

На правах рукописи



ИСМАГИЛОВ САЛАВАТ ФАРИТОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНТРОЛЯ РАБОТЫ ШТАНГОВЫХ
НАСОСНЫХ УСТАНОВОК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН
С НАПРАВЛЕННЫМ ПРОФИЛЕМ СТВОЛА**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Уфа - 2018

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель доктор физико-математических наук, профессор
Бахтизин Рамиль Назифович

Официальные оппоненты: **Валеев Марат Давлетович**
доктор технических наук, профессор,
ООО МПП «ВМ Система» / технический директор

Валовский Владимир Михайлович
доктор технических наук, профессор,
Татарский научно-исследовательский и
проектный институт нефти (ТатНИПИнефть)
ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина /
дирекция по технике и технологии в разработке
нефтяных месторождений, советник

Ведущая организация Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Самарский государственный
технический университет» (г. Самара)

Защита диссертации состоится «24» декабря 2018 года в 16:00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат разослан « » 2018 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

Актуальность темы исследования

Современный этап развития нефтяной промышленности России и стран СНГ характеризуется переходом месторождений на завершающую стадию разработки, снижением темпов добычи нефти и увеличением доли малодебитных скважин, основным способом эксплуатации которых традиционно считается установка скважинного штангового насоса (УСШН). Наиболее актуальными задачами рентабельной разработки скважин механизированного фонда являются поддержание в работоспособном состоянии и обеспечение оптимальных условий эксплуатации насосного оборудования.

В настоящее время наиболее распространенным способом освоения нефтяных залежей является бурение скважин с направленным профилем ствола (НПС). К скважинам с направленным профилем ствола принято относить наклонно направленные, горизонтальные, многоствольные и многозабойные скважины, скважины с боковыми стволами. Особенности механизированной добычи нефти из этих категорий скважин обусловлены рядом распространенных осложнений при эксплуатации УСШН. Наличие в скважинах с НПС участков повышенной кривизны и наклона в сочетании с другими факторами способствует повышению напряженности работы добывающего фонда скважин, значительному возрастанию нагрузок на насосное оборудование, что, в конечном счете, приводит к существенному снижению межремонтного периода (МРП) работы, росту аварийности оборудования, а значит и снижению рентабельности процесса нефтедобычи в целом. В связи с этим возрастает роль оперативного контроля режима эксплуатации скважин с НПС и своевременной диагностики технического состояния насосного оборудования, позволяющей не только выявить осложнения, возникающие при эксплуатации УСШН, но и произвести количественную оценку, а также выработать рекомендации по устранению или уменьшению степени влияния выделенных осложнений и оптимизации технологического режима работы скважины по результатам полученной информации.

Цель и задачи

Целью работы является повышение эффективности определения технического состояния штанговых насосных установок в процессе эксплуатации скважин с

направленным профилем ствола путем разработки двухуровневого алгоритма диагностики оборудования УСШН, включающего количественное определение причин и факторов, вызывающих осложнения в его работе.

Для достижения поставленной цели решались следующие **основные задачи**:

1 Анализ факторов, вызывающих отказ насосного оборудования, и существующих методов диагностирования УСШН; обоснование комплекса методов и контролируемых параметров, обеспечивающих полную диагностику состояния внутрискважинного оборудования.

2 Разработка математической модели штанговой установки, позволяющей моделировать влияние осложняющих факторов на ее работу; анализ формирования конфигурации динамограмм скважин с направленным профилем ствола, искаженных влиянием осложняющих факторов на работу насосного оборудования.

3 Разработка двухуровневого алгоритма диагностирования состояния штанговых насосных установок по фактической динамограмме, позволяющего производить количественную оценку степени влияния осложняющих факторов на работоспособность внутрискважинного оборудования.

4 Разработка методик подгонки плунжера при спуско-подъемных операциях после подземного ремонта скважины с учетом режима работы насосной установки и корректировки подвески плунжера по фактической динамограмме скважины, работающей с ударом в глубинном насосе.

