

На правах рукописи



АЛАЕВА НАТАЛЬЯ НИКОЛАЕВНА

**РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ
ДОБЫЧИ НЕФТИ ЗА СЧЕТ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ
В КОНТРОЛЬНЫХ ТОЧКАХ СКВАЖИНЫ**

Специальность 05.13.06

Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами
(в машиностроении и приборостроении)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Ижевск – 2020

Работа выполнена на кафедре «Автоматизация и информационные технологии» ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт».

Научный руководитель: **Муравьева Елена Александровна**
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Ермолкин Олег Викторович**
доктор технических наук, профессор,
ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина», профессор кафедры
информационно-измерительных систем

Хузятов Шафик Шаехович
кандидат технических наук, доцент,
Набережночелнинский институт – филиал
ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский)
федеральный университет», доцент кафедры
информационных систем

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный
университет», г. Тюмень

Защита диссертации состоится «17» декабря 2020 г. в 12 часов на заседании диссертационного совета Д 212.065.06 на базе ФГБОУ ВО «ИжГТУ имени М.Т. Калашникова» по адресу: 426033, г. Ижевск, ул. 30 лет Победы, д. 2, 5 корпус ИжГТУ имени М.Т. Калашникова.

С диссертацией и авторефератом можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГБОУ ВО «ИжГТУ им. М.Т. Калашникова», <http://www.istu.ru>.

Автореферат разослан «___» _____ 2020 года.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенных гербовой печатью, просим отправлять на имя ученого секретаря диссертационного совета по адресу: 426069, г. Ижевск, ул. Студенческая, д. 7, ИжГТУ имени М.Т. Калашникова.

Ученый секретарь
диссертационного совета
к.т.н., доцент



Сяктерев Виктор Никонович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Многие крупные нефтяные месторождения Российской Федерации разрабатываются уже более 30 лет и сильно истощены. По мере снижения пластового давления растет количество скважин, характеризующихся повышенной обводненностью и накоплением жидкости на забое, что значительно сокращает производительность скважин. Дальнейшее развитие нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки определяется рациональным использованием оставшихся запасов и применением современных технологий.

Например, основной объем добычи нефти компанией ПАО "Татнефть" обеспечивается эксплуатацией месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, для которых характерны следующие условия:

- пластовое давление $P_{пл} < 150 \text{ атм}$;
- дебит жидкости $Q < 20 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- обводненность добываемой продукции $W > 80\%$;
- газовый фактор $G = 50 \div 100 \text{ м}^3/\text{т}$.

Условия движения газа и жидкости в стволе скважины и призабойной зоне пласта существенно влияют на технологический режим работы нефтедобывающей скважины и основные показатели разработки месторождений, что в конечном итоге сказывается на нефтеотдаче. Поэтому корректное определение режимов работы и технологических параметров скважин является актуальной проблемой. Это требует разработки системы контроля необходимых технологических параметров в скважине.

Передача, хранение и обработка большого количества обновляемых данных (технологических параметров) процесса добычи нефти оказывается затруднительным и экономически не эффективным. В результате, объем и достоверность поступающих данных не обеспечивают достаточным объемом информации системы управления. Основной причиной является то, что системы информационного обеспечения не замыкаются функционально значимыми алгоритмами принятия решений. Другими словами, проектные режимы эксплуатации скважин не регулируются при изменении технологических параметров и функционируют независимо от объема и достоверности данных. «Устаревшие» задачи и методы управления процессами добычи нефти в сравнении с функциональными возможностями информационных технологий создают условия, при которых детальная информация о переходных режимах, необходимая в алгоритмах управления, осредняется в виде месячных данных или игнорируется как не востребованная. В связи с вышесказанным, для создания эффективных систем управления процессом добычи нефти необходим непрерывный мониторинг основных технологических параметров и оперативное управление с регулярной оптимизацией режимов работы скважин.

При возрастающем числе обводняющихся скважин возникает необходимость контроля и измерения забойного давления, обводненности добываемой продукции или покомпонентного глубинного контроля производительности скважин в реальном времени, поскольку изменение

распределения давлений в скважине на участках: пласт – насос, прием насоса – межтрубное пространство, насос – устье (по насосно-компрессорным трубам), вызванное, например, вводом в эксплуатацию соседней скважины, происходит значительно быстрее, чем изменения, зависящие от коллекторских свойств пласта. С учетом изменения давления, обводненности и дебита добываемой продукции необходимо реализовывать управляющие воздействия в реальном времени с целью поддержания оптимального режима работы нефтедобывающих скважин и увеличения эффективности их эксплуатации. Наиболее действенными методами управления работой скважины являются методы, основанные на изменении режимов работы глубинного насоса. Стабильность режима работы глубинных насосов определяется динамическим уровнем жидкости, который зависит от депрессии ($P_{пл} - P_{заб}$) и притока жидкости из пласта. Другими словами, для оптимизации работы нефтедобывающих скважин необходимо создание систем управления, оснащенных системами измерения для получения достаточного информационного обеспечения и функциональными алгоритмами управления.

В связи с вышесказанным, разработка систем управления процессом добычи нефти путем введения дополнительных средств измерения технологических параметров в скважине является актуальной задачей для нефтедобывающей отрасли.

Степень научной разработанности темы исследования. Изучению динамики нефтеносного пласта посвящены труды Маскета М., Баренблатта Г.И., Ентова В.М., Бузинова С.Н., Умрихина И.Д., Азиза Х., Сеттари Э., Синайского Э.Г., Лапиги Е.Я., Зайцева Ю.В. Специфика движения восходящего потока трехфазной жидкости в насосно-компрессорных трубах рассматривается в работах Мищенко И.Т., Люстрицкого В. М. Разработаны алгоритмы расчета гидродинамических характеристик подъемников, в том числе и для высоковязкой жидкости. Однако расчетные параметры характеризуются погрешностью, что сказывается на точности управления режимом работы нефтедобывающей скважины. Определением зависимости распределения давления в стволе скважины от плотности жидкости занимались ученые Лиссук Мишель, Карнаухов М.Л., Шайхутдинов И.К., Лекомцев А.В., Левитина Е.Е. и другие.

