

Министерство высшего и среднего специального образования республики  
Узбекистан

Ташкентский химико-технологический институт

На правах рукописи

УДК 665.662

**УГАЙ АЛИНА ПАВЛОВНА**  
**ОБЕЗВОИВАНИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН СПОМОЩЬЮ**  
**ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ**

**ДИССЕРТАЦИОННАЯ РАБОТА**

на соискание ученой степени магистра по специальности

5А321302-технология переработки нефти и газа

Научный руководитель

д.х.н. проф. Ахмедов У.К.

Представлено к защите на основании

решением заседания кафедры

«Химическая технология переработки

нефти и газа» № \_\_\_\_ от «\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 года

Заведующий кафедры

к.х.н. Зиядуллаев О.Э

Допущен к защите

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2013г.

Зав. отдела магистратуры

к.т.н., доц. Мухаммедов К. Г.

Ташкент 2013 г

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	4
<b>ГЛАВА I АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ФОНДА СКВАЖИН, ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ.</b>	
I.1 Особенности эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений.....	7
I.2 Основные причины снижения производительности газовых скважин.....	10
I.3 Изучение механизма скопления жидкости в газовых скважинах .....	13
<b>ГЛАВА II ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ПА ПРОЦЕСС ПЕНООБРАЗОВАНИЯ ЖИДКОСТИ И ЕЕ ВЫНОСА ИЗ СКВАЖИНЫ</b> .....	15
II.1 Исследование используемых ПАВ для удаления жидкости из скважин .....	17
II.2 Исследования условий образования пеноэмульсионных систем, обеспечивающих вынос из скважин водогазокондсисатных смесей .....	23
II.3 Разработка составов для интенсификации притока пластового флюида .....	35
<b>ГЛАВА III РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СТАБИЛЬНОСТЬ РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....</b>	50
III.1 Разработка технологии удаления скопившейся жидкости с помощью твердых пенообразователей .....	50

III.2	Разработка технологии восстановления и повышения производительности скважин месторождений .....	53
III.3	Разработка технологии восстановления и повышении производительности скважин .....	56
<b>IV РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ТВЕРДЫХ ПЕНООБРАЗОВАТЕЛЕЙ .....</b>		<b>72</b>
IV.1	Разработка установки для изготовления твердых стержней- пенообразователей.....	72
IV.2	Разработка технологии изготовления твердых пенообразователей .....	82
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>		<b>86</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>		<b>88</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Сегодня мы можем сами, без посредничества других стран, представить, чем богат наш действительно прекрасный и уникальный край...

Наше стремление к интеграции в мировое сообщество, наша открытость внешнему миру дают прекрасные возможности для использования этих ресурсов.

Ислам Каримов

**Актуальность работы.** Повышение степени извлечения газа и газового конденсата из недр - одна из важнейших проблем в области рациональной разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Разработка месторождений показывает, что газоотдача при существующих методах составляет 50 % - 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.

Для решения задачи обеспечения уровня добычи газа и газового конденсата немаловажное значение 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.

Особые трудности возникают при проведении работ на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки. На поздней стадии эксплуатации месторождений в газовых скважинах имеет место интенсивное поступление и накопление пластовой жидкости на забое скважины, что при определенных условиях может привести к глушению продуктивного пласта и

прекращению процесса добычи газа.

На начальной стадии эксплуатации месторождений 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 бездействующий фонд скважин. Это приводит к снижению производительности действующих скважин, а иногда к их остановке. Для предотвращения этих негативных явлений приходится в процессе эксплуатации скважин корректировать технологический режим, что приводит к уменьшению объема добычи газа, а также снижению коэффициента газоотдачи продуктивных пластов.

В связи с вышесказанным, поддержание производительности скважин, вопросы предупреждения накопления жидкости на забое скважин и технология ее своевременного удаления становятся весьма актуальными и являются основной задачей диссертационной работы.

Способам повышения производительности скважин с применением твердых пенообразователей для удаления жидкости из скважины и интенсификации притока в процессе эксплуатации и капитального ремонта скважин посвящено значительное число исследований, но они далеки от своего разрешения. Предложенные способы в полной мере не решают эти проблемы и требуют их постоянного совершенствования.

**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.

**Научная новизна.** На основании обобщения теоретических, экспериментальных исследований разработаны составы и способ получения твердых пенообразователей для удаления жидкости из газовых скважин с регулируемыми скоростями растворения для пластовых вод с различной минерализацией.

**Апробация.** Опубликованы тезисы и доклады диссертации на конференции:

- Республиканской научно-технологической конференции «Новые композиционные материалы на основе органических и неорганических ингредиентов» (ТГТУ 27-28 сентября 2012 г.)

**Основное содержание работы.** Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цели и задачи исследований, научная новизна. Проведен анализ наиболее актуальных видов поверхностно-активных веществ и их реакция в различной минерализации вод. Рассмотрены возможные причины обводнения газовых и газоконденсатных скважин на поздней и ранней стадии разработки месторождений. Магистерская диссертационная работа состоит из литературного обзора, экспериментальной части, методики исследований, выводов, 84 списка цитируемой литературы, 2 списка опубликованных работ и состоит из 97 страниц машинного текста, включая 4 рисунка и 13 таблиц.

## **ГЛАВА I. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ФОНДА СКВАЖИН, ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

### **I.1 Особенности эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений**

Основные разведанные запасы приурочены к терригенным отложениям продуктивной залежи. Анализ динамики газоводяного контакта (ГВК) свидетельствует о том, что в зонах отбора происходит активное дифференцированное внедрение подошвенной воды в газовую часть пласта, что способствует заметному снижению темпа падения пластового давления. При снижении пластового давления и дебита ухудшаются условия выноса жидкости с забоя скважин. Появление жидкости в скважине связано как с подтягиванием подошвенных вод, недостаточной герметичностью цементного камня, так и с конденсацией паров воды в стволе скважины и призабойной зоне пласта.

Газовые скважины обводняются подошвенной пластовой водой в результате подъема ГВК, коксообразования, подтягивания воды по заколонному пространству из-за дефектов его цементирования.

Одним из главных отрицательных последствий обводнения продуктивных интервалов является разрушение призабойной зоны скважин, вследствие размыва глинистого цементирующего материала.

Гидрогазодинамическими исследованиями установлено, что на забоях многих исследуемых скважин присутствует псевдооживленная пробка ниже башмака насосно-компрессорных труб (НКТ), положение которой зависит от режима эксплуатации скважины.

Результатами лабораторными экспериментами и теоретическими оценочными расчетами для различных моделей и размеров частиц установлено, что минимально-необходимые скорости потока для

устойчивого выноса жидкости и механических примесей должны быть более 2 м/с, а для полного очищения забоя скважины от псевдооживленной песчаной пробки - более 5 м/с.

Скорости потока в лифтовой колонне при исследованиях скважин были выше минимальнонеобходимых, чего нельзя сказать о скоростях в эксплуатационной колонне. По этой причине систематические замеры положений текущих забоев в скважинах с высокой подвеской НКТ свидетельствуют об их подъеме во времени. И это закономерный процесс, предотвратить который технологическими мероприятиями не представляется возможным в связи с падением дебитов скважин и характером распределения скоростей - уменьшения их до нулевого значения в районе нижних отверстий интервала перфорации.

По результатам газогидродинамических исследований ни по одной скважине не наблюдалось продолжительного «обвального» выноса продуктов разрушения коллектора призабойной зоны. При существующих и контролируемых режимах работы скважин, по теоретическим представлениям о природе и механизме разрушения коллектора, а также в связи с тем, что эксплуатация скважин производится через фильтр, этот процесс маловероятен. Значительный вынос при кратковременных режимных испытаниях связан преимущественно с выносом «шлама» из зумпфа скважины и продуктов предшествующего разрушения. В пользу данного заключения говорят результаты замеров положения текущих забоев и уменьшение количества выносимых механических примесей при переходе на более интенсивный режим работы скважины.

Скважинами выносятся водоглинопесчаная смесь в виде «шлама», в котором количество абразивных компонентов незначительно, а негативное их воздействие на износ оборудования «компенсируется» частично присутствием жидкой фазы, оказывающей смазывающий эффект. Нецелесообразно ограничивать дебиты скважин, это не улучшает ситуацию, а

приводит к более негативным последствиям. Проблема заключается в «поиске» наименее устойчивого к абразивному износу элемента технологической цепи и в планомерной его ревизии или замене.

Вследствие небольшой разницы давлений статического и шлейфового режим работы разнодебитных скважин куста при их эксплуатации в один газосборный коллектор полностью определяется противодавлением со стороны ГСК.

В этих условиях периодические колебания давления в шлейфе приводят к тому, что дебит отдельных скважин с относительно низкими продуктивными характеристиками снижается ниже достаточного для выноса капельной жидкости, и на забоях скапливается конденсационная вола совместно с технической или пластовой, причем интенсивность поступления последней со временем увеличивается. 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. Поэтому эксплуатация скважин куста с относительно низкими продуктивными характеристиками осложнена скапливающейся в их подъемниках жидкостью. Ситуация осложняется в различной степени разрушением пласта, одной из основных причин которого является повышенная водонасыщенность призабойной зоны.

Нередко в скважинах после капитального ремонта и замены КЛТ на меньший диаметр дебиты газа также остаются близкими к критическим, вследствие снижения проницаемости фильтровой зоны и повышения гидравлического сопротивления подъемника.

## I.2 Основные причины снижения производительности газовых скважин

Углеводороды парафинового ряда переходят в газогидратное состояние при более низких давлениях и более высоких температурах, т.е. раньше метана (таблица I.2.1).

Переход углеводородов парафинового ряда в газогидратное состояние

Таблица I.2.1.

Критические параметры	$C_2H_6$	$C_3H_8$	$i C_4H_{10}$
$T^{\circ}C$	14,5	5,5	1,5
$P, MPa$	0,5	0,1	0,1

Термобарические условия в эксплуатационных скважинах отвечают условиям равновесного существования жидкой и паровой фаз диоксида углерода. Пары в условиях фазового равновесия с жидкостью являются насыщенными. В случае, когда давление в паровой фазе ниже максимального давления паров жидкости при той же температуре, пары являются ненасыщенными. Жидкость в присутствии ненасыщенных паров существовать не может. Она испаряется до достижения давления насыщения и установления равновесия в системе жидкость - пар.

Согласно закону парциальных давлений Дальтона парциальное давление компонента смеси газа пропорционально доле объема, занимаемой этим компонентом. В связи с тем, что содержание углекислого газа в смеси пластовых газов значительно ниже (0,3 %), то переход его в жидкую фазу при данных условиях невозможен.

Дополнительным источником поступления  $CO_2$  в скважину могут быть солянокислотная и глинокислотная обработки призабойной зоны, выполняемые для интенсификации притока.

Объем диоксида углерода, выделившийся в результате реакции HCl и HF с включениями карбонатного состава в терригенном коллекторе, необходимый для достижения концентрации фазового перехода в закрытом пространстве скважины, приведенный к нормальным термобарическим условиям, рассчитывается на основе уравнения Менделеева-Клапейрона:

$$V_0 = \frac{PVT_0}{P_0Z}, \quad (I.1.1)$$

где P - среднее парциальное значение давления углекислого газа в скважине; МПа;

V - среднее парциальное значение объема углекислого газа в скважине; м<sup>3</sup>;

T - среднее значение температуры по, К;

P<sub>0</sub> - давление в нормальных условиях, МПа;

T<sub>0</sub> - температура в нормальных условиях, К;

Z-коэффициент сжимаемости газа в нормальных условиях.

Учитывая невысокую карбонатность терригенных отложений, можно считать, что в обрабатываемой зоне пласта отсутствует необходимое количество карбонатов для нейтрализации рассчитанного объема HCl. Концентрация CO<sub>2</sub>, достаточная для перехода в жидкую фазу, может быть достигнута кратковременно в ограниченном объеме призабойной зоны. Последующее смешение образовавшегося в результате химической реакции диоксида углерода с пластовым газом обусловит снижение его концентрации ниже пределов существования жидкой фазы.

Необходимо предусматривать меры по предупреждению образования гидратов в стволе скважин на период временной их консервации.

Газогидраты в верхней части стволов скважин могут образовываться в точках дросселирования газа, при его перетоке через неплотности в

муфтовых соединениях, а также в стволах длительно простаивающих скважин.

При разработке месторождения природных газов 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 средний радиус поровых каналов, эффективную пористость и проницаемость. В пористой среде продуктивных горизонтов с неравномерным распределением пор, обычно есть локальные участки, имеющие поры с большим радиусом капилляров. Эти зоны могут стать центрами начала образования гидратов, от которых зона гидратообразования распространяется дальше.

Начало образования гидратов характеризуется резким увеличением электросопротивления и резким падением давления. Разложение гидратов, наоборот, сопровождается ростом давления.

При образовании и разложении гидратов отмечается скачок температуры за счет выделения тепла и в том и в другом случае, но несколько различного количества.

Таким образом, изменения электросопротивления, давления и температуры могут использоваться как контрольные методы обнаружения в призабойной зоне. В ряде скважин месторождения, наблюдающиеся резкие асинхронные изменения пластовой температуры и пластового давления могут косвенно свидетельствовать об образовании и разложении гидратов в призабойной зоне.

Следует обратить особое внимание на цикличность образования и разрушения гидратов в призабойной зоне пласта при возникновении соответствующих условий. Обусловленные этим циклические изменения давления способствуют разупрочнению пород пласта и цементного камня и, как следствие, увеличению выноса механических примесей, образованию глинисто-песчаных пробок в перфорированной части ствола.

Кроме того, резкое увеличение давления в призабойной части скважины при разложении газогидратов передается по пласту в другие скважины куста. В них, в свою очередь, возможен подъем ГВК, гидратообразование, прорыв конуса подошвенных вод.

Следовательно, подъем ГВК, гидратообразование, образование песчаных пробок в призабойной зоне являются процессами взаимосвязанными и их следует рассматривать как единую систему. Восстановление и повышение производительности скважин за счет удаления скапливающейся на забое жидкости или ее изоляции одновременно приводит к снижению или предотвращению образования песчаных пробок, разрушению коллектора и выносу песка.

### **I.3 Изучение механизмов скопления жидкости и разрушения коллектора в газовых скважинах**

Газовые и газоконденсатные месторождения являются составной частью крупной меловой водонапорной системы. Водонасыщенные породы так же, как и газонасыщенные, весьма анизотропны. Пластовое давление в газовых коллекторах уравнивается гидростатическим давлением подземных вод водонапорной системы, что свидетельствует о существовании между ними газогидродинамической связи. При уменьшении пластового давления в залежи водонапорная система чутко реагирует на это вторжением подземных вод в залежь, при этом наблюдается падение гидростатического давления на границе залежьводонапорная система в за контактной части и появление воды в скважинах, расположенных в пределах газовой залежи.

Движение пластовых вод в пределах залежи сдерживается наличием глинистых пород, которые препятствуют перемещению воды в залежи как по простиранию, так и по разрезу.

При наличии "литологических окон", опесчанности разреза и

значительных мощностях коллекторов интенсивность поступления воды увеличивается, что проявляется в подъеме газоводяного контакта (ГВК).

С внедрением воды происходит расчленение залежи на отдельные участки, снижается дебит эксплуатационной скважины, происходит разрушение коллектора и другие негативные явления, как следствие, снижается газоотдача, скважина выходят из эксплуатации, Прогнозирование внедрения воды в залежь, подъема газоводяного контакта является весьма актуальной задачей.

Таким образом, особенности условия отложений обуславливают в процессе их эксплуатации высокий темп подъема ГВК, интенсивное гидратообразование, активное разрушение пород в призабойной зоне, образование различного рода пробок, что в конечном итоге является основной причиной резкого снижения темпов отбора газа.

Одной из важнейших проблем сохранения производительности скважин является предупреждение образования глинисто-песчаных пробок и ликвидация.

Механизм образования таких пробок весьма многообразен и зависит от большого числа факторов:

- литологической характеристики пород, слагающих коллектор;
- типа бурового раствора, применяемого для первичного вскрытия продуктивного пласта, а также последующего капитального ремонта скважин и др.

## ГЛАВА II. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОВЕРХНОАКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ПРОЦЕСС ПЕНООБРАЗОВАНИЯ ЖИДКОСТИ И ЕЕ ВЫНОСА ИЗ СКВАЖИНЫ

### II.1 Исследование используемых ПАВ для удаления жидкости из скважин

Пенообразователи для удаления скважинной жидкости

Для удаления скапливающейся на забое жидкости применяются различные поверхностно-активные вещества (ПАВ), относящиеся к четырем основным классам: анионактивные (АПАВ), неионогенные (НПАВ), катионактивные (КПАВ) и амфолитные поверхностно-активные вещества. Ассортимент ПАВ, используемых для удаления скважинной жидкости, достаточно широк, но наибольшее распространение получили анионактивные и неионогенные поверхностно-активные вещества.

АПАВ содержат в молекуле одну или несколько гидрофильных групп и диссоциируют с образованием углеводородного аниона ( $R^- - COO^-$ ;  $R - OSO_3^-$ ;  $R - SO_3^-$ , где R - углеводородный радикал).

Чаще всего для удаления скапливающейся жидкости применяют следующие группы АПАВ: алкилсульфаты ( $R - OSO_3^-$ , где M - катион металла) - Прогресс, Волгонат; алкил (арил) сульфонаты ( $R - SO_3M$ ) - сульфонол,  $\alpha$ -олефинсульфонаты; алканэтоксисульфаты.

Сульфонол (несколько модификации) - алкиларилсульфонат, выпускается как в порошкообразном виде, так и виде концентрированного раствора. Эффективен в низкоминерализованных растворах; с катионами поливалентных металлов образует нерастворимые соли,  $\alpha$ -олефинсульфонаты (несколько модификаций) - выпускаются в виде водного раствора; наличие в углеводородной цепи двойной связи приводит к увеличению критической концентрации мицеллообразования и

солестойкости; широко используется в различных технологических процессах в странах СНГ и за рубежом.

Прогресс - вторичные алкилсульфаты - представляет собой прозрачную, слабоокрашенную жидкость, нетоксичен, невзрывоопасен; устойчив до 80 °С; при 0 °С выпадает осадок алкилсульфатов и сульфат натрия.