Методы решения поставленных задач

Решение поставленных задач осуществлено на базе теоретического обобщения, систематизации и анализа литературного материала и промысловых данных работы скважин. Теоретические исследования динамических деформаций и нагрузок на оборудование производились при помощи методов математического моделирования физических процессов, теории упругости и методов решения уравнений математической физики. Разработка методов диагностирования по фактической динамограмме производилась с применением методов математической статистики, принципов и методов высокоуровневого программирования.

Научная новизна

1 Установлены основные закономерности формирования конфигурации динамограмм штанговых насосных установок в скважинах с направленным профилем ствола при наличии осложняющих факторов.

2 Разработана комплексная математическая модель работы УСШН, позволяющая получить динамику нагрузок и деформаций штанг по глубине и во времени, базирующаяся на использовании при построении динамограммы основных контролируемых на промысле технологических параметров работы скважины (динамический уровень, устьевое и затрубное давление и др.).

3 Разработаны квазистатическая и динамическая математические модели совместных деформаций колонны штанг и насосно – компрессорных труб, возникающих в процессе эксплуатации скважин штанговыми установками.

Практическая ценность результатов работы

1 Методика построения теоретической динамической динамограммы УСШН и разработанная на ее основе программа «Симулятор для расчета динамической динамограммы УСШН» (Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2017660007), позволяющая по заданным технологическим параметрам работы скважины рассчитывать динамические нагрузки на насосное оборудование, напряжения и деформации.

2 Двухуровневый алгоритм диагностирования осложнений и неисправностей в работе штанговых насосных установок по фактической динамограмме, позволяющий производить количественную оценку степени влияния осложняющих факторов на работоспособность внутрискважинного оборудования.

3 Разработан метод решения обратных задач по количественной оценке причин и факторов, вызывающих осложнения в работе УСШН, базирующийся на решении задачи динамики штанговой насосной установки.

4 Методики оптимизации технологического режима скважины по результатам полученной количественной информации, характеризующей степень проявления выявленных осложнений.

5 Методика подгонки плунжера при СПО после ПРС с учетом характера изменения деформаций и нагрузок при снижении динамического уровня жидкости в скважине, позволяющая обеспечить работу насоса без удара в подземной части.

Положения, выносимые на защиту:

1 Закономерности формирования конфигурации динамограмм в скважинах с НПС при наличии осложняющих факторов.

2 Математическая модель работы УСШН в скважинах с НПС, позволяющая рассчитывать нагрузки на оборудование, растяжения колонн труб и штанг, а также осуществлять подгонку плунжера в цилиндре насоса при СПО после ПРС.

3 Двухуровневый метод диагностирования состояния насосного оборудования, включающий количественную оценку степени влияния осложняющих факторов.

4 Методики для выдачи рекомендаций по устранению или уменьшению влияния осложняющих факторов с учетом количественной информации, характеризующей степень их проявления.

Апробация результатов работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на: международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле - 2014» (г. Октябрьский, 14 марта 2014 г.); Всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» (г. Альметьевск 14-18 апреля 2014 г.); VI-й международной научно-практической конференции «Проблемы инновационного развития нефтегазовой индустрии» (г. Алматы, Казахстан, 20-21 февраля 2014 г.); IV-й международной научно-практической конференции «Информационные технологии. Проблемы и решения» (г. Уфа, 24-26 мая 2016 г.); международной научно-технической конференции, посвященная памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде (г. Уфа, 16-18 ноября 2016 г.); международной научно – технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (г. Октябрьский, 10 февраля 2017 г.); II-й международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 25- 28 октября 2017 г.).

Публикации

Основное содержание диссертационной работы опубликовано в 14 работах, в том числе в 3 статьях, входящих в перечень ВАК РФ, получено 1 свидетельство Роспатента об официальной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения списка литературы и приложения. Общий объем работы составляет 130 страниц и включает список литературы из 104 наименований, 48 рисунков и 8 таблиц.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационного исследования, сформулированы цели и задачи, поставленные в диссертационной работе.