Исследованиями в области моделирования и автоматизации процессов нефтедобычи скважин, оборудованных погружным электроцентробежным насосом занимались ученые Галицков С.Я., Масляницын А.П., Шмидт С. А., Стариков В.А. Вопросами разработки усовершенствованных алгоритмов управления глубинным насосом занимались Зюзев А.М., Лихобабин Д.О., Уразаков К.Р., Гизатуллин Ф.А., Хакимьянов М.И., Тагирова К.Ф., Светлакова С.В и др., однако созданию эффективных систем управления препятствовало отсутствие средств измерения технологических параметров в скважине. На сегодняшний день известно множество производителей контроллеров и станций управления глубинными насосными установками, на базе которых можно реализовать эффективные системы управления.

Большой вклад в совершенствование системы разработки нефтяных месторождений внесли ученые Республики Татарстан Абдулмазитов Р.Г., Хисамов Р.С., Дияшев Р.Н., Лысенко В.Д., Муслимов Р.Х., Непримеров Н.Н., Фазлыев Р.Т., Бакиров И.М., Фархуллин Р.Г. и др. Однако в трудах ученых недостаточно освещены вопросы, связанные с алгоритмами (методами, средствами) управления процессами эксплуатации скважин, оснащенных различными типами насосов.

Целью диссертационной работы является разработка системы управления процессом добычи нефти за счет измерения давления в контрольных точках скважины, оснащенной различным типом насоса для получения и стабилизации заданной нормы добычи жидкости.

Достижение поставленной цели в работе осуществлено **решением следующих задач:**

1. Обоснование размещения выделенных точек для измерения давления в стволе нефтедобывающей скважины.

2. Анализ и исследование динамических моделей элементов процесса добычи нефти, отражающих взаимосвязь между входными (давление в выделенных точках) и выходным (дебит жидкости) параметрами системы управления процессом добычи нефти.

3. Разработка и исследование алгоритма управления процессом добычи нефти.

4. Разработка структуры и системы управления процессом добычи нефти, проведение исследований системы управления на экспериментальных скважинах.

Область исследований. Диссертационная работа выполнена в соответствии с паспортом специальности 05.13.06 – «Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами». При этом работа соответствует следующим пунктам специальности: п.3 Методология, научные основы и формализованные методы построения автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) и производствами (АСУП), а также технической подготовкой производства (АСТПП) и т.д.; п.6 Научные основы, модели и методы идентификации производственных процессов, комплексов и интегрированных систем управления.

Объект исследования – нефтедобывающая скважина, представляющая собой сложную гидродинамическую систему «призабойная зона скважины – межтрубное пространство – насос – насосно-компрессорные трубы».

Предмет исследования – система управления процессом добычи нефти за счет измерения давления в контрольных точках ствола скважины.

Методы исследования. При решении были использованы методы системного анализа, методы обработки измерений, теории вычислительных процессов, теории алгоритмов, методы имитационного моделирования, методы оценки качества управления.

Научная новизна результатов исследования:

1. Предложена новая схема размещения точек измерения давления в скважине, которая дает возможность получать значения давления и плотности

жидкости в нефтескважине, позволяющие расширить функциональные возможности системы управления процессом добычи нефти.

2. Предложены динамические модели элементов процесса добычи нефти, отражающие взаимосвязь между измеренными значениями давлений в контрольных точках скважины и расчетными плотностями жидкости в соответствующих точках с дебитом жидкости.

3. Разработан алгоритм управления процессом добычи нефти, отличающийся введением в алгоритм измеренных давлений в скважине и предложенных динамических моделей элементов технологического процесса добычи нефти, повышающий качество управления режимом работы скважины.

4. Разработаны структура и система управления процессом добычи нефти, отличающиеся использованием новой схемы размещения точек измерения давления в скважине и алгоритма управления, реализованного в контроллере, позволяющие обеспечить получение и стабилизацию заданной нормы добычи жидкости при эксплуатации нефтескважины, оснащённой различным типом насоса.

Практическая значимость работы.

1. Применение разработанной системы управления процессом добычи нефти позволяет решить задачу стабилизации заданной нормы добычи жидкости, показывает возможность повышения качества управления процессом добычи нефти (уменьшение времени переходного процесса при выводе скважины на установившийся режим эксплуатации).

2. Разработана конструкция для размещения датчиков давления внутри насосно-компрессорных труб и межтрубного пространства скважины, позволяющая устанавливать на колонне насосно-компрессорных труб несколько датчиков давления подряд и размещать эти датчики без сдвига по глубине, а также не изменять геометрию гидравлического канала внутри насосно-компрессорных труб, что дает возможность применять конструкцию во всех нефтяных добывающих скважинах, в том числе и в скважинах со штанговым глубинным насосом. Данное решение позволяет отказаться от дорогостоящего грузонесущего геофизического кабеля, который требует использование приборных и кабельных головок, и применять одножильный провод связи типа - геофизический провод со сталемедной токопроводящей жилой (ГПСМП).

3. Разработан узел крепления корпуса датчиков измерения давления вне и внутри насосно-компрессорных труб, преимуществом которого является надежность конструкции за счет дополнительной фиксации корпуса датчиков к насосно-компрессорным трубам.

4. Разработан способ контроля влагосодержания продукции нефтескважины, в котором отсчеты наземного влагомера считаются достоверными только тогда, когда они соответствуют, с учетом скорости движения жидкости по данным измерений давления в скважине, моментам отсутствия перемещения жидкости в межтрубном пространстве.

5. Разработан способ повышения достоверности контроля обводненности продукции нефтескважин, оборудованных штанговым глубинным насосом, в котором по данным измерений давления в скважине отсчеты

наземного влагомера непрерывного действия берутся только после достижения квазистационарного режима работы скважины и после того, как соответствующая режиму порция жидкости достигнет входа наземного влагомера.

6. Упрощена методика подбора электроцентробежного насоса за счет использования значений давлений, измеренных в выделенных точках скважины и расчетных плотностей жидкости, позволяющая оперативно выбирать соответствующий типоразмер насоса с достаточным напором и расходом.

Практическая значимость работы подтверждается патентами на изобретения, полезные модели и актами о внедрении.

Положения, выносимые на защиту:

1. Решая задачу управления глубинным насосом, необходимо использовать балансные методы гидростатики и гидродинамики в работе действующих скважин, поскольку распределения давлений на различных участках скважины должны быть связаны с соответствующими потоковыми (расходными) параметрами движущейся среды (добываемой продукции), при этом привязка потоков к приему насоса определяет местоположение измерительных датчиков давления на приеме насоса и на его выкиде, а связь контролируемых давлений и потоков с плотностью среды предопределяет установку еще двух манометров на приеме и на выкиде насоса на одинаковом расстоянии друг от друга.

