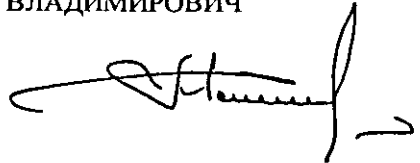


МАЗАНОВ СЕРГЕЙ ВЛАДИМИРОВИЧ



**ТЕХНОЛОГИИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
(на примере месторождений Крайнего Севера)**

Специальность: 25.00.17

Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Ставрополь 2006

Работа выполнена в Северо-Кавказском научно-исследовательском и проектном институте природных газов (ОАО «СевКавНИПИгаз»).

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор,
академик РАЕН, АГН РФ, МАИ
Гасумов Рамиз Алиджавад оглы

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук,
профессор, профессор-консультант
кафедры РЭИГМ СевКавГТУ
Петренко Василий Иванович

кандидат технических наук
Беленко Василий Иванович

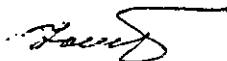
Ведущая организация: ООО «Уренгойгазпром»

Защита состоится «22» декабря 2006 года в 12 часов на заседании диссертационного Совета Д 212.245.02 в Северо-Кавказском Государственном техническом университете (СевКавГТУ) по адресу: 355029, Ставрополь, пр. Кулакова, 2, факс (8652) 94-60-12, E-mail: tagirovstv@ncstu.ru.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Северо-Кавказского Государственного технического университета (СевКавГТУ).

Авт. реферат разослан «21» ноября 2006 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук,
доцент



Ю.А. Пуля

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы Повышение степени извлечения газа и газового конденсата из недр — одна из важнейших проблем в области рациональной разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Анализ разработки месторождений показывает, что газоотдача продуктивных пластов при существующих методах разработки составляет от 50 % до 90 %. Кроме природных, имеется много факторов, существенно влияющих на газоотдачу. Особенно остро эта проблема стоит при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождений.

Немаловажное значение для решения задачи обеспечения уровня добычи газа и газового конденсата имеет поддержание эксплуатационного фонда скважин в рабочем состоянии. При этом особое внимание уделяется совершенствованию технологии повышения и восстановления производительности скважин, в том числе: своевременное удаление жидкости из ствола скважин, интенсификация притока углеводородных флюидов, ликвидация водопритокков, укрепление ПЗП и т.д.

Особо трудности возникают при проведении работ на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки. На поздней стадии эксплуатации газовых скважин имеет место интенсивное поступление и накопление пластовой жидкости на забое, что при определенных условиях приводит к глушению продуктивного пласта и прекращению процесса добычи газа.

На начальной стадии эксплуатации и при сравнительно небольших объемах поступающей жидкости, ее вынос из скважины осуществляется за счет высокой скорости лифтирования газа.

В последующем, при отработке месторождения и снижении пластового давления, наблюдается увеличение объемов поступления пластовой жидкости и постепенное накопление ее на забое скважины. По этой причине растет фонд простаивающих скважин. Это характерно для сеноманских отложений месторождений Крайнего Севера, и приводит к снижению производительности действующих скважин, а иногда к их остановке. Для предотвращения этих негативных явлений приходится в процессе эксплуатации корректировать технологический режим, что приводит к уменьшению объема добычи газа, а также снижению коэффициента газоотдачи продуктивных пластов.

В связи с вышеизложенным, поддержание производительности скважин, вопросы предупреждения накопления жидкости на забое, в лифтовых трубах и технология ее своевременного удаления становятся весьма актуальными и являются основной задачей диссертационной работы. Указанные вопросы рассмотрены на примере газовых скважин месторождений Крайнего Севера.

Способам повышения производительности скважин с применением твердых пенообразователей для удаления скапливающейся жидкости, интенсификации притока в процессе их эксплуа-

тации и после капитального ремонта посвящено значительное число исследований, но они далеки от своего разрешения. Предложенные способы в полной мере не решают эти проблемы и требуют их постоянного совершенствования.

Наиболее полно вопросы повышения и восстановления производительности газовых и газоконденсатных скважин путем интенсификации притока флюида и удаления жидкости из скважин рассматривались в работах З.С. Алиева, Р.М. Алиева, В.А. Амияна, А.В. Амияна, Н.Р. Аюпьяна, Р.А. Гасумова, В.П. Ильченко, Г.А. Зотова, Б.С. Короткова, Т.А. Липчанской, В.Н. Маслова, П.П. Макаренко, А.С. Сатаева, К.М. Тагирова, Ю.С. Тенишева, В.Е. Шмелькова, Р.С. Яреймчука, А.М. Ясашина и др.

Цель работы: Исследование и разработка комплекса технологических решений по удалению жидкости из скважины и интенсификации притока углеводородных флюидов с применением физико-химических методов, направленных на повышение и восстановление производительности газовых скважин.

Основные задачи работы:

Изучение состояния фонда эксплуатационных газовых скважин месторождений Крайнего Севера, находящихся на поздней стадии разработки и причин снижения их производительности.

Исследование механизма скопления жидкости на забое газовых скважин.

Разработка составов твердых пенообразователей для удаления жидкостей из газовых скважин.

Разработка технологии удаления из газовых скважин скопившейся жидкости с помощью твердых пенообразователей.

Разработка методики выбора скважин для эффективного удаления скопившейся жидкости с помощью твердых пенообразователей.

Разработка техники ввода твердых пенообразователей в газовые скважины.

Разработка технологии восстановления и повышения производительности газовых скважин.

Разработка технологии изоляции водопритока.

Разработка стационарной высокопроизводительной установки для изготовления твердых пенообразователей.

Разработка установки для исследования газовых скважин.

Разработка методики исследований с использованием современных лабораторных приборов, установок, математических методов и моделирования с программным обеспечением.

Научная новизна

На основании обобщения теоретических и экспериментальных исследований разработаны научно обоснованные технологические решения, позволяющие достигнуть значительного про-

гресса в совершенствовании технологии восстановления и повышения производительности газовых скважин Крайнего Севера.

1 Разработаны составы твердых пенообразователей для удаления жидкости из газовых скважин, отличающиеся от ранее применяемых регулируемыи скоростями растворения для пластовых вод различной минерализации с учетом условий эксплуатации месторождений Крайнего Севера, а также способы их получения.

2 Разработана новая технология удаления скапливающейся в стволе скважины в процессе ее эксплуатации жидкости с использованием твердых пенообразователей с управляемыми физико-химическими свойствами с различной скоростью растворения, применительно к сеноманской залежи месторождений Крайнего Севера.

3 На основе анализа работы эксплуатационных скважин предложена методика их выбора для эффективного удаления скопившейся жидкости с помощью твердых пенообразователей с учетом их геометрических размеров, технических параметров скважин и пластовых условий.

4 Разработана высокопроизводительная установка для изготовления твердых пенообразователей, позволяющая за счет улучшения интенсивности перемешивания и обеспечения гомогенности смеси получить продукцию с заданными геометрическими параметрами и скоростью растворения (защищена патентом РФ № 2269644), технология их приготовления.

5 Разработана технология изоляции водопроницаемого пласта, предусматривающая создание изоляционного экрана путем целенаправленного закачивания в водонасыщенный пласт раствора высокомолекулярного силиката натрия и кислотного гелеобразователя в необходимом объеме (защищена патентом РФ № 2271444).

6 Разработана установка для исследования газовых скважин, позволяющая автоматически производить запись измеряемых многопараметрическими датчиками технологических параметров работающих скважин, расчет их дебитов и передавать информацию в сеть одновременно от нескольких работающих скважин (куст) - патент на полезную модель № 44743.

