

## ОТЗЫВ

официального оппонента на диссертацию Пашали Александра Андреевича на тему «Научно-методическое обеспечение цифровых систем управления процессами добычи нефти», представленную к защите на соискание учёной степени доктора технических наук по специальности 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

### 1. Актуальность темы исследования

Несмотря на интенсивное развитие науки в области моделирования гидравлических систем, в настоящее время не существует универсального подхода к их математическому и алгоритмическому описанию с учётом произвольных свойств элементов. Вследствие этого создаваемые модели и их программные реализации могут быть использованы исключительно в отраслевом контексте с большими ограничениями на описание свойств системы. Большинство ограничений в известных моделях связаны с фиктивными граничными условиями, ограничениями на вид структуры системы, требованиями к виду функций гидравлических характеристик элементов гидросистем, а также отсутствием взаимосвязи между гидравлическими режимами и важными техническими показателями элементов. Особенный интерес для разработок в области моделирования представляют сложные системы, которые имеют развитую структуру, и состоят из множества однотипных элементов. Целевые параметры их функционирования существенно изменяются при незначительной вариации свойства хотя бы одного элемента системы, что препятствует эффективному управлению этими системами.

Известно, что целью создания и эксплуатации технической системы является обеспечение реализации технологического процесса. Задача управления освоением месторождения углеводородного сырья требует управления нефтепромысловыми техническими гидравлическими системами бурения и эксплуатации скважин, разработки продуктивных пластов, поддержания пластового давления, подготовки нефти, газа и воды и т.п.

Эффективная разработка нефтегазовых месторождений требует полного и всестороннего моделирования процессов, происходящих в эксплуатируемом пласте-коллекторе, скважинах и наземных трубопроводных системах. К числу наиболее важных задач моделирования относятся: прогноз величин дебитов нефтяных скважин; прогноз изменения полей пластовых давлений в пласте; оценка эффективности проводимых и планируемых

геолого-технологических мероприятий. Нефтегазоносный пласт-коллектор, вскрытый добывающими и нагнетательными скважинами, является сложной и динамической системой. Трёхмерные гидродинамические математические модели, основанные на теории фильтрации жидкостей и газа в пористых средах, позволяют достаточно точно её моделировать. Однако, как показывает практика применения гидродинамических моделей, специалисты обращаются и к простым математическим моделям, например, к характеристикам вытеснения. Это обусловлено тем, что гидродинамические модели, несмотря на их существенно более высокую степень физической содержательности, характеризуются огромными неопределённостями.

Переход большинства разрабатываемых месторождений на завершающую стадию разработки привёл к необходимости, для поддержания приемлемых уровней добычи нефти решать задачи оперативного управления заводнением и даже пересматривать историю добычи/закачки по пластам при их одновременной совместной разработке. Очевидно, решение таких задач, особенно для крупных залежей нефти, весьма сложно с применением трёхмерного гидродинамического моделирования в связи с вычислительной ресурсоёмкостью и трудоёмкостью создания. Применение традиционных методов прогнозирования процессов нефтедобычи с использованием методов решения краевых задач теории фильтрации, моделей трубок тока, характеристик вытеснения, статистических методов и т.д. сопряжено с трудностями, связанными с неполнотой или искажённостью информации, характеризующей поведение прогнозируемой системы, и, как следствие, не достаточной достоверностью математической модели, и даже полной несопоставимости с реальным промысловым объектом. Одним из перспективных методов решения подобных сложных задач является имитационное моделирование, реализуемое на основе искусственных нейронных сетей.

Таким образом, совершенствование методов оперативной корректировки и управления технологическими показателями разработки месторождений и эксплуатации скважины является актуальной научно-технической и экономической проблемой.

## **2. Оценка содержания и завершённости диссертации**

**Во введении** приведена актуальность темы исследования, цель и основные решаемые задачи, научная новизна и практическая значимость диссертационных исследований, выносимые на защиту положения.

**В первой главе** представлен современный уровень решения проблемы использования инновационных подходов к созданию компьютерных технологий для современных условий разработки и эксплуатации нефтяных

месторождений в сложных геолого-технических условиях. Концепция ПАО НК «Роснефть» в области программного обеспечения систем управления процессами добычи нефти в последние годы коренным образом изменилась, и в настоящее время направлена на полное замещение зарубежного ПО отечественными разработками. Автором предложена современная концепция нефтяной компании в области научно-методического обеспечения цифровых систем управления добычей нефти. Современное программное обеспечение должно включать в себя как алгоритмы искусственного интеллекта, так и решения физико-математических задач по оптимизации работы фонда малодебитных скважин, повышения эффективности использования скважинного оборудования.