2. В алгоритме управления процессом добычи нефти должны быть реализованы динамические модели элементов процесса добычи нефти, отражающие взаимосвязь между измеренными значениями давлений и расчетными плотностями жидкости в контрольных точках скважины с дебитом жидкости.

3. В наземном контроллере должен быть реализован усовершенствованный алгоритм управления, решающий следующие задачи управления: контроль спуска (подъема) насоса; контроль запуска (останова) насоса с получением установившегося режима; управление режимом работы насоса для получения и стабилизации заданной нормы добычи жидкости скважин в условиях воздействия возмущений по давлению в выделенных точках скважины.

4. Получение и стабилизация заданной нормы добычи жидкости при эксплуатации нефтедобывающей скважины, оснащённой различным типом насоса могут быть достигнуты применением в системе управления процессом добычи нефти структуры, обеспечивающей ввод измеренных давлений в выделенных точках скважины в усовершенствованный алгоритм управления и обратную связь по дебиту жидкости.

Степень достоверности полученных результатов исследования подтверждается использованием в работе апробированных фундаментальных положений теории автоматического управления, что гарантировало устойчивость системы; совпадением аналитических результатов разработанной модели системы управления с экспериментальными результатами исследований.

Реализация результатов работы. Материалы и результаты теоретических и экспериментальных исследований, полученные в ходе выполнения

диссертационной работы используются в учебном процессе в ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт».

Разработанная система управления процессом добычи нефти за счет измерения давления в контрольных точках скважины применяется на Пякяхинском месторождении нефти в НГДУ «НГКП Пякяхинского месторождения ТПП «ЯМАЛНЕФТЕГАЗ» ПАО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

Апробация результатов работы. Основные результаты диссертационного исследования обсуждались на следующих конференциях: Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» (г. Альметьевск, 2015г.); выставка Нефтяного Саммита 2017 года Республики Татарстан; научная сессия ученых АГНИ (г. Альметьевск, 2015-2019г.); I, II и III Международная научно-практическая конференция «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 2016-2019г.); Международный форум «Науки и инновации» (г. Альметьевск, 2018г.); VIII Межрегиональная научно-практическая конференция, посвященная 25-летию Института нефти и газа им. М.С. Гущериева (г. Ижевск, 2018г.).

Результаты работы использовались при оказании научно-технических услуг компании ПАО «Татнефть» по теме «Разработка алгоритмов автоматического управления режимами работы добывающих скважин и подбор средств автоматизации для обеспечения способа нестационарного отбора жидкости» (2017-2018г).

Публикации. По результатам диссертационной работы опубликовано 25 статей, в т.ч. 3 статьи в рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК, 2 статьи в издании, индексируемом в реферативной базе данных *Scopus*.

Научная новизна результатов работы подтверждена полученными патентами РФ: 4 изобретения и 4 полезные модели.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы и приложений. Основной текст работы изложен на 137 страницах машинописного текста, включая 31 рисунок и 5 таблиц. Список литературы включает 147 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы, сформулированы цель и задачи исследований, изложены новизна и практическая значимость результатов диссертационной работы.

В первой главе определены особенности объекта исследования с целью выбора основных управляющих, возмущающих и выходных параметров.

Объектом управления является нефтедобывающая скважина, представляющая собой сложную гидродинамическую систему «призабойная зона скважины – межтрубное пространство – насос – насосно-компрессорные трубы». Выходным параметром системы управления процессом добычи нефти является дебит жидкости, регулирование которого осуществляется изменением производительности глубинно-насосной установки.

Заданное значение нормы дебита жидкости устанавливается согласно постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ) месторождения. ПДГТМ – это имитационная компьютерная модель месторождения в виде многомерного объекта, позволяющая прогнозировать процессы, протекающие на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

Математическую модель нефтедобывающей скважины можно представить в виде формулы, имеющей вид:

$$Q_n = F(X, Y), \quad (1)$$

где Q_n – выходной параметр (дебит жидкости); X – управляющие параметры (U – напряжение, питающее электродвигатель насоса, ω – частота напряжения электродвигателя, n – частота оборотов насоса (число качаний станка-качалки)); Y – входные параметры ($P_{пл}$ и $P_{заб}$ – пластовое и забойное давления, $H_{дин}$ – динамический уровень жидкости).

Выполнен анализ существующих систем управления процессом добычи нефти, которые характеризуются нарушенными системными принципами (отсутствует контролируемость, обратная связь) вследствие чего не обеспечивается необходимая эффективность управления.

В современных системах автоматизации скважин со штанговым глубинным насосом отсутствуют технические средства для контроля параметров непосредственно в скважине. В настоящее время техническими средствами контроля параметров таких скважин являются датчики динамометрирования, ваттметрирования, датчик давления в выкидной линии, эхолот (при наличии), счетчик количества жидкости (при наличии). Однако для эффективного управления глубинным насосом актуальна задача измерения давления непосредственно в скважине, которое необходимо осуществлять в межтрубном пространстве скважины.

Системы автоматизации скважины с электроцентробежным насосом, как правило, оснащаются средствами контроля и автоматизации, обеспечивающими: измерение параметров пластовой жидкости на приеме насоса (температура, давление), параметров погружного электродвигателя (температура, вибрация), измерение сопротивления изоляции системы «погружной электродвигатель – кабельная линия – повышающий трансформатор».

Процесс добычи нефти сводится к решению двух основных задач: программное автоматическое управление процессом вывода скважины на заданный установившийся режим, при котором динамический уровень в скважине стабилизируется и автоматическую стабилизацию этого режима в течение продолжительного времени. Для стабилизации установившегося режима необходима разработка системы контроля и управления процессом добычи нефти за счет ввода измеренных давлений в нескольких точках скважины.

Рассмотрены особенности режимов эксплуатации нефтедобывающих скважин (стационарный, периодический, нестационарный, кратковременный), которые характеризуются повышением значимости мониторинга

технологических параметров скважин. Это также требует разработки систем управления за счет контроля за технологическими параметрами в скважине.

Показано, что актуальной является разработка новой схемы размещения точек измерения давления в скважине, конструкция которой позволяла бы измерять давление на приёме и выкиде глубинного насоса, в межтрубном пространстве и в полости насосно-компрессорных труб скважин, оснащённых различными типами насосов, где, с одной стороны, можно контролировать приток жидкости из пласта и параметры межтрубного пространства, а с другой – противодействие или нагрузку насоса и её составляющих (гидростатику, инерцию, трение, влияние газа, вязкости и т.д. подъёмника).