Основные защищаемые положения:

- 1 Составы твердых пенообразователей для удаления жидкости из газовых скважин.
- 2 Технология удаления жидкости из газовых скважин в процессе их эксплуатации с помощью твердых пенообразователей с регулируемой скоростью растворения.
- 3 Методика выбора скважин для эффективного удаления скопившейся жидкости с помощью твердых пенообразователей.
- 4 Установка для изготовления твердых пенообразователей.
- 5 Технология изоляции водопритока.
- 6 Установка для исследования газовых скважин.

Практическая ценность и реализация работы

Практическая значимость работы характеризуется соответствием направлений исследований и составляющих ее частей содержанию научно-технических программ, в том числе перечню приоритетных научно-технических проблем ОАО «Газпром».

На основании обобщения и проведения автором теоретических, лабораторных и промышленных исследований разработаны следующие нормативно-методические документы:

«Временные рекомендации по составу, способу приготовления твердых пенообразователей и вводу их в скважины»;

«Рекомендации по технологии удаления жидкости из скважин с помощью твердых пенообразователей»;

«Регламент по применению технологии интенсификации притока газа эксплуатационного фонда скважин Ямбургского НГКМ».

Результаты проведенных исследований и разработок, выполненные по теме диссертации, широко внедряются при эксплуатации скважин и интенсификации притока газа на месторождениях ООО «Ямбурггаздобыча», ООО "Уренгойгазпром", ООО "Ноябрьскгаздобыча", ООО «Надымгазпром» и др.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на международной конференции «Газовой отрасли – новые технологии и новая техника» (г. Ставрополь, 2002 г.), международной научно-практической конференции «Проблемы эксплуатации и ремонта скважин месторождений и ПХГ» (г. Кисловодск, 20 - 25 сентября 2004 г.), отраслевой научно-практической конференции «Актуальные проблемы и новые технологии освоения месторождений углеводородов Ямала в XXI веке» (Ямбург, 7 - 10 июня 2004 г.); международной научно-практической конференции «Проблемы добычи газа, газового конденсата, нефти» (г. Кисловодск, 22 - 22 октября 2005 г.).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 14 печатных работ, в том числе получено 4 патента РФ.

Объем работы

Диссертация изложена на 147 страницах машинописного текста, включает 48 рисунков, 24 таблицы.

Работа состоит из введения, пяти глав, заключения и списка использованных источников из 150 наименований, 4 приложений.

При работе над диссертацией автор пользовался советами и консультациями сотрудников ОАО «СевКавНИПИгаз» и ООО «Ямбурггаздобыча» кандидатов наук З.С. Салихова, И.А. Зинченко, Ю.С.Тенишева, Т.А. Липчанской и др. Всем им автор выражает глубокую признательность.

Особую благодарность автор выражает своему научному руководителю доктору технических наук, профессору, академику РАЕН, АГН РФ, МАИ Гасумову Рамизу Алиджавад оглы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснованы актуальность работы, сформулированы цель, задачи и методы исследований, обозначены научная новизна и практическая реализация работы, дана ее общая характеристика.

В первой главе дается анализ состояния фонда скважин и особенности их эксплуатации на поздней стадии разработки месторождений Западной Сибири и Крайнего Севера. Анализ динамики газоводяного контакта (ГВК) сеноманских залежей Западной Сибири свидетельствует о том, что в зонах отбора происходит активное внедрение дифференцированной контурной и подошвенной воды в газовую часть пласта. При снижении пластового давления и дебита ухудшаются условия выноса жидкости из скважин. Появление жидкости в стволе скважины связано с подтягиванием подошвенных вод, с заколонными перетоками вследствие недостаточной герметичности цементного камня, проведением ремонтных работ, конденсацией паров воды.

Накопление скважинной жидкости, происходящее при скоростях газового потока ниже определенного критического значения, серьезно осложняет технологический процесс добычи газа, резко сокращает производительность скважин вплоть до самоглушения и поэтому является одной из наиболее серьезных проблем, определяющих возможность стабилизации отборов газа на месторождениях Крайнего Севера.

Так, на Медвежьем месторождении при эксплуатации сеноманских скважин с дебитамми газа, не обеспечивающими вынос жидкости из НКТ, происходит накопление конденсационной воды в стволах скважин. Учитывая низкие депрессии (менее 0,1 МПа), это приводит к самозадавливанию скважин в течение двух – трех дней. Аналогичные явления характерны и для других месторождений Крайнего Севера. По промысловым данным более 20 % сеноманских скважин эксплуатационного фонда месторождений Медвежьего, Ямбургского и Уренгойского эксплуатируются в таком режиме.

На Вынгапуровском месторождении с начала разработки среднее пластовое давление снизилось с 10,15 МПа до значений порядка 2 МПа. Около трети эксплуатационного фонда скважин работает с накоплением воды на забое.

Проведенными исследованиями установлено, что минимальные скорости потока, при которых был зафиксирован вынос воды и механических примесей газовыми скважинами Уренгойского и Ямбургского месторождений, равны 1,4 – 1,6 м/с, для устойчивого выноса – более 2 м/с, а для полного очищения скважины от псевдооживленной смеси – 5 м/с и более.

Результаты исследования сеноманских скважин свидетельствуют о том, что во многих из них присутствует псевдооживленная смесь ниже башмака НКТ, положение которой зависит от режима эксплуатации объекта.

Низкие рабочие депрессии и небольшая разница давлений - статического и шлейфового разнодебитных скважин одного куста при их бесштуцерной эксплуатации в газосборный коллектор в условиях периодического колебания давления в шлейфе приводят к тому, что дебит отдельных скважин с относительно низкими продуктивными характеристиками оказывается ниже необходимого для выноса капельной жидкости. При этом даже сравнительно небольшой столб воды (10 - 30 м) в колонне лифтовых труб (КЛТ) или интервале перфорации может быть причиной резкого снижения дебита газа, и даже остановки скважины, причем в наиболее неблагоприятных условиях находятся скважины с большим диаметром КЛТ (168 мм).

Отрицательными последствиями обводнения продуктивных интервалов являются также разрушение призабойной зоны скважин вследствие размыва глинистого цементирующего материала, образование глинистопесчаных пробок.

В данном разделе проанализирована и другая причина снижения производительности газовых скважин - образование газовых гидратов. По данным промысловых работ на Уренгойском месторождении интервал образования газогидратных пробок в стволах скважин варьирует от устья до 800 м. В южной части месторождения газогидратные пробки чаще отмечаются в пьезометрических скважинах (46-П, 1460, 1461, 148271), в центральной и северной частях - в эксплуатационных (650, 806, 1502, 15142, 15263).

При разработке месторождений природных газов Крайнего Севера наблюдаются случаи, когда при благоприятных термодинамических условиях гидраты образуются в призабойной зоне скважин и при конденсации паров воды в призабойной зоне они могут накапливаться, уменьшая радиус поровых каналов, эффективную пористость и проницаемость.

Горно-геологические особенности сеноманских отложений вызывают в процессе их эксплуатации высокий темп подъема ГВК и обводнение скважин, интенсивное гидратообразование, активное разрушение пород в призабойной зоне, образование различного рода пробок, что в конечном итоге является основной причиной резкого снижения темпов отбора газа.

Поэтому разработка эффективных способов - как предотвращение поступления пластовой жидкости в ствол скважины, так и ее удаление позволяет стабилизировать работу эксплуатационных скважин, повышению уровня добычи углеводородного сырья.

