

*На правах рукописи*

РОЖКИН МИХАИЛ ЕВГЕНЬЕВИЧ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНТРОЛЯ РАБОТЫ ШТАНГОВЫХ  
УСТАНОВОК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ  
ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Ухта – 2010

Работа выполнена в Ухтинском государственном техническом университете

**Научный руководитель:** кандидат технических наук, профессор  
Мордвинов Александр Антонович

**Официальные оппоненты:** доктор технических наук, профессор  
Кучерявый Василий Иванович

кандидат технических наук,  
Семуков Сергей Вениаминович

**Ведущее предприятие:** Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Защита состоится 25 июня 2010 г. в 10 часов на заседании диссертационного совета Д 212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

Автореферат размещен на интернет-сайте УГТУ [www.ugtu.net](http://www.ugtu.net) в разделе «Диссертационный совет».

Автореферат разослан 21 мая 2010 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,  
кандидат технических наук,  
профессор



Н. М. Уляшева

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### ***Актуальность исследования***

Проблема вовлечения в активную разработку огромных ресурсов высоковязких нефтей (ВВН) из года в год, по мере опережающей выработки запасов легких нефтей, становится все более актуальной. Это обусловлено не только большими запасами этих углеводородов, но и сложностью, наукоемкостью задач, решаемых при их освоении и эксплуатации. В связи с открытием и вовлечением в разработку новых месторождений ВВН ставит в последнее время вопрос подъема таких нефтей на поверхность особенно остро.

На данный момент, как в России, так и в мире, накоплен опыт разработки месторождений ВВН, основная часть которой добывается с применением таких технологий теплового воздействия, как площадное паротепловое воздействие, пароциклические обработки скважин и их модификации. В результате полувекового опыта эксплуатации скважин с ВВН во всем мире было испытано и применялось множество различных способов и технических средств добычи высоковязкой нефти. Наибольшее распространение получили установки скважинных штанговых насосов (УСШН).

УСШН широко применяются при эксплуатации месторождений ВВН как на естественных режимах и холодном заводнении, так и на участках площадной закачки пара, при реализации технологий пароциклических обработок (ПЦО) скважин. При добыче ВВН необходимо учитывать изменения физических свойств пластовых флюидов и их способность влиять на эффективность работы насосного оборудования для успешного подъема жидкости на дневную поверхность. Так, после проведения пароциклических обработок с целью наиболее интенсивного отбора флюида в период максимально достигнутой температуры в призабойной зоне пласта, необходимо осуществлять оптимальный режим эксплуатации скважины. При снижении температуры пласта вязкость нефти повышается, что ведет к ухудшению продуктивности скважины, которое вызывает осложнения в работе глубиннонасосного оборудования, заключающиеся в обеспечении движения штанговой колонны вниз и снижении надежности работы штанговой колонны из-за увеличения нагрузок в точке подвеса штанг.

Очевидно, что для повышения надежности работы УСШН необходимо провести комплексное исследование процессов, происходящих в скважинах, при механизированной добыче высоковязкой нефти.

Осуществление научно-обоснованного контроля работы УСШН в реальных скважинных условиях приведет к более надежному функционированию глубиннонасосного оборудования, снижению износа оборудования, уменьшению количества простоев, повышению коэффициента извлечения нефти за счет регулируемой выработки запасов.

Крупнейшим месторождением высоковязкой нефти в России, разрабатываемым с применением механизированных способов эксплуатации скважин, является пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения (Республика Коми). Вязкость нефти в пластовых условиях превышает 700 мПа·с. Залежь разрабатывается как на естественном режиме, так и с применением термических методов повышения нефтеотдачи пластов. Обводненность продукции скважин от 10 до 99 %, дебиты скважин от 5 до 60 т/сут. Перечисленные особенности пермо-карбоновой залежи создают необходимое разнообразие скважинных условий и свойств откачиваемой продукции для изучения и решения поставленных задач.

Выполненная работа связана с госбюджетной НИР 02.3.03.1 – «Совершенствование разработки месторождений нефти и газа в осложненных условиях».

### ***Цель работы***

Состоит в повышении достоверности определения технического состояния глубиннонасосного оборудования на основе совершенствования контроля работы штанговых установок при эксплуатации скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

### ***Основные задачи исследований***

1. Анализ влияния свойств откачиваемой высоковязкой продукции штанговыми установками на эффективность их работы.
2. Разработка автоматической системы контроля и диагностики работы штанговых установок при применении пароциклических обработок скважин.

3. Изучение опыта разработки и эксплуатации пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, определение границ применения существующих механизированных способов добычи высоковязких нефтей.

4. Анализ и классификация характерных форм динамограмм работы штанговых установок при эксплуатации скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

5. Разработка методики нейросетевого распознавания динамограмм работы штанговых установок для идентификации их технического состояния при добыче высоковязких нефтей.

### ***Методы решения поставленных задач***

Статистический анализ влияния факторов произведен с использованием программного комплекса Statistica 8.0 компании StatSoft. Подбор компоновки УСШН осуществлялся в программе «Автотехнолог» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. Для создания искусственных нейронных сетей применялся модуль Neural Analyzer аналитического пакета Deductor производства компании BaseGroup Labs, для анализа использовалась свободно-распространяемая версия пакета Neural Analyzer 2.0 Lite.

### ***Научная новизна***

1. На основе изучения работы глубиннонасосного оборудования выявлены закономерности изменения сил сопротивления движению штанговой колонны в вязкой жидкости при пароциклических обработках скважин.

2. Сформулированы возможности, разработаны принципы смены штанговой установки на электровинтовой насос (УЭВН) после окончания циклов пароциклических обработок при снижении температуры откачиваемого флюида до 29-33 °С.

3. При эксплуатации скважин с высоковязкой нефтью, создана система определения технического состояния штанговой установки с привлечением инструментов искусственных нейронных сетей.

### ***Защищаемые положения***

1. Разработанная для условий пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения методика контроля работы штанговых установок при пароциклических обработках.

2. Принципы и рекомендации перевода скважин с УСШН на УЭВН при сохранении рентабельных отборов высоковязкой нефти.