Во второй главе предложена новая схема размещения точек измерения давления внутри насосно-компрессорных труб и межтрубного пространства, позволяющая непосредственно измерять давление в нескольких контрольных точках ствола скважины, при этом не изменяя геометрию гидравлического канала внутри насосно-компрессорных труб.

Выделяя задачу управления насосом, можно значительно облегчить ее решение используя балансные методы гидростатики и гидродинамики в работе действующих скважин. При этом анализируется связь распределения давлений в различных участках скважины с соответствующими потоковыми (расходными) параметрами движущейся среды (добываемой продукции).

Математическая модель скважинной системы при таком подходе должна базироваться на известном балансном соотношении потоков на приеме глубинного насоса (рис. 1). Привязка потоков к приему насоса определяет местоположение измерительных датчиков на приеме насоса P_1 и на его выкиде P_1' . Связь контролируемых давлений и потоков с плотностью среды предопределяет установку еще двух манометров P_2 на приеме и P_2' на выкиде на одинаковом расстоянии от P_1 и P_1' .

На рисунке 1 представлена схема нефтедобывающей скважины с предлагаемым расположением датчиков давления. Установка манометров предлагается, как минимум, в четырех контрольных точках скважины: два датчика – на приеме и выкиде насоса и два датчика – в межтрубном пространстве и в полости насосно-компрессорных труб.

Для передачи информации предлагается применение одножильного негрузонесущего кабеля (типа ГПСМП – геофизический провод со сталемедной токопроводящей жилой), что сделает систему управления процессом добычи нефти дешевле, поскольку датчики давления крепятся на колонне насосно-компрессорных труб и данное решение позволяет отказаться от дорогостоящего грузонесущего геофизического кабеля.

Проведена оценка разрешающей способности системы измерения давления в нескольких точках (по плотности). Полученная разрешающая способность $\varepsilon=0,15\%$ при использовании 16-ти битного АЦП характеризует предложенную систему измерения давления как потенциально возможную для получения параметров плотности жидкости в скважине и использования их в алгоритме управления.

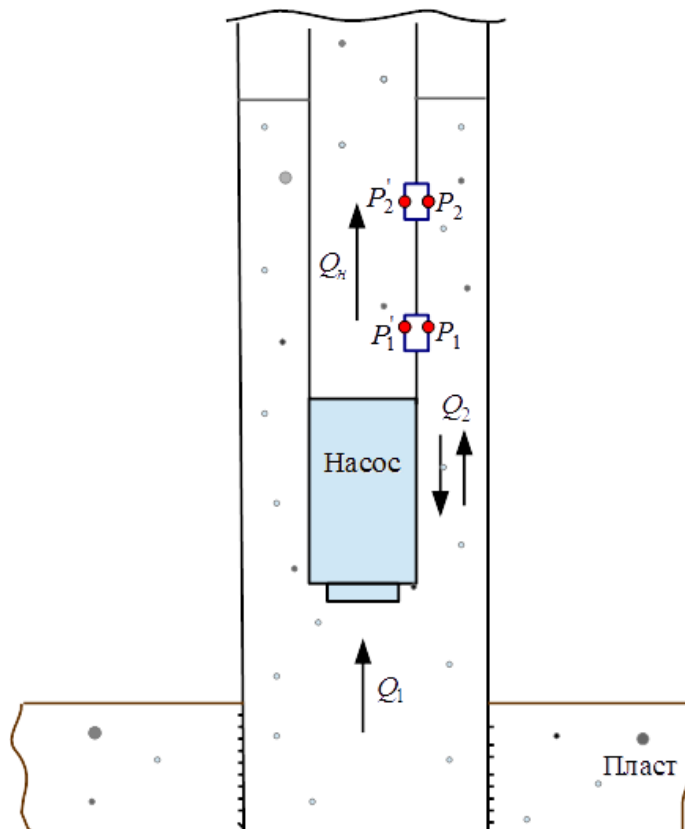


Рис. 1 – Схема нефтяной скважины с предлагаемым расположением датчиков давления: P_1 – давление на приеме насоса; P_2 – давление в межтрубном пространстве скважины; P_1' – давление на выходе насоса; P_2' – давление внутри насосно-компрессорных труб; Q_1 – приток жидкости из пласта; Q_2 – поток жидкости межтрубного пространства, Q_n – поток жидкости в насосно-компрессорных трубах.

Выполнены стендовые испытания системы измерения давления в нескольких точках для оценки абсолютной и относительной погрешности при определении расчетной обводненности жидкости по следующей формуле

$$W = \frac{\frac{P_1 - P_2}{g \cdot L} - \rho_m}{\rho_g - \rho_m}, \quad (2)$$

где P_1, P_2 – значения давлений с двух датчиков давления, МПа; L – расстояние между датчиками давления, м; ρ_m – плотность трансформаторного масла при 20°C, 880 кг/м³; ρ_g – плотность воды, 1000 кг/м³.

Значения расчетной обводненности жидкости, полученных по измеренным значениям давлений в двух контрольных точках сравнивались с составом анализируемой двухфазной жидкости. По результатам стендовых испытаний и оценки погрешности при определении расчетной обводненности жидкости по измеренным значениям давлений в двух контрольных точках средняя относительная погрешность составила 0,27%, средняя абсолютная погрешность – 0,7. Результаты исследований подтверждают применимость предлагаемой

системы измерения давления в контрольных точках на объектах нефтедобычи для получения расчетной обводненности жидкости косвенным методом.

Представлены разработанные способы контроля влагосодержания, позволяющие повысить достоверность определения обводненности жидкости за счет установки момента времени контроля достоверных показаний наземного поточного влагомера, а также за счет определения обводненности жидкости внутри насосно-компрессорных труб и в межтрубном пространстве скважины.

В третьей главе представлены математические динамические модели элементов процесса добычи нефти по данным измерений в выделенных точках P_1, P_2, P'_1, P'_2 скважины.

Предложены математические модели для вычисления необходимых технологических параметров (плотность жидкости на уровне приёма насоса $\rho_{ж.пр}^{вне}$; средняя плотность столба жидкости в межтрубном пространстве $\rho_{ж}^{вне}$; плотность жидкости на уровне выкида насоса $\rho_{ж.вык}^{вну}$; средняя плотность столба жидкости внутри насосно-компрессорных труб $\rho_{ж}^{вну}$; обводненность жидкости W ; высота столба водонефтяной смеси $H_{вн}$ отдельно на участке от выкида насоса до уровня жидкости в насосно-компрессорных трубах; высота столба водогазонефтяной смеси $H_{вгн}$; уровни жидкости (нефти) в межтрубном пространстве $H_{жс}$, разделенные временным интервалом; динамический уровень жидкости $H_{дин}$) по измеренным давлениям P_1, P_2, P'_1, P'_2 в контрольных точках скважины.