Кроме представленных ПАВ, используются анионоактивные азотсодержащие реагенты: триэтаноламиновые соли первичных жирных кислот, смеси триэтаноламиновых солей сложных эфиров фосфорной кислоты. Триэтаноламиновые соли жирных кислот (реагенты ТЭАС - М, ТЭАС - АВС и другие модификации) обладают высокой пенообразующей способностью и довольно высокой солестойкостью. Эффективность этих соединений в газоконденсатных скважинах зависит от минерализации удаляемых водогазоконденсатных смесей.

Неионовые ПАВ при растворении в воде не диссоциируют на ионы. В зависимости от строения углеводородного радикала выделяются несколько групп неионогенных поверхностноактивных веществ: оксиэтилированные производные спиртов, алкилфенолов, карбоновых кислот, аминов, амидов, блоксополимеров оксидов этилена и пропилена.

НПАВ на основе окиси этилена получили наибольшее распространение.

ОП-10-оксиэтилированный алкилфенол (средняя степень оксиэтилирования равна 10).

Неонолы (несколько модификаций со степенью оксиэтилирования больше девяти) - оксиэтилированные моноалкилфенолы на основе тримеров пропилена.

Синтанола - моноалкиловые эфиры полигликоля на основе первичных жирных спиртов.

Хорошие результаты дает использование блоксополимеров оксидов этилена и пропилена для удаления высокоминерализованных водогазоконденсатных смесей.

АПАВ обладают более высокой пенообразующей способностью, чем ПАВ, отличаются эффективностью в широком температурном интервале, но область их применения ограничена из-за высокой чувствительности к минерализации удаляемых вод, особенно при наличии газоконденсата. Неионогенные ПАВ используют обычно для удаления высокоминерализованных жидкостей как из газовых, так и газоконденсатных скважин.

Катионактивные ПАВ в водных растворах диссоциируют с образованием углеводородного гидрофобного (обычно азотсодержащего) поверхностно-активного катиона и неорганического аниона. Выделяются следующие группы КПАВ: амины, четвертичные аммониевые основания, окиси аминов.

Для удаления жидкости из широкого ассортимента КПАВ применяют в основном окиси аминов.

Амфолитные (амфотерные) ПАВ содержат в молекуле основные и кислотные группы, поэтому в зависимости от  $\text{pH}$  водной среды проявляют свойства катионактивных или анионактивных ПАВ.

Амфолитные ПАВ предложены для удаления жидкости из газоконденсатных скважин, но так и не нашли промышленного внедрения.

Анализ промысловых материалов показал, что эффективность удаления жидкости с помощью ПАВ зависит от свойств пенообразователя, наилучшим образом соответствующих составу удаляемой жидкости и степени обеспечения дозированного ввода ПАВ в удаляемую жидкость.

Применяемые методы исследования эффективности ПАВ для удаления скважинной жидкости

Для удаления скважинной жидкости в лабораторных условиях исследования пенообразующих свойств ПАВ проводили на установке, в определенной степени моделирующей скважинные условия, а также с использованием лопастной мешалки.

Методика оценки эффективности ПАВ в динамических условиях

аналогична методикам, приведенным в работах. Исследования проводили на стеклянной колонке с внутренним диаметром 0,028 м, длиной 2,3 м, нижняя часть которой на глубину 0,7 м помещена 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 см<sup>3</sup>. Время проведения эксперимента составляло обычно 30 минут. Данные о процессе образования пены и выносе жидкости фиксировались в журнале через каждые 5 минут.

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

В статических условиях пенообразующую способность ПАВ определяли по значениям краткости образующейся пены (отношение объема пены к объему пенообразующей жидкости) и ее стабильности (выраженной величиной, обратной скорости выделения 50 % образующей жидкости - с/см<sup>3</sup>).

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, неол АФ9.12, ГДПЭ, образцы сополимеров окиси этилена и пропилена).

В таблице II.1.1 дана характеристика используемых ПАВ;

Характеристика блоксополимеров - продуктов анионной полимеризации окисей пропилена и этилена в присутствии алифатических спиртов

Таблица II.1.1

Показатели	Блок-84 образец 3/91	ГДПЭ-107 образец 84/92	ГДПЭ-106 образец 86/92	ГДПЭ-067   образец 85/92	ГДПЭ-066А	Образец 87/92	Образец 88/92	Образец 89/92	Образец 90/92	Образец 91/92
Молекулярная масса блоксо-полимера	5500	3500	2500	2000	1650	1000	540	композиция	композиция	2900
Молекулярная масса гидрофобной части	-	1000	1000	600	600	-	-	-	-	-
Внешний вид при 20 °С	Твердое белое вещество			Мягкая паста		вязкая жидкость	желто ватая жидкость	желто ватая жидкость	желто ватая жидкость	мутная вязкая жидкость
Температура помутнения 1 % раствора продукта в 5 Растворе NaCl	выше 100	выше 100	выше 90	выше 90	выше 90	70	50	-	-	60
Температура полного расплавления, °С	60	60	55	55	55	37	-	60	55	60
Плотность при 60 °С, кг/м <sup>3</sup>	1000	1060	1028	1032	1037	981	952	1007	1006	1020
Растворимость при 20 °С, %										
в воде	20	20	20	20	20	—	—	—	—	—
в толуоле	50	50	50	50	50	-	-	-	-	-
Тип молекулы	КРЕ	КРЕ	КРЕ	КРЕ	КРЕ	КРЕ	КРЕ	КРЕ	КРК	КРЕ
Примечание -Статовое вещество спирты фракцииС <sub>7-12</sub> .										
R - радикал молекулы спирта;										
P -полиоксипропильный блок вместе с радикалом спирта;										
E -полиоксиэтильный блок.										

Увеличение минерализации приводит к снижению эффективности всех ПАВ, но в различной степени. Это связано с изменением гидрофильности ПАВ. ПАВ с низкой молекулярной массой в высокоминерализованной воде неработоспособны.

Повышение концентрации газоконденсата в смеси до 50 % приводит к значительному снижению выносящей способности пенообразователей, особенно ПАВ с низким молекулярной массой. Блоксополимеры с высокой молекулярной массой обладают и самой высокой пенообразующей способностью в минерализованных растворах с высоким содержанием двухвалентных катионов. Повышение содержания газоконденсата более 50 % приводит к различным результатам даже с использованием одного и того же ПАВ в одинаковых условиях (в одном случае ПАВ способствует выносу, а в другом выноса нет. Повышение концентрации ПАВ при наличии газоконденсата более 0,7 % не приводит к заметному увеличению пенообразования).

Для удаления высокоминерализованных водогазоконденсатных смесей были опробованы катионные и амфолитные ПАВ: Бетапав- алкил (С10-16) диметилкарбоксиветаин; оксипав - алкил (С10-14) диметиламмонийоксид; алкапавы-алкил (С16-18) триметиламмония хлорид; карбоксивав - карбоксилаты оксиэтилированных алкилфенолов, комплекс слабоанионных и неионогенных ПАВ.

Анализируемые КПАВ исследовали по следующим показателям: температуре помутнения, выносящей способности воды различной минерализации, смеси минерализованной воды и газоконденсата, стабильности эмульсий газоконденсата с минерализованной водой в присутствии исследуемых ПАВ.

В результате проведенных работ установлено, что точка помутнения 1 % растворов исследованных ПАВ в минерализованной воде, по составу близкой к пластовой, более 95 °С, что может обеспечить вспенивание и вынос воды с

забоев большинства газовых и газоконденсатных месторождений.

Главной целью исследований КПАВ являлось определение эффективности применения их для удаления водогазоконденсатных смесей, особенно с тяжелыми газоконденсатами, наиболее трудно удаляемыми компонентами из скважин посредством ПАВ.

Результаты экспериментальных исследований выносящей способности ПАВ в минерализованной воде и ее смесей с газоконденсатом помещены в таблице II.1.2.

Исследование выносящей способности катионных и амфолитных ПАВ

Таблица II.1.2

ПАВ		Состав удаляемой жидкости			Температура опыта, °С	Скорость потока воздуха, м/с	Вынос жидкости, % об.
Наименование	Концентрация, г/л	Вода		Газоконденсат, % об.			
		Содержание, % об.	Минерализация, г/л				
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
Бета пав	0,05	100	8	-	75	0,9	100
«-»	0,05	100	41	.	75	0,9	96
Оксилав	0,05	100	8	-	75	0,07	87
«-»	0,05	100	41	-	75	0,07	87
«-»	0,05	100	41	-	75	0,9	100
Алкапав1214.35	0,10	100	8	-	75	0,07	80
«-»	0,10	100	41	-	75	0,07	93
Карбоксилав	0,1	100	8	-	75	0,07	96
«-»	0,05	100	41	-	75	0,9	100
Неонол АФ9-12	0,05	100	8	-	75	0,9	90
Блоксополимер 84	0,05	100	8	-	75	0,9	83

По полученным данным можно сделать вывод, что представленные для исследования ПАВ обеспечивают приемлемый вынос минерализованной воды при концентрации 0,02 % - 0,05 %, и в этом отношении работают лучше выпускаемого в промышленном масштабе неонла ЛФ 9-12, а также опытного ПАВ - блоксополимера 84, являющимся одним из наилучших неионогенных ПАВ для удаления водогазоконденсатных смесей.

Анализ полученных данных свидетельствует о том, что минерализованная вода в смеси с легким газоконденсатом хорошо вспенивается при добавлении исследуемых ПАВ. Коэффициент выноса смеси довольно высок даже при сравнительно низкой концентрации ПАВ - 0,2 % и содержании газоконденсата до 50 %.

При увеличении скорости воздушного потока не весь воздух вовлекается в процесс пенообразования, частично проскальзывает, часть газа не успевает диспергироваться и наступает «срыв» пенообразования. При использовании растворов НПВ «срыв» пенообразования наступает гораздо раньше, чем при получении пен из растворов ионогенных ПАВ. Так, степень снижения использования воздуха при высокой скорости барботаж может достигнуть 50 % и более.

Влияние скорости воздушного потока на динамику выноса жидкости представлено 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 это промежуток времени увеличивается.

Проведены также исследования влияния полимерных добавок, повышающих стабильность пены, на эффективность пенообразователей.

Эффективность различных ПАВ в зависимости от скорости воздушного потока

## **II.2 Исследования условий образования пеноэмульсионных систем, обеспечивающих вынос из скважин водогазоконденсатных смесей**

При вводе ПАВ в удаляемую из газоконденсатной скважины жидкость возможно образование двух типов систем: эмульсии и пеноэмульсии. Влияние газоконденсата на пенообразующую и выносящую способности различных ПАВ изучали в статических и динамических условиях. Исследования пеноэмульсионных систем, полученных при вспенивании пенообразующей жидкости на лопастной мешалке, позволили выделить два типа систем, условно названных обычными и конденсированными пеноэмульсиями, которые отличаются характером разрушения.

Исследования проводились следующим образом. В химический стакан заливали 100 см<sup>3</sup> пенообразующей жидкости, содержащей 50 % водного раствора ПАВ и 50 % газоконденсата, и вспенивали на лопастной мешалке при 4000 об.мин. в течение 5 минут. Затем переливали пеноэмульсию в мерный цилиндр и фиксировали начальную высоту столба пены и ее изменение через каждые 5-10 минут. Фиксировалось также количество вытекающей из межпленочного пространства пены жидкости через равные промежутки времени.

Исследования показали, что при образовании обычных пеноэмульсий сразу после приготовления начинается процесс разрушения столба пены (коалесценция пузырьков воздуха) и происходит вытекание жидкости из межпленочного пространства (гравитационный синерезис) в виде эмульсии. При образовании конденсированных пеноэмульсий разрушение столба пены резко замедляется; в процессе синерезиса происходит выделение не эмульсии, а избыточного водного раствора ПАВ.

Обычные пеноэмульсии образуются как анионактивными ПАВ (АПАВ), так и неионогенными (НПАВ). При образовании обычной пеноэмульсии не происходит заметного взаимодействия между адсорбционными слоями на

поверхности глобул углеводорода и пузырьков воздуха, и эмульсия легко вытекает из межпленочного пространства в виде мутной фазы. С течением времени в зависимости от скорости седиментации происходит расслоение эмульсии на более концентрированные «сливки» и воду.

Скорость синерезиса обычной пеноэмульсии, приготовленной на основе АПАВ - Прогресса, ТЭАС альфаолефинсульфонатов мало отличается.

При образовании конденсированной пеноэмульсии происходит взаимодействие между адсорбционными слоями на поверхности пузырьков воздуха и глобул углеводорода. В результате этого резко замедляется скорость синерезиса.

Процесс уменьшения объема пены также резко замедляется: пузырьки воздуха как бы «замурованы» между взаимодействующими адсорбционными слоями глобул углеводорода. Конденсированные пеноэмульсии образуются при вспенивании водо-углеводородных систем, содержащих АПАВ при определенной минерализации. Критическая концентрация электролитов, при которой происходит качественное изменение свойств вспененных систем, зависит от заряда электролита и индивидуальна для каждого конкретного ПАВ. Для одновалентных катионов эта концентрация значительно выше, чем для двухвалентных.

Исследования пеноэмульсий в статических условиях производились с целью определения эффективности ПАВ для удаления водогазоконденсатных смесей. Это связано с тем, что ПАВ далеко не всегда эффективны в газоконденсатных скважинах. Нужно было выяснить, какие факторы влияют на качество пеноэмульсионных систем в первую очередь и какие свойства пеноэмульсионных систем, полученных в статических условиях являются определяющими при определении эффективности ПАВ в промышленных условиях.

Хорошо известно, что добавление в удаляемую водогазоконденсатную смесь пенообразователя может приводить при определенных условиях к

образованию или эмульсии, или пеноэмульсии - системы, включающей дисперсионную среду (обычно минерализованный водный раствор ПАВ) и две дисперсные фазы - воздух и газоконденсат.

При образовании эмульсии эффект от ввода ПАВ, заключающийся в снижении критической скорости газа, при которой происходит вынос скважиной жидкости, значительно меньше, чем при образовании пеноэмульсии.

Для выявления корреляции между физико-химическими свойствами ПАВ, полученных в статических условиях, и их выносящей способностью проведены эксперименты на модели скважины. По вышеприведенной методике исследования проводили с неионогенными и анионоактивными ( $\alpha$ -олефинсульфонаты) ПАВ при различной минерализации удаляемой смеси, содержании газоконденсата и скорости воздушного потока.

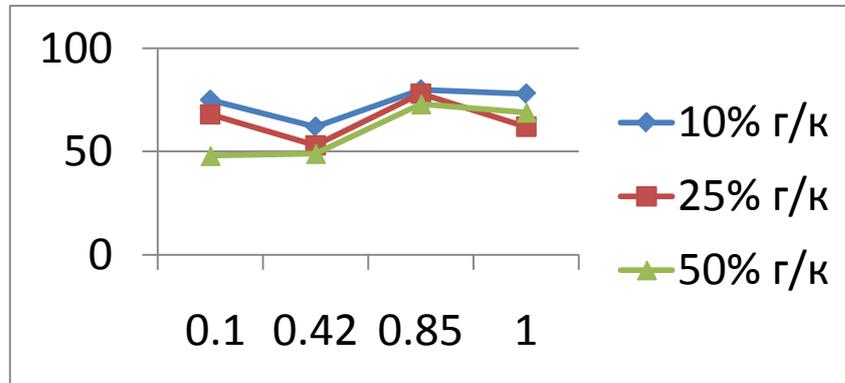
Выносящая способность различных ПАВ тесным образом связана со скоростью воздушного потока, при которой происходит барботаж, т.е. с необходимыми энергетическими затратами на эмульгирование газоконденсата при заданной минерализации и с модулем упругости пенных пленок. Увеличение скорости воздушного потока приводит к увеличению межфазной поверхности пеноэмульсии, изменению режима течения и, на каком-то этапе, к срыву пенообразования.

Как было показано выше, скорость воздушного потока влияет и на динамику выноса жидкости: наиболее равномерный вынос наблюдается при скоростях до 0,3 м/с, при больших скоростях основное количество жидкости выносится в первые пять минут. Оставшаяся вспененная водогазоконденсатная смесь либо размазывается по стенкам трубки и не выносится (воздух проскальзывает по центру трубки), либо периодически выносится в виде пробок из мелкодисперсной плотной пены (пробковый режим течения). Так по-разному может вести себя один и тот же ПАВ в казалось бы в одинаковых условиях.

НПАВ легко эмульгируют даже при очень низких скоростях (ниже 0,07 м/с). Поведение АПАВ в пресных и слабоминерализованных смесях мало отличается от НПАВ, хотя пенообразующие свойства у АПАВ выше и срыв пенообразования у них наступает при больших скоростях, чем у НПАВ.

Иное поведение АПАВ при минерализации растворов в околокритической области и выше. Из-за снижения стабильности образующейся эмульсии увеличиваются концентрация ПАВ и энергетические затраты на эмульгирование газоконденсата. Составы с концентрацией ПАВ меньше 1% имеют низкую пенообразующую способность при минерализации выше критического значения, и вынос жидкости в большинстве случаев не наблюдается. Вынос жидкости происходит в основном при 1% и 2% ПАВ, причем разница в выносе между составами с такой концентрацией ПАВ существенна. Разбавление исходной минерализованной воды в два раза приводит к заметному увеличению выносящей способности, но она все же хуже, чем на пресной воде: на пресной воде вынос водогазоконденсатной смеси уже при 0,5% ПАВ фактически полный. Содержание газоконденсата влияет на выносящую способность составов по-разному в зависимости от скорости воздушного потока, минерализации и концентрации ПАВ. Так при низкой скорости воздушного потока хуже всего выносятся составы с низким содержанием газоконденсата (10 %); при 25 %-ом содержании вынос немного улучшается, а при 50 %-ом опять снижается. Видимо, это связано с тем, что при низкой интенсивности перемешивания малое количество газоконденсата труднее вовлекается в процесс эмульгирования. Увеличение количества последнего стимулирует эмульгирование, но снижает пенообразующую способность;

Рис. П.2.1. Влияние количества газоконденсата на степень его вовлечения в эмульгирование.