### ***Практическая значимость работы***

1. Внедрение в практику разработанной автором методики контроля работы штанговых установок в период максимальных отборов флюида после пароциклической обработки скважины, позволит предотвратить неполадки глубиннонасосного оборудования, тем самым увеличив межремонтный период работы скважины и получив дополнительные объемы нефти.

2. Рекомендации по оптимизации производительности УСШН при откачке высоковязких нефтей позволят увеличить время рентабельной эксплуатации скважин, привести в соответствие режим откачки жидкости штанговым насосом с постоянно изменяющимся притоком жидкости к забою скважины.

3. Результаты промысловых исследований по диагностированию неполадок в работе УСШН должны быть использованы для создания новых интеллектуальных технологий диагностирования и оптимизации добычи на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз».

4. Методика исследования работы УСШН включена в методические указания к лабораторным работам по дисциплине «Скважинная добыча нефти» для студентов нефтегазовых специальностей Ухтинского государственного технического университета.

### ***Апробация работы***

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на: международных молодежных научных конференциях «Севергеоэкотех» (г. Ухта, 2004, 2005, 2009, 2010), XI Всероссийской научной конференции молодых исследователей «Шаг в будущее» (г. Москва, 2004), VII республиканской научно-практической конференции «Молодые исследователи – Республике Коми» (г. Сыктывкар, 2004), региональной научно-практической конференции преподавателей и сотрудников УГТУ (г. Ухта, 2009), VI научно-практической конференции молодых специалистов и ученых филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз» «Инновации в нефтегазовой отрасли – 2009» (г. Ухта, 2009), межрегиональной научно-

технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (г. Ухта, 2009), межрегиональном семинаре «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 2010).

### ***Публикации***

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 11 печатных работах, в том числе три статьи – в рецензируемых журналах из списка ВАК.

### ***Объем и структура работы***

Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, списка использованной литературы, содержащего 124 источников, приложения. Текст изложен на 163 страницах машинописного текста, включающих 14 таблиц и 48 рисунков.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю, профессору А.А. Мордвинову за помощь на всех этапах подготовки диссертационной работы.

Автор навсегда оставит в своей памяти светлые воспоминания об академике, докторе технических наук, профессоре А.Х. Мирзаджанзаде. Автор считает приятным долгом выразить свою признательность М.М. Хасанову за стажировку в его научной школе.

Автор выражает искреннюю благодарность ректору УГТУ профессору Н.Д. Цхадая за содействие и постоянное внимание к работе на всех этапах подготовки диссертации. Автор признателен академику РАН М.П. Рощевскому за ценные замечания по диссертации. Автор благодарит коллектив кафедры РЭНГМ и ПГ УГТУ за внимательное и благожелательное отношение.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ**

Во введении содержится общая характеристика работы, обоснована ее актуальность, поставлена цель и определены задачи исследований, показаны научная новизна и практическое значение.

В первой главе на основе анализа литературных данных показано современное состояние проблемы контроля глубиннонасосной эксплуатации скважин при добыче высоковязких нефтей.

Обозначено, что большой вклад в развитие технологий разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей внесли многие советские и российские ученые, в том числе: Д. Г. Антониади, А. Н. Адонин, Ю. В. Антипин, И. М. Аметов, Ю. Н. Байдилов, Г. И. Богомольный, М. Д. Валеев, А. С. Вирновский, В. И. Валовский, Р. А. Гумеров, А. В. Динков, Ю. П. Коноплев, А. Х. Мирзаджанзаде, Р. А. Максутов, И. Т. Мищенко, А. Ю. Намиот, А. М. Пирвердян, Н. Н. Репин, Л. М. Рузин, Б. З. Султанов, Ю. А. Спиридонов, К. Р. Уразаков, А. А. Ишмурзин, М. М. Хасанов, А. М. Чупров, Н. Д. Цхадая и другие. Также зарубежные исследователи: Абу-Касим, Азис, Абдалла, Батлер, Бригхем, Боберг, Винсам, Йортсос, Коатс, Лантц, Ловерье, Лангейнхем, Пратс, Реймей, Хонг, Шатлер, Фарук-Али, Ферер и другие.

Среди термических методов по масштабам применения и конечным результатам во всех странах на первом месте стоит паротепловое воздействие. Пар вырабатывается промышленными парогенераторами и закачивается под высоким давлением и температурой в пласт. Тепло, выделяющееся при конденсации пара, увеличивает температуру нефти и уменьшает ее вязкость.

УСШН применяются на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения для добычи нефти при паротепловом воздействии на пласт, на скважинах после проведения ПЦО с целью наиболее интенсивного отбора высоковязкого флюида в период максимально достигнутой температуры в призабойной зоне пласта, а также на участках естественного режима на скважинах с обводненностью выше 85 %.

При добыче ВВН необходимо учитывать изменения физических свойств пластовых флюидов и их влияния на работу насосного оборудования для успешного подъема жидкости на дневную поверхность. Оптимизация термоциклических процессов, с целью более полного извлечения нефти из пласта, подразумевает под собой текущий контроль изменений в пароциклических обработках скважин и постоянные наблюдения за текущей добычей жидкости скважины после окончания цикла закачки пара. Однако на сегодняшний момент такая оптимизация на промыслах происходит на основе замеров, которые выполняются редко и нерегулярно, что приводит к необоснованным искусственным ограничениям отборов жидкости, несмотря на рост продуктивности скважин после ПЦО (Л. М. Рузин, И. Ф. Чупров, 2007).