Стабильность работы обводняющихся скважин месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки, освоение самозаглушенных скважин обеспечивается различными физическими и физико-химическими методами, направленными на удаление скапливающейся жидкости или изоляцию водопритоков.

Одним из способов предотвращения скапливания жидкости в стволе скважины является увеличение скорости восходящего потока газа в лифтовой колонне за счет уменьшения диаметра труб. Этот способ не находит широкого применения из-за больших капитальных затрат. Кроме того, капитальный ремонт с целью замены КЛТ на меньший диаметр далеко не всегда приводит к положительному результату, вследствие значительного снижения проницаемости фильтровой зоны и повышения гидравлического сопротивления подъемника.

Увеличение скорости газа в осевом канале лифтовой колонны труб может быть достигнуто также за счет установки внутри их специальных устройств – реверсивных насадок или диспергаторов.

Для удаления скважинной жидкости нередко на промыслах вынуждены применять продувки скважин.

Применение продувок не только приводит к экологическим и экономическим издержкам, но также способствует усилению крайне нежелательных процессов в призабойной зоне продуктивных пластов, следствием которых является разрушение последних и образование песчаных пробок.

Технические средства (плунжерный лифт, насосы) для удаления скапливающейся жидкости получили распространение за рубежом. В России широко применяется метод удаления жидкости с помощью поверхностно-активных веществ (ПАВ). При вводе поверхностно-активных веществ в обводненную скважину образуется пена, которая выносится на поверхность потоком газа. Одним из важнейших аспектов процесса удаления жидкости из скважин с помощью пенообразователей является оптимизация их дозирования, что тесным образом связано с технологией ввода ПАВ.

В настоящее время распространены способы ввода пенообразователей в скважины как в жидком, так и в твердом виде. Каждый из способов имеет свои преимущества и недостатки, связанные не только с оптимизацией дозирования, но и с технологическим режимом работы скважин (дебит, степень обводненности, минерализация, температура пласта, конструкция скважины, величина зумпфа и т. д.), наличием наземного и подземного оборудования, условиями доступа к скважине.

Жидкие растворы ПАВ закачиваются, как правило, в затрубное пространство скважин передвижными или стационарными насосными агрегатами. Периодический ввод жидких ПАВ при недостаточно высоком уровне в кольцевом пространстве пластовой жидкости приводит к снижению эффективности процесса удаления.

Доставка твердых стержней на забой скважины осуществляется через устьевой лубрикатор и НКТ. Твердые стержни особенно эффективны в запакерованных скважинах и в условиях трудного доступа к последним, где использование растворов ПАВ крайне проблематично или невозможно.

Разработка технологии удаления жидкости с помощью составов твердых пенообразователей с регулируемой скоростью растворения позволяет длительное время поддерживать концентрацию ПАВ в удаляемой жидкости на оптимальном уровне и продлить период стабильной работы скважины.

Применение твердых ПАВ позволяет обрабатывать скважины без изменения конструкции (за исключением необходимости извлечения забойных клапанов) с герметизированным затрубным пространством и, за счет удаления воды, поддерживать стабильность их работы до проведения таких мероприятий, как замена НКТ или снижение давления в газосборной сети. В отличие от других способов удаления воды, обработка скважин ПАВ позволяет проводить замеры глубинными приборами.

Важным направлением борьбы с обводнением скважин из-за поднятия газовой воды является изоляция водопритоков.

Разработка технологии изоляции водопритоков с использованием вяжущих составов позволяет поддерживать продолжительное время высокий уровень добычи углеводородного сырья.

Следовательно, решение задач, направленных на предупреждение образования и ликвидацию забойных пробок, представляет собой важную проблему.

К числу таких задач необходимо отнести:

- создание новых составов твердых пенообразователей для удаления жидкости из скважин;
- разработку технологии удаления жидкости с забоя находящихся в эксплуатации скважин;
- разработку технических средств для изготовления твердых пенообразователей заданных параметров;
- разработку технологии изоляции водопритоков;
- разработку установки для исследования газовых скважин.

Решению перечисленных задач посвящена настоящая работа.

Вторая глава диссертации посвящена исследованию пенообразующих свойств различных поверхностно-активных веществ и разработке составов твердых пенообразователей для удаления скважинной жидкости из газовых и газоконденсатных скважин. Дан анализ применяемых поверхностно-активных веществ для удаления скапливающейся в скважинах жидкости.

Ассортимент ПАВ, используемых для удаления скважинной жидкости, достаточно широк, но наибольшее распространение получили анионоактивные (АПАВ) и неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ). Эффективность удаления жидкости с помощью ПАВ зависит от свойств пенообразователя наилучшим образом соответствующего физико-химическим характеристикам удаляемой жидкости.

Исследована эффективность пенообразователей для удаления скважинной жидкости в лабораторных условиях. Эксперименты проводились на стеклянной колонке с внутренним диаметром 0,028 м, длиной 2,3 м. Нижняя часть колонки помещалась в водяную баню, заданная температура в которой поддерживалась теплоэлектронагревателем. Подогретый воздух с регулируемой с помощью ротаметра скоростью подавался снизу через слой исследуемой жидкости объемом 250 см³. Время проведения эксперимента составляло обычно 30 минут.

Определяли процент выноса жидкости как отношение объема вынесенной жидкости к начальному ее объему.

В статических условиях пенообразующую способность ПАВ определяли по значениям кратности образующейся пены (отношение объема пены к объему пенообразующей жидкости) и ее стабильности (выраженной величиной, обратной скорости выделения 50 % образующей жидкости – с/см³).

В исследованиях оценивалось влияние на эффективность удаления скважинной жидкости с помощью ПАВ скорости газового потока, температуры, состава удаляемой жидкости. Для удаления пластовой воды исследовали как АПАВ, так и НПАВ.

Для удаления высокоминерализованных водогазоконденсатных смесей были опробованы различные НПАВ – серийно выпускаемые и опытные образцы (ОП-10, неонол АФ₉₋₁₂, ГДПЭ, образцы сополимеров окиси этилена и пропилена).

Установлено, что увеличение минерализации воды приводит к снижению эффективности всех ПАВ, но в различной степени. Это связано с изменением гидрофильности молекул исследованных ПАВ.

ПАВ с низкой молекулярной массой в высокоминерализованной воде неработоспособны.

Повышение концентрации газового конденсата в смеси до 50 % приводит к значительному снижению выносящей способности пенообразователей, особенно ПАВ с низкой молекулярной массой. Блоксополимеры с высокой молекулярной массой обладают и самой высокой пенообразующей способностью в минерализованных растворах с высоким содержанием двухвалентных катионов. Повышение содержания газового конденсата более 50 % приводит к противоречивым результатам даже с использованием одного и того же ПАВ (блоксополимер 3/91) в одинаковых условиях (в одном случае ПАВ способствует выносу, а в другом – вынос не наблюдается (рисунок 1)). Повышение концентрации ПАВ более 0,7 % при наличии газоконденсата не приводит к заметному увеличению пенообразования.

Показано, что увеличение скорости воздушного потока приводит к снижению эффективности всех исследованных ПАВ. Низкую работоспособность показали ПАВ с короткой углеводородной цепью (ДС-РАС) и катионные (пенозалин, моно-этаноламиды), высокую – Прогресс

(АПВ); НПАВ (ОП-10, блоксополимер, Синтанол, Превоцелл). Эти результаты согласуются с ранее проведенными исследованиями.