Скорость, м/с

10% г/к

25% г/к

50% г/к

Влияние количества газоконденсата на степень его вовлечения в эмульгирование хорошо видно по ходу кривой с 1% ПАВ и критической минерализации при различной скорости воздушного потока при высокой скорости перемешивания содержание газоконденсата фактически не влияет на процент выноса. Увеличение содержания ПАВ и снижение минерализации закономерно повышает выносящую способность.

Представлены зависимости выносящей способности ПАВ от скорости воздушного потока при различном содержании газоконденсата. Хорошо заметна разница в поведении в зависимости от минерализации (ПАВ - 2%). При критической минерализации ход кривых с различным содержанием газоконденсата однотипен, и выносящая способность находится в прямой зависимости от содержания газоконденсата: видны два минимума в выносящей способности - при скорости воздушного потока 0,43 м/с и 1,18 м/с. При удалении разбавленной воды поведение систем с содержанием

газоконденсата 10 % и 25% резко отличаются от поведения этих систем с содержанием газоконденсата 50%. В первом случае ход кривых аналогичен; при 50%-ом содержании газоконденсата минимум при скорости 0,43 м/с отсутствует. Для сравнения эффективности АПАВ ( $\alpha$ -олефинсульфонатов фр. С2 – С7) и НПАВ при «критической» для  $\alpha$ -олефинсульфонатов минерализации. Представлены некоторые данные исследования выносящей способности составов при различной температуре и скорости воздушного потока.

Увеличение температуры при высокой скорости воздушного потока приводит к увеличению выноса составов, содержащих как  $\alpha$ -олефинсульфонаты. При низкой скорости вынос жидкости с  $\alpha$ -олефинсульфонатами снижается с повышением температуры более чем в два раза, а с блоксополемером, также как при высокой скорости, увеличивается. Снижение выноса с  $\alpha$ -олефинсульфонатами явно связано с уменьшением стабильности образующейся эмульсии при повышении температуры: выделяющийся газоконденсат при слабой интенсивности перемешивания с трудом вовлекается в процесс деэмульгирования. При больших скоростях время выноса уменьшается до 5 - 10 мин у составов с  $\alpha$ -олефинсульфонатами фракции С12 – С14 и с блоксополемером при низкой температуре (при 40 °С вынос Блока-84 продолжается). Процент выноса с АПАВ выше, чем с НПАВ, но по кратности пены к концу замеряемого периода  $\alpha$ -олефинсульфонаты значительно уступают Блоку-84 и, что очень важно, к концу барботажа оставшаяся в трубке смесь в случае  $\alpha$ -олефинсульфонатами фракции С12 – С14 больше напоминает эмульсию, а Блок-84 - устойчивую пену. Пена на основе  $\alpha$ -олефинсульфонатов фракции С12 – С14 скорее не выносится, а «выплывывается» из экспериментальной трубки.

Сравнение пенообразующей и выносящей способностей  $\alpha$ -

олефинсульфонатов фракции С12 – С14 и Блок-84

Таблица П.2.3

Наименование ПАВ	Температура, °С	Концентрация ПАВ, %	Содержание газоконденсата, % об.	Скорость воздушного потока, м/с	Кратность		Вынос жидкости, %
					через 5 мин	через 10 мин	
α-олефинсульфонаты	22	2,0	50	1,18	>6,4-2	2,0	69
	40	2,0	50	1,18	>6,4	3,6-2	84
Блок-84	16	2,0	50	1,18	>6,4	5,0	40
	40	2,0	50	1,18	>6,4	>6.4	56
α-олефиносульфонаты	22	2,0	50	0,07	>6,4	> 6,4	46
	40	2.0	50	0.07	>6,4	>6.4	22
Блок-84	16	2,0	50	0,07	>6.4	> 6,4	42
	40	2,0	50	0,07	>6,4	> 6.4	57

Нужно отметить, что стабильность вынесенной пеноэмульсии на основе α-олефинсульфонатами фракции С2 – С7» а при низких скоростях и оставшейся в трубке, очень низкая. Из шланга, отходящего от экспериментальной трубки, вытекает смесь воды с газоконденсатом или эмульсия, но не пена, как в случае использования эффективных НП АВ или АПАВ при низкой минерализации. При высокой скорости воздушного потока и концентрации АПАВ около 1 % - 2% оставшаяся в трубке вспененная смесь, в зависимости от общей минерализации, представляет собой или высоковязкую конденсированную (флокулированную) систему,

напоминающую пеногель, или низковязкую, в которой флокулы разбиты в очень мелкие хлопья.

Будут ли такие конденсированные (флокулированные) системы с высоким содержанием ПАВ эффективны в скважинных условиях, вызывает большие сомнения.

Опасение вызывает и неустойчивость эмульсии: с технологической точки зрения, это хорошо, но большая вероятность того, что при движении по стволу скважины эмульсия будет разрушаться, и выделяющийся газоконденсат будет гасить находящуюся ниже по стволу пену (о чем свидетельствует и приведенные выше данные об условиях эффективного выноса водогазоконденсатной смеси с использованием АПАВ).

В какой-то степени прогнозировать эффективность ПАВ в промышленных условиях, видимо, можно по анализу результатов выноса жидкости из модельной установки при разных ее объемах: если при разных объемах одного и того же состава процент выноса мало изменяется, вероятность того, что пеноэмульсия будет хорошо выноситься и из скважины повышается.

Результаты исследования влияния количества удаляемой жидкости на выносящую способность приведены в таблице П.2.4.

Влияние объема удаляемой жидкости на выносящую способность и кратность пеноэмульсии

Таблица П.2.4

Наименование ПАВ	Концентрация ПАВ, %	Объем удаляемой жидкости, см <sup>3</sup>	Кратность	Вынос жидкости, %
Блок -84	0,5	250	>6,4	95,6
	0,5	100	>16	93
	0,5	50	>30	90
Неонол АФ142	0,5	250	>6,4	95,2
	0,5	100	>16	92
	0,5	50	>30	84
α-олефнисульфонаты фр. C <sub>12</sub> -C <sub>14</sub>	2,0	250	>6,4	22
	2,0	100	>16-16	10
	2,0	50	>30-12	6
	2,0	250	>6,4	94
	2,0	100	>16	94
	2,0	50	>30	86
Удаляемая водогазоконденсатная смесь представлена минерализованной водой состава (г/л): CaCl <sub>2</sub> - 13; CaCl <sub>2</sub> - 2; в остальных опытах состава: CaCl <sub>2</sub> - 26; CaCl <sub>2</sub> - 4.				

Как видно из таблицы П.2.4, выносящая способность НПАВ (неонол и Блок-84) и АПАВ при докритической минерализации с изменением объема фактически не меняется, а выносящая способность АПАВ при минерализации больше критической не только изначально малая, но и заметно снижается с уменьшением удаляемого объема.

Таким образом, эффективный вынос водогазоконденсатной смеси в виде пеноэмульсии будет происходить в том случае, когда удаляемая жидкость

образует обычную пеноэмульсию сданным ПАВ. Другими словами, вынос происходит в случае слабого взаимодействия между адсорбционными слоями на поверхности глобул газоконденсата и пузырьков воздуха в условиях легко обновляющейся межфазной поверхности.

Влияние газоконденсата на выносящую способность НПРАВ в виде пеноэмульсии изложено в работе, где показано, что эффективность НПРАВ зависит от структуры и стабильности образуемых ими межфазных пленок. Качественную характеристику последних можно получить, исследуя тип и внешний вид системы, образуемой маслорастворимой частью ПАВ.

Лучшей выносящей способностью обладают ПАВ, маслорастворимая часть которых образует пеноэмульсию, после разрушения, которой и седиментации эмульсии образуется два слоя: сверху - гидрофильная эмульсия, снизу - прозрачный или слабо опалесцирующий водный слой и четкая граница между ними.

Количество газоконденсата до 50 %» как видно из приведенных выше данных, в общем-то, мало влияет на вынос смеси. Дальнейшее увеличение содержания газоконденсата снижает пенообразующие свойства ПАВ до фактически полной их потери при 70 %-ом содержании газоконденсата, когда обычно происходит обращение фаз, согласно правилу, что в случае перемешивания системы из двух жидкостей, дисперсионной средой стремится стать та из них, объем которой больше. Хотя в лабораторных условиях удавалось получать вынос минерализованных смесей при объемном содержании газоконденсата до 80 % с помощью блоксополимеров окисей этилена и пропилена с молекулярной массой 5500, но оставшаяся в экспериментальной трубке вспененная жидкость представляла собой очень устойчивую, высоковязкую пеноэмульсию.

С учетом вышеизложенного, при содержании газоконденсата в удаляемой смеси больше 50% проблематичной становится эффективность большинства известных ПАВ. Положительных результатов в этом случае можно ожидать

при использовании только НПАВ с очень низкой растворимостью в газоконденсате, т.е. высокомолекулярных с высокой степенью оксиэтилирования (если минерализация воды выше критической для АПАВ).

Большое влияние на пенообразующие свойства ПАВ оказывает состав углеводородной фазы и наличие твердых гидрофобных частиц.

Гидрофобизация поверхности происходит при использовании ПАВ, образующих с данной водогазоконденсатной смесью среднефазные или обратные эмульсии. При образовании таких систем объемное содержание углеводородной фазы имеет малое значение: если смесь не вспенивается при 50%-ом содержании газоконденсата, то она не будет вспениваться и при 5 %-ом его содержании.

В таблице П.2.5 представлены результаты исследования выносящей способности ПАВ по удалению жидкости, взятой во время продувки после обработки сульфонолом.

Исследования пенообразующих свойств пластовой жидкости, содержащей сульфонол

Таблица П.2.5

Наименование ПАВ	Концентрация ПАВ, %	Концентрация газоконденсата, %об.	Вынос жидкости, %
пластовая вода			
КССБ, алюмокалиевые квасцы	0,5; 0,6	-	96
Сульфонол	0,5	—	96
Сульфоиол	0,5	20	не пенит
Блок-84	0,5	20	пенит, но не выносит
ОП-10	0,5	20	60
ОП-10, КОН	0,5; 2	20	не пенит
ОП-10, пенозалин	0,5+ 0,5	20	пенит слабо
ОП-10 + КССБ	0,5+0,5	20	76
искусственная минерализованная вода			
Сульфонол	0,5	—	95
Сульфонол	0,5	4	не пенит
Сульфонол	0,5	20	не пенит

Как видно из таблицы, сульфонол хорошо выносит минерализованную пластовую воду, в которой не содержится газоконденсат, но даже небольшое содержание газоконденсата в удаляемой воде приводит к полному прекращению пенообразования в искусственно приготовленной: уже при 4 %-ом его содержании пена не образуется. НПВ показали также низкую эффективность при удалении этой жидкости, содержащей газоконденсат. Добавление щелочи в состав с ОП-10 привело к прекращению вспенивания.

Таким образом, эффективное удаление водогазоконденсатных смесей происходит при слабом взаимодействии между адсорбционными слоями глобул газоконденсата в условиях легкообновляющейся межфазной поверхности. В этих условиях количество газоконденсата при скоростях газового потока более 0,3 м/с мало влияет на выносящую способность ПАВ. При скоростях менее 0,3 м/с влияние газоконденсата более заметно, что в первую очередь связано с энергетическими затратами на эмульгирование газоконденсата.

При концентрации газоконденсата более 50 % проблематичным становится эффективность любого ПАВ.

Наличие твердых гидрофобных частиц приводит к пеногашению при любом содержании газоконденсата.

### **II.3 Разработка составов для интенсификации притока пластового флюида.**

Составы твердого пенообразователя пролонгированного действия

Важным условием эффективного пенообразования жидкости в стволе газовых и газоконденсатных скважин является поддержание концентрации ПАВ в удаляемой жидкости на оптимальном уровне длительное время. Это обеспечивается дозированным вводом жидкого пенообразователя с использованием передвижных или стационарных насосных агрегатов, которые снабжены наземными (глубинными) автоматическими дозирующими аппаратами или с использованием стержней твердого пенообразователя.

Способы ввода различаются в зависимости от наличия техники, материалов, состояния скважин и подъездных дорог к ним и других условий.

Обычно применяются твердые ПАВ в виде стержней с различным диаметром и длиной. Ввод их в скважину осуществляется через лубрикатор и

НКТ.

Приготовление твердых ПАВ осуществляется различными способами с использованием широкого ассортимента реагентов.

Одним из способов получения твердого пенообразователя является сплавление веществ, служащих исходным материалом для получения ПАВ. К расплаву могут быть добавлены также различные ингибиторы, утяжелитель, стабилизатор и т.д. В качестве веществ-носителей можно использовать растворимые в воде твердые спирты, полиэтиленгликоль, сорбитол и т.п. Жидкую смесь заливают в формы и охлаждают.

Другим способом получения твердых пенообразователей является перемешивание исходных компонентов до тестообразного состояния и формование стержней с последующей их сушкой: порошок или перемешивание с последующим прессованием.

Состав пенообразователей довольно разнообразен, но обычно это ПАВ, связующее, утяжелитель, реже целевая добавка. В качестве ПАВ применяются широко распространенные ПАВ, часто в виде смесей; в качестве связующего используют полимеры, но известно применение для этой цели и бентонита. Утяжелителем являются обычно растворимые и нерастворимые в воде соли. Из целевых добавок известно применение ингибиторов коррозии, газообразователей и облетающих добавок.

Основными требованиями к составам твердого пенообразователя являются обеспечение эффективного выноса скважинной жидкости, достаточная прочность и устойчивость их при хранении.

Для продления времени действия ПАВ необходимо регулировать скорость растворения стержней таким образом, чтобы в данный конкретный момент концентрация ПАВ находилась в оптимальной области.

Лабораторные исследования проводили на установке, представляющей собой стеклянную трубку длиной 2,3 м и диаметром 0,032 м. Через ротаметр воздух подавали в нижнюю часть установки со скоростью 0,9 м/с.

Заливаемую исследуемую жидкость и образующийся газожидкостной поток термостатировали при определённой температуре (30°C).

Выносящую способность определяли по формуле:

$$BC_0 = \frac{V}{m}, \quad (\text{II.2.1})$$

Где,  $BC_0$  - выносящая способность твердого пенообразователя, кг/м<sup>3</sup>;

$V$  - объём вынесенной жидкости, определяемый по формуле:

$m$  - масса испытуемого образца ТП, кг.

$$V_{\text{вж}} = V_1 - V_2 \quad (\text{II.2.2})$$

Где,  $V_1$  - объём жидкости, залитый в лабораторную установку, м<sup>3</sup>;

$V_2$  - объём жидкости, оставшейся в лабораторной установке, м<sup>3</sup>.

Скорость растворения образца определяется по формуле:

$$V = \frac{\alpha}{j} \quad (\text{II.2.3})$$

где  $\alpha$  - наименьший из параметров (диаметр или длина) стержня; м;

$j$  - время растворения образца при параметрах проведения опыта, ч.

Результаты лабораторных испытаний различных составов ТП представлены в таблицах.

## Лабораторные испытания базовых составов ТП

Таблица П.2.6

№ п/л	Состав, мас.%			Вода		Скорость растворения образца, м/ч	Выносящая способность, м <sup>3</sup> /кг
	НПАВ	Отвер- дитель	Вода	Содержа- ние, % об.	Минерал изация, г/л		
1	4,3	87,0	8,7	100	8	0,33	0,18
2	8,3	83,4	8,3	100	8	0,24	0,25
3	15,4	76,9	7,7	100	8	0,20	0,32
4	21,4	71,4	7,2	100	8	0,15	0,33
5	29,0	64,5	6,5	100	8	0,13	0,35
6	35,3	58,8	5,9	100	8	0,10	0,36
7	40,5	54,1	5,4	100	8	0,05	0,44
8	47,6	47,6	4,8	100	8	0,04	0,53
9	51,0	44,6	4,4	100	8	0,04	0,69
10	53,2	42,6	4,2	100	8	0,04	0,72
11	56,0	40,0	4,0	100	8	0,04	0,73
12	57,7	38,5	3,8	100	8	0,03	0,89
13	59,3	37,0	3,7	100	8	0,03	0,91
14	64,5	32,3	3,2	100	8	0,02	1,05
15	70,3	27,0	2,7	100	8	0,02	1,20

Базовые составы не имеют добавок и служат для выявления оптимального содержания компонентов и их влияния на конечный результат. От содержания ПАВ - активной части зависит объём жидкости ( $m$ ), который может быть вынесен (связан) единицей массы стержня ( $T$ ). Чем выше содержание ПАВ, тем выше выносящая способность твёрдого

пенообразователя. При уменьшении скорости растворения выносящая способность возрастает. При незначительно уменьшающихся значениях выносящей способности скорость растворения до определённого момента изменяется не сильно (0,03-0,05 м/ч) - это оптимальный участок. При увеличении скорости растворения объём вынесенной жидкости уменьшается на единицу массы стержня твёрдого пенообразователя, так как в начальный момент времени образуется раствор с избыточной концентрацией ПАВ, который будет вынесен первыми порциями образующейся пены восходящим потоком воздуха (газа). Скорость растворения зависит от содержания отвердителя - быстрорастворимого компонента ТП.

Установлено, что выносящая способность ТП тем выше, чем выше содержание ПАВ и ниже содержание отвердителя, но предел их содержания определяют прочностные качества стержней. Предлагаемые составы ТП обусловлены подбором оптимальных характеристик: выносящей способностью, скоростью растворения и прочностными качествами. Нижний предел содержания отвердителя предлагаемых составов ТП (таблицы II.2.7 и II.2.8) обусловлен их прочностными свойствами, так как при меньшем содержании отвердителя ТП имеет тенденцию быть менее прочным (более воскообразным, пластичным). Верхний предел содержания отвердителя в предлагаемых составах ТП связан со значительным снижением выносящей способности, обусловленной со снижением содержания ПАВ.

Быстрорастворимые ТП содержат дополнительно в составе водорастворимые полимеры, которые помогают стабилизировать пену, что положительно сказывается на выносящей способности, благодаря чему последняя возрастает в 1,5-2 раза (таблица II.2.7) при незначительно изменяющихся скоростях растворения.