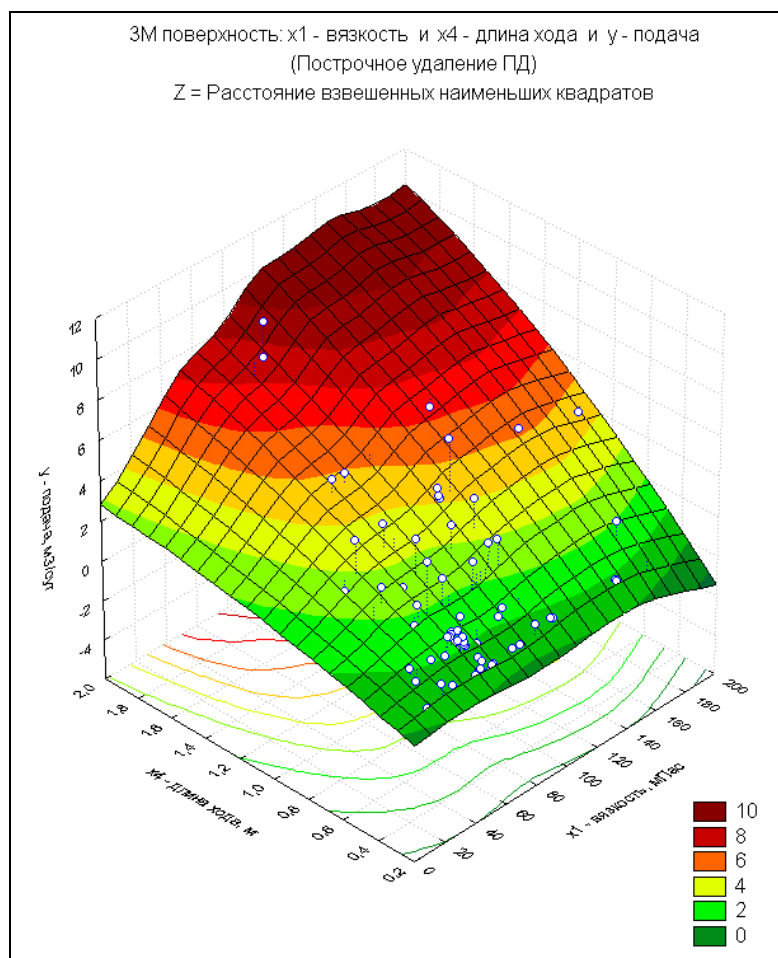
При паротепловом воздействии на пласт в связи с понижением вязкости нефти происходят фазовые переходы некоторых компонентов нефти: легкие фракции нефти и растворенного в нефти газа переходят из жидкой в газовую фазу, что создает предпосылки для осложнений в работе глубинного оборудования. Если в пластовой нефти содержится растворенный газ, то при увеличении температуры нефти происходит и повышение давления насыщения нефти газом. В работе И. М. Аметова, Л. М. Рузина (1985) отмечается, что при прогреве возрастает свободный газовый фактор, или, другими словами, возрастает количество выделившегося газа при данном давлении.

Исследованиями было выявлено отрицательное влияние газа на производительность УСШН. Одним из таких последствий влияния газа на работу УСШН является уменьшение подачи, и как следствие, снижение производительности подземного оборудования. Попадающий в цилиндр газ занимает часть рабочего объема цилиндра и тем самым снижает подачу жидкости насосом. Экспериментальные исследования в работах М. Е. Рожкина (2009) влияния газа на работу УСШН проводили на стенде специальной конструкции. Изучение влияния газа на подачу УСШН на лабораторной установке показало, что это осложнение в работе насоса является одним из факторов, который необходимо учитывать при разработке систем контроля на производительность насоса.

Известно (Ш. А. Абайдуллин, 1978-1990), что ВВН обладают свойствами аномальных (неньютоновских) жидкостей. Особые реологические свойства аномальных нефтей существенно влияют на весь процесс извлечения нефти, что необходимо учитывать как при эксплуатации глубиннонасосных агрегатов отдельных скважин, так и всего месторождения в целом.

Для выявления влияния вязкости откачиваемой насосом жидкости эффективность работы УСШН с целью обоснования регулирования режима откачки и достижения оптимальных режимов работы насоса была проведена статистическая обработка данных эксплуатации скважин одного из месторождений высоковязкой нефти. Выполненный корреляционный анализ между коэффициентом подачи и факторами (вязкость флюида, длина хода, число двойных ходов, скорость движения плунжера, подача УСШН) показал отсутствие уверенной статистической связи между подачей штанговой установки и вязкостью нефти. Отсутствие этой связи объясняется высокой обводненностью продукции скважин, достигающих 95 %. Однако, в скважинах

с низкой обводненностью такое влияние было заметным (рисунок 1). При постоянном контроле технического состояния насосного оборудования, а также в случае необходимости, изменением производительности насосного оборудования в соответствии со скоростью отбора жидкости насосом притоку ее к забою при изменении свойств откачиваемой жидкости, возможно увеличить отбор нефти из скважины и продлить время эффективного отбора жидкости после закачки пара при ПЦО.



**Рисунок 1. Результаты корреляционного анализа вязкости нефти, длины хода плунжера и подачи УСШН**

Во **второй** главе приведены сведения о современных системах динамографирования, разработаны рекомендации по оптимизации отборов нефти из скважины при реализации технологий пароциклических обработок.

В последние годы во многих странах мира наблюдается тенденция все более широкого применения новейших информационных технологий с использованием интеллектуальных систем. К таким системам относятся и экспертные системы, представляющие собой программные комплексы, которые обеспечивают возможность приобретения знаний квалифицированных

специалистов – экспертов в определенной проблемной области и использование этих знаний для оценки сложных ситуаций и выработки рекомендаций по оптимальному выходу из них.

Оптимизация термоциклических процессов подразумевает текущий контроль изменений в пароциклических обработках скважин и постоянные наблюдения за текущим дебитом скважины после окончания цикла закачки пара. Одним из путей оптимизации добычи нефти в каждом цикле, является контроль скорости движения полированного штока УСШН, не только для достижения максимальной добычи, но и для сохранения энергии скважины, чтобы увеличить время эффективной работы глубиннонасосного оборудования в течение всего цикла добычи нефти. Также, информация, полученная в процессе работы со скважин, создает предпосылки к созданию технологий «интеллектуальной скважины» для определения необходимости начала нового цикла закачки пара и наблюдений за отклонениями в работе УСШН.

Технология ПЦО заключается в том, что в добывающую скважину в течение двух-трех недель закачивают пар. После закачки пара скважину закрывают и выдерживают в течение одной-двух недель. Затем скважину эксплуатируют до предельного рентабельного дебита нефти в течение 4-6 месяцев. Вслед за первым осуществляют второй и последующие циклы закачки пара. В первых циклах на 1 т закачанного пара можно добывать до 15 т нефти. В последних циклах это отношение снижается до 1 т.