В первой главе приведены результаты анализа геолого – технических факторов, приводящих к возникновению осложнений в работе штангового насосного оборудования. Основными факторами, осложняющими эксплуатацию скважин механизированного фонда, являются: направленный профиль ствола скважин, большая глубина скважин, вынос механических примесей из пласта, отложения парафинов и смол (АСПО), а также неорганических солей, высокий газовый фактор, высокая вязкость нефти и др. Проанализированы методы борьбы с существующими осложнениями и способы снижения их отрицательного влияния. Показано, что большая кривизна ствола скважины в сочетании с другими осложняющими факторами приводит за счет синергетического эффекта к интенсивному износу штанг и насосно-компрессорных труб, росту аварийности оборудования и снижению эффективности процесса нефтедобычи. Обоснована значимость оперативного контроля режима эксплуатации скважин с НПС и своевременной диагностики технического состояния насосного оборудования.

Дана оценка информативности контролируемых параметров и методов диагностики скважин, оборудованных УСШН. Для оперативного контроля эффективности работы и диагностики технического состояния штанговых насосных установок применяются такие методы исследования, как динамометрирование, ваттметрирование и токометрирование, а также производятся периодические замеры таких технологических параметров, как давление на устье скважины, затрубное

давление газа, динамический уровень жидкости, производительность по жидкости и по газу и т.д.

Наиболее важная роль при получении информации о состоянии насосного оборудования и эффективности технологического режима принадлежит методу динамометрирования как наиболее информативного, оперативного и простого метода промыслового исследования.

Проанализированы основные факторы, формирующие конфигурацию динамограммы УСШН. Показано, что силы граничного трения, возникающие в наклонных и искривленных участках НПС, влияют на значения амплитудных (максимальных и минимальных) нагрузок на динамограмме, характер линий восприятия и снятия нагрузок, а также на формирование вида динамограммы, обусловленный влиянием других осложнений за счет синергетического эффекта.

Исследованию принципов разработки методов и алгоритмов диагностирования состояния УСШН по фактическим динамограммам посвящены работы Белова И.Г., Гилаева Г.Г., Алиева Т.А., Алиева Т.М., Тер-Хачатурова А.А., Нусратова О.К., Пачина М.Г., Садова В.Б., Уразакова К.Р., Светлаковой С.В., Дунаева И.В. и др. Для диагностики состояния УСШН по динамограмме разработан ряд методик и алгоритмов, большинство из которых направлены на качественное выявление осложнений и неисправностей в работе насосного оборудования по форме устьевого динамограммы, а другие рассматривают лишь квазистатический режим без количественной оценки характера и степени проявления осложняющих факторов. Показано, что ранняя диагностика технического состояния штанговой насосной установки построением теоретической динамической динамограммы с учетом осложнений в работе насосного оборудования на базе математической модели, объединяющей уравнения динамики штанговой колонны, гидравлики скважинного насоса и параметров газожидкостного потока в затрубном пространстве и лифтовых трубах, является актуальной. Высокая информативность диагностики достигается за счет комплексного подхода к оценке состояния штанговой насосной установки, включающего в себя учет данных инклинометрии, замеров устьевого давления и затрубного давления газа, динамического уровня жидкости при построении теоретической динамограммы.

В заключении первой главы приведена структура диссертационного исследования (рисунок 1).

