытно-промышленные испытания предложенной технологии ПОТ с использованием полиакриламида марок POLY-T-101, Алкофлад, FP-307. Мероприятия были осуществлены на 73 скважинах.

По результатам технологических показателей применение полимеров FP-307, POLY-T-101 эффективнее: снижение обводненности соответственно на 4 и 3%, увеличение прироста добычи нефти в среднем на соответственно 1,9 и 2,2 т/сут.

Анализ эффективности технологии ПОТ в целом показал, что она способствует снижению обводненности и повышению дебита реагирующих добывающих скважин. Из 311 окружающих скважин 171 отреагировали на закачку. Общая накопленная дополнительная добыча нефти от внедрения мероприятий в 2013 году составила 103,33 тыс. тонн. Акт о внедрении прилагается к диссертации.

### **Выводы и рекомендации**

1. Разработан новый способ разработки нефтяного месторождения с применением водогазового воздействия (ВГВ).
2. В лабораторных условиях исследованы различные варианты ВГВ. Получено, что приращение коэффициента вытеснения относительно заводнения составило: при ВГВ с метаном – 9,4%; при ВГВ с азотом – 7,0%; при ВГВ с метаном + ПАВ – 12,0%; при ВГВ с азотом + ПАВ – 9,0%; при полимерном заводнении – 2,4%. Результаты лабораторных работ позволяют рекомендовать использование соотношения объемов закачиваемых газа и воды в диапазоне 0,2-0,5 в зависимости от реальных условий разработки.
3. Разработанные технологии получения воздуха, обогащенного азотом, и воды, обогащенной сероводородом, при очистке углеводородного газа, могут найти широкое применение в качестве рабочих

агентов при поддержании пластового давления на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях.

4. Разработан новый способ разработки месторождения с потокоотклонением загущенной водой (потокоотклоняющая технология), основанный на регулировании вязкости оторочки загущенной воды. В лабораторных условиях исследованы коэффициенты вытеснения остаточной нефти после заводнения закачкой различных модификаций оторочки загущенной воды. Показано, что максимальная дополнительная добыча нефти достигается при вязкости оторочки на 45% выше вязкости воды используемой для заводнения.
5. Разработан новый способ селективного воздействия на призабойную зону скважин. Предложена следующая последовательность реализации способа: перекрытие нижнего перфорированного интервала продуктивного пласта песчаным стаканом и создание глинистой пробки над песчаным стаканом для его герметизации с использованием контейнера с канатной техникой; проведение селективного воздействия на продуктивный пласт (ГРП, СКО, РИР и др.); промывка скважины до искусственного забоя, спуск соответствующего эксплуатационного оборудования и ввод в эксплуатацию.
6. На месторождении «Узень» в 2013г. проведены опытно-промысловые испытания потокоотклоняющей технологии с использованием полиакриламида марок POLY-T-101, Алкофлад, FP-307. Мероприятия были осуществлены на 73 скважинах. Анализ эффективности технологии ПОТ в целом показал, что она способствует снижению обводненности и повышению дебита реагирующих добывающих скважин. Из 311 окружающих скважин 171 отреагировали на закачку. Общая накопленная дополнительная добыча нефти от внедрения мероприятий в 2013 году составила 103,33 тыс. тонн.

**Основное содержание и результаты диссертации опубликованы в следующих работах:**

1. Планирования ВГВ на месторождении Каламкас // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации», Самара: ООО Издательский дом «Агни», 2010, № 10. с.33-39. (соавторы: М.И.Курбанбаев, Б.С.Муллаев и др.)
2. Экспериментальная оценка эффективности применения технологии водогазового воздействия на опытном участке горизонта Ю-1С месторождения Каламкас. Материалы межд. научно-прак. конф. «Совре-