Оптимизация работы штанговых установок после ПЦО требует текущего контроля таких переменных, как температуры добываемой нефти, устьевого давления, фактической скорости движения полированного штока УСШН, изменения форм динамограмм. С другой стороны, оптимизация циклов закачки пара на основе изучения истории добычи нефти за прошлый период и замеров температуры нефти на устье может быть достаточной для определения времени начала следующего цикла.

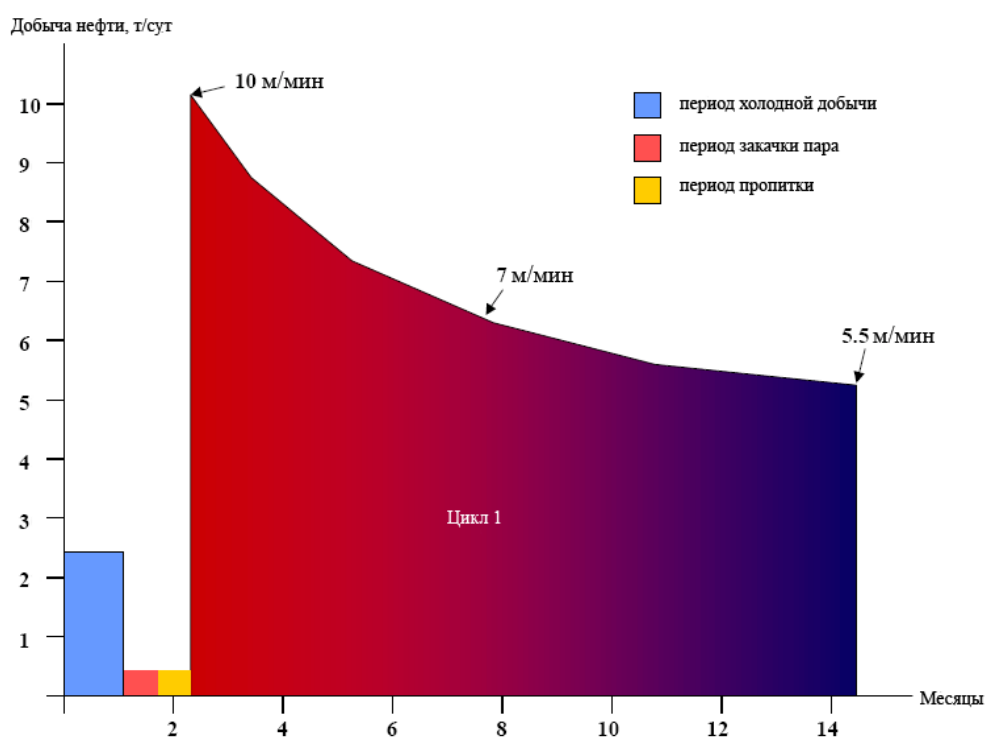
При использовании УСШН в технологиях ПЦО необходимо выделять следующие особенности:

1. Не следует принимать во внимание все критерии оптимизации. Например, главным критерием необходимо выбрать максимальную добычу нефти за цикл, вместе с увеличением межремонтного периода работы глубиннонасосного оборудования и отношения затраты/прибыль.

2. Оптимальное значение добычи нефти является изменяющимся параметром за весь цикл, возможно, даже большим в каждом новом цикле.

3. Должен быть постоянный контроль и мониторинг процесса квалифицированным персоналом.

В процессе ПЦО необходимо постоянно оптимизировать скорость движения штока после закачки пара в каждом цикле, как это показано на рисунке 2. В самом начале периода добычи нефти скорость обычно выше, чем под конец цикла. Однако, становится критичным поддержание оптимальной скорости движения штока, так как если скорость движения штока будет ниже оптимального, то не вся нефть будет отбираться из разогретого пласта, хотя, тем не менее, эффективность УСШН будет оставаться высокой. С другой стороны, если скорость движение штока будет выше необходимой, то много энергии движения будет тратиться на растяжение колонны штанг при ходе вверх и вниз, а не на процесс поднятия флюида на поверхность, что может в итоге привести к разрушению колонны штанг.



**Рисунок 2. Изменения скорости движения штока УСШН во время периода добычи нефти после закачки пара**

Когда все переменные, влияющие на процесс, будут собраны в одну базу данных, они должны быть обработаны в режиме реального времени для диагностирования поведения скважины. Необходимо выполнить следующие шаги:

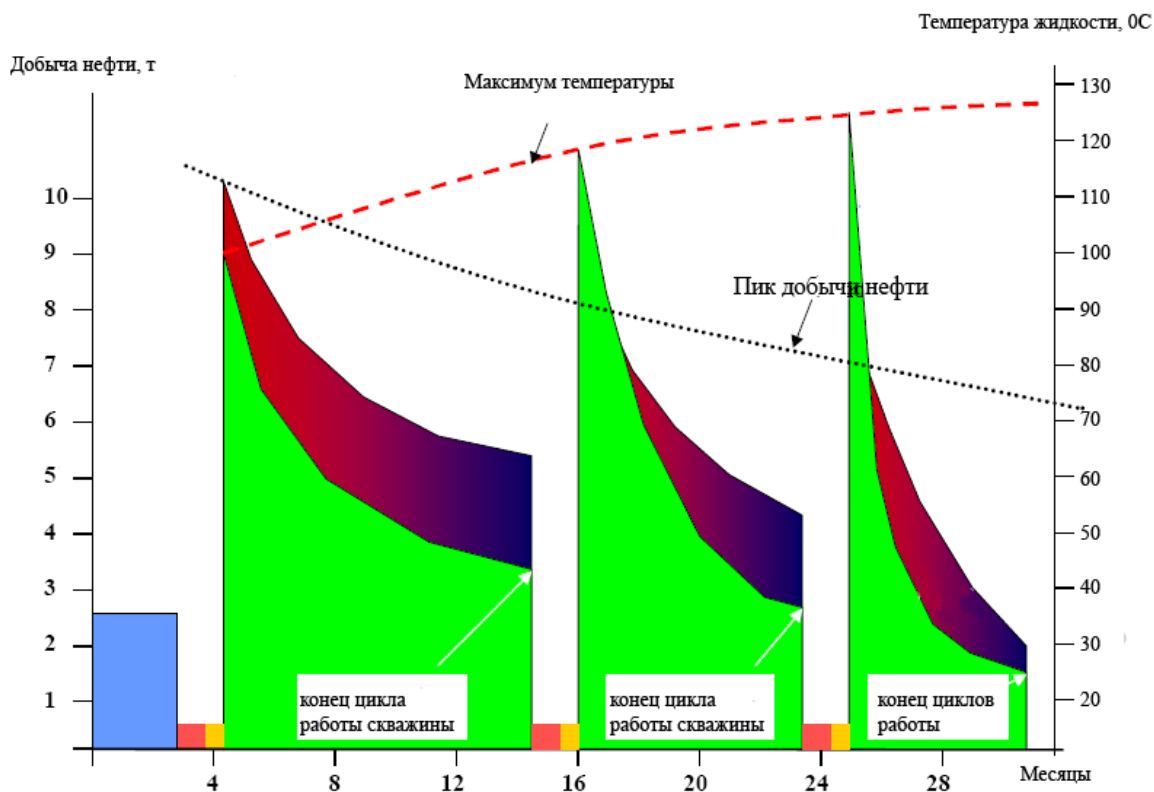
а) диагностирование динамограммы при помощи искусственной нейронной сети формата Radial Basis Function Network (RBFN). В общем случае под термином RBFN понимается нейронная сеть, которая содержит слой скрытых нейронов с радиально симметричной активационной функцией, каждый из которых предназначен для хранения отдельного эталонного вектора (в виде вектора весов);