Лабораторные испытания составов быстрорастворимых ТП

Таблица П.2.7

№ п/п	Состав ТП, мае. %				Вода		Ско рость раство рения образца, м/ч	Выно сящая способ ность, м <sup>3</sup> /кг
	НПАВ	Отвер- дитель	Водорас творимый полимер	Вода	Содер жание. %	Минера лизация, г/л		
1	49,5	44,5	КО	5,0	100	10,25	0,036	0,68
2	54,0	40,5	1,0	4,5	100	10,25	0,028	0,99
3	57,8	37,1	1,0	4,1	100	10,25	0,020	1,08
4	49,5	45,0	1,0	4,5	100	10,25	0,023	0,85
5	54,0	40,9	1,0	4,1	100	10,25	0,024	0,94
6	57,8	37,5	1,0	3,7	100	10,25	0,030	0,72
7	48,5	43,7	2,9	4,9	100	10,25	0,034	0,79
8	53,0	39,7	2,9	4,4	100	10,25	0,064	0,76
9	56,6	36,4	2,9	4,1	100	10,25	0,022	0,87
10	48,6	44,1	2,9	4,4	100	10,25	0,041	0,89
11	53,0	40,1	2,9	4,0	100	10,25	0,050	0,62
12	56,6	36,7	2,9	3,8	100	10,25	0,023	0,81
13	47,6	42,8	4,8	4,8	100	10,25	0,021	0,91
14	51,9	39,0	4,8	4,3	100	10,25	0,022	1,02
15	55,6	35,7	4,7	4,1	100	10,25	0,023	1,08
16	47,6	43,3	4,8	4,0	100	10,25	0,028	0,89
17	52,0	39,4	4,7	3,9	100	10,25	0,028	0,95
18	55,5	36,1	4,8	3,6	100	10,25	0,017	1,08

При введении в состав дополнительно лигносульфонатов скорость

растворения значительно (в 5-9 раз) снижается, то есть получаются ТП пролонгированного действия. Это позволяет поддерживать концентрацию пенообразователя (неионогенного ПАВ) на уровне критической концентрации мицеллообразования в течение длительного времени, получая максимальный объем пены, что увеличивает выносящую способность ТП в 1,5-2 раза в сравнении с быстрорастворимыми ТП. Установлена тенденция замедления скорости растворения и выносящей способности при повышении содержания лигносульфонатов, и поэтому желательны максимальные концентрации последних в составах ТП пролонгированного действия. Содержание водорастворимого полимера в незначительной роли не играет, поэтому может добавляться в минимальном количестве. При попадании в скважину ТП вступает во взаимодействие с диполями воды, при этом идет процесс растворения и высвобождения ПАВ. 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.

## Лабораторные испытания составов ТП пролонгированного действия

Таблица П.2.8

№ п/п	Состав ТП, мас. %				Вода		Скорость растворения образца, м/ч	Выно сящая способ ность, м <sup>3</sup> /кг	
	НПАВ	Отвер- дитель	Водо раство римый полимер	Лигно- сульфо наты	Вода	Содерж ание, % об.			Минера- лизация, % мас.
1	35,5	31,9	0,7	28,4	3,5	9,25	1,0	0,005	1,20
2	38,7	29,0	0,7	28,4	3,2	9,25	1,0	0,006	1,19
3	41,4	26,6	0,7	28,3	3,0	9,25	1,0	0,007	1,54
4	35,4	32,4	0,7	28,3	3,2	9,25	1,0	0,007	1,28
5	38,7	29,3	0,7	28,3	2,9	9,25	1,0	0,004	1,87
6	41,4	26,9	0,7	28,3	2,7	9,25	1,0	0,008	1,61
7	32,6	29,4	2,0	32,7	3,3	9,25	1,0	0,005	1,61
8	35,7	26,7	2,0	32,6	3,0	9,25	1,0	0,003	1,54
9	37,1	26,4	1,9	47,0	2,6	9,25	1,0	0,004	1,56
10	32,7	29,6	2,0	32,7	3,0	9,25	1,0	0,005	1,40
11	35,6	27,0	2,0	32,7	2,7	9,25	1,0	0,007	1,35
12	38,1	24,8	1,9	32,7	2,5	9,25	1,0	0,008	1,26
13	30,3	27,3	3,0	36,4	3,0	9,25	1,0	0,006	1,44
14	33,1	24,8	3,0	36,4	2,7	9,25	1,0	0,006	1,47
15	35,4	22,7	3,0	36,4	2,5	9,25	1,0	0,005	1,47
16	30,3	27,5	3,0	36,4	2,8	9,25	1,0	0,009	1,29
17	33,1	25,0	3,0	36,4	3,0	9,25	1,0	0,005	1,94
18	35,4	23,0	3,0	36,3	3,0	9,25	1,0	0,008	1,31

В таблице П.2.9 приведены 3 состава медленно и быстрорастворимых ТП,

рекомендуемые к промышленному внедрению. Первый и второй приготовлены на основе неионогенного ПАВ и отвердителя с образованием аддукта, третий - на основе АПАВ и тугоплавкого пластификатора. Первый состав, быстрорастворимый, предназначен для быстрого удаления скопившейся смесей воды конденсационной и пластовой, второй — с замедленным растворением для скважин с водой любой минерализации, включая растворы хлористого кальция, отфильтровывающиеся в пласт при проведении ремонтных работ. Третий состав – медленно растворимый может применяться в газовых скважинах для удаления смеси воды конденсационной и пластовой. Этот состав отличается наиболее длительным временем растворения.

Составы твердых пенообразователей, рекомендуемые к промышленному внедрению

Таблица П.2.9

№ состава	Составляющие компоненты	Содержание компонента, %	Время растворения, час	Объем выносимой жидкости, мкг
1	Вода Отвердитель НПАВ Полимер АПАВ (порошок)	0-4,2 42 -50 45,5 -50 0-2,3 0-6	1	0.5
2	Вода НПАВ Отвердитель Полимер Лигносульфонат	3,2 31,5 25 2,0 34,3	6	0,5
3	АПАВ Пластификаторы НПАВ	80-66 18-34 3-6	25	1,8

Для производства твердых пенообразователей пригодны как неионогенные ПАВ (ОН-10, неонолы АФ 9-12, блоксополимеры и некоторые другие), так и анионоактивные, преимущественно сухие (сульфонол, сульфонат, стиральные порошки без пеногасителя). Поскольку неионогенные ПАВ сравнительно дешевы и для них разработаны технологичные способы изготовления твердых пенообразователей требуемых свойств и размеров, они чаще всего используются в качестве основного ПАВ (базового) в составах, а

анионоактивные, такие, как сульфолон, стиральные порошки - как добавки.

Приведенные выше исследования по пенообразующей и выносящей способности различных ПАВ позволили осуществлять правильный выбор ПАВ при изготовлении стержней для удаления скважинной жидкости различного состава. Регулирование скорости растворения осуществлялось выбором соответствующего наполнителя и технологии формования стержней.

В таблице II.2.10 представлены результаты исследований выносящей способности и скорости растворения в воде составов твердых пенообразователей, полученных из порошкообразного сульфолон, смеси его с неионным ПАВ (ОП-10, неонол АФ-мг, блоксополимеры окисей этилена и пропилена), стержней пролонгированного действия.

Выносящая способность пенообразователей с различной скоростью растворения

Таблица II.2.10

№ образца	Состав твердого пенообразователя, %			Масса образца, кг	Скорость растворения образца, кг/час	Выносящая способность, м <sup>3</sup> /кг
	АПАВ	НПАВ	Наполнитель			
1	100	-	-	0,0193	0,0331	0,070
2	50	50	-	0,0260	0,0624	0,048
3	60	40	-	0,0243	0,0583	0,056
4	35	35	30	0,0066	0,0015	0,397
5	34	30	36	0,0065	0,0012	0,448
6	30	30	40	0,0064	0,0011	0,500
7	37	29	34	0,0063	0,0012	0,420

Приведенные выше исследования по пенообразующей и выносящей способности различных ПАВ позволили осуществлять правильный выбор ПАВ при изготовлении стержней для удаления скважинной жидкости

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

В таблице П.2.10 представлены результаты исследований выносящей способности и скорости растворения в воде составов твердых пенообразователей, полученных из порошкообразного сульфанола, смеси его с неионным ПАВ (ОП-Ю, неонол АФ-мг, блоксополимеры окисей этилена и пропилена), стержней пролонгированного действия.

Получали стержни твердого пенообразователя путем перемешивания в смесителе составных компонентов до получения однородной массы и загрузки последней в пресс-формы. Плотность получаемых стержней от 1000 до 1030 кг/м<sup>3</sup>.

Растворение пенообразователя происходит очень медленно, что приводит к поддержанию концентрации 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 и образуемые ими комплексы с ионами кальция и магния, адсорбируясь на границе раздела фаз, образуют прочный адсорбционный слой ПАВ. Выносящая способность ПАВ при наличии газоконденсата в пластовой жидкости снижается, так как часть пенообразователя расходуется на эмульгирование газоконденсата. Скорость растворения составов пролонгированного действия очень низкая, а выносящая способность в несколько раз выше, чем у составов с высокой скоростью растворения, формование стержней твердого пенообразователя (включающего газообразователь) с помощью сухого льда или сплавлением.

Составы твердого пенообразователя, содержащего газообразователь

Для удаления жидкости используются также твердые пенообразователи,

содержащие газообразователи. Большинство используемых газообразователей это двух и трехкомпонентные водорастворимые системы, вступающие в реакцию при смешивании во влажной среде, что затрудняет их доставку на забой. Чтобы избежать газирования еще на поверхности используют следующие способы ввода пенообразователей: последовательную закачку порций компонентов газообразователя; одновременно раздельную закачку (в трубное и затрубное пространство). Использование газообразователей позволяет не только повысить эффективность удаления скважинной жидкости за счет образования мелкодисперсной пены с более высокой кратностью (что увеличивает объем вынесенной жидкости на единицу массы пенообразователя), но и восстановить работу остановленных в результате накопления жидкости скважин.

При разработке и оценке эффективности пенообразователя, содержащего газообразователь, нужно учитывать величину скважинного давления. С повышением давления значительно увеличивается растворимость газов в воде и увеличивается вероятность того, что газ, имеющий высокую растворимость в воде и водогазоконденсатной смеси, будет частично или полностью растворен в удаляемой скважиной жидкости и не окажет интенсифицирующего воздействия на процесс пенообразования. Использование газообразователей, при разложении которых выделяется углекислый газ (который, как известно, обладает высокой растворимостью как в воде, так и в газоконденсате; причем с повышением давления растворимость его резко увеличивается) может дать эффект только в относительно неглубоких скважинах. В глубоких скважинах весь углекислый газ будет находится в растворенном состоянии и не окажет влияния на вспенивание водогазоконденсатной смеси.

Разработан состав пенообразователя, включающий НПАВ, органическую кислоту и наполнитель при следующем соотношении компонентов, мас. %:

неионогенное поверхностно-активное вещество 24 - 31;

органическая кислота 26 -41;

наполнитель комплексный 28 - 50,

В качестве неионогенного ПАВ используется как реагенты на основе окиси этилена, так и блоксополимера окисей этилена и пропилена. Стержни легко формуются, отличаются прочностью, но при длительном хранении их необходима герметичная упаковка, так как во влажных условиях возможно поглощение воды из воздуха и инициирование газовыделения. В качестве неионогенного ПАВ используют: ОП-10 по ГОСТ 8433-81, неонол АФ9.12 по ТУ 38.103625-81.

Блоксополимеры общей формулы:



где n - число атомов углерода в алкильном радикале, равное 5-15;

m - число молей окиси пропилена, равное 9 - 45;

p - число молей окиси этилена, равное 30 - 180, известные по.

При контакте пенообразователя с удаляемой жидкостью происходит растворение и взаимодействие компонентов пенообразователя, интенсивное газирование и вспенивание удаляемой жидкости.

В результате протекания реакций образуются газы: углекислый и азот. Эти газы пожаро и взрывобезопасны. Наибольший эффект от газообразования достигается в низкодебитных газоконденсатных скважинах, так как выделяющиеся пузырьки газа обеспечивают интенсивное эмульгирование газоконденсата и вспенивание водогазоконденсатных смесей. Выделяющийся в результате реакции неполярный газ (азот), как известно, имеет низкую растворимость в воде и в водогазоконденсатной смеси и следовательно, высокое давление насыщения, поэтому большая часть его

будет находиться в газообразном состоянии даже при использовании в глубоких скважинах.

Нужно отметить, что имеется большое количество составов твердых пенообразователей, которые используются при разработке и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. Однако в связи с изменяющимися условиями эксплуатации месторождений возникает необходимость в разработке новых рецептур составов твердых пенообразователей.

## ГЛАВА III. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

### III.1 Разработка технологии удаления скопившейся жидкости с помощью твердых пенообразователей

Определение количества ТП для удаления жидкости

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

$$n=100 \frac{V_{ж} \cdot C}{a \cdot q} \quad (\text{III.1.1})$$

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

$V_{ж}$  - объем удаляемой жидкости, находящейся в КЛТ и интервале перфорации, м<sup>3</sup>;

C – концентрация ПАВ, необходимая для вспенивания удаляемой жидкости,

a- активная масса ПАВ в составе ТП,

q- %;

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

Количество вводимых ТП в скважину может вызвать образование концентрированной вязкой пены, создающей большое гидравлическое сопротивление потоку и временное снижение дебита скважины, но на эффективность выноса жидкости это не оказывает влияния.

Подготовка скважины к вводу пенообразователей

Заранее, до первого ввода ТП в скважину отвечающую требованиям, провести в ней работы:

- определить минерализацию воды, полученной при продувке на факел;
- отбить глубину забоя, прошаблонировать КЛТ грузом длиной не менее 400 мм и диаметром не менее 1,1 от диаметра ТП;
- определить давление по стволу прибором ЛМТ: с остановками выше башмака КЛТ на 100 м, у башмака КЛТ, в середине и нижней части интервала перфорации;
- проверить режим работы замерами устьевой температуры и давления трубного (и затрубного при беспакерной эксплуатации);
  - проверить исправность буферной и шлейфовой задвижек, при необходимости заменить.

Перед обработкой:

- за сутки до ввода ТП установить самопишущие приборы на буфере (и в затрубном пространстве при отсутствии пакера) для записи давлений и температуры. При отсутствии указанных приборов произвести замеры образцовыми манометрами и термометром, при возможности, определить дебит скважины;
- при закрытой буферной задвижке 2 установить на ней лубрикатор 1 для ввода ТП и опрессовать давлением газа скважины.

При повторных вводах в скважину ТП подготовительные работы ограничить замерами устьевых параметров и установкой лубрикатора, если он после обработки скважины снят.

Контроль за работой скважины после ввода ТП

Последовательность проведения обработки скважин ТП.

Контроль за работой скважины после ввода ТП.

Для оценки степени очистки скважин от скопившейся жидкости за счет ввода ТП необходимо продолжать контролировать:

- давление трубное (затрубное при возможности);
- температуру устьевую, дебит газа (при возможности).

Замеры устьевого давления и температуры осуществлять после обработки скважины через каждые полчаса в течение 2 часов, а также во время резких изменений указанных параметров.

Перед окончанием рабочего дня (но не ранее, чем через 2 часа после ввода ТП) произвести замеры по стволу скважины прибором ЛМТ.

Независимо от контроля устьевых параметров электронными приборами производить замеры давления и температуры образцовым манометром и термометром каждый день до окончания действия ТП.

Временем окончания действия ПАВ считать установление предельно допустимых параметров работы скважины - температуры, устьевых давлений, резкое снижение дебита газа. Если ввод ПАВ осуществлялся с целью интенсификации притока газа - до достижения параметров, с которыми скважина работала перед вводом ПАВ.

В скважинах, не оборудованных пакером, эффективность работы ТП определяется, по изменению давления в затрубном пространстве и шлейфе. Подъем давления в затрубном после сброса ТП в скважину свидетельствует о начале действия ПАВ, уменьшение давления в последующем — об очистке скважины от волю. Дополнительно процесс контроля дублировать показаниями температуры газа в шлейфе.

В скважинах, оборудованных пакерами, при отсутствии диафрагмы на шлейфе, изменение режима до и после ввода ТП следует определять по изменению температуры газа в обвязке скважины шлейфа с учетом влияния температуры воздуха. В работающей скважине температура должна быть не ниже плюс 4 °С.

### **III.2. Разработка техники и технологии ввода твердых пенообразователей в газовые скважины.**

Выбор скважин для эффективного удаления скопившейся жидкости с помощью твердых пенообразователей.

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

С учетом различных конструкций подъемного лифта минимально необходимый дебит газа для непрерывного выноса жидкости (смесь пластовой и конденсационной вод) с забоев определяют согласно.

Количество воды и её распределение в скважине можно так же рассчитать по данным замеров АМТ по разности давлений в затрубном и трубном пространстве, статического и рабочего устьевых давлений. Надежным признаком необходимости ввода ТП является пониженная устьевая температура скважины.

Скважины для ввода в них твердых пенообразователей с целью удаления скопившейся жидкости должны удовлетворять следующим техническим условиям:

- глубина зумпфа до 25 м;
- расстояние от башмака КЛТ, подвешенной выше интервала перфорации, до его верхних отверстий не более 50 м;
- кривизна ствола не более 45
- лифтовые трубы не должны иметь клапаны-отсекатели, переводники и сужения, препятствующие прохождению твердых пенообразователей;
- исправность буферной и шлейфовой задвижек.

По технологическим параметрам для ввода твердых пенообразователей неприемлемы скважины:

- с наличием посторонних предметов в КЛТ;
- продукция, которых содержит масла, нефть;

- с интенсивным притоком волю, требующим проведения продувки через 72 часа и чаще;
- с гидратной пробкой в КЛТ;
- с низким дебитом после продувки и прогрева, не обеспечивающим минимально допустимый температурный режим работы.

