

## ОТЗЫВ

**на автореферат диссертационной работы Волкова Максима Григорьевича «Научно-методические основы моделирования процессов управления эксплуатационными характеристиками осложнённых нефтедобывающих скважин», представленной на соискание учёной степени доктора технических наук по специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений**

Тенденция истощения активных запасов месторождений Западно-Сибирского региона нефти и газа характеризуется снижением коэффициентов продуктивности добывающих скважин, как вводимых в эксплуатацию впервые, так и отработавших значительный период времени. Поздняя стадия добычи запасов нефтяных месторождений страны обусловила необходимость нового подхода к технике и технологии нефтедобычи. Существенное негативное влияние на процесс добычи нефти оказывают отложения неорганических солей, асфальтосмолопарафиновых веществ, твёрдых минеральных веществ, высокое газосодержание добываемой скважинной продукции, вызывающие снижение проницаемости коллектора, неоднородность в профилях притока жидкости к скважинам и их приёмности. Отложения на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) существенно уменьшают их фактический пропускной диаметр, снижая эффективность лифта скважин.

Добыча нефти в осложнённых условиях эксплуатации нефтедобывающих скважин приводит к необходимости проведения внеплановых ремонтов и преждевременному выходу из строя погружного нефтедобывающего оборудования. Рост динамических нагрузок на насосы в результате вышеперечисленных отложений увеличивает расход электроэнергии, требует дополнительных материальных и трудовых затрат на их обслуживание, тем самым приводя к снижению экономических показателей работы нефтедобывающих предприятий. При этом необходимо совершенствовать существующие и создавать новые подходы к интенсификации добычи нефти для скважин осложнённого фонда.

В таких условиях важную роль играет модельное прогнозирование влияния осложняющих факторов на эффективность эксплуатации погружного насосного оборудования, что позволяет минимизировать риск управления добычей нефти и обоснованно определять сроки межочистного периода эксплуатации скважин. Данный вид исследований на базе математического моделирования течения газоводонефтяных смесей в погружном оборудовании является актуальным, поскольку значительная часть нефти в России добывается с помощью электроцентробежных насосов (ЭЦН), а скважинная продукция преимущественно представляет собой газожидкостную смесь.

Автором разработан ряд методик прогнозирования эксплуатационных характеристик центробежных роторных газосепараторов: методика расчёта расходно-напорных характеристик шнековых нагнетателей, основанная на уточнённом расчёте гидравлических потерь в межлопаточных каналах шнекового колеса газосепаратора и снижении расходно-напорных характеристик шнека вследствие наличия газа и солеотложений; методика, основанная на разработанной математической модели расчёта коэффициента сепарации и остаточного объёмного содержания газа, поступающего в ЭЦН в поле центробежных сил лопастной центрифуги газосепаратора; методика расчёта искусственного укрупнения пузырьков газа за кавернообразующим колесом газосепаратора.

Диссертантом предложены: двухфазная (трёхкомпонентная) математическая модель вертикального лифта добываемой продукции в НКТ; двухжидкостная нестационарная математическая модель пузырькового режима течения газожидкостной смеси в НКТ, позволяющая учитывать изменение агрегатного состояния фаз в зависимости от термобарических условий. Получены замыкающие уравнения для расчёта гидродинамического сопротивления пузырьков газа в добываемой скважинной продукции. Модифицирована стационарная модель исследования влияния инерционных свойств добываемой смеси на

скорость распространения вариации давления и расхода при пробковой газожидкостной структуре течения смеси в НКТ.

Разработаны механистическая модель определения режимов течения газожидкостной смеси в межлопаточных каналах рабочего колеса ЭЦН с использованием многопараметрических и механистических функций для определения границ перехода газожидкостных структур; нестационарная математическая модель системы погружной электродвигатель-электроцентробежный насос, что позволяет моделировать неустойчивость течения газожидкостной смеси в межлопаточных каналах многоступенчатого насоса и прогнозировать условия его выхода из строя; методика прогнозирования теплового режима работы погружного электродвигателя ЭЦН, эксплуатируемого в осложнённых условиях, позволяющая прогнозировать влияние солеотложения и наличия свободного газа в добываемой смеси на теплоотвод от электродвигателя.

Разработанная двухфазная (трёхкомпонентная) математическая модель вертикального течения газожидкостных смесей в НКТ для погружных центробежных насосов реализована в программе информационной системы управления механизированным фондом скважин (ИС Мехфонд). Данное решение позволяет проводить автоматический поиск резервов увеличения производительности насосных установок, повысить технологическую эффективность эксплуатации установок ЭЦН, что актуально для эксплуатации осложнённого фонда добывающих скважин. Разработан и апробирован программный комплекс «Rosneft-WellView», реализующий данные модели и алгоритмы. Этот комплекс внедрён нефтедобывающих предприятиях ПАО «НК «Роснефть» и позволяет повысить эффективность режимов работы механизированного фонда скважин.