б) экспертиза опытными инженерами-нефтяниками, для того, чтобы построить базу знаний для диагноза и анализа скважин, которая в дальнейшем должна быть включена в систему контроля при помощи нечеткой логики (fuzzy logic).

Скорость движения штока УСШН является переменной, которую можно автоматически регулировать, после того, как будут определены динамика дебита скважины и необходимое время эффективной работы глубиннонасосного оборудования. С помощью RBFN система выполняет анализ полученной динамограммы, для определения фактического состояния откачки жидкости. Все эти переменные служат для того, чтобы для индикации необходимости уменьшения или увеличения числа качаний насоса, или, в крайнем случае, полной остановки УСШН.

Логический контролер, построенный на принципах нечеткой логики должен постепенно вычислять оптимальное число качаний УСШН для полной загрузки жидкостью глубинного насоса.

Как показано на рисунке 3, между циклами и в начале периода добычи нефти максимум достигнутой температуры жидкости увеличивается из-за постоянно растущей обводненности продукции скважины, что заставляет флюид нагреваться сильнее, но и, одновременно, уменьшает время жизни цикла. Температура в каждом цикле добычи нефти будет падать быстрее, чем в предыдущем, что способствует более быстрому увеличению вязкости нефти, сводя на нет полезную работу пара. Как результат, дебит скважины также уменьшается быстрее в каждом последующем цикле, и на конец цикла дебит будет все меньше и меньше



**Рисунок 3. Сравнение температуры жидкости и дебита скважины при пароциклических обработках скважин**

Заметим, что изучая поведение температуры нефти, можно увидеть такой же результат, как и изучая поведение дебита скважины, так как эти переменные имеют схожие по динамике графики. Тогда, мы можем вынести решение о начале нового цикла на основе анализа исторических тенденций динамики температуры нефти, то есть, когда оба значения по температуре нефти и ее колебаниям низки, то это является веским основанием для возможности начала нового цикла закачки пара.

В принципе, этот способ обнаружения конца цикла добычи нефти, требует только установки высококачественного датчика температуры на устье скважины, и конечно, системы телеметрирования, чтобы создавать и поддерживать актуальную базу назначений температуры для дальнейшего анализа.

После нескольких циклов добыча нефти будет низкой и эффекта от последующей закачки пара будет достигнуть невозможно. В этом случае, система оптимизации должна сигнализировать об этом оператору, сообщая о том, что по всем признакам, в настоящее время это был последний цикл пароциклической обработки скважины. Этот сигнал основывается на скорости изменения температуры жидкости, когда он становится ниже определенного

нами значения, а также когда температура снизится до некоторого минимального значения.

Таким образом, совершенствование систем контроля штанговых установок в технологиях ПЦО является обоснованным, так как автоматическая оптимизация параметров работы установки позволит увеличить отбор нефти и продлить рентабельную работу скважины.

**В третьей главе** представлен опыт разработки и эксплуатации пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения.

Пермо-карбоневая залежь Усинского месторождения расположена на глубине 1100-1500 м и содержит высоковязкую нефть (в среднем 710 мПа·с) в карбонатах трещиновато-кавернозно-порового типа. Залежь сводовая, массивно-пластового типа, подстилается подошвенной водой, этаж нефтеносности - до 350 м. Размеры залежи 16x8,5 км. В разрезе залежи выделено 13 продуктивных пачек, объединенных в три эксплуатационных объекта.

В настоящее время основная часть залежи разрабатывается на естественном упруговодонапорном режиме. Часть скважин находится в зоне ПТВ. Для интенсификации добычи нефти проводятся ПЦО добывающих скважин как на участке ПТВ-3, так и на участках естественного режима. Показано, что без тепловых методов на месторождениях высоковязкой нефти возможно достижение только очень низкой конечной нефтеотдачи. Методы термического воздействия на пласт необходимо применять на ранней стадии разработки месторождений высоковязких нефтей для увеличения конечной нефтеотдачи пласта.

Большое разнообразие условий работы добывающих скважин (интервал температур от 25 до 150 °С, интервал дебитов по жидкости от 10 до 100 м<sup>3</sup>/сут) диктует необходимость применения широкого спектра насосов для их эксплуатации. Добыча нефти пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения осуществляется с использованием установок скважинных штанговых, электровинтовых и электроцентробежных насосов.