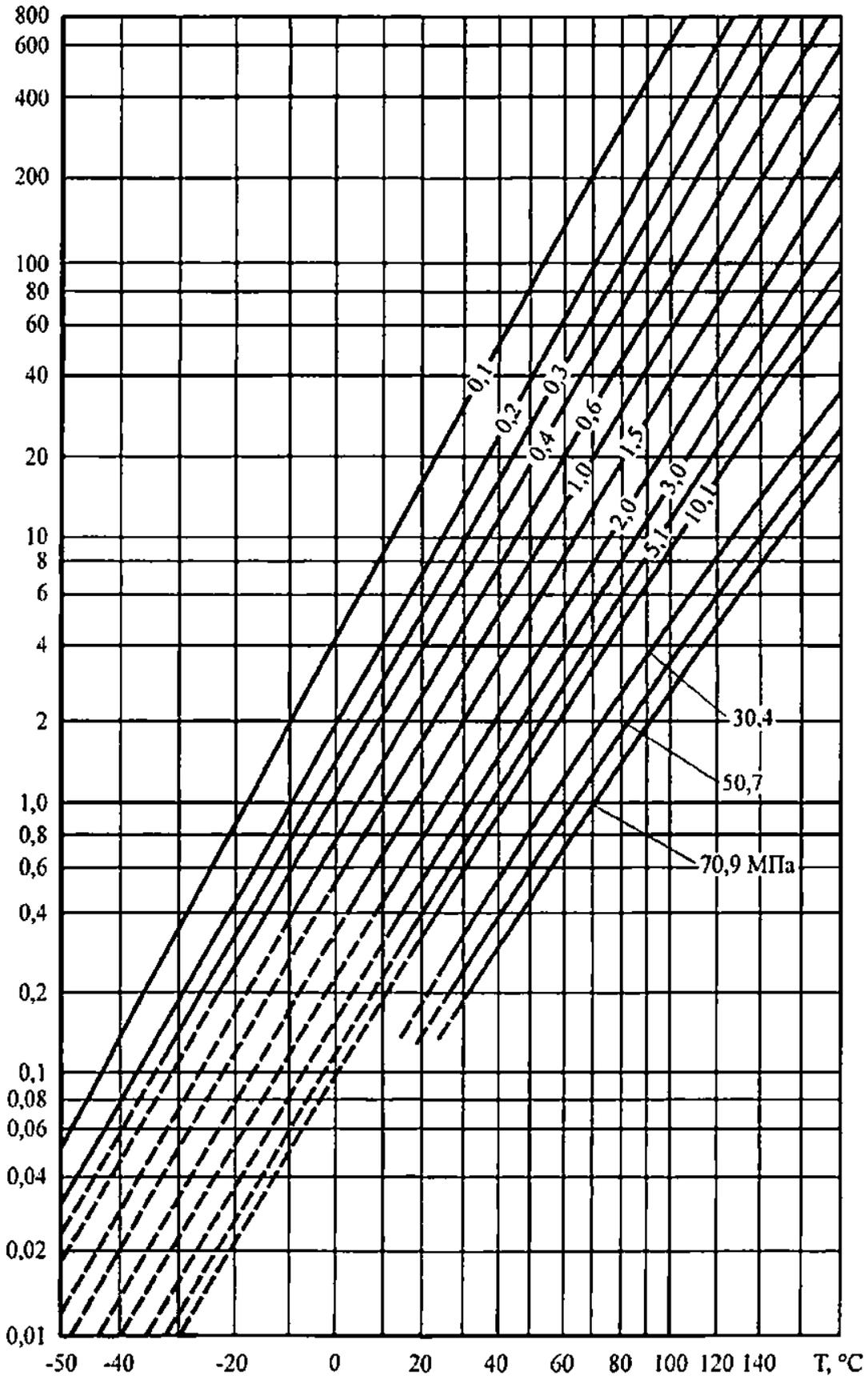
Точнее, с учетом потерь давления на трение, объем жидкости, находящейся в КЛТ, определяется по графику зависимости давления от глубины замеров в работающей скважине, построенному по данным АМТ. В расчетах потерями на трение в обсадной колонне ниже КЛТ можно пренебречь, учитывая их незначительность.

Определение объема скопившейся в скважине жидкости без использования замеров АМТ.

Данный способ определения объема жидкости целесообразен в случаях, когда проведение поинтервальных замеров в стволе скважины глубинными приборами по тем или иным причинам невозможно.

Присутствие воды, высота её столба в скважине определяются с помощью так называемого условного статического давления, которое устанавливается в течение 15 минут после закрытия шлейфовой задвижки и фиксируется по образцовому манометру на буфере.

Рисунок III.1.1 Зависимость влагосодержания природного на  $V_{o.б}$  с относительной плотностью  $\rho=0,6$  от давления и температуры



Эффективность работы ТП в скважинах зависит от множества факторов, таких как колебание давления в шлейфе, возможность поглощения конденсационной воли высокопроницаемыми пропластками, темп притока пластовой воды. Заранее рассчитать время действия ТП в конкретной скважине не представляется возможным. Поэтому при первом вводе ТП, выполненному по предварительному расчету, необходим тщательный контроль за работой скважины до прекращения действия ТП.

### **III.3 Разработка технологии восстановления и повышения производительности скважин**

Способы изоляции водопроницаемого пласта

Анализ существующих технологических решений показал, что многообразие горно-геологических условий и технологических особенностей разработки месторождений не позволяют с одинаковой успешностью использовать известные технические решения по ограничению водопритокков для решения проблемы восстановления и повышения производительности скважин. Одно из перспективных направлений - использование высококомодульных силикатов в качестве водоизоляционного материала, требует также дальнейшего совершенствования. Способность высококомодульных силикатов образовывать два вида соединений водонерастворимых осадков и гелеобразных систем, обладающих различными свойствами, позволило разработать технологию изоляции водопроницаемого пласта с использованием изолирующего состава на основе высококомодульных силикатов. Использование в качестве структурирующей добавки отхода производства, содержащего в своем составе смесь солей и кислот обеспечило в процессе формирования изолирующего экрана более высокую прочность за счет образования пространственной гелеобразной структуры, включающей твердые частицы разных размеров, выполняющих роль наполнителя.

Известные же технические решения менее эффективны, так как в своей структуре содержат только один вид химических соединений - либо соли, либо гелеобразные системы.

Известен способ разработки нефтяного месторождения, который может быть использован для ограничения водопритока пластовых вод. Способ предусматривает закачку в пласт через нагнетательную скважину технологического раствора - водного раствора, содержащего коллоидный кремнезем с кремнеземистым модулем 5 - 70, который является высокомодульным силикатным соединением, и добычу нефти через добывающую скважину. Технологический раствор закачивают в скважину циклами от 1 до 5 из расчета 1 - 10 м<sup>3</sup> на 1 м перфорированной части пласта. Перед закачкой технологического раствора в пласт закачивают буфер, а после окончания каждого цикла закачки технологического раствора и буфера закачивают водный раствор минеральных солей с ионной силой 0,25 - 5,8.

Недостатком вышеуказанного способа является низкая эффективность изоляции. Это обусловлено следующими причинами: изоляционный экран, образующийся при взаимодействии высокомодульного силикатного соединения - коллоидного кремнезема с растворами минеральных солей имеет невысокую прочность, которая обусловлена тем, что в результате реакции образуются нерастворимые осадки, выполняющие роль закупоривающего агента. Кроме того, образующиеся вещества, как правило, имеют кристаллическую структуру, и процесс солеобразования характеризуется произвольным ростом кристаллов. В результате может возникнуть несоответствие размеров частиц образующегося осадка размерам пор пласта, что не позволит закачать технологический раствор на необходимую глубину, особенно в коллекторах с низкой проницаемостью.

Особенностью процесса солеобразования является высокая скорость реакции, то есть осадок образуется мгновенно. Применение операции закачки буфера - воды для замедления скорости реакции солеобразования и

циклический характер закачки раствора коллоидного кремнезема неэффективно, так как в поровом пространстве процесс диффузии растворов силиката и солей через буфер воды происходит очень медленно и рассчитать время, достаточное для создания гарантированной прочности очень сложно. В связи с этим, указанный способ предусматривает закачку больших объемов используемых реагентов, что усложняет его и увеличивает время проведения работ. Кроме того, применение больших количеств используемых реагентов увеличивает стоимость работ;

Применяется способ обработки пласта нефтяных месторождений путем закачки в пласт водного раствора анионного полимера, неорганической или органической кислоты, растворимой в воде, и соли поливалентного металла. Закачиваемая композиция дополнительно содержит жидкое стекло, причем перед введением соли поливалентного металла в водный раствор полимера дозируют жидкое стекло и доводят рН реакционной массы до 0,5 - 2,5 путем добавления кислоты. Водный раствор анионного полимера, жидкого стекла и соли поливалентного металла берут при следующем соотношении компонентов, мас. %.

Водорастворимый анионный полимер .....	0,01 - 5,0
Жидкое стекло .....	1,5 - 8,0
Соль поливалентного металла .....	0,001 - 0,06
Вода .....	остальное .

В качестве жидкого стекла используют 30 % - ный водный раствор силиката натрия марки «Силином - 30» - высокомодульное силикатное соединение.

Приготовленную смесь закачивают в пласт от одного до сотен метров кубических на 1 м перфорации или толщины пласта в один прием или циклически попеременно с водой.

Недостатком известного способа является низкая эффективность

изоляции. Это обусловлено следующими причинами: по данному способу вследствие закачки используемых компонентов закупоривающим агентом являются гели, образование которых происходит по двум типам реакции: при взаимодействии высокомолекулярного силиката и при сшивке полимера солью поливалентного металла. Однако образующийся изоляционный экран не обладает высокой прочностью, так как прочность силикатных гелей зависит от многих факторов, в том числе и от концентрации компонентов и величины рН раствора. Кинетика гелеобразования имеет сложную зависимость. Существует несколько областей, в которых при различных значениях рН раствора - имеют одинаковое время гелеобразования, но различную прочность, что объясняется особенностями протекания реакций. В области значений рН, близкой к 2,0 высокомолекулярные силикаты не образуют гелей. При рН растворов, близком к 10,0, гели также не образуются, в системе происходит только укрупнение (агрегация) коллоидных частиц, а в сильно щелочной среде при рН более 10, происходит растворение агрегированных частиц. Расширение диапазона рН приводит к тому, что в реальных условиях в указанном способе при определенных значениях рН закупоривающий эффект объясняется химическими реакциями одних компонентов (силикатный гель), при других значениях рН - химическими реакциями других компонентов (сшивка полимеров ионами поливалентных металлов). Синергетического эффекта не наблюдается.

Сложность способа, многокомпонентность композиции, циклический характер закачивания не позволяют с достаточной точностью определить оптимальное время гелеобразования. рН раствора в силикатных растворах как правило, определяет время гелеобразования, которое играет важную роль для определения времени проведения работ в целом. В данном способе в случае циклической закачки композиции попеременно с водой, происходит разбавление изолирующего состава и, как следствие, изменение рН, « не позволяет определить оптимальное время гелеобразования, достаточное для

создания прочного изоляционного экрана. Для достижения положительного результата способ предусматривает закачку необоснованно большого количества смеси (до сотен кубических метров на 1 м перфорации), что в конечном итоге увеличивает время проведения работ, особенно в скважинах с низкой приемистостью. Применение большого количества полимеров не всегда приводит к синергетическому эффекту, однако усложняет и увеличивает время проведения работ. В пределах, указанных в формуле изобретения (до 5 %) содержания водорастворимого анионного полимера вязкость растворов может быть существенным препятствием при закачке существующей на промыслах нефтяной и газовой промышленности техникой, особенно, если речь идет о полимерах акрилового ряда. Повышение вязкости изолирующего состава не является показателем закупоривающего эффекта, так как вязкость - это показатель» характеризующий внутренние свойства жидкости, то есть сопротивление течению между частицами самой жидкости и может характеризовать возможность прокачивания состава существующей техникой. Прочность изоляционного экрана в большей степени определяется химическими связями, возникающими в результате взаимодействия изолирующего состава с породами пласта. Высокие показатели структурной вязкости можно достичь при использовании только полимеров без добавок других реагентов, хотя изолирующий эффект будет низким. Высокую вязкость можно получить при концентрации полимеров менее 1 %.

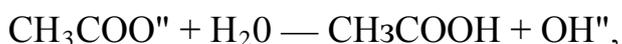
Кроме того, расширение диапазона рН не всегда целесообразно. В нефтяной и газовой промышленности большое внимание уделяется коррозионной активности состава. Применение растворов, имеющих рН, резко отличающийся от нейтральной среды, приводит к наибольшему износу технологического оборудования, вплоть до вывода скважины из эксплуатации. Применение в качестве сшивающих агентов токсичных и дорогостоящих компонентов (хроматы, бихроматы), характеризует способ

как экологически небезопасный и приводит к высокой стоимости работ.

Способ изоляции притока пластовых вод, предусматривающий закачку состава при следующих массовых долях компонентов, %:

Гидроксид натрия.....	8,0
Синтетическая жирная кислота .....	15,0
Высокомодульное жидкое стекло .....	10,0-20,0
Вода .....	остальное.

Недостатком этого способа является недостаточная эффективность изоляции. Это обусловлено следующими причинами: использование указанного состава, который представляет собой гелеобразную систему, является недостаточная прочность, которая обусловлена тем, что при описанном порядке приготовления состава в системе не образуются осадки, упрочняющие пространственную структуру геля. При взаимодействии жирных кислот с гидроокисями щелочных металлов они осадков не образуют, в воде жирные кислоты гидролизуются и имеют щелочную реакцию.



Таким образом, гидроксид натрия идет на нейтрализацию кислоты.

Следовательно, описанный технический результат можно достичь при использовании кислоты в концентрациях, значительно меньше заявленных в формуле изобретения примерно 1,0 — 2,0 мас. %. Увеличивать щелочность состава не имеет смысла, так как используемый высокомолекулярный силикат имеет рН в пределах (9,0-11,0). Это сильно щелочная среда. Кроме того, в своем составе он содержит ионы натрия, (то есть представляет собой

коллоидный силикат натрия, модифицированный окислами щелочных металлов). Поэтому введение гидроокиси натрия не способствует улучшению технологических свойств состава, а приводит только к значительному увеличению расхода используемых реагентов и увеличению стоимости ремонтных работ и не обеспечивает создание прочного изоляционного экрана.

Используется способ изоляции водопроницаемого пласта путем закачки в пласт водного раствора полисиликата натрия - высокомодульный силикат натрия и кислотного гелеобразователя. Закачивают водный раствор полисиликата натрия с силикатным модулем 4,2 - 6,5 с концентрацией 1-10 мас.%. В качестве кислотного гелеобразователя используют сульфаминовую или соляную кислоту или хлористый кальций. По способу закачивают последовательно пресную воду - буферную жидкость и водный раствор полисиликата натрия и кислотный гелеобразователь.

Недостатком известного способа является недостаточная эффективность способа изоляции. Это обусловлено следующими причинами: закачиваемая по способу смесь полисиликата натрия и кислотного гелеобразователя не содержит добавок, регулирующих механическую прочность. При использовании кислот в качестве гелеобразователя, гель имеет недостаточно высокую прочность. Это объясняется тем, что гелеобразные системы, в том числе и описанная силикатная, представляет собой дисперсную систему, сплошная пространственная сетка которой заполнена жидкостью, обеспечивающей подвижность отдельных элементов структуры в местах контактов. Материалы с такой структурой обладают высокой пластичностью и способностью к ползучести при небольших напряжениях сдвига, что снижает прочность изоляционного экрана. Кроме того, для гелей, не содержащих в своем составе регулирующих добавок, характерно старение во времени, проявляющееся в постепенном упрочнении структуры, ее сжатии и высвобождении части жидкости из структурной сетки. Это явление получило

название синерезиса. В результате синерезиса нарушается целостность изоляционного экрана, что значительно снижает его прочность.

В случае применения хлористого кальция в качестве гелеобразователя используемой в способе смеси присущи все недостатки, характерные для солеобразующих систем, механические свойства которых непосредственно зависят от свойств структуры, которая определяется как атомным и молекулярным строением отдельных кристаллов и зерен, таких размерами, взаимным расположением, качеством связей между ними, наличием дефектов, пористости и другими факторами. Без регулирующих добавок в системе происходит произвольный рост кристаллов. С увеличением размеров частиц прочность изолирующего материала снижается из-за наличия дефектов в кристаллической структуре. Дефекты неоднородны и хаотически распределены в объеме кристалла или материала и на их поверхности. Кроме качества структуры отдельных зерен и хаотичности их расположения, прочность структуры определяется числом контактов и между зернами, приходящихся на единицу их поверхности, и прочностью отдельного контакта. Поверхность контактов пропорциональна «телу контактов, а также дисперсности. Таким образом, с увеличением размера частиц уменьшается число контактов и поверхность контактов, что значительно снижает прочность структуры. Следовательно, при реализации данного способа изоляционный экран не будет обладать достаточной прочностью. Применение воды в качестве буферной жидкости приводит к изменению концентрации исходной изолирующей смеси водного раствора полисиликата натрия и кислотного гелеобразователя, а именно к разбавлению и изменению pH смеси, что не позволяет достаточно четко определить оптимальное время гелеобразования в пластовых условиях. Модель пласта после проведения изоляции выдерживают в течение 48 часов. В скважинных условиях процесс гелеобразования протекает значительно медленнее. Это означает, что время простоя скважины будет несколько суток. Увеличивается время проведения

работ. Кроме того, по указанному способу не определяют толщину изоляционного экрана, а использование в качестве кислотного гелеобразователя вышеуказанных компонентов требует определенных затрат и увеличивает стоимость работ.

В соответствии с поставленной задачей - повышения эффективности изоляции, разработан способ изоляции водопроницаемого пласта, обеспечивающий создание прочного изоляционного экрана при минимальном количестве реагентов.

В экспериментальных исследованиях изучена зависимость необходимого для создания изоляционного экрана заданной прочности от концентрации кремнезема в коллоидном силикате натрия.

Объем необходимого раствора, закачиваемого в пласт, зависит от требуемой величины радиуса изоляционного экрана, обуславливающего гарантированную эффективность способа изоляции.

При радиусе изоляционного экрана меньше расчетной величины не обеспечиваются его изоляционные свойства и происходит прорыв пластовых вод в скважину. Радиус изоляционного экрана более расчетной величины не влияет на качество изоляции, а приводит к неоправданному расходу реагентов, что является экономически нецелесообразным.

Выбор коэффициента запаса прочности более 1,2 приводит к неэффективному расходу реагентов, а менее 1,2 - к снижению качества способа изоляции из-за погрешности в определении величины  $R_d$ , или не прогнозируемому увеличению  $R_d$  в результате изменения горногеологических условий.