Получены динамические модели притока жидкости из пласта Q_1 , потока жидкости межтрубного пространства Q_2 , потока жидкости в насосно-компрессорных трубах Q_n в зависимости от измеренных давлений в контрольных точках скважины.

На входе насоса присутствуют два потока Q_1 и Q_2 . Эти потоки объединяются насосом в один Q_n (рис. 1), т.е.

$$Q_n = Q_1 \pm Q_2. \quad (3)$$

Приток жидкости из пласта Q_1 определяется по следующему соотношению

$$Q_1 = K_{np} [P_1(0) - P_1(t)]$$

$$\begin{cases} nпу \quad t = 0 & Q_1 = 0 \\ nпу \quad t = \infty & Q_1 = Q_n \end{cases} \quad (4)$$

где K_{np} – коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа); $P_1(0)$ – давление на приеме насоса в режиме пуска скважины, МПа; $P_1(t)$ – давление на приеме насоса в период рабочего переходного режима, МПа.

Поток жидкости межтрубного пространства –

$$Q_2 = -\frac{S}{g \cdot \rho_{см}} \cdot \frac{dP_1(t)}{dt}, \quad (5)$$

где S – площадь сечения межтрубного пространства, м^2 ; $\rho_{см}$ – плотность смеси, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Динамическая модель электроцентробежного насоса

$$\frac{dn}{dt} = \frac{1}{2\pi J} \left[M_{\delta} - \frac{Q_n \cdot (P_1' - P_1) \cdot 10^3}{102 \cdot \eta_n \cdot 2\pi n} \right], \quad (6)$$

где J – момент инерции ротора электродвигателя, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$; M_{δ} – момент, создаваемый электродвигателем; n – текущая частота оборотов насоса, $\text{об}/\text{мин.}$; η_n – номинальный КПД, %.

Реализация вычислительных алгоритмов и оценка динамических моделей осуществлялись в программе *Matlab/Simulink* в рабочем переходном режиме после запуска. На модели выявлено, что при заданном значении дебита жидкости $26 \text{ м}^3/\text{сут.}$ приток жидкости из пласта Q_1 достигает значения $26 \text{ м}^3/\text{сут.}$ за $6,9$ часов и стабилизируется. Поток жидкости межтрубного пространства Q_2 уменьшается с $26 \text{ м}^3/\text{сут.}$ до нуля за то же время (рис.2).

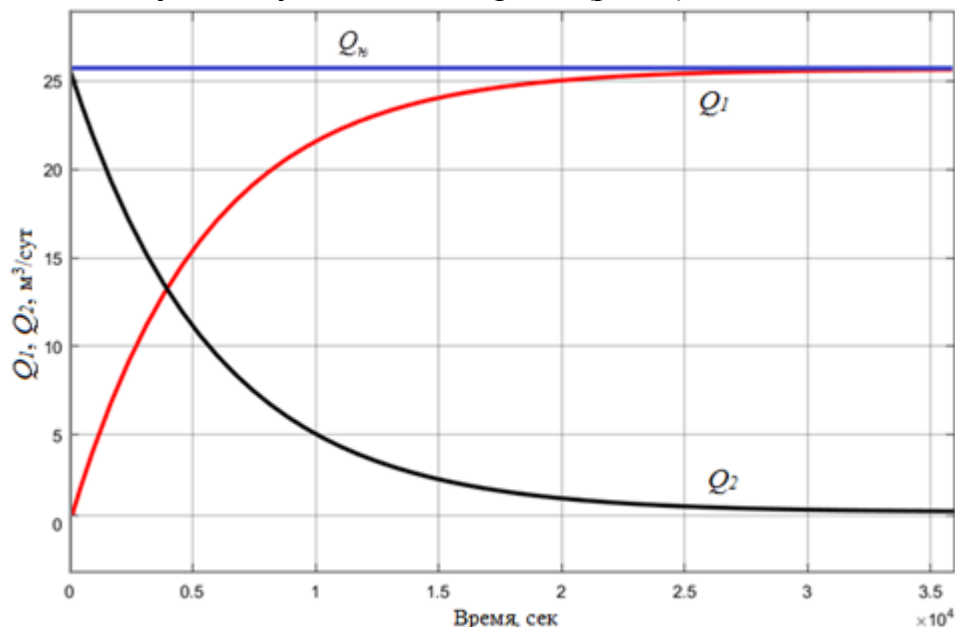


Рис. 2 – Графики изменения потока жидкости межтрубного пространства Q_2 , притока жидкости из пласта Q_1 и потока жидкости на выходе насоса Q_n

Значительно упрощена методика подбора электроцентробежного насоса за счет применения измеренных давлений P_1, P_2, P_1', P_2' в выделенных точках скважины, позволяющая выбирать соответствующий типоразмер насоса с достаточным напором и расходом.

Для методики необходимы следующие основные технологические параметры:

1. Забойное давление по измеренному давлению на приеме насоса P_1

$$P_{заб} = P_1(0) + P_{\Delta}, \quad (7)$$

где P_{Δ} – давление столба жидкости на участке забой – прием насоса (не участвует в определении депрессии).

2. Показатели работы насоса: дебит жидкости $Q_H = Q_1 + Q_2$; напор P_H

$$P_H = P_1' - P_1. \quad (8)$$

3. Пересчет фактических характеристик насоса на стендовые, а затем на паспортные.

Рассмотрена методика управления процессом добычи нефти в цикле пуск – переходный режим – установившийся режим – останов, необходимая для поддержания заданного значения дебита жидкости в установившемся режиме работы при постоянно действующих возмущениях на гидродинамическую систему «призобойная зона скважины – межтрубное пространство – насос – насосно-компрессорные трубы».

В четвертой главе выполнена разработка алгоритма и структуры системы управления процессом добычи нефти.

Общая постановка задачи управления режимом работы нефтяной скважины сводится к трём последовательным задачам: 1. контроль спуска (подъема) насоса; 2. контроль запуска (останова) насоса с получением установившегося режима; 3. управление режимом работы насоса для получения и стабилизации заданной нормы добычи жидкости.

Вышеперечисленные задачи решаются в алгоритме управления, приведенном на рисунке 3.