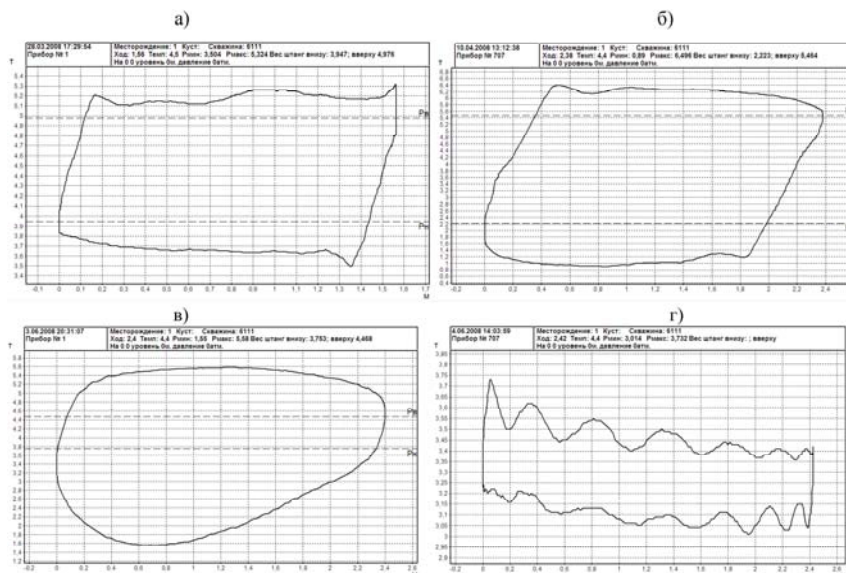
Выявлено, что наработка по скважинам, работающим в зоне ПТВ значительно выше, чем по скважинам, работающим на естественном режиме.

Применение УСШН на пермо-карбоневой залежи контролируется исследованиями на основе динамометрирования. Поступление газа на прием

насоса после проведения ПЦО негативно сказывается на коэффициенте подачи насоса.

Рассмотрим работу УСШН на одной из скважин более подробно.

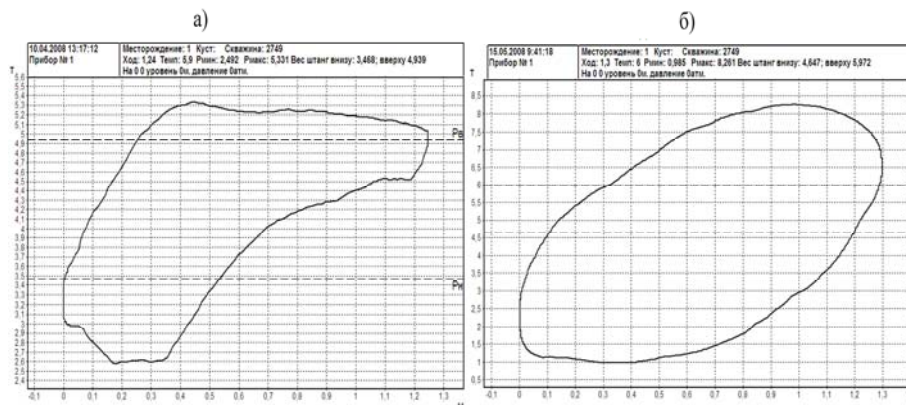
Скважина №6111 расположена в зоне ПТВ. За 2005 – 2008 годы на скважине №6111 были проведены три ПЦО. Изменения форм динамограмм, представлены на рисунке 4.



**Рисунок 4. Динамограммы работы УСШН-57 на скважине №6111:**

- а) динамограмма сразу после спуска насоса после стадии протитки ПЦО;*
- б) динамограмма нормальной работы установки;*
- в) динамограмма насоса при большом влиянии трения жидкости на колонну штанг;*
- г) динамограмма насоса, диагностирующая обрыв штанг.*

Скважина №2749 расположена в зоне естественного режима. За 2005 – 2008 год на скважине №2749 была проведена одна ПЦО. 12.02.2008 на скважине запущена в работу УСШН-57. Изменения форм динамограмм, представлены на рисунке 5. Спустя 118 суток после начала эксплуатации скважины, она была остановлена по причине зависания штанг.



**Рисунок 5. Динамограммы работы УСШН-57 на скважине №2749:**

- а) динамограмма при высоком содержании газа на приеме насоса;*
- б) динамограмма работы установки при откачке высоковязкой жидкости.*



Таким образом, необходимо выявить закономерности в изменении сил сопротивления движению штанговой колонны в вязкой жидкости при пароциклических обработках скважин на основе изучения работы штанговых установок.

Расчет температуры, при которой начнет происходить зависание колонны штанг нужно для того, чтобы производить контроль за работой глубиннонасосного оборудования и производить смену насоса в намеченные сроки. Для обеспечения работы скважинного штангового насоса без зависания колонны штанг на пермо-карбонной залежи Усинского месторождения в программе «Автотехнолог» был произведен подбор компоновки глубиннонасосного оборудования для двух скважин.

Скважина №7112: насос НН2Б-57; многоступенчатая колонна штанг: диаметр 25 мм – длина секции 40 м; диаметр 22 мм – 563 м; диаметр 19 мм – 573 м; глубина подвески насоса – 1176 м; параметры откачки: длинна хода – 2,5 м, число качаний – 5,59 мин<sup>-1</sup>.

Скважина №2749: насос НН2Б-57; многоступенчатая колонна штанг: диаметр 25 мм – длина секции 32 м; диаметр 22 мм – 622 м; диаметр 19 мм – 589 м; глубина подвески насоса – 1243 м; параметры откачки: длинна хода – 2,5 м, число качаний – 3,89 мин<sup>-1</sup>.

При подборе оборудования в программе «Автотехнолог» не учитывается возможность свободного (без зависания) движения колонны штанг при данной компоновке оборудования, но как указано выше, при работе с высоковязкой нефтью, это очень важно.

Обеспечение движения штанг вниз без зависания:

$$G_{шт.см.} \geq G_{тр.г.} + G_{кл.н.} + G_{тр.пл.} \quad (1)$$

где  $G_{шт.см.}$  – нагрузка от веса штанг в продукции скважины, КН;