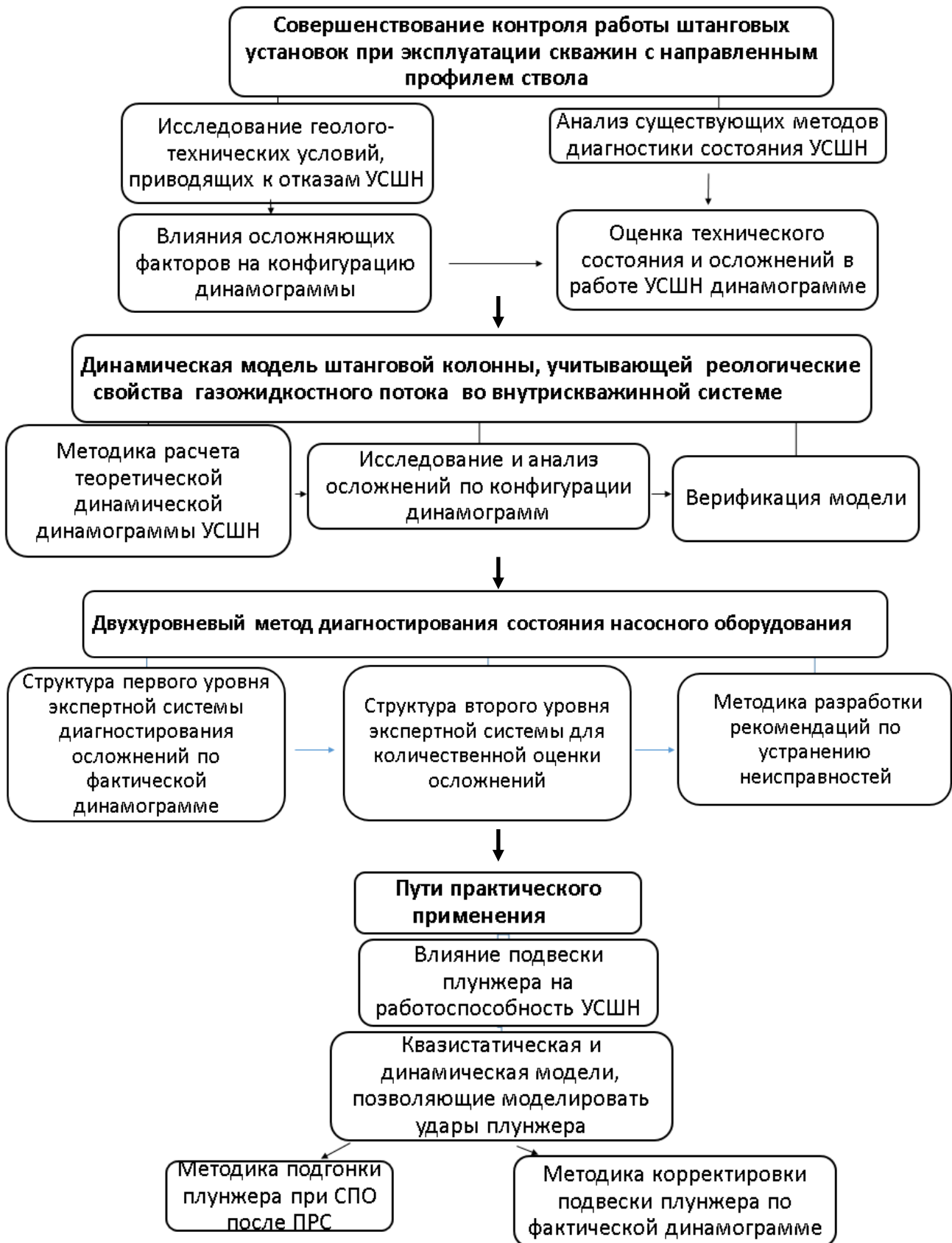


Рисунок 1 - Структурная схема диссертационного исследования

Во **второй главе** приводится математическая модель штанговой насосной установки для расчета динамических нагрузок, действующих на штанговую колонны и плунжер скважинного насоса, позволяющая строить теоретическую динамическую устьевою и плунжерную динамограммы его работы.

Исследованию нагрузок на штанговонасосное оборудование, разработке математических моделей динамики штанговой установки посвящены работы Гиббса С.Г., Неели А.Б., Касьянова В.М., Чарного И.А., Вирновского А.С., Адонина А.Н., Мирзаджанзаде А.Х., Хасанова М.М., Пирвердяна А.М., Уразакова К.Р., Агамалова Г.Б., Ковшова В.Д., Сидорова М.Е., Светлаковой С.В. и др. Главным отличием предложенной модели от разработанных другими авторами методов является детальный поинтервальный учет сил граничного трения штанг о стенки НКТ и вязкого трения штанг о движущуюся в НКТ газожидкостную смесь, а также реологических свойств газожидкостного потока во внутрискважинной системе, и, кроме того, моделирование влияния осложняющих факторов.