- менные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана» - Актау, 2011, с. 217-223. (соавторы: М.И.Курбанбаев, М.Д. Досмухамбетов и др.)
3. Особенности бурения наклонно-направленных, горизонтальных скважин и разбуривание боковых стволов на месторождениях Казахстана. Материалы межд. научно-прак. конф. «Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана» - Актау, 2011. - с.488-497. (соавторы: У.С.Карабалин, М.И.Курбанбаев и др.)
  4. Новые способы получения альтернативных рабочих агентов для систем поддержания пластового давления (ППД). Материалы международной научно-практической конференции «Инновационные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана», Актау, Казахстан, АО КазНИПИмунайгаз, 25-26 апрель 2013: Т.2, с.118-131. (соавторы: У.С.Карабалин, М.И.Курбанбаев и др.)
  5. Анализ эффективности существующих методов интенсификации добычи неньютоновской нефти на месторождении Узень. Материалы международной научно-практической конференции «Инновационные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана», Актау, Казахстан, АО КазНИПИмунайгаз, 25-26 апрель 2013: Т.1, с.290-298. (соавторы: М.О.Ибагаров, С.С.Келдибаева)
  6. Оптимизация разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения с применением водогазового воздействия с использованием загущенной воды. Материалы международной научно-практической конференции «Инновационные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана», Актау, Казахстан, АО КазНИПИмунайгаз, 25-26 апрель 2013: Т.1, с.484-498. (соавторы: М.И.Курбанбаев, Б.Т.Муллаев, М.Д. Досмухамбетов)
  7. Способ разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения с применением технологии водогазового воздействия // Инновационный патент на изобретение №27065. Номер и дата подачи заявки №2012/0516.1 (22), 02.05.2011 Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Республики Казахстан 28.05.2013г. (соавторы: Б.Т.Муллаев, М.И.Курбанбаев, М.Ж.Досмухамбетов)
  8. Проектирование разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения с применением водогазового воздействия в сочетании с загущенной водой. Материалы IV Междунар. науч. Симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». В 2 т. -Т.1., М., 2013. с.136-144., ОАО "ВНИИнефть". (соавторы: М.И. Курбанбаев, Б.Т. Муллаев, М.Д. Досмухамбетов)

9. Способ селективного воздействия на продуктивный пласт нефтегазового и газового месторождений //Инновационный патент на изобретение №27510. Номер и дата подачи заявки 2012/0643.1., 02.05.2012. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений РК24.09.2013г. (Б.Т.Муллаев, О.Б.Саенко, А.Р.Тастемиров)
10. Интегрированные методы повышения нефтеотдачи //Научно-технический журнал "Нефть и газ", 2014, №2 (80), с.79-107. Алматы. (соавторы: М.И.Курбанбаев, В.Н.Сизиумова, Б.С.Муллаев)
11. Энергосберегающие технологии получения рабочих агентов для поддержания пластового давления //Нефтепромысловое дело», 2014, №6, с.42-51 (соавтор М.И.Курбанбаев).
12. Оценка эффективности водогазового воздействия на опытной участке горизонта Ю-1С месторождения Каламкас по результатам фильтрационных исследований на керне //«Научные труды» НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР, 2014, №2, с. 37-51 (соавтор М.И. Курбанбаев).
13. Интенсификация добычи трудноизвлекаемых запасов нефти водогазовым воздействием на продуктивный пласт с использованием загущенной воды //Нефтепромысловое дело, 2014, №7, с.30-37 (соавтор М.И. Курбанбаев).
14. Способ разработки нефтяного месторождения с потокоотклонением загущенной водой. Заявка на получение патента на изобретение Республики Казахстан № 2016/0059.1 от 05.01.2016г. (соавторы: Курбанбаев М.И., Муллаев Б.Т.)
15. Опыт применения потокоотклоняющей технологии на месторождении «Узень» // «Научные труды» НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР, 2014, №3, с. 43-51.

#### **Личный вклад соискателя**

Работа [15] выполнена самостоятельно, в работах [1,4-14] участие в постановке задачи, проведении исследований и обобщении результатов, в работах [2,3] проведение лабораторных экспериментов, участие в обобщении результатов.