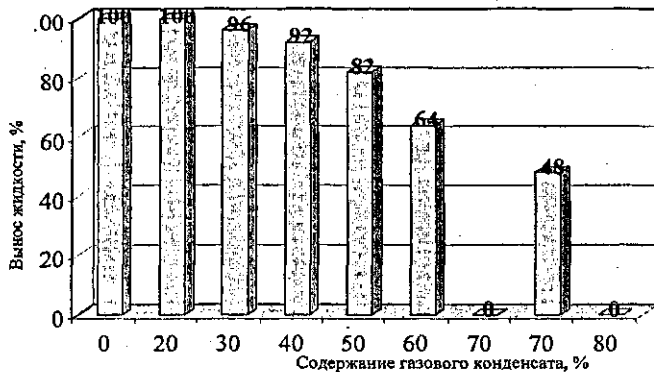


Рисунок 1 - Вынос жидкости в зависимости от содержания газового конденсата в удаляемой смеси (ПАВ – 0,75 %, минерализация удаляемой воды – 50 г/л NaCl)

При увеличении скорости воздушного потока не весь воздух вовлекается в процесс пенообразования, частично проскальзывает и наступает «срыв» пенообразования.

Влияние скорости воздушного потока на динамику выноса жидкости представлено на рисунке 2.

Наиболее равномерный вынос наблюдается при скоростях до 0,3 м/с, при больших скоростях основное количество жидкости выносятся в первые пять минут, причем с увеличением скорости количество удаленной жидкости в этот промежуток времени увеличивается.

Удаление жидкости с помощью пенообразователей широко и успешно применяется на газовых скважинах, в то время как использование их в газоконденсатных, далеко не всегда дает положительные результаты.

Имеется большое количество составов твердых пенообразователей, в том числе разработанных ОАО «СевКавНИПИгаз», которые используются при разработке и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. Однако, в связи с изменяющимися условиями эксплуатации скважин и месторождений возникает необходимость в разработке новых рецептур твердых пенообразователей.

Новые составы твердых пенообразователей разработаны с учетом геолого-промысловых условий эксплуатации месторождений Крайнего Севера.

В данной главе исследовано влияние различных факторов на эффективность удаления водогазоконденсатных смесей с помощью пенообразователей. При определенных условиях добавле-

ние в водогазоконденсатную смесь пенообразователя приводит к образованию эмульсии или гидрофильной пеноэмульсии – системы, включающей дисперсионную среду (обычно минерализованный водный раствор ПАВ) и две дисперсные фазы – воздух и газоконденсат. При образовании пеноэмульсии работоспособность ПАВ значительно выше, чем при образовании эмульсии. Изучены условия образования качественных пеноэмульсионных систем для удаления водогазоконденсатных смесей.

Показано, что критерием эффективности анионоактивных ПАВ является минерализация удаляемой жидкости, которая определяет тип гидрофильной пеноэмульсии (обычная или конденсированная). Удаление водогазоконденсатных смесей в виде пеноэмульсии происходит при образовании обычной пеноэмульсии, отличающейся слабым взаимодействием между адсорбционными слоями на поверхности пузырьков воздуха и глобул углеводорода.

При добавлении АПАВ в высокоминерализованные водогазоконденсатные смеси образуются обратные эмульсии. Последние не вспениваются, но приводят к гидрофобизации

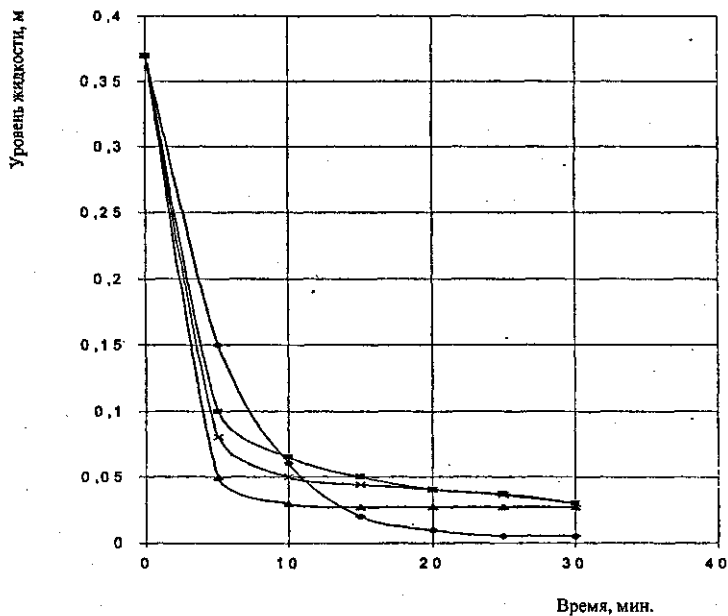


Рисунок 2 – Динамика выноса жидкости в зависимости от скорости воздушного потока

поверхности труб и механических примесей, содержащихся в удаляемой жидкости. Поэтому в низкодебитных скважинах удаление высокоминерализованных водогазоконденсатных смесей с

помощью АПАВ, не только не даст эффекта, но и сделает проблематичным в последующем использование любого НПАВ: гидрофобная поверхность труб будет способствовать образованию обратной эмульсии, особенно при большом содержании газового конденсата в удаляемой смеси. Наличие механических примесей даже без дополнительной гидрофобизации снижает пенообразующую способность любого ПАВ и тем сильнее, чем выше их концентрация.

Таким образом, достижение положительных результатов при удалении водогазоконденсатных смесей складывается из двух составляющих: правильного выбора ПАВ, обеспечивающего образование качественных пеноэмульсионных систем из конкретной смеси и благоприятных скважинных условий (скорости газового потока, дебита газа, количества газового конденсата и механических примесей в смеси, температуры и т.д.).

Лабораторные исследования пенообразующей и выносящей способностей различных ПАВ позволили осуществлять правильный выбор ПАВ для удаления скважинной жидкости и послужили основой разработки составов твердых пенообразователей с различной скоростью растворения, которые удовлетворяют заданным требованиям: содержат необходимое ПАВ, эффективное для удаления конкретной скапливающейся на забое жидкости; легко формуется; обладают достаточной прочностью и устойчивостью при хранении.

Регулирование скорости растворения осуществлялось выбором соответствующего наполнителя и технологии формования стержней.

Для изготовления твердых пенообразователей пригодны как неионогенные ПАВ (ОП-10, неонол АФ 9-12, блоксополимеры и др.), так и анионоактивные, преимущественно сухие (сульфонол, сульфонат, стиральные порошки без пеногасителя). Поскольку неионогенные ПАВ сравнительно дешевы и для них разработаны технологические способы изготовления твердых пенообразователей требуемых свойств и размеров, они чаще всего используются в качестве основного ПАВ (базового) в составах, а анионоактивные, такие, как сульфонол, стиральные порошки – как добавки.

Быстрорастворимые твердые пенообразователи (ТП) изготавливаются из прессованных порошкообразных ПАВ, смесей АПАВ и НПАВ, НПАВ с наполнителем, ПАВ с водорастворимыми полимерами. Разработаны составы твердых пенообразователей с газообразователем, позволяющие интенсифицировать процесс удаления жидкости, а также составы твердых пенообразователей с регулируемой скоростью растворения.

Получали стержни твердого пенообразователя путем перемешивания в смесителе составных компонентов до получения однородной массы и загрузки последней в пресс-формы. В результате физико-химических процессов, протекающих на стадии получения стержней, образуется весьма прочная система с высокой плотностью межмолекулярных связей.

Растворение пенообразователя происходит очень медленно, так как энергия связи между частицами, образующими полимерный каркас, выше, чем энергия связи частично экранируемых

углеводородными радикалами гидрофильных групп пенообразователя с молекулами воды. Медленно высвобождающийся иммобилизованный блоксополимер поддерживает концентрацию ПАВ на оптимальном уровне.