Сформулированы нерешённые проблемы. Поставлены цель и задачи диссертационного исследования.

**Вторая глава** посвящена разработке гидродинамических моделей для компьютерных имитаций отсутствующих или вышедших из строя скважинных датчиков давления и расходомеров. Даже наличие действующих датчиков давления на приёме насоса и механических расходомеров в горизонтальных стволах скважин для фиксации локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по ряду технических причин не гарантирует достоверных замеров. Разработанные автором гидродинамические газожидкостные модели для оперативного расчёта давления в вертикальном стволе механизированной скважины прошли апробацию и были внедрены в программные продукты «Rosneft-WellView» и «Мехфонд». Математическая модель водонефтяного течения в горизонтальном трубопроводе была разработана для внедрения в программный продукт «РН-Петролог» для идентификации величины локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины МГРП по замеренным распределениям давления и температуры в стволе горизонтальной скважины (ГС).

**В третьей главе** описываются математические модели для компьютерных технологий, предназначенных для оперативного мониторинга эксплуатационных параметров и диагностирования условий эксплуатации установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). В систему «Мехфонд» были внедрены разработанные автором алгоритмы мониторинга для коэффициента естественной сепарации газа при установке приёмных отверстий погружного насоса ниже уровня перфорации насосно-компрессорных труб скважины для текущей подачи УЭЦН с помощью «виртуального расходомера», а также алгоритмы нейросетевого анализа для диагностирования нестабильности работы УЭЦН и прогнозирования

давления на приёме УЭЦН при неисправной работе датчика давления термоманометрической системы.

**В четвёртой главе** рассмотрены вопросы, связанные с решением эксплуатационных задач эксплуатации нефтяных скважин. На месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, стремление нарастить добычу нефти зачастую затруднено из-за ограничений мощности системы энергоснабжения скважин куста. Модернизация таких систем энергоснабжения на ряде месторождений нерентабельна, поэтому автор предлагает решение оптимизационной задачи по перераспределению имеющейся электрической мощности между насосами скважин куста таким образом, чтобы прирост нефти не повлиял на общее увеличение затрат электроэнергии. Ввод скважин в эксплуатацию после капитального ремонта часто сопровождается отсутствием измерительных устройств для определения динамического уровня и дебита скважины. Автор предлагает алгоритм, позволяющий по замеренным устьевым параметрам скважины определять величину притока охлаждающего погружной электродвигатель (ПЭД) флюида из пласта. Решения перечисленных задач были реализованы в программном модуле системы «Мехфонд».

**Пятую главу** автор посвятил совершенствованию гидродинамического моделирования газожидкостных течений в промысловой трубопроводной системе нефтяного месторождения. Были рассмотрены следующие нерешённые задачи: влияние рельефности трубопроводов системы нефтесбора и выпадения конденсата из попутно добываемого нефтяного газа (ПНГ) в газовых трубопроводах на точность расчёта параметров газожидкостного потока, оценка устойчивости жидкостных пробок на рельефных участках газовых трубопроводов. Для повышения достоверности расчёта давления, температуры и структуры газожидкостных потоков на V-образных участках промысловых трубопроводов автором была разработана нестационарная гидродинамическая модель течения. Для повышения точности расчёта гидравлических потерь при течении ПНГ с жидкостной плёнкой на стенке трубы была проведена модификация корреляций для расчёта касательных напряжений на границе раздела фазы жидкость-газ и определения объёмного содержания жидкости в газовом ядре. Для прогнозирования условий срыва застойной жидкостной пробки на V-образном участке газового трубопровода была получена корреляция для расчёта критической скорости газа в трубе. Для нахождения участков промысловых трубопроводов, на которых предварительный отбор воды наиболее эффективен, автором разработаны алгоритмы прогнозирования структуры газоводонефтяных течений.

Разработанные и модифицированные гидродинамические модели и алгоритмы были реализованы в программном модуле системы «РН-Симтеп».

**Шестая глава** посвящена решению вопросов оптимизации работы механизированного фонда малодебитных скважин нефтяных месторождений. В процессе эксплуатации скважин, из-за износа насосного оборудования или истощения пласта, подача электроцентробежного насоса (ЭЦН) может смещаться из рабочей области, и тогда возникает вопрос о его замене или переводе скважины в периодический режим эксплуатации. Для прогнозирования рисков, возникающих при изменении работы насосного оборудования, оптимизации времени работы насоса и периода накопления пластового флюида в стволе скважины, автором разработана нестационарная модель «пласт-скважина-УЭЦН».

**В заключении** автор приводит основные научные и практические результаты диссертационной работы, выводы и рекомендации.