Количество высокомодульного силиката натрия - «Сиалита 30-50» в составе выбирают из условий создания изоляционного экрана необходимой прочности и необходимой глубины проникновения-толщины изоляционного экрана.

Время гелеобразования подбирают, руководствуясь общим временем

проведения процесса изоляции. Оно должно быть достаточным для проведения всех технологических операций, которые предусматривают: приготовление раствора, подготовительные операции по монтажу, обвязке и опрессовке технологического оборудования, закачиванию и продавливанию в пласт, а также запас времени на непредвиденные технологические остановки. Ввиду этого расчетное время гелеобразования определяют как сумму составляющих

$$T_r = T_1 + T_2 - T_3 + T_4, \quad (\text{Ш.1.1})$$

где  $T_r$  - расчетное время гелеобразования, ч;

$T_1$  - время, необходимое для приготовления раствора, ч;

$T_2$  - время на подготовительные операции, ч;

$T_3$  - время закачивания и продавливания раствора в пласт, ч;

$T_4$  - запас времени на непредвиденные технологические остановки, ч.

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, равного 3-9.

Коллоидный силикат натрия марки «Сиалит 30-50» используемый в промышленности по ТУ 2145-002-43811938-97 и имеет следующие физико-химические показатели:

Содержание SiO <sub>2</sub> (% масс.).....	26,6 - 30,8
Содержание NaO <sub>2</sub> (% масс.) .....	0,47 - 0,67.
Силикатный модуль (SiO <sub>2</sub> / NaO <sub>2</sub> ) .....	45 - 55

рН при 20 °С (ед.рН).....	9,0- 10,8
Плотность при 20 °С (кг/м <sup>3</sup> ), не более .....	0,011-0,012
Вязкость при 20 °С (мм <sup>2</sup> /сек), не более.....	10.

Жидкие отходы процесса электрохимического покрытия металлов, используемые в качестве гелеобразователя, по химическому составу представляют собой отработанные на 50 % кислоты с примесью ионов солей различных металлов. Отходы по внешнему виду представляют собой прозрачные жидкости, окрашенные в зависимости от вида обрабатываемых металлов в голубоватый или зеленоватый цвет. Химический состав вышеуказанных отходов приведен в таблице III.1.1

Химический состав отходов процесса электрохимического покрытия металлов

Таблица III.1.1

№ п/п	Наименование кислоты	Содержание примесей, мг/л	плотность раствора, г/см <sup>3</sup>	рН раствора
1	HF, HNO <sub>3</sub>	Al <sup>3+</sup>	1,260	0,92
2	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Cu <sup>2+</sup> -16518,8	1,330	0,89
3	HCl	Fe <sup>3+</sup> -7415,35 Na <sup>+</sup> -3484,3 Cl <sup>-</sup> - 177625,0	1,180	0,84
4	HCl	Fe <sup>3+</sup> - 8435,1 Na <sup>+</sup> -652,35 Cl <sup>-</sup> - 156625,0	1,160	0,65

Высокомодульный силикат натрия, являющийся кремнеземом, представляет собой дисперсную систему, поэтому реакции взаимодействия с солями и кислотами имеют существенные различия, но сравнению с реакциями низкомодульных силикатов и полисиликатов с этими же веществами.

К низкомодульным относятся жидкие стекла (силикатный модуль ниже 4,0). К высокомодульным силикатам относятся водные силикатные системы с силикатным модулем выше 4,0. Силикатный модуль - это мольное отношение двуокиси кремния к оксиду щелочного металла). Высокомодульные силикаты условно делятся на две группы. Системы с силикатным модулем от 4,0 до 25,0 образуют так называемые полисиликатные растворы и являются, по существу, переходной группой от истинных растворов к коллоидным. Системы с силикатным модулем выше 25 обычно называют золями. Это чисто коллоидные растворы с частицами кремнезема определенных размеров, стабилизированные щелочами. Несмотря на полимерное происхождение, о кремнеземе говорят не как о полимере, а как о частицах размерами 2-3 мкм и выше.

Эффективность разработанного состава объясняется следующим: с высокомодульным силикатом - натрия (кремнеземом) данный гелеобразователь взаимодействует по двум типам реакций: гелеобразования и солеобразования. В результате реакций образуются два типа соединений:

- гелеобразная дисперсная система, имеющая сплошную трехмерную пространственную структуру;

- водонерастворимые осадки, выполняющие роль добавок, повышающих прочность блокирующего экрана.

Реакция гелеобразования коллоидных частиц с образованием силоксановых связей происходит под действием кислот, содержащихся в используемом гелеобразователе. Одновременно с реакцией гелеобразования происходит также образование нерастворимых осадков при взаимодействии

высокомолекулярных силикатов с солями, присутствующими в составе предлагаемого гелесоброизователя. Агрегированные частицы, распределяясь в промежутках пространственной структуры геля, упрочняют его, образуя химические связи с гелеобразной структурой, в результате чего пространственная структура становится в пласе жесткой и неподвижной. Это предотвращает разрушение (синерезисе) гелей с течением времени и увеличивает механическую прочность и устойчивость к механическим воздействиям, в частности к напряжениям, которые возникают в пласе при проведении технологических операций.

Характерной особенностью является и то, что образование дисперсных частиц происходит не только с солями поливалентных металлов, но практически с солями металлов любой валентности с образованием мостиковых связей. Так, однозарядные катионы могут образовывать мостиковую связь по схеме: в водном растворе ион натрия в результате гидратации окружается шестью атомами кислорода, принадлежащих молекулам воды. Это подтверждается тем, что при адсорбции иона на поверхности кремнеземной частицы один или несколько атомов кислорода молекул гидратной воды могут замещаться атомами кислорода, принадлежащими поверхностным силанольным группам, так что последние оказываются непосредственно связанными с атомом натрия. Следовательно, положительный заряд иона натрия способен нейтрализовать отрицательный заряд адсорбированного вблизи него гидроксилита, который как раз определяет поверхностный заряд частицы. В результате на поверхности образуется нейтральный адсорбционный комплекс. При высоких концентрациях ионов натрия ничто не препятствует замещению одной или более молекул воды, которые до тех пор были связаны с ионом натрия с внешней стороны на поверхностные силанольные группы, принадлежащие второй вступающей в столкновение частицы.

Таким образом, ион натрия может действовать как мостиковая связь

между двумя частицами кремнезема.

При адсорбции двухзарядных катионов, в частности кальция, первоначально происходит нейтрализация лишь одного отрицательного заряда, и они проявляют себя как положительно заряженные центры, которые при столкновении с отрицательно заряженными кремнеземными частицами легко образуют мостиковые связи. Взаимодействие поливалентных ионов и высокомолекулярных силикатов имеет более сложный механизм.

Закачивание в качестве кислотного гелеобразователя жидких отходов процесса электрохимического покрытия металлов значительно повышает прочность изолирующего экрана за счет образования в системе двух типов соединений. Пространственной трехмерной структуры геля и мелкодисперсных водонерастворимых частиц, выполняющих роль наполнителя, повышающего механическую прочность и предотвращающего синерезис (разрушение) гелей с течением времени.

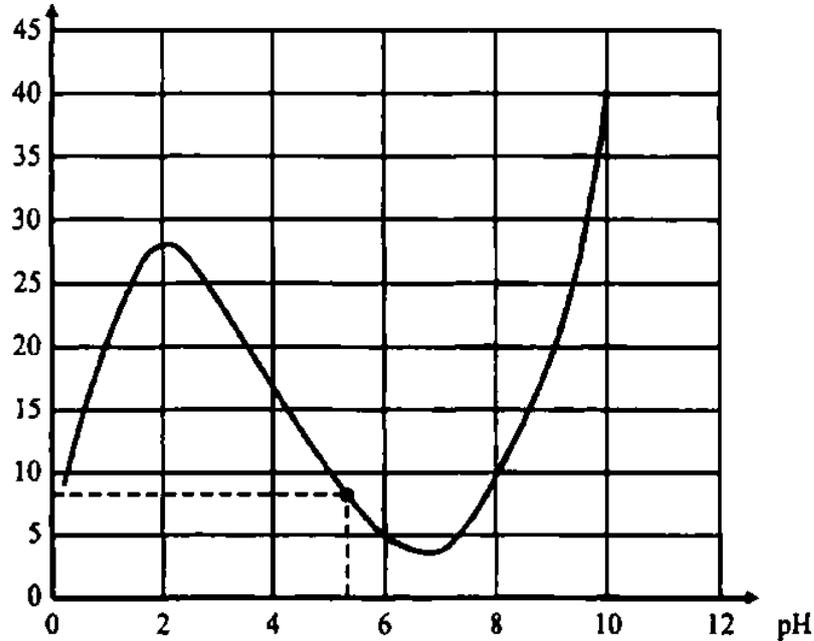
Использование вышеуказанных отходов позволяет расширить ассортимент гелеобразующих веществ при одновременном решении экологической проблемы - утилизации отходов производства. Кроме того, применение отходов значительно сокращает стоимость материалов.

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

По результатам исследований для обеспечения эффективной изоляции водопроницаемого пласта закачиваемый состав должен обладать рН 3,0-8,0, который обеспечит оптимальное время гелеобразования, значительно сократит время проведения работ и, в конечном итоге, повысит добычу газа за счет сокращения времени простоя скважин. На рисунке III.1.1. изображен график зависимости времени гелеобразования от рН раствора.

Рисунок III.1.1

График зависимости времени гелеобразования от рН раствора.



При рН смеси в интервале от 3,0 до 8,0 обеспечивается время гелеобразования от 4 часов до 2 суток, с минимальным временем гелеобразования при рН 6,0. При рН смеси менее 3,0 время гелеобразования увеличивается, что не требуется при проведении водоизоляционных работ. При рН смеси более 8,0 прочность изоляционного экрана снижается, а выше 10,0-гелеобразование не происходит, а идет только процесс укрупнения (агрегации частиц).

Изучение кинетики гелеобразования используемого высокомолекулярного силиката натрия с предлагаемым гелеобразователем в присутствии пластовой воды позволило в разработанном способе исключить операцию закачки буферной жидкости, что предотвращает смешение изолирующей смеси с пластовыми флюидами и не вызывает изменение рН, основного фактора, определяющего время гелеобразования.

Предлагаемый состав позволяет создавать экран, выдерживающий перепад давления до 40 МПа/м, хотя, как показывает промышленная практика,

в реальных условиях величина депрессии в обводнённой части продуктивного пласта редко достигает 3 МПа. Поэтому для достижения желаемого результата необязательно закачивать в пласт большое количество реагента. Объем используемого раствора должен соответствовать расчётной глубине проникновения - радиусу изоляционного экрана. Поэтому товарная марка кремнезоля, содержащая около 30 мас.% кремнезема может использоваться с разбавлением в 2- 5 раз, то есть концентрация кремнезема в растворе может быть значительно меньше.

## **ГЛАВА IV. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ТВЕРДЫХ ПЕНООБРАЗОВАТЕЛЕЙ**

### **IV.1 Разработка установки для изготовления твердых стержней-пенообразователей**

Процесс изготовления твердых пенообразователей для удаления жидкости из скважины является ответственным этапом, от которого зависит эффективность данного технологического процесса. Как известно, применяемые твердые пенообразователи разрабатываются и изготавливаются для каждого месторождения индивидуально, с учетом горногеологических и геометрических условий скважины, реологических и физико-химических свойств жидкостей, имеющихся в скважине и др. факторов. Соответственно, для изготовления твердых пенообразователей с учетом этих факторов и количества изготавливаемых стержней, данный технологический процесс требует автоматизации. Разработка установки для изготовления твердых стержней пенообразователей потребовала проведения соответствующих теоретических исследований и обобщения имеющихся в отрасли применяемых технических средств.

При разработке технических средств установки для изготовления твердых стержней пенообразователей были изучены литературные источники и проведены патентные исследования в данной области. Было выявлено, что известно устройство для приготовления растворов, содержащее полый цилиндрический корпус с загрузочным люком (бункером) и установленным в нем шнеком, связанным с турбинным двигателем. В корпусе устройства установлен перфорированный диск и ножи, которые в совокупности с другими конструктивными элементами образуют механическую дробилку. Устройство предназначено для перемешивания высоковязких полимеров с растворителем в условиях низких температур.

Недостатками указанного устройства являются относительно невысокая производительность и низкое качество получаемой продукции. Это обусловлено следующими причинами:

- для получения необходимой дисперсной фазы порошкообразных полимерных компонентов, в механическом дробителе необходимо производить смену перфорированного диска при каждой операции дробления, т.е. прерывать процесс приготовления раствора полимеров;

- отсутствие электронагревательного элемента не позволяет производить нагрев высоковязких полимеров, большинство которых является термопластичными, что не обеспечивает получения гомогенной смеси.

Разработана установка по изготовлению твердых стержней поверхностно-активных веществ (ПАВ), включающая блок предварительного приготовления, состоящий из измельчителя, смесительной емкости, элементов перемешивания, выполненных в виде лопастей и установленных на вертикальном валу редуктора и блок формования, содержащий полый цилиндрический корпус (емкость) с загрузочным люком и формовочную трубу. Для подачи смеси в формовочную трубу, блок формования оснащен гидравлическим прессом.

Недостатками указанной установки являются низкая производительность и низкое качество получаемой продукции, что обусловлено рядом причин:

- установка состоит из трех самостоятельных, не связанных между собой блоков, требующих двукратного ручного перемещения смеси, что не обеспечивает непрерывности процесса приготовления;

- отсутствие электронагревательного элемента не позволяет производить нагрев термопластичных ПАВ, что не обеспечивает приготовление гомогенной смеси;

- отсутствие шнека и конструктивных элементов, обеспечивающих замкнутую циркуляцию, не позволяет многократно и интенсивно

перемешивать смесь, с обеспечением ее гомогенности;

- в качестве прототипа взята установка по изготовлению твердых стержней ПАВ, включающая блок предварительного приготовления, состоящий из емкости для механического дробления, смесительной емкости (емкости для механического приготовления), элементов перемешивания, выполненных в виде лопастей и установленных на вертикальном валу редуктора и блок формования, содержащий полый цилиндрический корпус (емкость для размещения подготовленной пасты) с загрузочным люком и установленным в нем шнеком, связанным с электродвигателем и формовочную трубу, выполненную в виде трубчатой насадки.

Недостатками указанной установки являются низкая производительность и низкое качество получаемой продукции, что обусловлено рядом причин:

- установка состоит из автономных блоков, требующих использования ручного труда, т.е. отсутствует непрерывность процесса приготовления;

- установка оснащена редуктором, т.е. ступенчатым устройством с ограниченным интервалом понижения оборотов электродвигателя, что не позволяет производить интенсивное перемешивание смеси;

- в установке отсутствует электронагревательный элемент для подогрева термопластичных ПАВ, что не обеспечивает приготовление гомогенной смеси;

\* отсутствие в установке конструктивных элементов, обеспечивающих замкнутую циркуляцию, не позволяет многократно и интенсивно перемешивать смесь, с обеспечением ее гомогенности.

Технический результат, который может быть получен при осуществлении предлагаемого изобретения, сводится к следующему:

- повышается производительность установки за счет улучшения интенсивности перемешивания и обеспечения непрерывности процесса приготовления;

- повышается качество получаемой продукции за счет обеспечения гомогенности смеси.

Технический результат достигается с помощью известной установки, включающей блок предварительного приготовления, состоящий из смесительной емкости с элементами перемешивания, установленными на валу редуктора и блок формования, содержащий полый цилиндрический корпус с загрузочным люком и установленным о нем шнеком, связанным с электродвигателем и формовочную трубу. По заявляемой конструкции установки для изготовления твердых стержней пенообразователей, блок предварительного приготовления дополнительно содержит накопительную емкость. При этом смесительная емкость выполнена с возможностью вращения в горизонтальной плоскости, а элементы перемешивания выполнены в виде ножей и установлены на горизонтальном валу редуктора с возможностью вращения в вертикальной плоскости. В блоке формования шпек установлен согласно полуму цилиндрическому корпусу и заключен в ресивер, который дополнительно содержит электронагреватель и предохранительный клапан. При этом электродвигатель оснащен частотным преобразователем, а выход полого цилиндрического корпуса оборудован перфорированной крышкой и трехходовым краном и связан с загрузочным люком безопасной линией. Накопительная емкость блока предварительного приготовления и загрузочный люк блока формования соединены загрузочной линией, оснащенной центробежным насосом. Ресивер блока формования и смесительная емкость блока предварительного приготовления соединены гибкой системой. Таким образом, заявляемое техническое решение соответствует условию новизны.