Активность разработанного пенообразователя не снижается в минерализованной среде, т.к. используемые блоксополимеры имеют высокую степень оксиэтилирования и, соответственно, высокую точку помутнения. Образованные ими комплексы с ионами кальция и магния, адсорбируясь на границе раздела фаз, образуют прочный адсорбционный слой ПАВ. Выносящая способность ПАВ при наличии газового конденсата и пластовой жидкости снижается, так как часть пенообразователя расходуется на эмульгирование газового конденсата. Скорость растворения составов пролонгированного действия в 10 и более раз ниже, а выносящая способность в несколько раз выше, чем у составов с высокой скоростью растворения (таблица 1).

Таблица 1 – Составы твердых пенообразователей с различной скоростью растворения, рекомендуемые к внедрению на месторождениях Крайнего Севера.

Составляющие компоненты	Содержание компонента, %	Время растворения, ч	Объем выносимой жидкости, м ³ /кг ТП
Вода	0 - 4,2	1	0,5
Отвердитель	42 - 50		
НПАВ	45,5 - 50		
Полимер	0 - 2,3		
АПАВ (порошок)	0 - 6		
Вода	3,2	6	0,5
НПАВ	31,5		
Отвердитель	25		
Полимер	2,0		
Лигносulfонат	34,3	25	1,8
АПАВ	80 - 66		
Пластификаторы	18 - 34		
НПАВ	3 - 6		

Выносящая способность ТП тем выше, чем выше в нем содержание ПАВ и ниже содержание отвердителя, но предел их содержания определяют прочностные качества стержней. Предлагаемые составы ТП обладают сочетанием оптимальных характеристик: выносящей способностью, скоростью растворения и прочностными качествами. Нижний предел содержания отвердителя предлагаемых составов ТП обусловлен их прочностными свойствами, так как при меньшем содержании отвердителя ТП имеет тенденцию быть менее прочным (более пластичным). Верхний предел содержания отвердителя в предлагаемых составах ТП связан со значительным снижением выносящей способности, из-за малого содержания ПАВ.

При попадании в скважину ТП идёт процесс растворения и высвобождения ПАВ. Для осуществления дозированного ввода ПАВ необходимо, кроме того, регулировать скорость растворения таким образом, чтобы в данный конкретный момент концентрация ПАВ находилась в оптимальной области. В начальный момент обработки быстрорастворимые стержни создают достаточную концентрацию ПАВ для выноса большого количества жидкости, скопившейся в скважине, далее ТП пролонгированного действия позволяют удалять оставшиеся (нижние) и поступающие в дальнейшем порции жидкости.

Все разновидности ТП формируются сразу в герметичную полиэтиленовую оболочку, защищающую их от атмосферной влаги. Испытания твердых пенообразователей проведены на газовых скважинах Уренгойского и Ямбургского месторождений.

В данной главе также приведены исследования по изучению влияния различных пенообразователей, используемых для удаления жидкости с забоя на состояние пласта коллектора и скважинного оборудования. Результаты проведенных работ показали, что разработанные пенообразователи положительно влияют на состояние призабойной зоны пласта и способствуют интенсификации притока пластового флюида.

Третья глава диссертационной работы посвящена проблемам разработки технологий повышения и восстановления производительности газовых и газоконденсатных скважин: технологии удаления скапливающейся на забое жидкости в процессе эксплуатации скважин и технологии изоляции водопритоков.

Технология удаления скопившейся жидкости с помощью твердых пенообразователей разработана применительно к скважинам месторождений Крайнего Севера.

Технология включает подготовительные работы, ввод стержней-пенообразователей в скважину, контроль за параметрами работы скважины после ввода пенообразователя. Подготовительные работы включают: выбор скважины для ввода пенообразователя, определение компонентного состава удаляемой жидкости, проведение лабораторных и стендовых исследований по подбору наиболее эффективного для конкретных условий ПАВ, расчет количества стержней, необходимого для ввода в скважину, изготовление стержней-пенообразователей с различной скоростью растворения.

Разработана методика выбора скважин для эффективного удаления скопившейся жидкости с помощью твердых пенообразователей. Объектами для одноразового или периодического использования ТП являются скважины с производительностью, недостаточной для выноса жидкости из колонны лифтовых труб (КЛТ) и фильтровой зоны скважины ниже КЛТ, осваиваемые после капремонта, а также скважины, в которых накопление жидкости произошло в процессе временного снижения производительности. Как правило, последние, после очистки призабойной зоны и стабилизации температурного режима, работают длительное время без остановки.

Объектами для постоянного удаления жидкости являются скважины с дебитами газа недостаточными для постоянного выноса воды из КЛТ и фильтровой зоны скважины, не перекрытой КЛТ.

Количество твердого пенообразователя, необходимого для удаления из скважины жидкости, зависит от её объема, содержания активной массы ПАВ в ТП и рассчитывается по формуле

$$n = 100 \frac{V_{ж} \cdot C}{a \cdot q}, \quad (1)$$

где n - число стержней ТП, необходимых для удаления жидкости, шт.;

$V_{ж}$ - объем удаляемой жидкости, находящейся в КЛТ и интервале фильтра, м³;

C - концентрация ПАВ, необходимая для вспенивания удаляемой жидкости, % (0,1-0,5 кг/м³ и более, в зависимости от минерализации воды и наличия газового конденсата);

a - активная масса ПАВ в составе ТП, %;

q - вес одного стержня ТП, кг.

Объем скопившейся жидкости в скважине, близкой к остановке, определяют по замерам АМТ по формуле:

$$V_{ж} = F_{эк} \frac{10^6 (P_{нф} - P_{башн})}{\gamma_{ж} \cdot g} + F_{НКТ} \cdot \frac{10^6 (P_{башн} - P_{100})}{\gamma_{ж} \cdot g}, \quad (2)$$

где $V_{ж}$ - объем скопившейся жидкости в пространстве от нижних отверстий интервала перфорации до башмака КЛТ и в 100 м над ним, м³;

$F_{НКТ}$ - площадь внутреннего сечения КЛТ, м²;

10^6 - коэффициент перевода МПа в Па;

$F_{эк}$ - площадь внутреннего сечения эксплуатационной колонны, м²;

$P_{нф}$ - давление у нижних отверстий интервала перфорации, МПа;

$P_{башн}$ - давление у башмака КЛТ, МПа;

$\gamma_{ж}$ - плотность скопившейся жидкости, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

P_{100} - давление на 100 м выше башмака КЛТ, МПа.

Следует отметить, что превышение расчетного количества вводимых ТП в скважину может вызвать образование концентрированной вязкой пены, создающей большое гидравлическое сопротивление потоку и временное снижение дебита скважины.

Ежесуточное накопление конденсационной воды после первого удаления жидкости из скважины следует определять с учетом дебита газа, забойного, пластового, устьевого давлений и температуры с использованием известных графиков по формуле

$$q_{\kappa} = Q_{\varepsilon}(W_{\varepsilon} - W_{\gamma}), \quad (3)$$

где q_{κ} - количество конденсационной воды, выпадающей в скважине за сутки, кг;
 Q_{ε} - дебит газа, тыс.м³/сут.;
 W_{ε} - влагосодержание газа при забойной температуре и давлении, кг/1000 м³;
 W_{γ} - влагосодержание газа при устьевом давлении и температуре, кг/1000 м³.