В качестве замечаний хотелось бы отметить:

1. В автореферате используется ряд терминов, которые не являются общепринятыми и требуют расшифровки и объяснения («полёты ЭЦН», «разжатие» и др.).

2. Замечание по первому пункту научной новизны. Автор предлагает метод прогнозирования влияния структуры газожидкостного течения, учитывающий все эффекты проскальзывания фаз («жидкость – газ», «нефть – вода»). При этом, данный подход основывается на применении механистических моделей. Однако, в качестве доказательства преимущества своего подхода, автор приводит сравнение с эмпирическими методиками, что является некорректным, т.к. необходимо проводить сравнения одноуровневых по сложности методик. Почему бы не привести сравнение с механистическими моделями, хотя бы моделями фирмы Petroleum Experts?

3. Не ясно, предложенная методика (см. пункт 2 замечаний) доведена до инженерного уровня, является ли общедоступной или реализована только в коммерческом программном продукте?

4. Судя по автореферату, значительная часть диссертации посвящена модельному прогнозированию и разработке рекомендаций по оптимизации температурного режима работы погружного электродвигателя ЭЦН. Однако, насколько значим фактор осложнённых температурных режимов эксплуатации ГНО? Об этом в автореферате почти ничего не сказано. Остается непонятным, являются ли данные исследования актуальными для месторождений Западно-Сибирского региона.

5. Замечание по седьмому пункту научной новизны. Не ясно, разработанные интегрированные модели типа «пласт-скважина» применяются для исследований или для прогнозирования поведения реальных объектов? Если для исследований, то необходимо было рассмотреть области применимости составляющих компонент данной интегрированной модели по ряду значений параметров: температура пласта, пластовое давление, забойное давление, давление насыщения, свойства флюидов (плотность и вязкость нефти, газосодержание нефти, компонентный состав газа, обводненность, плотность воды, растворимость газа в воде и др.). И обязательно проследить выполнение условий применимости в каждой составляющей интегрированной модели, т.е. компоненты должны быть состыкованы не только по величинам давления, температуры, расходов фаз, но и по условиям

применимости моделей-компонент. Это требование связано с тем, что при исследованиях на интегрированной модели все входные параметры могут меняться в широких пределах, при этом для отдельных компонент условия их применимости могут нарушаться, что приводит к ошибочным результатам. Если модель используется только для прогнозирования поведения конкретного объекта с фиксированными свойствами, то можно надеется на то, что компоненты состыкованы по условиям применимости.

6. Приведенные на рисунке 15 результаты нуждаются в объяснении. Обычно уровень жидкости измеряется от устья, здесь, следуя логике изменения уровня, от нижнего края НКТ. При этом не учитывается линейное (или буферное) давление, т.е. предполагается, что скважина работает изливом в атмосферные условия. При снижении забойного давления ниже определенного уровня (при «разжатии» по терминологии автора), условия вертикального лифта нарушаются и скважина перестает изливать на поверхность, до момента пока не возрастет забойное давление за счет накопления жидкости в стволе скважины. Это хорошо известный факт. Однако, данное явление носит ограниченный по времени характер и при дальнейшем снижении забойного давления скважина прекращает фонтанирование. Данное поведение и должна демонстрировать модель, чего мы не видим. Кроме того, в тексте автореферата при ссылке на данный рисунок говорится о зависимости от обводненности, однако на рисунке этой зависимости не приведено.

В целом же считаю, что диссертационная работа Волкова Максима Григорьевича является завершённым научным трудом, соответствующим критериям п. 9 «Положения о порядке присуждения учёных степеней», утверждённым Постановлением Правительства РФ от 21 апреля 2016 г. № 335 ВАК Министерства образования и науки РФ, предъявляемым к докторским диссертациям. Диссертант заслуживает присуждения искомой учёной степени доктора технических наук по специальности 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Главный инженер управления региональных проектов по технологическому сопровождению разработки месторождений (офис в г. Москва),  
ООО Пермский инженерно-технический центр «Геофизика»  
доктор технических наук,  
профессор

Игорь Вячеславович Владимиров

Владимиров Игорь Вячеславович,  
профессор, доктор технических наук по специальности  
25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»  
614000, г. Пермь, ул. Петропавловская, 16а,  
ООО Пермский инженерно-технический центр «Геофизика»  
тел. +79177563459  
Эл. почта: [igorv@ufamail.ru](mailto:igorv@ufamail.ru)

Подпись Владимирова Игоря Вячеславовича заверяю:



Специалист  
по кадровому депозитарному  
Сычулева  
Юлия Николаевна

21.01.2022