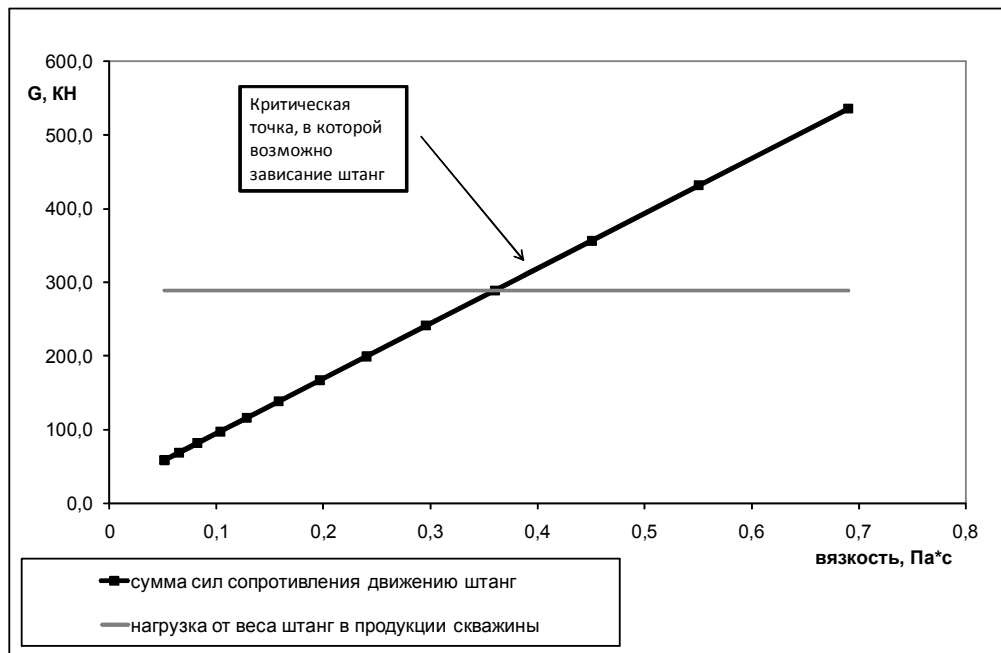
$G_{тр.г.}$  – сила сопротивления движению штанговой колонны в вязкой жидкости (сила гидродинамического трения), КН;

$G_{кл.н.}$  – сила, обусловленная перепадом давлений при движении продукции через нагнетательный клапан насоса, КН;

$G_{тр.пл.}$  – сила трения плунжера о стенки цилиндра насоса, КН.

Для скважины №7112 при данной компоновке оборудования и данных пластовых условиях зависание колонны штанг происходить не будет. На

рисунке 6 показано изменение суммарных нагрузок на колонны штанг при увеличении вязкости жидкости и рассчитанное теоретическое критическое значение нагрузки на штанги, при котором будет происходить зависание. Зависание не будет происходить до того момента, как вязкость откачиваемой жидкости увеличится до 0,35 Па·с, что соответствует температуре флюида примерно 33 °С



**Рисунок 6. Расчет зависания колонны штанг на скважине №7112**

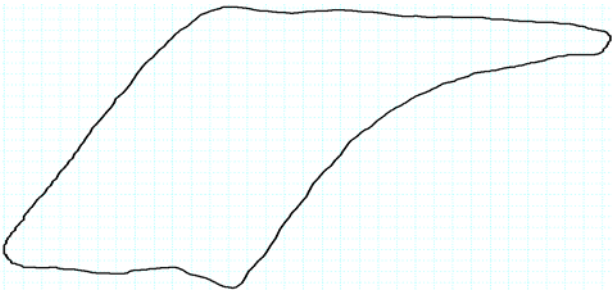
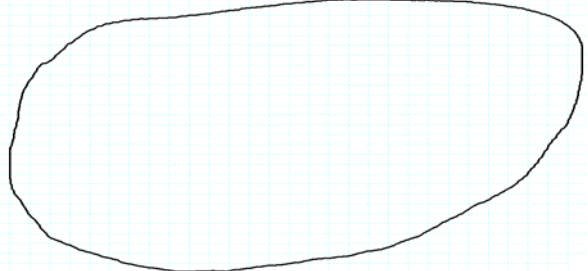

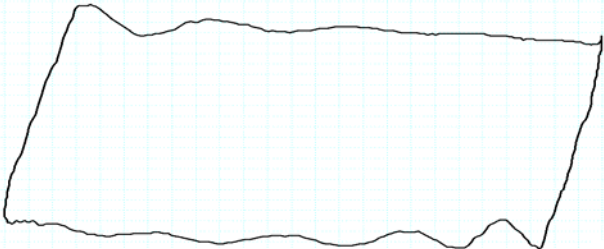
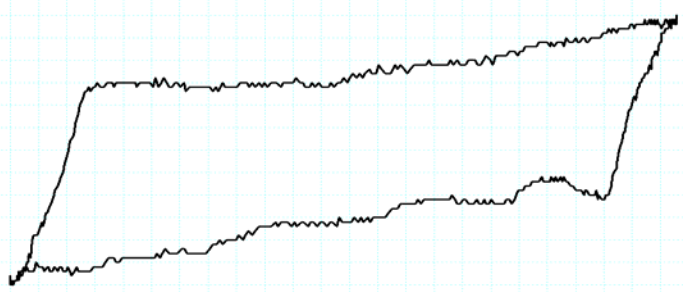
Для скважины №2749 зависание не будет происходить до увеличения вязкости до 0,45 Па·с, что соответствует температуре флюида примерно 29 °С. То есть, в данной скважине при снижении пластовой температуры до 29 градусов, во избежание зависания колонны штанг, следует спускать УЭВН для дальнейшей эксплуатации скважины.

**В четвертой главе** представлена разработка автоматической системы контроля и диагностики, с привлечением инструментария искусственных нейронных сетей для классификации динамограмм, установок скважинных штанговых насосов скважин, продуцирующих ВВН на залежах при реализации паротеплового воздействия и пароциклических обработок.

Динамограмма позволяет наиболее полно судить о рабочем процессе УСШН и является основным средством анализа его состояния. Установлено, что форма динамограммы однозначно соответствует определенному техническому состоянию УСШН.

В таблице 1 приведены типовые формы динамограммы для основных классов состояния УСШН при откачке высоковязких нефтей на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения.

**Таблица 1 – Типовые формы динамограмм состояния УСШН**

	Класс динамограммы	Практические формы динамограмм
1	Незаполнение насоса	
2	Откачка высоковязкой жидкости	
3	Заедание плунжера	
4	Нормальная работа насоса	
5	Обрыв штанг	

Для обучения ИНС необходимо сформировать обучающее множество динамограмм. Формирование обучающего множества имеет большое значение для успешного решения задачи распознавания образов.