С учетом поступления пластовой воды, при отсутствии притока технической из соседних ремонтируемых скважин, общий объем воды, скопившейся на забое, следует определять по формуле

$$V_{об} = V_{\kappa} \left(1 + \frac{M_c}{M_n - M_c}\right), \quad (4)$$

где $V_{об}$ - общий объем воды, скопившийся на забое, м³/сут.;
 V_{κ} - объем конденсационной воды, выпавшей в скважине, м³/сут.;
 M_c - минерализация воды, скопившейся в скважине, г/л;
 M_n - минерализация пластовой воды, г/л.

В данной главе изложены результаты исследований по разработке технологии изоляции водопритока.

Суть разработанного способа изоляции водопритока заключается в создании изоляционно-го экрана путем закачивания в пласт водного раствора высокомолекулярного силиката натрия и кислотного гелеобразователя и выдержкой его в пласте на время гелеобразования.

Способ изоляции водопритока предусматривает создание изоляционного экрана определенной толщины в зоне пласта, рассчитываемой по формуле

$$L = \frac{P_d \cdot K}{\text{grad } P}, \quad (5)$$

где L - толщина изоляционного экрана, м;
 P_d - величина депрессии в обводнённой части продуктивного пласта, МПа;
 K - коэффициент запаса прочности изоляционного экрана (1,2);
 $\text{grad } P$ - градиент давления начала фильтрации пластовой воды через изоляционный экран, МПа/м, (по данным экспериментальных исследований он варьирует от 7,7 до 40).

В качестве высокомолекулярного силиката натрия используют коллоидный силикат натрия марки «Сиалит 30-50», в качестве кислотного гелеобразователя - жидкие отходы процесса электрохимического покрытия металлов, а смешивание указанных компонентов производят до pH раствора равном 3 - 9.

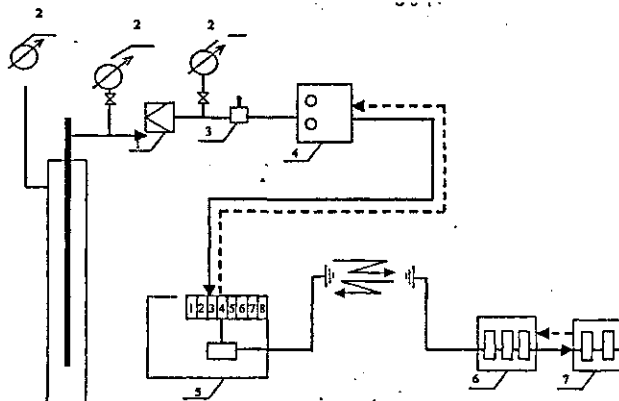
Предлагаемый состав позволяет создавать экран, выдерживающий перепад давления до 40 МПа/м, хотя, как показывает промысловая практика, в реальных условиях величина депрессии в обводнённой части продуктивного пласта редко достигает 3 МПа.

Использование раствора с оптимальным временем гелеобразования значительно сокращает время проведения работ, продолжительность простоя скважины и, в итоге, повышает нефтегазодобычу.

С целью определения времени гелеобразования в присутствии пластовой воды проведены исследования времени гелеобразования высокомолекулярных силикатов при использовании в качестве кислотного гелеобразователя кислых отходов гальванического производства.

Правильный выбор объекта и качественное проведение технологического процесса по повышению и восстановлению производительности скважин, в том числе предполагают проведение газодинамических исследований скважин. Для этих целей была разработана специальная установка, позволяющая повысить эффективность исследований за счет большей оперативности и сокращения времени процесса.

Конструкция установки позволяет одновременно регистрировать параметры нескольких работающих скважин (дебит, давление, температуру) и проводить ГДИ в газопроводе в непрерывном режиме (рисунок 3).



- 1 – сужающее устройство; 2 – КИП для замера давления;
3 – КИП для замера температуры; 4 – датчик многопараметрический;
5 – блок регистрации; 6 – радиостанция; 7 – концентратор данных.

Рисунок 3- Установка для исследования газовых скважин

Установка не требует проведения специальных подготовительных работ перед проведением ГДИ, т.к. обеспечивает автоматическую регистрацию измеряемых параметров в процессе эксплуатации скважин с учетом их взаимовлияния.

Использование в установке контроллеров позволяет автоматически производить запись измеряемых многопараметрическими датчиками технологических параметров скважин, расчет их дебитов и передачу информации в сеть одновременно от нескольких работающих скважин (куст скважин).

Многопараметрические датчики позволяют получить комплекс продуктивных характеристик для системы пласт – скважина - газосборный коллектор. К таким характеристикам относятся коэффициенты продуктивности, гидродинамических сопротивлений, а также коэффициент тепловых потерь скважин, обвязки, шлейфа и др.

В четвертой главе рассмотрены вопросы технологии изготовления и разработки технических средств для изготовления твердых пенообразователей. Была разработана установка для изготовления твердых стержней пенообразователей (рисунок 4).

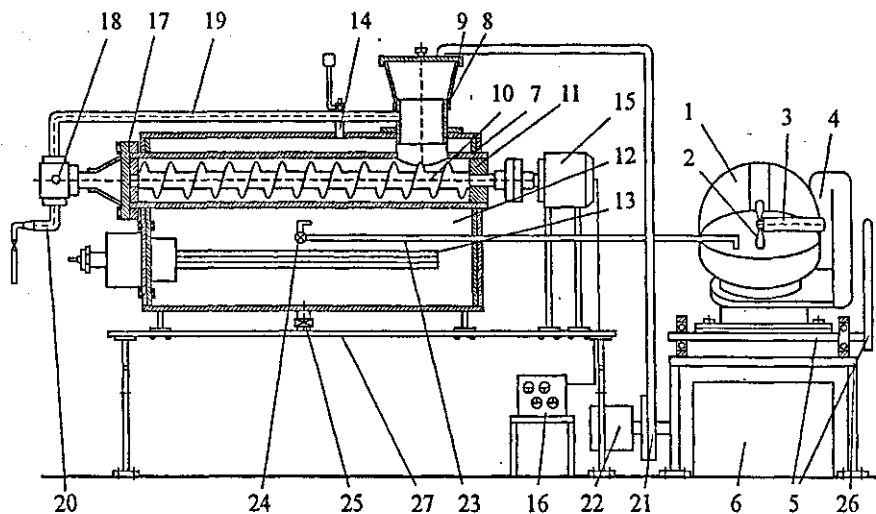


Рисунок 4 – Установка для изготовления твердых стержней пенообразователей

Установка для изготовления твердых стержней пенообразователей содержит два блока: блок предварительного приготовления и блок формования. Блок предварительного приготовления состоит из смесительной емкости 1, выполненной с возможностью вращения в горизонтальной плоскости и оснащенной парой ножей 2. Ножи 2 установлены на горизонтальном валу 3 редуктора 4 с возможностью вращения в вертикальной плоскости. В нижней части смесительная емкость 1 снабжена рукояткой 5, обеспечивающей выгрузку приготовленной смеси в накопительную емкость 6. Блок формования содержит полый цилиндрический корпус 7, который снабжен загрузочным люком 8 с крышкой 9. В полем цилиндрическом корпусе 7 соосно установлен шнек 10, опирающийся на подшипники 11. Полый цилиндрический корпус 7 заключен в ресивер 12, в котором установлен электронагреватель 13 с автоматическим регулированием температуры в пределах 100⁰С и предохранительный клапан 14. Привод шнека 10 осуществляют от электродвигателя 15, управляемого частотным преобразователем 16. Выход полого цилиндрического корпуса 7 оборудован перфорированной крышкой 17 и трехходовым краном 18, в верхней части связанным посредством байпасной линии 19 с загрузочным люком 8, а в нижней части с формовочной трубой 20. Накопительная емкость 6 блока предварительного приготовления и загрузочный люк 8 блока формования соединены загрузочной линией 21, оснащенной центробежным насосом 22. Ресивер 12 блока формования соединен со смесительной емкостью 1 блока предварительного приготовления гибкой системой 23. Ресивер 12 оснащен краном 24 для подачи горячей воды в смесительную емкость 1 и краном 25 для заполнения ресивера 12 водой. Установка смонтирована на основаниях 26 и 27, выполненных в виде металлических столов.