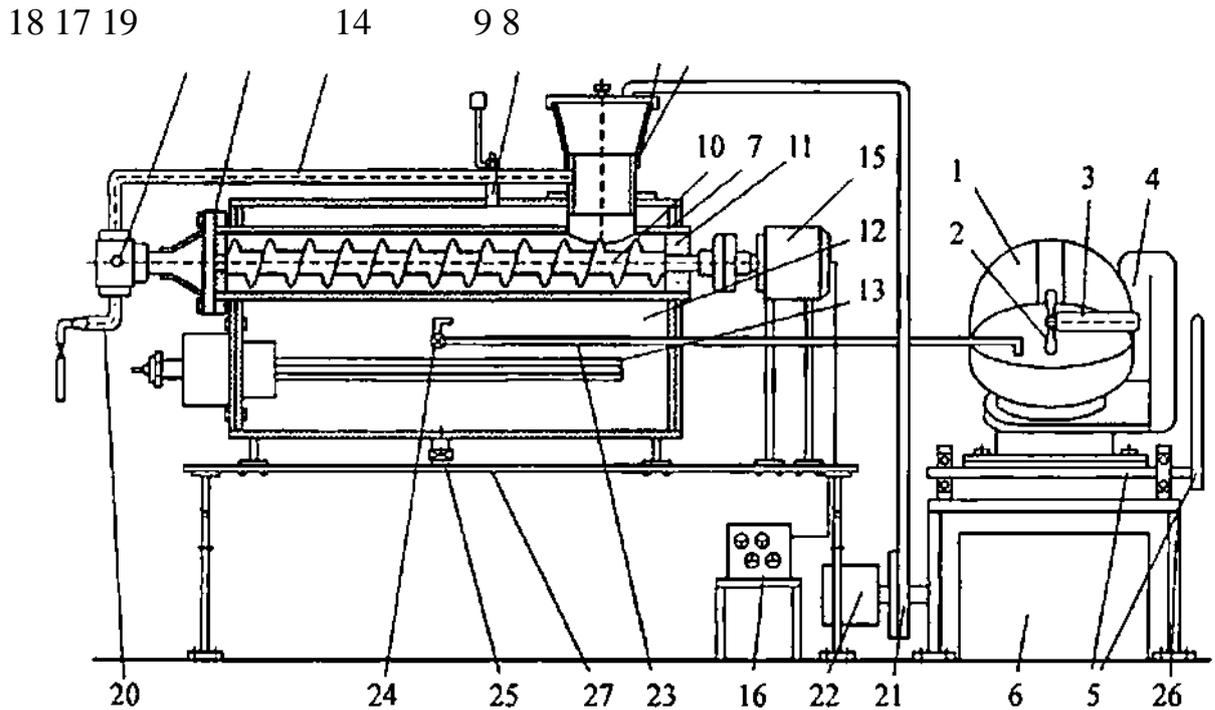
Известны установки для дозированной подачи поверхностно-активных веществ в нефтяные пласты, содержащие электронагреватели для подогрева ПАВ; известна установка дозирования химреагентов, оборудованная электронагревателем; известен способ приготовления

тампонажного раствора, в котором для нагрева волокнистых нитей до температуры пластической деформации используют емкость, состоящую из электронагревателя и мешалки с электродвигателем; известна установка периодического действия для литья быстротвердеющих смесей, состоящая из двух компонентов - емкостей, оборудованных мешалками и водяной баней; известно устройство для приготовления обычных и утяжеленных цементных растворов, в котором смеситель состоит из двух смесительных аппаратов - гидравлического и механического, известна установка для приготовления промывочных жидкостей, содержащая две фрезерно-струйных мельницы: приемную для предварительного грубого измельчения и сливную - для окончательного тонкого помола материалов в водяной среде; известно устройство для приготовления растворов, в котором смеситель выполнен с возможностью вращения; известно устройство для приготовления отверждаемых глинистых растворов, в котором для смешивания компонентов раствора перегородки установлены с возможностью вращения в вертикальной плоскости относительно оси устройств; известны бисерные мельницы, в которых размольная камера и мешалка выполнены с возможностью вращения относительно оси устройства; известны смесители с возможностью многократного повторения цикла смешения; известна установка для приготовления и обработки буровых растворов, работающая по проходной и циркуляционной схемам; известна мешалка, состоящая из цилиндрического корпуса с загрузочным и разгрузочным патрубками, рабочего органа в виде вала, снабженного в верхней части шнеком; известна механическая глиномешалка, состоящая из корпуса с воронкой, установленного в нем шнека, крестообразного ножа и смесительной камеры; известен смесительный агрегат для приготовления цементного раствора, снабженным шнеком, приводом шнека, выходным патрубком, приемной воронкой, смесительным устройством и выкидной трубой; известен дозатор для приготовления смесей, включающий

цилиндрические емкости с загрузочными патрубками, шнековый рабочий орган, связанный с приводом, с регулируемой скоростью вращения; известен смеситель, содержащий смесительную емкость, с расположенным внутри нее перфорированным ротором, в котором на валу смонтирована спиральная лопасть, привод, трубопровод с задвижкой, позволяющей подавать раствора повторную диспергацию.

подавляющее число скважин расположено в зоне ММП, где забойная температура достигает 85 °С. В установке для приготовления твердых стержней пенообразователей имитируются соответствующие термические условия, которые отвечают тепловым условиям забоя скважины. В композиционный состав твердого пенообразователя входит ряд компонентов, большинство которых являются твердыми и термопластичными. Поэтому при изготовлении необходим предварительный их нагрев до температуры 100 °С, и только после этого создаются необходимые условия для их перемешивания и придания формы. Изготовленный твердый стержень пенообразователя должен обладать определенной механической прочностью, с целью достижения забоя скважины, где он начинает растворяться в жидкости с определенной (заданной) скоростью (активно или пассивно).

На рисунке IV.1.1 представлен общий вид конструкции разработанной установки для изготовления твердых стержней пенообразователей.



Установка для изготовления твердых стержней пенообразователей

Рисунок IV.1.1

Установка для изготовления твердых стержней пенообразователей содержит два блока: блок предварительного приготовления и блок формования. Блок предварительного приготовления состоит из смесительной емкости I, выполненной с возможностью вращения в горизонтальной плоскости и оснащенной парой ножей 2. Ножи 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 полый цилиндрический корпус соответственно установлен шнек 10, опирающийся на подшипники 11. Полый цилиндрический корпус заключен в ресивер 12, в котором установлен электронагреватель 13 с автоматическим регулированием температуры в пределах 100 °С 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 част» связанным посредством безопасной 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 водой. Установка смонтирована на основаниях 26 и 27, выполненных в виде металлических столов.

Более подробно сущность данного технического решения можно пояснить следующим примером.

Длина, мм .....	1500
Ширина, мм.....	520
Высота основания, мм.....	1120
Масса, кг .....	380

При сборке установки используют покупное оборудование: электропривод марки АИР-90 ЛЧУЗ, частотный преобразователь марки НЬ-8001, измельчитель марки КАЖИ 102.132.001 РЭ, электронагреватель марки НЭВТ 3,75 -100 и центробежный насос марки 2К-6.

Работа установки начинается с заполнения водой ресивера 12 через кран 25 из водопроводной сети. Затем включают электронагреватель 13, который автоматически поддерживает в ресивере 12 заданную температуру воды. Для получения 20 кг смеси в смесительную емкость I загружают

необходимые компоненты. Открывают кран 24 и подают горячую воду в расчетном количестве из ресивера 12 по гибкой системе 23 в смесительную емкость 1. Для затворения физико-химической смеси, подаваемая вода имеет температуру - 100 °С, что достаточно для превращения компонентов в тестообразующую массу. Смесительную емкость 1 закрывают крышкой и включают редуктор 4, для вращения смесительной емкости 1 и ножей 2. Таким образом, за счет возможности вращения смесительной емкости в горизонтальной плоскости и ножей 2 в вертикальной плоскости, достигается интенсивность перемешивания и обеспечивается гомогенность смеси. Перемешивание производят в течении 30 минут.

Полученная смесь из смесительной емкости 1, с помощью рукоятки 5, складывается в накопительную емкость 6. Из накопительной емкости 6 смесь поступает по загрузочной линии 21, оснащенной центробежным насосом 22, в загрузочный люк 8 блока формования. Привод шнека 10 осуществляется от электродвигателя 15, управляемого частотным преобразователем 16, который является бесступенчатым устройством, способным изменять частоту вращения шнека 10 практически в любом диапазоне от 20 до 200 об/мин, обеспечивая при этом необходимую производительность устройства и многократное, качественное перемешивание. В конкретном примере устанавливают частоту вращения шнека 10 -100 об/мин. Установка полого цилиндрического корпуса 7 внутри ресивера 12, оснащенного электронагревателем 13 с автоматическим регулированием температуры ~ 100 °С, позволяет обеспечить нагрев смеси при непрерывном ее перемешивании. Далее смесь через трехходовой край 18 и безопасную линию 19 попадает в загрузочный люк 8. В течении 30 минут происходит многократное смешивание смеси, за счет обеспечения замкнутой циркуляции. При переключении рукоятки трехходового крана 18, гомогенная смесь поступает в формовочную трубу 20 и далее выдавливается в полиэтиленовый рукав для последующего застывания и образования

твердых стержней-пенообразователей. Поскольку в ресивере 12 при нагреве воды до температуры - 100°C возможно образование некоторого количества паров воды и, тем самым повышение, давления, его оснащают предохранительным клапаном 14.

На установке за один рабочий день изготавливают 200 штук стержней-пенообразователей, диаметром 40 мм и длиной 400 мм. Масса такого стержня равна 1 кг, следовательно, производительность установки составляет 200 кг/день или 25 кг/час.

На предлагаемой установке за один рабочий день изготавливают 128 штук стержней-пенообразователей, диаметром 40 мм и длиной 1000 мм, масса стержня - 2,5кг, следовательно, производительность установки составляет 320 кг/день или 40 кг/час.

Из примера видно, что производительность предлагаемой установки в 1,6 раза выше, чем по прототипу.

Таким образом, заявляемое техническое решение соответствует критерию патентоспособности, а именно, условию новизны, изобретательского уровня и промышленной применимости

## **IV.2 Разработка технологии изготовления твердых пенообразователей**

Рекомендуемые составы твердых пенообразователей и технология их приготовления

Для производства твердых пенообразователей пригодны как неионогенные ПАВ (неонол АФ 9-12, ОП-10, блоксополимеры и некоторые другие), так и анионоактивные, преимущественно сухие (сульфонол, сульфонат, стиральные порошки без пеноносителя). Поскольку неионогенные ПАВ сравнительно дешевы и для них разработаны технологичные способы изготовления твердых пенообразователей требуемых свойств и размеров, они используются в качестве основного ПАВ (базового) в составах, а анионоактивные, такие, как сульфонол, стиральные порошки - как добавки (если позволяет концентрация жестких солей воды в скважине).

Технология изготовления ТП различается способами получения их твердой массы, которая может образовываться: в результате сушки водной пасты пенообразующей композиции, при введении в расплавленный 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 таблице IV.2.1 приведены 3 состава медленно и быстрорастворимых ТП с использованием для их приготовления анионоактивных и неионогенных ПАВ.

## Составы твердых пенообразователей, рекомендуемых к применению

Таблица IV.2.1

№ сорта	Составляющие компоненты	Содержание компонента, %
1	Вода	0-4,2
	Отвердитель	42-50
	НПАВ	45,5-50
	Полимер (КМЦ)	0-2,3
	АПАВ (порошок)	0-6
2	Вода	3,2
	Отвердитель	25
	НПАВ	31,5
	Полимер (КМЦ)	2,0
	КССБ-2 (СДБ-порошок)	34,3
3	АПАВ (порошок)	80-66
	Пластификатор	18-34
	НПАВ	3-6

Первый и второй приготовлены на основе неионогенного ПАВ и отвердителя с образованием аддукта, третий - на основе АПАВ и тугоплавкого пластификатора. Первый состав, быстрорастворимый, предназначен для быстрого удаления скопившейся смеси воды конденсационной и пластовой, второй - с замедленным растворением, для скважин с большой минерализацией воды, включая растворы хлористого кальция, отфильтровывающиеся в пласт при проведении капремонта. Третий состав • медленнорастворимый, может применяться в газовых скважинах для удаления смеси воды конденсационной и пластовой. Этот состав отличается длительным временем растворения и минимальной способностью образовывать эмульсию в водогазоконденсатной смеси.

Все приведенные составы быстро твердеют, формируются сразу в герметичную полиэтиленовую оболочку, защищающую ТП от атмосферной влаги. Составы испытаны на образцах газовых месторождениях.

Первый и второй составы можно готовить в смесительной емкости подходящей формы и объема (20 - 60)л из нержавеющей стали, алюминия или эмалированной (например, в кастрюле), с использованием технического миксера. Третий состав готовят в шнековом смесителе формователе с подогревом, обеспечивающим расчетный режим разогрева и перемешивание высоковязкой массы с последующим её формованием.

Порядок приготовления и формования первого и второго состава:

- взвесить компоненты состава в требуемом соотношении;
- жидкий неионогенный ПАВ разогреть до температуры 80°C и вылить в емкость для получения смеси ТП;
- одновременно с разогревом НПАВ, в отдельной емкости нагреть расчетное количество воды до 80°C (таблица IV.2.1) и, затем, при продолжающемся нагреве, постепенно вводить отвердитель при периодическом перемешивании, не допуская его комкования. После ввода и

разогрева отвердителя с водой до 90°C постепенно влить эту смесь в емкость с неионогенным ПАВ при непрерывном перемешивании состава техническим миксером;

- после ввода раствора-отвердителя в неонол и выравнивания консистенции смеси по всей емкости приступить к постепенному вводу в неё АПАВ (например, стирального порошка) и полимера, а при приготовлении второго состава еще и КССБ - 2 или порошкообразного СДБ, не допуская их комкования;

- тщательно перемешанную смесь загрузить в смеситель-формователь и через наконечник 7 заполнять полимерную мягкую оболочку длиной 1,5 - 2,5 м;

- после затвердевания смеси в оболочке разрезать застывшую массу на стержни требуемой длины

Состав 3 готовят в следующей последовательности:

- отвесить компоненты смеси в необходимом соотношении в количестве, достаточном для заполнения шнековой установки;
- включить термостат для обогрева шнекового смесителя-формователя (рисунок 4.2), довести температуру термостатируемой жидкости до 95 °С;
- разогреть пластификатор до 90 °С в отдельной посуде и вылить в шнековый смеситель 5;
- при непрерывной работе шнекового смесителя «на себя» и включенном обогреве, постепенно ввести сухой АПАВ и неионогенный ПАВ в разогретый пластификатор;
- после тщательного перемешивания и прогрева смеси до однородного пластичного состояния в смесителе 5 приступить к формованию цилиндрических стержней в термостойкую оболочку через наконечник 7;
- формование ТП в виде шаров производят после застывания массы на специальной установке.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Мониторинг динамики газоводяного контакта свидетельствует о том, что в зонах отбора газа происходит активное дифференциальное внедрение подошвенной воды в газовую часть залежи, что способствует заметному снижению темпа уменьшения пластового давления.

2. Низкая скорость газового потока является основной причиной скопления жидкости в скважинах, приводящей не только к снижению производительности, но и самопроизвольному их глушению (остановке). Выявлено, что при использовании твёрдых пенообразователей с 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.

3. Установлено, что использование твердых пенообразователей для удаления жидкости из скважин с колоннами 168 мм позволяет ослабить режим продувки на факел или вовсе исключить её при своевременном вводе твердых пенообразователей. Выявлено, что избыточный единовременный 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.

4. Для уточнения времени действия твердых пенообразователей в обработанных скважинах необходимо продолжать замеры устьевого давления и температуры через 1 -2 суток до достижения параметров, зафиксированных перед обработкой. Рекомендован порядок определения диаметра твердых пенообразователей: 45 - 50 мм для НКТ диаметром 168 мм, 40-45 мм для НКТ 114 - 89 мм. Установлено, что использование для удаления жидкости из скважин твердых пенообразователей в оптимальных количествах не создает угрозы для системы очистки газа.

5. Проверка на вспениваемость ДЭГа при содержании в нем до 0,5 %

неонола - основного материала твердых пенообразователей, показала незначительное влияние последнего на этот параметр. При прогреве ДЭГа с неонолом в процессе регенерации последний подвергается деструкции и полностью теряет вспенивающие свойства, поэтому накопления его в ДЭГе не происходит. Исследования подтвердили хорошую выносящую способность твердых пенообразователей даже высокоминерализованных жидкостей.

6. Предложены методы определения эффективности ПАВ для удаления водогазоконденсатных смесей в виде пеноэмульсий. Критерием эффективности АПАВ является способность поверхностно-активного вещества образовывать с удаляемой жидкостью обычную пеноэмульсию; критериями эффективности неионогенных ПАВ являются образование маслорастворимой частью исследуемого ПАВ гидрофильной пеноэмульсий и образование прозрачного или слабоопалесцирующего водного слоя после седиментации этой пеноэмульсий.

7. Установлено, что применение пенообразователей позволяет восстанавливать производительность низкодебитных скважин. Рекомендуется комбинированное использование твердых пенообразователей с различной скоростью растворения, что значительно повышает эффективность удаления: быстрорастворимые стержни сокращают время начала действия ПАВ и обеспечивают вынос значительной доли скважинной жидкости за малый промежуток времени; медленно растворимые стержни обеспечивают удаление оставшейся и вновь накапливающейся жидкости.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Карцев, А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений А.А. Карцев.- М.: Недра, 1992.
2. Определение интервалов водопротока в скважинах НГКМВ.А.Сливнев, Л.Д.Никитин, А.М.Свечников Газовая промышленность. - 1993..
3. Лапердин, А.Н. Оптимизация разработки газовой месторождения А.Н. Лапердин, А.П. Афанасьев, А.В. Кустышев Совершенствование методологии освоения газовых месторождений: сб. науч. тр. - Тюмень, 2003. - С. 119-127.
4. Кустышев, А.В. Состояние и пути повышения эффективности капитального ремонта газовых и газоконденсатных скважин на месторождениях севера Тюменской области А.В. Кустышев, И.И. Клещенко, Т.Н. Чижова [и др.] Н Обзор, информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений.- М, 1999.-60 с.
5. Трофимчук, А.А. Газогидраты - новые источники углеводородов А.А. Трофимчук, А.В.Черский, В.П. Царев Природа. - 1999. - № 1. - С.18-27.
6. Макогон, Ю.Ф. Определение условий образования гидратов и их предупреждение Ю.Ф Макогон, А.С. Схалехо Обзор ВНИИЭкономики, организации производства и техн. - эконом, информации в газовой промышленности. - М., 1992. - 42 с.
7. Макогон, Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование Ю.Ф Макогон. - М.: Недра, 1985. - 232 с.
8. Вяхирев, Р.И Теория и опыт добычи газа Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев, Н.И. Кабанов. - М.: Недра, 1998.-478 с.
9. Гасумов, Р.А. Исследование гидратообразования и фазового состояния флюидов при разработке газовых залежей Р.А. Гасумов, С.А.Варягов, В.З.Минликаев [и др.] Строительство газовых и газоконденсатных скважин: сб. науч. ст. ВНИИгаз. - М.: ВНИИгаз, 1999.
10. Ермилов, О.М. Разработка крупных газовых месторождений в неоднородных коллекторах О.М. Ермилов,В.Н. Маслов, Е.М. Нанивский. - М.: Недра, 1997.