В алгоритме управления при возмущающих воздействиях ($P_1, P_2, P_1', P_2', \rho_{ж.пр}^{вне}, \rho_{жс}^{вне}, \rho_{жс.вык}^{вну}, \rho_{жс}^{вну}$) осуществляется управление режимом работы насоса выбором частоты ω напряжения питающего погружного электродвигателя электроцентробежного насоса в зависимости от потока жидкости в насосно-компрессорных трубах $Q_H = Q_1 \pm Q_2$ и рассогласования ΔQ между текущим Q_H и заданным $Q_{зад}$ значениями дебита жидкости

$$\omega = f(Q_H, \Delta Q). \quad (9)$$

В алгоритме управления в блоке 1 осуществляется ввод конструктивных параметров скважины ($S, H_{скв}, H_{сн}, L$), данные химико-аналитической лаборатории (плотности нефти ρ_H и воды $\rho_в$), $Q_{зад}, K_{пр}, T_c$. В блок 2 поступают измеренные значения давлений P_1, P_2, P_1', P_2' . В блоке 3 осуществляется контроль спуска насоса на заданную глубину. После блока 3 проверяется условие $P_1 > P_{кр}$ допустимости значения давления на приеме насоса относительно критического давления.

В блоке 4 осуществляется запуск насоса, а затем в блоке 5 определение параметров плотности жидкости в насосно-компрессорных трубах и межтрубном пространстве, обводненности жидкости, динамического уровня жидкости, забойного (пластового) давления, притока жидкости из пласта, потока жидкости в межтрубном пространстве, потока жидкости в насосно-компрессорных трубах.

В блоке 6 осуществляется контроль запуска насоса до получения установившегося режима.

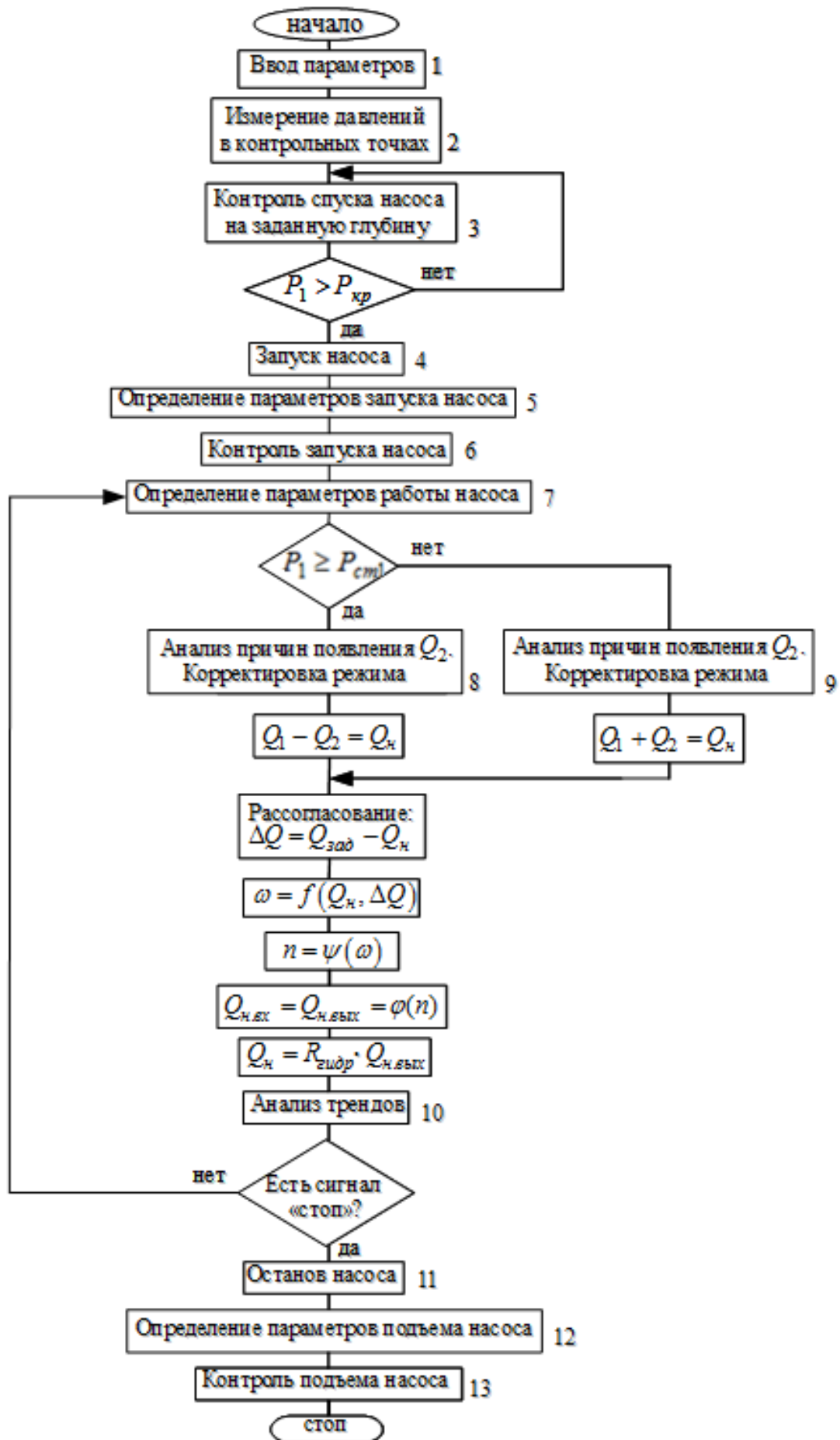


Рис. 3 – Алгоритм (блок-схема) управления режимом работы скважины

Далее решается третья задача – управление режимом работы насоса для получения и стабилизации заданной нормы добычи жидкости. В блоке 7 определяются параметры работы насоса (те же, что в блоке 5), затем проверяется условие $P_1 \geq P_{cm1}$, где P_1 – давление на приеме насоса в текущий момент времени, P_{cm1} – давление на приеме насоса в первый установившийся режим после запуска насоса. Если $P_1 \geq P_{cm1}$ – последовательный переход в блок 8 для корректировки режима и последующего вычисления Q_n согласно формуле $Q_1 - Q_2 = Q_n$. Если $P_1 < P_{cm1}$ – переход в блок 9 для корректировки режима и вычисления Q_n по формуле $Q_1 + Q_2 = Q_n$.