Технология изготовления ТП различается способами получения их твердой массы, которая может образовываться: в результате сушки водной пасты пенообразующей композиции при введении в расплавленное ПАВ определенных компонентов; путем введения твердого ПАВ в расплавленный носитель, а также получением композиции, которая затвердевает в процессе образования нового неустойчивого соединения, растворимого в воде (аддукта).

В этой главе изложены результаты опытно-промышленных испытаний разработанных технологических решений, приведена оценка их экономической эффективности.

Опытно-промышленные испытания по технологии удаления жидкости из газовых скважин проводились на Ямбургском ГКМ, Уренгойском НКМ, Вынгапуровском ГМ и др.

Низкодебитные скважины 102.1 (наклонно-направленная) и 109.7 (вертикальная) Ямбургского ГКМ (сеноман), как правило, эксплуатируются в неустойчивом режиме, характеризуются нестабильными устьевыми параметрами и длительными повторяющимися остановками из-за накопления жидкости. В высокодебитных скважинах 101.3 (вертикальная) и 101.6 (наклонно-направленная) при повышении давления в шлейфе также происходит накопление жидкости с по-

следующим снижением производительности, о чем свидетельствует падение устьевой температуры до $4^{\circ}\text{C} - 5^{\circ}\text{C}$.

Работы проводили согласно разработанной технологии удаления скапливающейся жидкости из скважин с использованием твердых пенообразователей.

После удаления жидкости из скважины 101.3 (вертикальная) с применением твердых стержней пенообразователей дебит скважины на факел при устьевом давлении 2,2 МПа, шайбе 31,1 мм и температуре $12,2^{\circ}\text{C}$ составил 266,3 тыс.м³/сут. (увеличение дебита произошло более чем в два раза).

Дебит скважины 101.6 (наклонно-направленная) Ямбургского ГКМ на факел после вода ТП составил 239,4 тыс.м³/сут при устьевом давлении 2,22 МПа., шайбе 28 мм и температуре 12°C . Прирост дебита на замеренных давлениях составил 125,1 тыс.м³/сут.

Скважина 109.7 (вертикальная) после ввода ТП работала с дебитом на факел 174,3 тыс.м³/сут. при устьевом давлении 2,02 МПа., шайбе 25 мм и температуре 8°C .

Дебит газа скважины 102.1 (наклонно-направленная) при продувке через ДИКТ на штуцере диаметром 17 мм составил 90,3 тыс.м³/сут. при температуре на устье 6°C , что на 21,4 тыс.м³/сут. больше дебита до обработки.

Проблема удаления скопившейся жидкости является весьма актуальной для скважин Вынгапуровского месторождения. При дебитах газа менее 60 тыс. м³/сут (промысловые данные) происходит накопление жидкости с общей минерализацией от 0,1 до 4,0 г/л на забое скважин.

Удаление жидкости с помощью изготовленных стержней твердых пенообразователей первоначально было опробовано на скважинах 132 и 154 Вынгапуровского газового месторождения ООО «Ноябрьскгаздобыча», но одновременно фиксировались параметры работы скважины 133, входящей в один куст со скважиной 132 и находящейся поблизости. В обе скважины через лубрикатор и НКТ ввели последовательно на забой по пять стержней твердого пенообразователя. Демонтировали лубрикатор и запустили скважину в шлейф.

После удаления жидкости с помощью твердых стержней пенообразователей дебит газа увеличился более чем в два раза, причем заметно увеличился дебит и соседней (133) скважины с 114 до 145 тыс. м³/сут. Через 16 дней работы скважины дебит ее оставался фактически в два раза выше первоначального. Кроме удаления скопившейся на забое жидкости, пена еще и отлично очистила трубопровод.

Наиболее сложными для опробования стержней пенообразователей оказались условия на Уренгойских газоконденсатных скважинах. Работа по удалению жидкости проводилась в 8 скважинах (5429, 2308, 1355, 5332, 2315, 1339, 2314, 2316) Уренгойского газоконденсатного месторо-

ждения, были получены положительные результаты, что подтвердилось увеличением дебита скважин более чем в 2 раза.

Промысловые испытания твердых пенообразователей также были удачно проведены в скважинах ООО «Надымгазпром», ООО «Кавказтрансгаз», ООО «Кубаньгазпром», ООО «Тюмен-трансгаз» и др.

Испытания установки для исследования скважин были проведены на месторождениях ООО «Ямбурггаздобыча».

Результаты диссертационной работы были внедрены на большинстве месторождений ОАО «Газпром» и получен экономический эффект более 12,5 млн. рублей.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

На основании обобщения результатов научных публикаций, анализа опытно-промышленных работ, направленных на повышение и восстановление производительности скважин, сделаны следующие выводы.

1 Показано, что одной из основных причин снижения производительности скважин месторождений Крайнего Севера, вступивших в период падающей добычи, является их обводнение, приводящее к усилению гидратообразования, пескопроявляющей способности, скапливанию жидкости на забое. Мониторинг газоводяного контакта сеноманских залежей свидетельствует о том, что в зонах отбора происходит активное дифференциальное внедрение контурной и подошвенной воды в газовую часть залежи.

2 Разработаны составы твердых пенообразователей с различной скоростью растворения и технология удаления скапливающейся жидкости, позволяющая обеспечить стабильную работу обводняющихся скважин в течение продолжительного времени.

3 Предложена методика выбора скважин для эффективного удаления скопившейся жидкости с помощью твердых пенообразователей.

4 Разработана установка для изготовления твердых стержней пенообразователей, позволяющая получать продукцию с заданными геометрическими и реологическими параметрами за счет улучшения интенсивности перемешивания и обеспечения гомогенности смеси.

5 Разработана технология изготовления стержней, включающая несколько вариантов получения твердой массы.

6 Рекомендован диаметр твердых пенообразователей: 45 - 50 мм для НКТ диаметром 168 мм, 40 - 45 мм для НКТ 114 - 89 мм.

7 Разработана технология изоляции водопритока, позволяющая не только повысить производительность скважины, но и снизить или полностью исключить негативные последствия обводнения: образование водяных, песчаных или газогидратных пробок.

8 Разработана установка для исследования газовых скважин, позволяющая автоматически производить запись измеряемых многопараметрическими датчиками технологических параметров скважин, в том числе до и после проведения работ по изоляции водопритоков, удалению жидкости, интенсификации притока.

9 Результаты промысловых испытаний технологии удаления жидкости из ствола скважины показали, что после ввода твердых пенообразователей получен прирост дебита газа.

10 Установлено, что ввод (сброс) 2 - 3 твердых пенообразователей (1,5 - 2 кг) в скважину сеноманской залежи, работающую с ограничением устьевых параметров из-за накопления жидкости, обеспечивает полный её вынос, стабилизируя работу скважины с повышенной производительностью.

11 Выявлено, что при использовании твердых пенообразователей диаметром до 50 мм не отмечено ни одного случая зависания их в фонтанной арматуре и НКТ как в вертикальных, так и наклонных скважинах, что подтверждается полным выносом жидкости с забоев скважин во всех случаях.