**Abitova Ayqul Joldasovna**

## **QAZAXISTAN YATAQLARI TİMSALINDA LAYA VƏ QUYUDİBİ ZONAYA TƏSİRİN YENİ ÜSULLARININ İŞLƏNMƏSİ VƏ TƏTBİQİ**

### **XÜLASƏ**

Uzun illər ərzində Qazaxıstan yataqlarında laya və quyudibi zonaya təsirin müxtəlif üsullarının layihə qərarları, təcrübi-sənaye sınaqları və sənayedə tətbiqi müvəffəqiyyətlə həyata keçirilmişdir. Lakin buna baxmayaraq göstərilən yataqlarda neftvermə əmsalı kiçik olaraq qalır. Bununla əlaqədar laya və quyudibi zonaya təsirin yeni səmərəli üsullarının işlənməsi aktual məsələ olaraq qalır.

Dissertasiyada neft yataqlarına su-qaz təsirinin (SQT) yeni üsulu işlənməmişdir. Laboratoriya şəraitində SQT-nin müxtəlif variantları tədqiq edilmişdir. Əldə edilmişdir ki, sulaşmaya nisbətdə sıxışdırma əmsalının artması: metan ilə SQT zamanı – 9,4%; azot ilə SQT zamanı – 7,0%; metan+SAM ilə SQT zamanı – 12,0%; azot+SAM ilə SQT zamanı – 9,0%; polimerlə sulaşdırma zamanı – 2,4% təşkil edir. Laboratoriya işlərinin nəticələri vurulan qaz və su həcminin nisbətinin, işləmənin real şəraitindən asılı olaraq 0,2-0,5 diapazonunda istifadəsini məsləhət görməyə imkan verir.

Karbohidrogen qazlarının təmizlənməsində azotla zənginləşdirilmiş havanın və hidrogen sulfidlə zənginləşdirilmiş suyun əldə edilməsi texnologiyası işlənən neftqaz yataqlarında lay təzyiqinin saxlanılması zaman işçi agent qismində geniş tətbiqini tapa bilər.

Qatılmış su haşiyəsinin özlülüyünün tənzimlənməsi əsasında yeni axın istiqamətini dəyişdirən texnologiya (ADT) işlənmişdir. Laboratoriya şəraitində sulaşdırmadan sonra qatılmış su haşiyəsinin müxtəlif modifikasiyalarının vurulması ilə qalıq neftin sıxışdırılma əmsalı tədqiq edilmişdir. Göstərilmişdir ki, maksimum əlavə neft hasilatı haşiyənin özlülüyünün sulaşdırma üçün istifadə edilən suyun özlüyündən 45% yüksək olduğu zaman əldə edilir.

Quyunun quyudibi zonasına selektiv təsirin yeni üsulu məhsuldar layın aşağı perforasiya olunmuş intervalının qum stəkanı ilə örtülməsi və qum stəkanının üzərində onun hermetikləşdirilməsi üçün konteynerin kanat texnikasıyla istifadəsi ilə gil tıxacının yaradılması yolu ilə işlənmişdir.

“Kalamkas” yatağının IO-1C horizontunda, təcrübə sahəsində geo-

loji modelin qurulması əsasında SQT texnologiyası layihələndirilmişdir. Bununla bərabər SQT texnologiyalarının həyata keçirilməsi laya qaz və SAM ilə işlənmiş suyun birlikdə, köpüyəbənzər sistem şəklində vurulması ilə məsləhət görülmüşdür. Təcrübə sahəsinin Schlumberger şirkətinin «Eclipse-100» proqram dəsti vasitəsi ilə hidrodinamiki model yaradılmış və onun işləmənin faktiki göstəricilərinə uyğunlaşdırılması əsasında SQT texnologiyasının həyata keçirilməsi prosesinin əsas işlənmə göstəricilərinin – (qaz, maye, su və neft hasilatı) daxil olmaqla, dinamikası əldə edilmişdir. Belə ki, toplam əlavə neft hasilatı 5 il ərzində 2699 min ton təşkil etmişdir. Təklif olunan layihəyə uyğun olaraq yataqda SQT texnologiyasının təcrübəsinə tətbiqinə başlanmışdır.

