

ОТЗЫВ ОФИЦИАЛЬНОГО ОППОНЕНТА

на диссертационную работу 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

Представленная на отзыв диссертационная работа содержит введение, 6 глав, основные результаты и выводы, список литературы, включающий 158 наименований. Работа изложена на 347 страницах машинописного текста, включающего 144 рисунка и 18 таблиц.

1. Актуальность темы диссертации

Возрастающий интерес к цифровым системам управления процессами добычи нефти связан не просто с модными тенденциями современности, а с реальными задачами, стоящими перед нефтяной отраслью. На сегодняшний день лишь единичные месторождения имеют в наличии высокодебитные нефтяные скважины. Большинство месторождений Российской Федерации характеризуются существенным ухудшением качества запасов нефти и повышением сложности их эксплуатации. К неосвоенным запасам нефти относятся либо «трудноизвлекаемые» нефти, либо находящиеся в экстремальных климатических условиях – на шельфе, или местах, лишённых развитой инфраструктуры. Таким образом, задача поддержания рентабельности добычи нефти крайне актуальна и непосредственно связана с разработкой инновационных компьютерных технологий, основанных на кардинально новых подходах и принципах. Одним из таких подходов является цифровизация процессов управления добычей нефти, которая в первую очередь предназначена для того, чтобы максимизировать продуктивность фонда скважин без интенсификации осложнений, обеспечить требуемую полноту извлечения запасов и сократить эксплуатационные расходы, а также создание математически обоснованного представления о происходящих физических процессах на месторождении для поддержания принятия решений с учётом возможных рисков.

2. Основное содержание диссертационной работы

Во введении обоснована актуальность темы исследования, сформулированы цель и основные задачи работы, представлена научная новизна и практическая значимость результатов, приведены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе приведено освещение проблем в области применимости интеллектуальных подходов к созданию компьютерных технологий для современных условий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Отмечено, что на сегодняшний день стратегия компании ПАО НК «Роснефть» в области развития концепции интеллектуального управления месторождением направлена на полное замещение зарубежного программного обеспечения (ПО) отечественными разработками. Сформирована концепция, определяющая научно-методическое обеспечение цифровых систем управления добычей нефти в сложных геолого-технических условиях на основе алгоритмов искусственного интеллекта, имитации работы отсутствующих или вышедших из строя измерительных устройств, решения оптимизационных задач по добыче нефти и повышения эффективности использования скважинного оборудования.

Вторая глава посвящена разработке методов интеллектуализации процесса мониторинга параметров давления и притока жидкости к забою нефтедобывающих скважин. Непосредственный замер ряда эксплуатационных параметров нефтедобывающих скважины, в частности, забойного давления, дебита скважин, величин локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) к стволу горизонтальных скважин (ГС) по ряду технических причин невозможен, неточен, либо в ряде случаев экономически нецелесообразен. Алгоритм проведения мониторинга забойного давления с использованием гидродинамической модели газожидкостного течения в стволе скважины реализован при разработке программного модуля для систем «Rosneft-WellView» и «Мехфонд». Метод идентификации величины локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины МГРП к стволу ГС в зависимости от распределения давления и температуры реализован в информационной системе (ИС) «РН-Петролог».

В третьей главе описан комплекс алгоритмов оперативного мониторинга эксплуатационных параметров установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), реализованный в системе «Мехфонд»:

– алгоритм мониторинга коэффициента естественной сепарации газа при установке приёмных отверстий погружного насоса ниже уровня перфорации насосно компрессорных труб скважины;

– алгоритм мониторинга подачи насоса с помощью «виртуального расходомера»;

– алгоритм диагностирования нестабильности работы УЭЦН;

– алгоритм прогнозирования давления на приёме УЭЦН при неисправной работе термоманометрической системы.

В четвёртой главе рассмотрены вопросы совершенствования процесса добычи нефти:

– процесса оптимизации энергопотребления в условиях наращивания добычи нефти скважинами куста в условиях ограниченной мощности системы энергоснабжения;

– процесса вывода нефтяных скважин на плановый режим эксплуатации без измерений расхода жидкости и динамического уровня.

Решения оптимизационных алгоритмов реализованы в программном модуле системы «Мехфонд».