12 Установлено, что количество скопившейся жидкости можно определить по разности пластового и статического давлений после 15 – минутной остановки скважины (без предварительной продувки её на факел), что позволяет исключить для этой цели поинтервальные замеры АМТ.

13 Результаты исследований подтвердили, что перед сбросом твердых пенообразователей шаблонирование скважин необходимо, если оно не производилось последние три года.

14 Установлено, что использование твердых пенообразователей для удаления жидкости из скважин позволяет ослабить режим продувки на факел или вовсе исключить её при своевременном вводе твердых пенообразователей, когда давления в скважине еще достаточно для выброса столба накопившейся жидкости, переведенной в пену.

15 Выявлено, что одновременный избыточный ввод твердых пенообразователей (более 2 кг) замедляет вывод скважин на нормальный режим работы, так как при этом образуется вязкая пена, создающая высокое сопротивление потоку газа в НКТ.

16 Для уточнения продолжительности действия твердых пенообразователей в скважинах необходимо после их ввода продолжать замеры устьевого давления и температуры через каждые 1 - 2 суток до достижения параметров, зафиксированных перед обработкой.

17 Установлено, что использование для удаления жидкости из скважин твердых пенообразователей в оптимальных количествах не создает угрозы для системы очистки газа, что подтверждается проведенными исследованиями химического анализа вод.

18 Проверкой на вспениваемость ДЭГа с содержанием в нем до 0,5 % неонола - основного материала твердых пенообразователей, показано незначительное влияние последнего на этот параметр. При прогреве в процессе регенерации ДЭГа с добавкой неонола последний подвергается деструкции и полностью теряет вспенивающие свойства, поэтому накопления его в ДЭГе не происходит.

19 Рекомендовано широкое использование твердых пенообразователей для стабилизации работы и интенсификации притока как в низкодебитных, так и высокодебитных скважинах при накоплении в них жидкости любой минерализации.

Все методические разработки и технологические решения, приведенные в диссертации, использованы при проведении ремонта скважин месторождений ООО «Уренгойгазпром», ООО «Ямбурггаздобыча», ООО «Ноябрьскгаздобыча», ООО «Надымгазпром» и получен экономический эффект 12,518 млн. рублей.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1 Гасумов Р.А. Определение эффективности ПАВ для удаления жидкости из газовых и газоконденсатных скважин [Текст]/Р.А.Гасумов, Ю.С.Тенишев, А.И.Чебоксаров, С.В.Мазанов// Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин: тез. межд. науч.-практ. конф. (Кисловодск, 20-25 сент. 2004 г.) / СевКавНИПИГаз.- Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2004.- С.36-40.

2 Гасумов, Р.А. Определение эффективности ПАВ для удаления из газовых и газоконденсатных скважин скапливающейся жидкости [Текст] /Р.А.Гасумов, Ю.С.Тенишев, Г.Г. Белолопатов, А.И.Чебоксаров, С.В.Мазанов //Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин: Сб. доклад. междунардн. научн.-практ. конференции (Кисловодск, 20-25 сент.2004 г.) / СевКавНИПИГаз.- Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2004.- С.49-57.

3 Гасумов, Р.А. Информационная система планирования и контроля выполнения капитального ремонта скважин [Текст] / Р.А.Гасумов, К.С.Ахмедов, Н.М.Аршинова, А.А.Семеняк, З.С.Салихов, С.В.Мазанов, [и др.] //Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин: тез. док. межд. науч.-практ. конф. (Кисловодск, 20-25 сент. 2004 г.) / СевКавНИПИГаз.- Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2004.- С.139-140.

4 Гасумов, Р.А. Новые технологии, направленные на повышение эффективности проведения ремонтных работ [Текст] /Р.А.Гасумов, С.В.Долгов, С.В.Мазанов //Актуальные проблемы и новые технологии освоения месторождений углеводородов Ямала в XXI веке: сб. докл. отрасл. науч.-практ. конф. (Ямбург, 7-10 июня 2004 г.). – Ямбург, 2004.-С. 68-70.

5 Гасумов, Р.А. Диагностирование разрушения пласта-коллектора на месторождениях Крайнего Севера [Текст] / Гасумов Р.А., С.В.Мазанов, Н.К.Никитин [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. Обзор. информ. - М., 2004.- 100 с.

6 Липчанская, Т.А. Различные аспекты влияния газоконденсата на выносящую способность ПАВ при удалении пластовой жидкости [Текст] /Т.А.Липчанская, С.В.Мазанов. //Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях и ПХГ: сб. науч. тр. / СевКавНИПИГаз.- Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2004.- Вып. 41. -С.146-159.

7 Салихов, З.С. Технология глушения скважин, ликвидации водопритока и методы интенсификации притока газа, применяемые на скважинах ЯГКМ при капитальном ремонте скважин [Текст] / З.С. Салихов, С.В. Мазанов, Р.Ч. Шафигулин //Проблемы добычи газа, газового конденсата, нефти: сб. докл. межд. науч.-практ. конф. (Кисловодск, 24-28 окт. 2005 г.) / СевКавНИПИГаз.- Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2005.- С.39-47.

8 Мазанов, С.В. Опытнo-промысловые испытания технологии удаления жидкости из газовых скважин Ямбургского ГКМ [Текст] /С.В. Мазанов, Ю.С. Тенишев, Р.А. Гасумов, Р.А. Бабаев, О.А. Маршаев, Р.И. Алимгафаров, Р.Ч. Шафигулин //Проблемы добычи газа, газового конденса-

та, нефти: Сб. докл. межд. науч.-практ. конф. (Кисловодск, 24-28 окт. 2005 г.) / СевКавНИПИгаз.-Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2005.- С.134-144.

9 Мазанов, С.В. Информационная система обеспечения выполнения планов капитального ремонта скважин [Текст] /С.В. Мазанов, К.С. Ахмедов, Н.М. Аршинова // Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин: тез. докл. межд. науч.-практ. конф. (Кисловодск, 20-25 сент. 2004 г.) / СевКавНИПИгаз.- Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2004.- С.107-109.

10 Мазанов, С.В. Проведение капитального ремонта на скважинах Ямбургского ГКМ с применением комплексной технологии ремонтно-изоляционных работ [Текст] /С.В. Мазанов, М.Н. Пономаренко, О.В. Крюков //Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин: тез. докл. межд. науч.-практ. конф. (Кисловодск, 20-25 сент. 2004 г.) / СевКавНИПИгаз.- Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2004.- С.82-83.

11 Патент на изобретение № 2269644, МПК E21B 43/00 /Установка для изготовления твердых пенообразователей /Долгов С.В., Гасумов Р.А., Лобкин А.Н., Тенишев Ю.С., Мазанов С.В. и др. опубл. 10.02.2006, Бюл. №4

12 Патент на полезную модель №44743 , МПК E 21 B 49/08. / Установка для исследования газовых скважин // Долгов С.В., Гасумов Р.А., Галанин И.А., Шестерикова Р.Е., Андреев О.П., Мазанов С.В. и др., Опубл. 27.03.2005, Бюл. №9.

13 Патент на полезную модель №40077 , МПК E 21 B 47/00. / Установка для исследования газовых скважин // Долгов С.В., Гасумов Р.А., Галанин И.А., Шестерикова Р.Е., Андреев О.П., Мазанов С.В. и др., Опубл. 27.08.2004, Бюл. №24.

14 Патент на изобретение №2271444, МПК⁷ E21 B 43/32 Способ изоляции водопроницаемого пласта /Гасумов Р.А., Вагина Т.Ш., Гаврилов А.А., Мазанов С.В., опубл. 10.03.06, Бюл. №7.