11. Масленников, В.В. Системный геофизический контроль разработки крупных газовых месторождений В.В. Масленников, В.В. Ремизов. - М.: Недра, 1993.
12. Башкатов, А.Д. Предупреждение пескования скважин А.Д. Башкатов. - М.: Недра, 1999.-176 с.
13. Зотов, Г.А. Эксплуатация скважин, вскрывающих водоплавающие залежи и залежи, сложенные слабосцементированными коллекторами Г.А. Зотов, А.П. Власенко, А.В. Динков. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - 1993. - Вып.10. - 44 с.
14. Игнатенко, Ю.К. Определение минимальной скорости и минимального дебита, необходимых для полного непрерывного удаления жидкости из скважин Ю.К. Игнатенко НТС Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - 1996. - № 9. - С. 3 - 6.
15. Энергосберегающие технологии при добыче природного газа - М.: Недра, 1996.-235 с.
16. Облеков, Г.И. Характерные особенности разработки залежей Г.И. Облеков, В.Н. Гордеев Обзор, информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ИРЦ Газпром, 2002. -47 с.
17. Тенишев, Ю.С. Исследования по разработке составов твердого пенообразователя для удаления скважинной жидкостиЮ.С.Тенишев, Т.А. Липчанская, Г.Г. Белоланотков Строительство газовых и газоконденсатных скважин : сб. науч. ст. - М., 1999.-С 189-193.
18. Ильченко, Л.А. Обобщение опыта разработки газовых и газоконденсатных месторождений Северного Кавказа Л.А. Ильченко, В.Ф. Канашук Проблемы капитального ремонта скважин, эксплуатации подземных хранилищ газа и экологии : сб. науч. ст. - Ставрополь, 2002. - Вып. 36. - С. 299 - 302.
19. Макаренко, П.П. Оценка применения пенообразующих составов «Универсал - КМ» для удаления жидкости из скважин на месторождениях Каневского ГТ1У П.П. Макаренко, Ю.М. Басарыгин, П.А. Клименко [др.] Строительство газовых и газоконденсатных скважин: сб. науч. ст.-М., 1995 - С. 168-172.

20. Тенишев, Ю.С. Результаты опытных обработок скважин ГКМ твердыми пенообразователями Ю.С. Тенишев, Г.Г. Белолопотков, Л.П. Маловичко и [др.] Проблемы капитального ремонта скважин, эксплуатации подземных хранилищ газа и экологии: сб. науч. ст. - Ставрополь, 2002. - Вып. 36. - С. 166-173.
21. Гвоздев, В.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: справочное пособие В.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, А.Е. Корнилов. - М.: Недра, 1998.-С.162-170.
22. Справочная книга по добыче нефти - М.: Недра, 1994.
23. Пат. 2058476 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> Е 21 В 43/00. Устройство для удаления жидкости из газовых и газоконденсатных скважин Мурадов А.Н., Батыров С.Ш., Лурьева И.И., Батыров Ю.А., Батыров А. А.; заявитель и патентообладатель Мурадов Аман Непесович, Батыров Сахат Шаджаевич, Лурьева Ирина Ильинична, Батыров Юсуп Аннаевич. Батыров Агамурад Атаевич.- № 93032601/03; заявл. 22.06.1993. опубл. 20.04.1996, Бюл. №11.
24. Кондрат, Р.М. Удаление жидкости с забоя газовой скважины Р.М. Кондрат, М.М. Билецкий. Экспресс-информация. Сер. Геология, бурение и разработка газовых месторождений.-М.: ВШИИОЭНГ, 1996.-Вып. 15.-С. 11-13.
25. Д.е. 1155728, МКИ<sup>4</sup> Е21В 43/00. Скважинное диспергирующее ротируемое устройств Ю.П.Коротасв, С.Н.Закнров, Р.М.Кондрат, М.М.Билецкий, Ю.В.Марчук. - №3573257/22-08; заявл. 01.04.1993; опубл. 15.05.1995, Бюл. № 18.
26. Ли, Г.С. Некоторые вопросы применения диспергаторов в газлифтных скважинах Г.С. Ли, М.М. Кабиров, Ю.В. Пигай Нефтепромысловое дело. - 1993 . - №12.-С.9-11.
27. Пат.2078906 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> Е 21 В 33/138. Тампонажный раствор Борцов В.П., Балувев А.А., Бастриков С.Н.; - Хе 93056045/03; заявл. 17.12.1993; опубл. 10.05.1997, Бюл. № 13
28. А.с. 1398510, МКИ<sup>3</sup> Е 21В 43/25. Пенообразующий состав для освоения

- скважин В.Е. Шмельков, Т.А. Липчанская, В.Ф. Коваленко [и др.] - № 3996880/22; Бюл. № 10
29. Гасумов, Р.Л. Результаты определения эффективности некоторых ПАВ для удаления из скважин воды и водогазоконденсатных смесей Р.А. Гасумов, Ю.С. Тенишев, Г.Г. Белолапотков [и др.] Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях и ПХГ: сб. науч. тр. - Ставрополь, 2004. - Вып. 41.— С. 101 - 109.
  30. Пат. 2085567 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> С 09 К 7/08, К 21 В 43/25. Состав для освоения скважин Иванов В.А, Павлычев В.П.. Дуборенко П.П.; заявитель и патентообладатель Иванов Владислав Андреевич. 5068211/03; заявл. 06.08.1992; опубл. 27.07.1997, Бюл. 21.
  31. А.с. 1609812, МКИ<sup>5</sup> С 09 К 7/08. Пенообразующий состав для удаления жидкости из газовых скважи К.И. Толстяк, А.Я. Строгий, А.И. Бутенко [и др.] -№ 4423443/24-03; ЗОЛ 1.90, Бюл-Хй 44.
  32. Горшенев, В.С. Лабораторные исследования по определению влияния скорости газа на движение жидкости в вертикальных трубах при использовании пенообразующих ПАВ В.С. Горшенев Бурение, геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений: сб. науч. тр. - М., 1998. - С. 89 - 91
  33. Тенишев, Ю.С. О поиске критериев в оценке эффективности ПАВ при удалении из скважин водогазоконденсатных смесей Ю.С. Тенишев, Т.А. Липчанская Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ : сб. науч. тр, 2001. - Вып. 34.— С. 47-61.
  34. Тенишев, Ю.С. Исследования по подбору пенообразователей ГКМ Ю.С. Тенишев, Г.Г. Белолапотков Проблемы капитального ремонта скважин, эксплуатации подземных хранилищ газа и экологии: сб. науч. статей - Ставрополь: 2002. - Вып. 36.- С. 173 - 178.
  35. А.с. 1509515, МПК<sup>4</sup> Е 21В 43/00. Пенообразующий состав для удаления жидкости с забоя газовой скважины М.А. Джафаров, В.Г. Игнатъев. -№

4207372/23-03;, Бюл. № 35.

36. Тихомиров, В.К. Пены, теория и практика их получения и применения [Текст] В.К. Тихомиров. - М.: Химия, 1978.
37. Кругляков, П.М. Пена и пенные пленки П.М. Кругляков, Д.Р. Эксерова. -М.: Химия, 1992.-426 с.
38. Файнерман, В.Б. О генерировании мелкодисперсной пены В.Б. Файнерман [идр.] Коллоидный журнал. - 1991. - Т. 53. - С. 702-708.
39. Ребиндер, П.А. Вступительная статья к книге В. Клейтона “Эмульсин, их теории и технические применения П.А. Ребиндер, К.А. Пospelова.- М.: Иностран. лит., 1999.-С. 11-71.
40. Гасумов, Р.А. Пеноэмульсии для заканчивания и ремонта скважин Р.А. Гасумов, Т.А. Липчанская, Е.А. Эйсмонт Строительство газовых и газоконденсатных скважин : сб. науч.статей /ВНИИгаз,М., 1999.-С. 166- 169.
41. Гасумов, Р.А. О поиске эффективных наполнителей для пеноэмульсионных систем, используемых при закачивании и ремонте скважин Р.А. Гасумов, О.К. Тагиров, Т.А. Липчанская [и др.] Проблемы капитального ремонта скважин, эксплуатации подземных хранилищ газа и экологии : сб. науч. тр.Ставрополь:, 2002.-Вып.36. -С. 159- 166.
42. Гасумов, Р.А. Пеноэмульсионные системы для заканчивания и ремонта скважин Р.А. Гасумов, О.К. Тагиров, Т.А. Липчанская [и др.] Газовой отрасли - новые технологии и новая техника: мат. межд. науч.-практ. конф., 2002. - С. 113 - 115.
43. Кругляков, П.М. Исследование устойчивости пеноэмульсии П.М. Кругляков, Н.Э. Пульвер Коллоидный журнал. - 1992. - К® 1. С. 85.
44. Абрамзон, А.А. Поверхностно-активные вещества А.А. Абрамзон. - Л.: Химия, 1992 -304 с.
45. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов, промывочных жидкостей Дж. Р. Грей, Г.С. Дарли. - Пер. с англ. - М.: Недра, 1985.-506 с.
46. Шенфельд, Н. Поверхностно-активные вещества на основе окиси этилена Н.

Шенфельд.- М.: Химия, 1992. - 749 с.

47. Яковлева, И.М. К вопросу об устойчивости эмульсий акриламида типа вода - масло И.М. Яковлева, Г.А. Симакова, И.А. Гризкова [и др.] Коллоидный журнал.-1995.-№5.-С. 955-961.
48. Ведерникова, Л.Г. Влияние свойства растворов неионогенных первичных спиртов Л.Г. Ведерникова, И.О. Лавров, О.И. Меркушев Коллоидный журнал. - 1996. — № I.-С. 121 - 122.
49. Липчанская, Т.А. Различные аспекты влияния газоконденсата на выносящую способность ПАВ при удалении пластовой жидкости Т.А. Липчанская Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях и ПХГ : сб. науч. тр. - Ставрополь:.2004.- Вып. 41. - С. 146 - 158.
50. Клейтон, В. Эмульсии В. Клейтон. - М.: Ин. литр., 1995. - 680 с.
51. Тихомиров, В.К. Пены теория и практика их получения и разрушения В.К. Тихомиров. - М.: Химия, 1995.
52. А.с. 1587178, МПК<sup>5</sup> Е 21 В 43/00. Состав для удаления жидкости с забоя скважин Г.П. Хотулсв, Ю.А. Балакиров, С.И. Ягодовский. - № 4306048/23-03Бюл. №31.
53. А.с. 1435766, МКИ<sup>4</sup> Н 21 В 43/00. Состав для удаления жидкости с забоя скважины Ю.А. Балакиров, К.И. Гнльман, Ф.С. Мамедов [и др.]. - № 4108218/22-03; Бюл. № 41.
54. А.с. 964113, МКИ<sup>3</sup> Е 2( В 43/00. Состав для удаления жидкости с забоя скважинИ.Ю. Зайцев, Ю.В. Зайцев, Ю.А. Балакиров . - № 3253087/22- 03; Бюл. № 37.
55. Пат. США 4237977, МПК<sup>4</sup> Е 21 В 21/14. Способ удаления воды из газоносных скважин с помощью твердых пенообразователей.
56. А.с. 1710705, МКИ<sup>5</sup> Е 21 В 43/00, С09К 7/02. Способ удаления жидкости с забоя газовых скважин О.А. Морозов, Л.М. Баева, Ю.В. Шейн [и др.]. - № 4745110/03, № 4726155/03; Бюл. № 5.

57. Липчанская, Т.А. Определение области применения различных ПАВ для удаления водогазоконденсатных смесей Т.А. Липчанская Газовой отрасли - новые технологии и новая техника: мат. межд. науч.-практ. конф., 2002. - С. 129-131.
58. Пат. 2069682 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> С 09 К 7/08. Твердый пенообразователь для удаления жидкости из газовых и газоконденсатных скважин [Текст] Тенишев Ю.С., Липчанская Т.А., Белолопотков Г.Г., Макаренко П.П., Криворучко Е.П., Волков Ю.М.; заявл. 09.08.1994; опубл. 27.11.1996, Бюл. №33
59. Дятлова, Н.М. Комплексоны и комплексонаты металлов П.М. Дятлова, В.Я.Темкина, К.И. Попов [и др.]. - М.: Химия, 1988. - 544 с.
60. А.с. 1035201, МКИ<sup>3</sup> Е 21 В 43/25. Самогенерирующая пенная система для освоения скважины Э.М. Тосунов, Н.А. Полухшина, И.А. Ламаш и [и др.] - № 3392283/22-03. Бюл. №30.
61. А.с. 979622, МКИ<sup>3</sup> Е 21 В 43/25. Способ газирования рабочей жидкости в скважине [Текст] / Э.М. Тосунов, Е.И. Ильясов, Н.А. Полухииа и [и др.]. - № 3220695/22-03; Бюл. № 45.
62. Пат. 2193650 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> Е 21 В 43/22. Состав для освоения скважин Воропанов В.Е.; заявитель и патентообладатель Воропанов Виктор Егорович. -№ 2001123718/03; заявл. 28.08.2001; опубл. 27.11.2002, Бюл. № 33.
63. А.с. 1767163, МКИ<sup>5</sup> Е 21 В 43/25. Способ освоения скважины П.В. Михальков, Е.Ю. Чардымская, Л.В. Козлова. -№ 4778251/03, Бюл. № 37.
64. Пат. 2121567 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> Е 21 В 43/25. Способ освоения скважины с уровнем пластовой жидкости ниже башмака насосно-компрессорных труб в условиях аномально низких пластовых давлении заявл. 21.06.1996; опубл. 10.11.19989, Бюл. №31
65. А.с. 1760095, МКИ<sup>5</sup> Е 21 В 43/00. Пенообразующий состав для удаления жидкости с забоя скважины В.М. Светлицкий, Ю.А. Балакиров, С.И.

- Ягодовский [и др.] . - №4752556/03, Бюл. № 33.
66. Пат. 2047641 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> С 09 К 7/08. Пенообразующий состав для удаления жидкости из газовых скважин Иванов В.А.; заявитель и патентообладатель Иванов Владислав Андреевич.- № 5048724/03; заявл. 27.01.1992; опубл. 10.11.1995, Бюл. №3.
67. Пат. 1788223 Российская Федерация, МПК<sup>3</sup> Е 21 В 43/25. Способ удаления жидкости из газовой скважины пеной Р.М. Кондрат Р.М., Бантуш В.В., Петрицкий С.В. [и др.]; заявл. 24.07.90; опубл. 15.01.93, Бюл. № 2.
68. А.с. 104477, МПК<sup>3</sup> Е 21 В 43/00. Пенообразователь для удаления жидкости из скважины В.И. Шагайденко, К.И. Толстяк, А.Н. Бутенко [и др.] . - № 3405620/22-03;, Бюл. № 36.
69. Игнатенко, Ю.К. Способы и устройства для удаления жидкости с забоя газовых скважин Ю.К. Игнатенко [и др.] М., 1994. - 47 с.
70. Пат. 2100577 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> Е 21 В 43/00, 37/00. Твердый пенообразователь для удаления жидкости из газовых и газоконденсатных скважин заявл. 17.10.1995; опубл. 27.12.1997, Бюл. № 36.
71. Гриценко, А.И. Руководство по исследованию скважин А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов [и др. ]. - М.: Наука, 1995. - 533 с.
72. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности 2003.-312 с.
73. Инструкция по охране труда при газодинамических исследованиях действующего фонда скважин ДИКТом (диафрагменный измеритель критического течения) 2003. -10 с.
74. Инструкция по охране труда при специальных газодинамических исследованиях действующего фонда скважин коллектором 2003. - 9 с.
75. Инструкция по охране труда при глубинных исследованиях в пьезометрических, наблюдательных, разведочных и эксплуатационных скважинах - 12 с.
76. Пат. 2154159 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> Е 21 В 43/22. Способ разработки

- нефтяного месторождения (варианты) Крулин С.В., Барабанов В.П., Булидорова Г.В., Харитонов Л.О., Ишкаев Р.К., Хусаинов В.М., Гумаров Н.Ф.; заявитель и патентообладатель Крупин Станислав Васильевич. - № 99112362/03; заявл. 08.06.1999; опубл. 10.08.2000, Бюл. №22.
77. Пат. 2112873 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> Е 21 В 43/32, 43/22. Способ обработки пласта нефтяных месторождений Рыскин А.Ю., Беликова В.Г., Рамазанов Р.Г.; заявитель и патентообладатель Научно-производственное товарищество с ограниченной ответственностью "Нафта-С. - № 95110288/03; заявл. 19.06.1995; опубл. 10.06.1998, Бюл. 16
78. Фролов, Ю.Г. Поверхностные явления и дисперсные системы [Текст] Ю.Г. Фролов.- М : Химия, 1989. - 428 с.
79. Пат. 2125157 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> Е 21 В 43/32. Состав для изоляции притока пластовых вод Старшов М.И., Айдуганов В.М.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "Инженерно-производственный центр".- № 97111835/03; заявл. 16.07.1997; опл. 20.01.1999, Бюл. №2.
80. Перекалин, В.В. Органическая химия В.В. Перекалин, С.Л. Зонис.- М.: Просвещение, 1966.- 159 с.
81. Пат. 2124124 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> Е 21 В 43/32. Способ изоляции водопроницаемого пласта Пестерников Г.Н., Максютин А.С., Свиридов С.И., Пучков С.П., Обухова В.Б., Поддубный Ю.Л., Дубин Л.Г., Филиппов В.П., Муслимов Р.Х., Ненароков С.Ю., Юсупов И.Г., Доброскок Б.Е., Кубарева Н.Н., Мусабилов Р.Х.; заявл. 05.06.1997; опубл. 27.12.1998, Бюл. №36
82. Решения о выдаче патента на изобретение №2004124093/03(025969), МПК<sup>7</sup> Е21 В 43/32 Способ изоляции водопроницаемого пласта Гасумов Р.А., Вагина Т.Ш., Гаврилов А.А., Мазанов С.В., 2004.
83. Пат. 2213214 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> Е 21 В 43/22. Состав для изоляции пластовых вод Пазин А.Н., Ткачев А.Е., Пастухова Н.Н.;

заявитель Пазин Александр Николаевич, патентообладатель Пазин Александр Николаевич, Ткачев Андрей Евгеньевич. - № 2002123612/03; заявл. 04.09.2002; опубл. 27.09.2003, Бюл. № 27

84. Пат. 2109938 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> E 21 В 43/32, 43/22. Гелеобразующая композиция для повышения выработки обводненных пластов Муслимов Р.Х., Кубарева Н.Н., Мусабиров Р.Х., Доброскок Б.Е., Сулейманов Э.И., Ганеева З.М., Кандау.

# **ПРИЛОЖЕНИЯ**