Пятая глава посвящена модификации гидродинамических моделей многофазных течений, предназначенных для повышения достоверности расчёта давления, температуры и структуры газоводонефтяных потоков в промысловых трубопроводах. Рассмотрено совершенствование методов моделирования газожидкостного течения в поверхностных трубопроводах рельефного типа и моделирования газожидкостных течений попутно добываемого нефтяного газа (ПНГ) с малым объёмным содержанием жидкой фазы. Получены гидродинамические критерии потери устойчивости застойных жидкостных пробок при транспортировке ПНГ на рельефных участках промысловых трубопроводов. Разработаны алгоритмы прогнозирования структуры газоводонефтяных течений для повышения эффективности предварительного отбора воды из системы нефтесбора.

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

Шестая глава посвящена разработке алгоритма для оценки эффективности эксплуатации механизированного фонда малодебитных скважин нефтяных месторождений. В процессе эксплуатации насосного оборудования скважины из-за снижения притока жидкости из пласта могут возникнуть ситуации, когда электроцентробежный насос (ЭЦН) начинает работать в неоптимальном режиме, и тогда принимается решение о переводе скважины в периодический режим эксплуатации. Использование нестационарной модели «пласт-скважина-УЭЦН» позволяет осуществить

оптимизацию времени работы насоса и периода накопления пластового флюида в стволе скважины.

В заключении автор приводит основные научные и практические результаты диссертационной работы.

Защищаемые положения характеризуются чёткостью, теоретической и практической аргументированностью.

Автореферат диссертации в полной мере отражает основное содержание выполненной автором работы и выводы.

3. Степень обоснованности научных положений, выводов и рекомендаций диссертации

Научные положения диссертации обоснованы базированием на общепринятых методах феноменологического моделирования многофазных течений в колоннах нефтедобывающих скважин, трубопроводном оборудовании, анализом экспериментальных данных гидродинамических параметров многофазных течений на испытательных стендах. Обоснованность выводов и рекомендаций диссертационных исследований подтверждена удовлетворительным совпадением результатов полученных на лабораторном стенде, с полученными на основании разработанных автором методов расчёта, оценкой погрешностей расчётов и измерений, а также подтверждена результатами внедрения на месторождениях нефти и газа ПАО «НК «Роснефть», апробацией материалов диссертации на конференциях.

4. Достоверность и новизна результатов

Достоверность результатов работы подтверждена используемыми нормативной базой, апробированными экспериментальными и расчётными методами. Так, для диагностики нестабильных условий работы системы электроцентробежный насос (ЭЦН) и погружной электродвигатель (ПЭД) использован метод нейросетевого анализа и механистический метод прогнозирования стратифицированных режимов водонефтяных течений в горизонтальных трубопроводах. Для интерпретации данных промыслово-геофизических исследований (ПГИ) использована математическая модель двухжидкостного течения для оценки распределённого притока жидкости на горизонтальном участке скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП).

Новизна результатов состоит в разработке методологических основ повышения эффективности управления месторождением, базирующихся на интеллектуальных компьютерных технологиях.

На основе механистических подходов к прогнозированию структуры течения вода-нефть разработана математическая модель двухжидкостного течения, используемая при интерпретации данных ПГИ. Для расчёта коэффициента естественной сепарации свободного газа на приёме ЭЦН, осуществляющего отбор жидкости из области расположенной ниже уровня перфорации эксплуатационной колонны скважины, разработана математическая модель аналитического типа. Для прогнозирования подачи насоса при отсутствии замеров автоматической групповой замерной установки (АГЗУ) разработан алгоритм «Виртуального расходомера».

Разработаны методы диагностики нестабильных условий работы системы ЭЦН-ПЭД и расчётного восстановления давления на приёме насоса при выходе из строя датчика термоманометрической системы УЭЦН, в основу которых положены методы нейросетевого анализа, в частности, алгоритм решения оптимизационной задачи по наращиванию добычи нефти группой скважин, осложнённых высоким газосодержанием, без увеличения затрат электроэнергии; механистический метод прогнозирования стратифицированных режимов водонефтяных течений в горизонтальных трубопроводах, основанный на анализе устойчивости межфазной границы вода-нефть.

Для симуляции периодического режима эксплуатации скважин разработана нестационарная интегрированная модель «пласт-скважина-УЭЦН». Разработана математическая модель газоконденсатного течения по газовой трубопроводной системе нефтяного месторождения, основанная на модификации корреляций для расчёта коэффициента объёмного содержания капель жидкости в газовом потоке и коэффициента гидравлического трения на границе раздела фаз по экспериментальным замерам.