После вычисления Q_n определяется рассогласование ΔQ между текущим Q_n и заданным $Q_{зад}$ значениями дебита жидкости. По критерию управления (9) определяется значение частоты ω напряжения, питающего электродвигателя. Частота напряжения ω будет являться сигналом задания для ЧРЭП, который устанавливает необходимое напряжение U и частоту ω электродвигателя, осуществляя изменение частоты n вращения насоса и регулируя поток жидкости в насосно-компрессорных трубах Q_n . Этот поток может незначительно отличаться от потоков на входе и выходе насоса из-за гидравлических потерь $R_{гидр}$ в насосе и насосно-компрессорных трубах.

В блоке 10 осуществляется анализ трендов – визуальный и автоматизированный анализ данных ($P_1, P_2, P_1', P_2', \rho_{жс.пр}^{вне}, \rho_{жс}^{вне}, \rho_{жс.вык}^{вну}, \rho_{жс}^{вну}, Q_1, Q_2, Q_n$). Далее проверяется наличие сигнала «стоп». Если нет «стопа» – переход алгоритма на вход блока 7. Если «стоп» – последовательный переход в блок 11 (останов насоса), блок 12 (определение параметров подъема насоса, в том числе для методики подбора насоса) и блок 13 (контроль подъема насоса).

Предложена структурная схема системы управления (рис. 4) с применением измерений давления в контрольных точках скважины (рис. 2) и алгоритма управления режимом работы скважины (рис. 3), реализованного в контроллере.

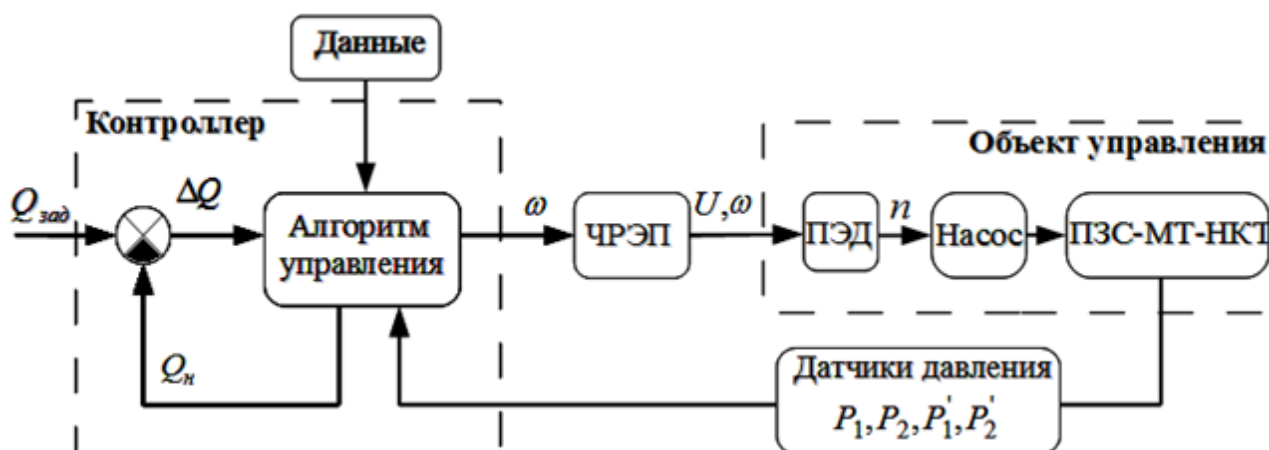


Рис. 4 – Структурная схема системы управления с применением измерений давления в контрольных точках скважины

Разработана и исследована модель системы управления (по данным реальной скважины) в программе *Matlab/Simulink*. По результатам исследований системы управления на модели при запуске скважины и при изменении заданного значения дебита жидкости выявлено, что система обеспечивает вывод скважины на необходимый режим эксплуатации за меньшее время (на 1,5 часа меньше) и стабилизацию дебита жидкости.

Приведена реализация системы управления на экспериментальных скважинах. На объекте осуществлялось управление по выводу скважин на установившийся режим и стабилизация дебита жидкости. Проведены эксперименты при изменении заданного значения дебита жидкости. Сравнение и оценка качества работы алгоритма управления проводились при переходных и установившихся режимах работы скважин. В результате исследований системы управления на экспериментальных скважинах увеличился дебит жидкости на 28 м³/сут. за счет поддержания дебита жидкости на заданном значении и уменьшилось время вывода скважин на установившийся режим в среднем на 1,5 часа для скважин с электроцентробежным насосом и на 3,3 часа для скважины со штанговым глубинным насосом.

Система управления исследована при нестационарном режиме эксплуатации скважин со штанговым глубинным насосом с применением разработанных способов контроля обводненности продукции скважин. Результаты исследований показали увеличение дебита нефти на 3,6 м³/сут и уменьшение обводненности добываемой продукции на 6,1% на узле учета куста исследуемых скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Впервые разработана схема размещения точек измерения давления, конструкция которой позволяет непосредственно измерять давление вне и внутри насосно-компрессорных труб в нескольких контрольных точках ствола скважины, при этом не изменяя геометрию гидравлического канала внутри насосно-компрессорных труб.

2. Представлены и исследованы динамические модели элементов процесса добычи нефти, отражающие взаимосвязь между входными (измеренными значениями давлений в контрольных точках скважины) и выходным (дебит жидкости) параметрами системы управления.

3. Разработан алгоритм управления, позволяющий решить следующие задачи управления: контроль спуска (подъема) насоса; контроль запуска (останова) насоса с получением установившегося режима; управление режимом работы насоса для получения и стабилизации заданной нормы добычи жидкости скважин в условиях воздействия возмущений по давлению в выделенных точках скважины.

4. Разработаны структура и система управления процессом добычи нефти, обеспечивающие получение и стабилизацию заданной нормы добычи жидкости скважины, оснащённой различным типом насоса. Проведено исследование системы управления на реальном объекте при стационарном режиме эксплуатации скважин, в результате которого дебит жидкости увеличился на 28

м³/сут. или на 5,17 % за счет поддержания дебита жидкости на заданном значении, время вывода скважин на установившийся режим для скважин с электроцентробежным насосом в среднем уменьшилось на 1,5 часа, для скважины со штанговым глубинным насосом – на 3,3 часа. Проведено исследование системы управления при нестационарном режиме эксплуатации скважин со штанговым глубинным насосом, в результате которого дебит нефти увеличился на 3,6 м³/сут., обводненность добываемой продукции уменьшилась на 6,1% на узле учета куста исследуемых скважин.

Основные результаты диссертационной работы представлены в публикациях.