2013-cü ildə “Uzen” yatağında POLY-T-101, Alkoflad, FP-307 markalı poliakrilamidlərin istifadəsi ilə təklif olunan ADT-nin təcrübə-sənaye sınağı keçirilmişdir. Tədbir 73 quyuda yerinə yetirilmişdir. ADT-nin səmərəliliyinin təhlili göstərmişdir ki, bu texnologiya sulaşmanın aşağı düşməsinə, hasilat quyularının debitinin yüksəlməsinə səbəb olmuşdur. Vurucu quyuların təsiri altında olan 311 ətraf quyudan 171-i təsirə reaksiya göstərmişdir. 2013-cü ildə ümumi toplam əlavə neft hasilatı 103,33 min ton təşkil etmişdir.

**DEVELOPMENT AND APPLICATION OF NEW METHODS FOR  
FORMATION STIMULATION AND BOTTOM HOLE ZONE  
TREATMENT BY THE EXAMPLE OF KAZAKHSTAN FIELD**

**SUMMARY**

Design solutions, pilot testing and industrial introduction of various stimulation methods to formation and bottom hole-zone have been successfully realized for many years of field development in Kazakhstan. For all that current oil recovery ratio for specified fields is relatively low.

In connection with this development of new effective stimulation methods to formation and bottom hole-zone remains very actual task.

New oil recovery method was developed using water-alternated-gas injection (WAG) in this dissertation. Different versions of WAG were investigated in laboratory conditions. It is found that, the increment of water flood displacement efficiency was: WAG with methane – 9,4%; WAG with nitrogen – 7,0%; WAG with methane plus SAR (surface active reagent) – 12,0%; WAG with nitrogen plus SAR – 9,0%; during polymer water flooding – 2,4%. Laboratory research results permit to recommend usage of injected water and gas volume ratio in the range of 0,2-0,5 dependence on actual development conditions.

Developed technologies for nitrogen-enriched air and hydrogen disulfide-enriched water production during treatment of hydrocarbon gas can be widely used as working substance in maintenance of reservoir pressure in developed oil-gas fields.

Flow diverting technology (FDT) was developed for formation stimulation based on viscosity control of thickened water fringe. Residual oil displacement efficiency was investigated after water flooding with different modifications of thickened water fringe in laboratory conditions. It is shown that, maximal incremental oil production is reached 45% in viscosity fringe higher than the viscosity of the water used for flooding.

A new method for selective bottom hole-zone treatment was developed by sealing of lower perforated interval with sand column and creating of clay plug on sand column for its sealing using wire-line technique container.

WAG technology was designed based on geological model in experimental area, in “Kalamkas” field IO-1C horizon. However it was recom-

mended to realize WAG technology by co-injection of gas and water into formation, with a treated SAR in a foam system form. The WAG technology realization dynamics of main aspects, including production of oil, liquid and gas was obtained based on experimental area of hydrodynamic model and its adaptation to actual production history on the «Eclipse-100» software of Schlumberger. Herewith cumulative incremental oil production was amounted 2699 thousand tons for 5 years. Experimental-industrial adoption of the WAG technology was started in the field according to recommended project.

Pilot tests proposed by FD technology were carried out in “Uzen” field using POLY-T-101 polyacrylamide, Alcoflood, FP-307 in 2013. Measures were carried out in 73 wells. FD technology effectiveness analysis shown that, it reduces water cut and increase flow rate of the reacting production wells. 171 of 311 surrounding wells responded to injection. General cumulative incremental oil production from implementation of the measures amounted 103,33 thousand tons in 2013.



Сифариш № 24. Тиражы 100 нцсхя

---

Азърбайъан МЕА Эеолоэийа вә Geofizika Институ-

ту

«Нафта-Пресс» няшрийаты

Бакы, Щ.Бавид пр. 119, Тел.: 539-39-72



**AZƏRBAYCAN MİLLİ ELMLƏR AKADEMİYASI  
GEOLOGİYA VƏ GEOFİZİKA İNSTİTUTU**

---

*Əlyazması hüququnda*

**ABİTOVA AYQUL JOLDASOVNA**

**QAZAXISTAN YATAQLARI TİMSALINDA LAYA VƏ  
QUYUDİBİ ZONAYA TƏSİRİN YENİ ÜSULLARININ  
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**

**BAKI – 2016**