С одной стороны, обучающее множество должно быть достаточно представительным, т.е. содержать широкий набор возможных неисправностей оборудования. В противном случае динамограмма, типовая форма которой не входила в обучающее множество, будет классифицирована неверно. С другой стороны, увеличение обучающего множества осложняет определение причин ошибок сети, ведет к увеличению времени обучения. По указанным причинам для выяснения принципиальной возможности применения аппарата ИНС к задаче идентификации неполадок, обучающее множество сформировано из динамограмм, которые являются типовыми для различных состояний глубиннонасосного оборудования пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Каждая из пяти динамограмм представлена в обучающем множестве в количестве 30. Таким образом, обучающий набор данных представляет собой набор из 150 векторов, каждый из которых представляет собой отдельную динамограмму для той или иной неисправности. Помимо обучающего, было подготовлено экзаменационное множество. В экзаменационное множество вошли динамограммы с теми же неполадками, но снятые на других УСШН с иными технологическими режимами работы. Экзаменационное множество использовалось для анализа качества работы сети.

Эталонные динамограммы приводились к безразмерному виду, а затем использовались для обучения сети. Для этого каждой модели было сопоставлено числовое значение. Обучение сети состояло в подаче на входы сети точек эталонных динамограмм, развернутых по времени.

Создание, обучение и тестирование ИНС проведено с помощью модуля Neural Analyzer аналитического пакета Deductor производства компании BaseGroup Labs. Для анализа использовалась свободно-распространяемая версия пакета Neural Analyzer 2.0 Lite.

Проведенные расчеты показали, что искусственная нейронная сеть может успешно применяться для определения состояния УСШН по динамограмме. Классификация динамограмм с применением ИНС допускает несколько подходов к решению. Первой проблемой, которую необходимо решить, прежде

чем приступить к построению классификатора, это проблема выбора метода обучения сети.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

1. Выполненный анализ влияния свойств откачиваемой жидкости на производительность скважинных штанговых насосов показал необходимость учета этих свойств при контроле работы штанговых установок при эксплуатации скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Применение статистического анализа данных эксплуатации скважин позволило оценить влияние вязкости на подачу штанговых установок и обозначить направления увеличения отборов нефти.

2. На основе опыта разработки и эксплуатации пермо-карбоновой залежи Усинского месторождений выявлены условия применимости различного скважинного оборудования в условиях теплового воздействия на нефтяной пласт. Рассмотрены особенности применения методов ПЦО и показано, что применение УСШН в период максимальных отборов наиболее эффективно.

3. Разработана модель информационно-управляющей системы контроля работы штанговых установок при реализации ПЦО скважин.

4. Разработаны требования и функциональная система сетевого банка данных для информационно-управляющей системы.

5. Разработанные принципы смены штанговой установки на электровинтовой насос (УЭВН) после окончания циклов пароциклических обработок при снижении температуры откачиваемого флюида до 29-33 °С должны использоваться при планировании геолого-технологических мероприятиях на скважинах пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

6. Разработанная методика, основанная на применении искусственных нейронных сетей, контроля работы скважинного штангового насоса при реализации технологий пароциклических обработок скважин, показала свою применимость для скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

## ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Рожкин, М.Е. Анализ экспериментального моделирования штангового скважинного насоса [Текст] / М.Е. Рожкин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – N 10. – С. 114–115.
2. Рожкин, М.Е. Возможности моделирования работы скважинного оборудования на экспериментальных стендах [Текст] / М.Е. Рожкин, О.А. Миклина // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2009. – N 8. – С. 16–20.
3. Рожкин, М.Е. Исследование работы штангового скважинного насоса на лабораторной установке с пневматическим приводом [Текст] / М.Е. Рожкин // Известия Высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – N 5. – С. 25–29.
4. Рожкин М.Е. Исследование причин снижения производительности глубиннонасосного оборудования экспериментальным моделированием // Сборник тезисов докладов VI научно-практической конференции молодых специалистов и ученых филиала ООО “Газпром ВНИИГАЗ” – “Севернипигаз” “Инновации в нефтегазовой отрасли”. – Ухта: Филиал “Газпром ВНИИГАЗ” – “Севернипигаз”. 2009. – с. 17–18.
5. Рожкин, М.Е. Влияние газосодержания нефти на эффективность работы штангового скважинного насоса [Электронный ресурс] / М.Е. Рожкин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2009. – Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/Rozhkin/Rozhkin\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Rozhkin/Rozhkin_1.pdf), свободный. – 7 с.
6. Рожкин, М.Е. Разработка способов прогнозирования эффективности работы глубиннонасосного оборудования при эксплуатации месторождений высоковязких нефтей [Текст] / М.Е. Рожкин // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы межрегиональной научно-технической конференции, 12-13 ноября 2009 г. / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2010. – С. 99-103.
7. Рожкин, М.Е. Разработка методики динамометрирования и расчета коэффициентов подачи и упругих растяжений штанг на лабораторной установке штангового скважинного насоса [Текст] / М.Е. Рожкин, С.В. Бегинин, И.Э. Пашков // X международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2009», 18-20 марта 2009 г.: материалы конференции; Ч.IV. – Ухта: УГТУ, 2009. – С. 280-282.

8. Рожкин, М.Е. Динамометрирование лабораторной установки штангового скважинного насоса [Текст] / М.Е. Рожкин // Сборник научных трудов: материалы научно-технической конференции, 14-17 апреля 2009 г.; Ч.1 / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2009. – С. 53-57.

9. Рожкин, М.Е. Применение инструментария нейронных сетей для идентификации состояния штангового скважинного насоса [Текст] / М.Е. Рожкин // Сборник научных трудов: материалы научно-технической конференции, 14-17 апреля 2009 г.; Ч.1 / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2009. – с. 57 –60.

10. Рожкин, М.Е. Термогравитационное дренирование пласта – эффективный способ добычи аномально вязкой нефти [Текст] / М.Е. Рожкин // Молодые исследователи – Республике Коми: материалы конференции. – Сыктывкар: 2004. – С. 79-80.

11. Рожкин, М.Е. Нестационарная фильтрация неньютоновских степенных жидкостей в пласте фрактальной структуры [Текст] / М.Е. Рожкин // VI международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2005», 23-25 марта 2005 г.: материалы конференции; Ч.1. – Ухта: УГТУ, 2006. – С. 211-216.