5. Научная новизна и практическая значимость результатов диссертации

Научная новизна диссертационных исследований заключается в разработке методов компьютерной имитации замеров отсутствующих или вышедших из строя измерительных скважинных устройств, гидродинамических моделей транспортировки жидких и газообразных углеводородов в рельефных промысловых трубопроводах, критериев устойчивости жидкостных пробок в промысловых газовых трубопроводах

рельефного типа, методов нейросетевого анализа данных амплитудно-частотного спектра токовых характеристик электродвигателя для прогнозирования нестабильных условий работы насоса, нестационарной интегрированной модели «пласт-скважина-УЭЦН», позволяющей прогнозировать переходные процессы эксплуатационных параметров скважины при изменении режимов работы УЭЦН.

К практической значимости результатов работы следует отнести следующее.

Создан и апробирован программный комплекс «Rosneft-WellView», реализующий предложенные модели и алгоритмы, позволяющий повысить энергоэффективность фонда скважин, внедрённый в ООО «РН-Юганскнефтегаз» и «РН-Пурнефтегаз», что позволило увеличить эффективность процесса мониторинга, оптимизировать режимы работы скважин механизированного фонда.

Алгоритмы интеллектуального вывода скважины на рабочий режим внедрены в программный продукт ИС «Мехфонд». Расчётные алгоритмы виртуального мониторинга баланса с расчётом термобарических условий для каждой узловой точки трубопроводной системы цифрового месторождения использованы в программных продуктах «РН-СИМТЕП» и «РН-КИН».

6. Рекомендации по использованию результатов диссертационного исследования

Предложенные гидродинамические модели для эксплуатационных расчетов добывающих скважин и поверхностной трубопроводной сети нефтяного месторождения следует использовать в качестве важного дополнения к отраслевому инструментарию технико-технологического сопровождения эксплуатации систем добычи и предварительной подготовки нефти, в особенности на завершающей стадии разработки месторождений.

Использование инновационных алгоритмов в цифровых системах управления процессами добычи нефти позволит повысить эффективность их работы.

7. Замечания по работе

1. В третьей главе диссертационной работы приводится пример машинного обучения на основе использования электротехнических параметров насоса (частоты и силы тока, загрузки ПЭД, его температуры, вибрации и т.д.) и эксплуатационных параметров скважины (обводнённости

добываемой продукции, линейного и затрубного давлений и т.д.). По результатам проведённого машинного обучения прогнозировалась возможная величина давления на приёме насоса. Можно ли перестроить данный алгоритм на прогнозирование других неизвестных параметров?

2. В алгоритме «виртуального расходомера» в качестве необходимых расчётных параметров для схемы замещения асинхронного погружного электродвигателя используются данные активных и индуктивных сопротивлений. В промысловых условиях применяется достаточно широкий диапазон электродвигателей разных габаритов и производителей. Где Вы брали для каждого конкретного ПЭД данные сопротивлений?

3. Ограничение применимости метода расчёта коэффициента естественной сепарации газа при установке приёмных отверстий погружного насоса ниже уровня перфорации скважины определяются в работе по значениям истинного объёмного содержания свободного газа в области перфорации скважины. В промысловых условиях данные параметры практически всегда неизвестны. Поэтому было бы более информативно задавать ограничение применимости расчётного метода в известных эксплуатационных параметрах (например, в величинах газового фактора, дебита скважины, обводнённости добываемой продукции и т.д.).

Заключение о соответствии диссертационной работы критериям, установленным Положением 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, в которой на основании выполненных автором исследований предложены новые научно обоснованные технические решения, направленные на повышение качества и оперативности управления эксплуатацией месторождений нефти и газа путём внедрения инновационных технологий на основе алгоритмов искусственного интеллекта, разработанных автором физико-математических моделей извлечения и транспортировки углеводородов в отечественное ПО, предназначенное для оценки эксплуатационных параметров нефтяных месторождений, внедрение которых вносит значительный вклад в развитие страны.

Актуальность сформулированных в диссертационной работе цели и задач для отечественной нефтедобывающей отрасли не вызывает сомнения.

Считаю, что диссертационная работа Пашали Александра Андреевича обладает научной новизной, имеет большую практическую значимость и отвечает всем требованиям п. 9-14 «О порядке присуждения ученых степеней» (вместе с «Приложением о присуждении ученых 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,
доцент



Фаттахов Ирик Галиханович

Подтверждаю, что Фаттахов И.Г. является работником ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина.
Начальник ОМРАиСКА

Глазкова

Ф.А. Глазкова 21.08.2023



Фаттахов Ирик Галиханович,
доктор технических наук по специальности 25.00.17 –
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, доцент,
начальник отдела организации работ по повышению нефтеотдачи пластов,
управления ремонта скважин и ПНП, ПАО «Татнефть».
423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75.
тел. +7-93749-7-9297.
E-mail: i-fattakhov@ramler.ru