Проводя оценку содержания диссертации Пашали А.А. можно утверждать, что поставленные автором задачи решены, а представленную работу можно считать завершённым научным исследованием.

### **3. Достоверность и новизна результатов диссертации**

Достоверность и обоснованность полученных результатов, выводов и рекомендаций, сформулированных в диссертации, обеспечивалась применением апробированных подходов к моделированию стационарных и нестационарных течений газожидкостной смеси в стволе скважины и в поверхностной трубопроводной инфраструктуре нефтяного месторождения. Достоверность результатов лабораторных исследований обеспечивалась измерениями параметров с использованием современных метрологически поверенных средств контроля. Экспериментальные и теоретические результаты, полученные автором, полностью согласуются с имеющимися данными других исследователей.

Научная новизна результатов диссертации заключается в разработке методологических основ повышения эффективности управления месторождением путём внедрения интеллектуальных компьютерных технологий, в частности, метода виртуального мониторинга забойного давления и давления на приёме насоса для скважин с замеренным динамическим уровнем; математических моделей двухжидкостного течения для анализа данных промыслово-геофизических исследований (ПГИ) при оценке распределённого притока жидкости на горизонтальном участке скважины с МГРП; аналитической модели расчёта коэффициента сепарации

газа на приёме ЭЦН в процессе отбора добываемой скважинной жидкости из области ниже уровня перфорации скважины.

Для прогнозирования подачи насоса при отсутствии замеров автоматической групповой замерной установкой (АГЗУ) разработан алгоритм «Виртуального расходомера». Для диагностики нестабильных условий работы системы ЭЦН и погружного электродвигателя (ПЭД), восстановления параметров давления на приёме насоса при выходе из строя датчика термоманометрической системы УЭЦН использован метод нейросетевого анализа. Представлен алгоритм решения оптимизационной задачи по наращиванию добычи нефти группой скважин, осложнённых высоким газосодержанием, без увеличения нормированных затрат электроэнергии. Предложен метод оптимизации работы скважин малодебитного фонда, эксплуатируемых в периодическом режиме.

#### **4. Значимость результатов для науки и практики**

Значимость результатов диссертационных исследований для науки состоит в разработке гидродинамических критериев формирования структуры течения водонефтяной смеси в горизонтальных трубопроводах, а также потери устойчивости застойных жидкостных пробок на V-образных участках рельефных промысловых трубопроводов. Установлены закономерности влияния рельефности трубопровода на особенности формирования пробковой структуры газожидкостного течения. Получены новые зависимости для расчёта касательных напряжений на границе жидкость-газ и объёмного содержания жидкости в виде капель в газовом ядре для горизонтальных течений с малым объёмным содержанием жидкости.

Практическая значимость диссертационной работы заключается в разработке зарегистрированного в РОСПАТЕНТЕ программного обеспечения – свидетельств № 2011610974 от 21.01.2011 г., № 2013616236 от 02.07.2013 г. и № 2021611658 от 02.02.2021 г., создании и апробации программного комплекса «Rosneft-WellView» и модуля «Энергоэффективность» информационной системы (ИС) Rosneft-WellView», реализующих разработанные модели и алгоритмы и внедрённых на ряде добывающих предприятий ПАО «НК «Роснефть», что позволило повысить эффективность мониторинга, оптимизировать режимы работы механизированного фонда скважин. Алгоритмы интеллектуального вывода скважины на режим внедрены в программном продукте ИС «Мехфонд». Алгоритмы виртуального мониторинга баланса с расчётом термобарических

условий для узловых точек трубопроводной системы цифрового месторождения реализованы в программных продуктах «РН-СИМТЕП» и «РН-КИН».

## **5. Публикации, отражающие основное содержание диссертации**

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 34 научных трудах, в том числе 17 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах ВАК Минобрнауки России, в монографии и методическом пособии. Автором получено три свидетельства РФ о государственной регистрации программ для ЭВМ. Результаты диссертационных исследований докладывались и обсуждались на международных и российских научно-технических конференциях, технических совещаниях ПАО «НК «Роснефть», международном форуме общества инженеров-нефтяников.