В изданиях, входящих в международную реферативную базу данных и систему цитирования Scopus:

1. Alaeva, N.N., Tomus, Y.B., Tugashova, L.G. Development and application of permanent downhole gauge in oil production control system // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering. 2020. 331(1), P. 87-96.

2. Gorshkova, K.L., Alaeva, N.N. and Sitdikova, I.P. Efficient operation of oil producing wells in non-stationary fluid withdrawal mode // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, The International Conference on Advances in Energy Industry and Power Generation (AdvEnGen-2020) 12-14 February, Vol. 860 (2020) 012009.

В изданиях из перечня ВАК:

1. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Применение метода расчета забойного давления с целью управления нефтедобывающей скважиной // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. Тюменский индустриальный университет. 2019. № 1. С. 73-81.

2. Муравьева Е.А., Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Алгоритмическое обеспечение системы управления режимом работы нефтяной скважины // Научно-технический вестник Поволжья. 2019. № 10. С.23-26.

3. Алаева Н.Н., Муравьева Е.А., Зарипова Р.Н. Оценка погрешности устройства по определению расчетной обводненности жидкости // Научно-технический вестник Поволжья. 2019. № 10. С.16-19.

Патенты на изобретения и полезные модели:

1. Алаева Н.Н., Габдуллин Ш.Т., Томус Ю.Б. Скважинный влагомер // Патент на полезную модель РФ №76973, опубл. 10.10.2008.

2. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Шайхлисламов К.М. Комплекс для контроля влагосодержания и скорости перемещения среды в действующих нефтяных скважинах // Патент на полезную модель РФ №150243, опубл. 10.02.2015.

3. Алаева Н.Н., Ахметзянов Р.Р., Томус Ю.Б. Способ определения содержания воды в водонефтяной смеси в стволе скважины и устройство для его осуществления // Патент на изобретение РФ №2568662, опубл. 20.11.2015.

4. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Темникова Л.И., Ситдикова И.П. Устройство для одновременного измерения давления вне и внутри насосно-компрессорных труб // Патент на изобретение РФ №2652403, опубл. 26.04.2018.

5. Томус Ю.Б., Алаева Н.Н., Горшкова К.Л., Ситдикова И.П. Способ контроля влагосодержания продукции нефтедобывающей скважины // Патент на изобретение РФ №2676109, опубл. 27.12.2018.

6. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Габдуллин М.М. Узел крепления корпуса датчиков измерения давления вне и внутри насосно-компрессорной трубы // Патент на полезную модель РФ №191423, опубл. 05.08.2019.

7. Инсапов М.М., Алаева Н.Н., Макаров Г.В. Устройство для измерения содержания газа и жидкости в газожидкостном потоке трубопровода // Патент на полезную модель РФ №191412, опубл. 05.08.2019.

8. Алаева Н.Н., Горшкова К.Л., Баранков Е.Ю. Способ повышения достоверности контроля обводненности продукции нефтедобывающих скважин, оборудованных ШГН // Патент на изобретение РФ №2700738, опубл. 19.09.2019.

Прочие публикации:

1. Максименко В.В., Тугашова Л.Г., Алаева Н.Н. Аппаратно-программные средства для управления процессами нефтедобычи (на примере системы "МЕГА") // В сборнике: Большая нефть XXI века Материалы Всероссийской научно-практической конференции. 2006. С. 371-373.

2. Алаева Н.Н. К вопросу измерения состава жидкости в добывающей скважине // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2009. № 1. С. 148-150.

3. Габдуллин Т.Г., Габдуллин Ш.Т., Алаева Н.Н. К вопросу исследования скважин в поздний период разработки нефтяных месторождений // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2011. № 1. С. 138-140.

4. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Комплекс для оперативного управления режимом работы нефтяных добывающих скважин // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2015. Т. 14. С. 92-96.

5. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. К вопросу контроля за влагосодержанием жидкости в скважине // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2015. Т. 13. № 1. С. 288-291.

6. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Тугашова Л.Г. Непрерывный контроль давления по стволу скважины для оперативного управления режимом работы нефтяных добывающих скважин // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2016. № 2. С. 8-10.

7. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Система для оперативного управления режимом работы нефтяных добывающих скважин // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2016. С. 74-76.

8. Шайхлисламов К.М., Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Измерительный комплекс для непрерывного контроля параметров добываемой продукции нефтяных скважин // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в

Республике Татарстан. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2016. С. 289-291.

9. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Влияние режимов течения восходящих потоков в стволе скважин при автоматизации их работы // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2018. Т. 17. С. 164-167.

10. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Контроль обводненности продукции с целью управления нефтяной добывающей скважиной // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2018. С. 234-238.

11. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Глубинный влагомер для определения содержания воды в водонефтяной смеси в стволе скважины // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2018. С. 232-234.

12. Горшкова К.Л., Орехова Л.Г., Алаева Н.Н. К вопросу управления режимами работы добывающих скважин для нестационарного способа отбора жидкости // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2018. С. 203-205.

13. Томус Ю.Б., Горшкова К.Л., Алаева Н.Н., Орехова Л.Г. Исследование переходных процессов при нестационарных режимах отбора жидкости на имитационном стенде // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2018. С. 199-203.

14. Алаева Н.Н., Сагадеев Д.Н. К вопросу определения обводненности продукции нефтедобывающих скважин // В книге: Сборник тезисов VIII Научно-практической конференции Материалы VIII Межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 25-летию Института нефти и газа им. М.С. Гучериева. 2018. С. 8-12.

15. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Ситдикова И.П. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных месторождений // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли Материалы Международной научно-практической конференции. 2018. С. 499-501.

16. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Необходимость измерения характеристик смеси на всех участках скважины (забой-насос, межтрубье, НКТ) // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли Материалы Международной научно-практической конференции. 2018. С. 496-498.

17. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Думлер Е.Б. Давление и плотность смеси - параметры системы контроля и управления режимом работы нефтяной скважины // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 3. С. 6-14.

18. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Необходимый и достаточный объем информации для удовлетворительной точности системы управления работой нефтяных скважин // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2019. Т. 18. С. 103-106.

19. Горшкова К.Л., Алаева Н.Н., Орехова Л.Г. К вопросу выбора режима работы скважинного насоса при нестационарном отборе жидкости // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. Тюменский индустриальный университет. 2019. № 5. 145-152С.

20. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Алгоритм отдельной идентификации модели скважинной системы // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Материалы IV Международной научно-практической конференции. 2019. С. 560-563.