**Результаты диссертационного исследования полностью отражены в автореферате.**

## **6. Замечания по содержанию диссертационной работы**

К содержанию работы сделаны следующие замечания:

1. Как известно, максимальная нефтегазоотдача обеспечивается целенаправленным управлением технологических параметров и контролем за характеристиками залежи, на которые нельзя воздействовать. Главным техническим средством эксплуатации месторождения является скважина, которая обеспечивает реализацию конкретного вида взаимодействия систем механизированной добычи с пластом. Весьма значимо влияние группы переменных, не подверженных воздействию с поверхности, но которые должны системно контролироваться, а именно: степень расчлененности, чередование прослоя неколлекторов и пород-коллекторов и изменение их фильтрационно-емкостных свойств, эффективная толщина коллекторов и положения водо- и газонефтяного контактов. Поэтому проблема оптимизации притока к ГС является весьма сложной ввиду неоднородности характеристик линий тока, как в области дренирования, так и во времени. Весьма сложно научное обоснование технологического назначения и режима работы горизонтальных скважин с учетом неоднородности продуктивных пластов и особенностей строения залежи, так как уже на стадии разбуривания месторождения единая (по проекту) система разработки представляет собой совокупность скважин, эксплуатация которых не соответствует проектным технико-экономическим показателям.

При переносе аналитических решений подземной гидрогазодинамики на сложную геологическую систему, например, при математическом моделировании горизонтальных скважин и многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) должна исследоваться истинная форма зоны дренирования многофазного пластового флюида в неоднородном многослойном месторождении. Считаю, что в анализируемом разделе не выявлена причинно-следственная связь между основной задачей многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) в горизонтальной скважине и необходимостью идентификации величины локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины МГРП.

2. В разделе третьей главы диссертации, посвящённом решению оптимизационной задачи поддержания неизменной величины энергопотребления УЭЦН в условиях обеспечения суммарного прироста добычи нефти скважинами куста, приведена оптимизационная функция для потребляемой мощности погружного электродвигателя скважины. В функции не учитывается влияние продуктивности скважины на величину потребляемой мощности.

3. В пятой главе диссертации автор для уточнённого расчёта давлений и температур в газовой промысловой системе с малым объёмным содержанием жидкости предлагает преобразовать известную газожидкостную модель, применяемую для системы нефтесбора. Принципиальные отличия газожидкостного течения в системе нефтесбора с высоким содержанием жидкой фазы и газовом трубопроводе с малым объёмным содержанием жидкости в виде конденсата жидких лёгких углеводородов заключаются в методах расчёта толщины жидкостной плёнки на стенке трубы, касательных напряжений на границе жидкость-газ, объёмного содержания жидкости в виде капель в газовом потоке, угла растекания жидкости по стенке трубы. Не указано, почему были модифицированы только корреляции для расчёта касательных напряжений на границе жидкость-газ и объёмного содержания жидкости в виде капель в газовом потоке.

4. При разработке гидродинамической модели для расчёта параметров газожидкостного течения на V-образных участках рельефного трубопровода автор делает допущение о переменной длине пузырьков Тейлора на нисходящих и восходящих участках промыслового трубопровода и постоянной длине жидкостной пробки. Для принятия такого допущения требуется обоснование.



**Заключение о соответствии диссертационной работы критериям,  
установленным Положением ВАК о присуждении учёных степеней**

Диссертационная работа Пашали Александра Андреевича на соискание учёной степени доктора технических наук «Научно-методическое обеспечение цифровых систем управления процессами добычи нефти» выполнена на актуальную тему и является законченной научно-квалификационной работой, соответствующей паспорту научной специальности 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Сформулированные в диссертационной работе цель и задачи актуальны для отечественной нефтедобывающей отрасли. Полученные результаты свидетельствуют о решении поставленных задач и достижении цели диссертационного исследования, защищены тремя свидетельствами РФ о государственной регистрации программного обеспечения в РОСПАТЕНТе, опубликованы в 34 статьях, в т.ч. в 17 статьях, опубликованных в журналах, входящих в перечень ВАК. Диссертация написана грамотным, лаконичным языком, по главам и диссертации в целом сделаны обоснованные выводы.

Диссертация Пашали А.А. обладает научной новизной, имеет большую практическую значимость и отвечает требованиям п. 9 –14 «О порядке присуждения учёных степеней» (вместе с «Приложением о присуждении учёных степеней») (ред. от 01.10.2018 г.), предъявляемым к диссертациям на соискание учёной степени доктора технических наук, а автор заслуживает присуждения искомой степени доктора технических наук по специальности 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Официальный оппонент,  
доктор технических наук, профессор,  
заведующий кафедрой «Разработка  
и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений» Федерального государственного  
учреждения высшего образования  
«Тюменский индустриальный  
университет»

доктор технических наук по специальности 05.15.10  
«Бурение скважин», профессор по кафедре



«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и  
«Бурение нефтяных и газовых скважин»

Адрес: 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, каб. 625.

Телефон: +7(3452) 28-30-27.

E-mail: [grachevsi@tyuiu.ru](mailto:grachevsi@tyuiu.ru)