Разработана методика прогнозирования нагрузок, действующих на насосное оборудование при эксплуатации скважин с НПС в осложненных условиях, базирующаяся на использования предлагаемой математической модели.

Методика включает расчет выходных параметров (нагрузок, напряжений в штангах, деформаций и т.д.) при заданных исходных параметрах (газовый фактор, вязкость среды, кривизна ствола скважины) и технологическом режиме и сопоставление этих параметров с нормативными значениями.

Совокупность воздействия всех нагрузок на оборудование можно отобразить математической модели и построить динамограмму работы насоса, отражающей реальный характер нагрузок.

Математическая модель сводится к системе дифференциальных уравнений, включающей модели динамики штанговой колонны, гидравлики скважинного штангового насоса и газожидкостного потока в лифтовых трубах и затрубном пространстве:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} &= c^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + F \\
F &= \frac{\rho_s - \rho_t}{\rho_s} g \cos \alpha - \frac{P \mu_{fg} \rho_t}{2 \rho_s S_r} \left(\frac{\partial u}{\partial t} + w_t \right) \left| \frac{\partial u}{\partial t} + w_t \right| - \frac{fN}{\rho_s S_r} \text{sign}(v) \\
\frac{dp_p}{dt} &= \frac{\rho_p}{V} \left(\left(\sqrt{2} \lambda_{in} \frac{P_{in} - P_p}{\sqrt{\rho_p |P_{in} - P_p|}} k_{in} S_{in} + \sqrt{2} \lambda_{out} \frac{P_{out} - P_p}{\sqrt{\rho_p |P_{out} - P_p|}} k_{out} S_{out} \right) \left(\frac{\partial \rho_p}{\partial P_p} \right)^{-1} \right. \\
&\quad \left. + S_p \frac{\partial u}{\partial t}(L, t) \right) \\
\frac{\partial p_t}{\partial x} &= \frac{\frac{f_t \rho_t w_t^2}{2 d_{eff_t}} + \rho_{s_t} g \cos \alpha}{1 - E_k} \\
\frac{\partial p_z}{\partial x} &= \frac{\frac{f_z \rho_{s_z} w_z^2}{2 d_{eff_z}} + \rho_{s_z} g \cos \alpha}{1 - E_k}
\end{aligned} \tag{1}$$

где $u(x, t)$ – перемещение фиксированной точки колонны штанг, м;

t – время, с; $c = \sqrt{\frac{E}{\rho_s}}$ – скорость распространения упругих деформаций, м/с;

E – модуль Юнга материала штанг, Па; ρ_s – плотность материала штанг, кг/м³;

x – лагранжева координата по длине колонны штанг, м;

ρ_t – плотность смеси в данной точке НКТ, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²; d_r – диаметр штанг, м;

α – угол наклона скважины к вертикали в данной точке НКТ, рад;

$P = \pi d_r$ – периметр штанги, м; $S_r = \frac{\pi d_r^2}{4}$ – площадь поперечного сечения штанг, м²;

μ_{fg} – переменный коэффициент сопротивления жидкости движению штанг, который определяется из решения уравнений Навье-Стокса, описывающих движение жидкости в кольцевом пространстве между штангами и насосными трубами;

$w_t(x, t)$ – скорость движения газожидкостной смеси в НКТ, м/с;

f – коэффициент трения штанг о НКТ; N – удельная прижимающая сила, Н/м;

v – скорость поперечного сечения штанг в данной точке штанговой колонны, м/с;

$V(t)$ – объем подплунжерной полости, м³;

$\lambda_{in}, \lambda_{out}$ – коэффициенты расхода для всасывающего и нагнетательного клапана соответственно;

S_{in}, S_{out} – площади седел всасывающего и нагнетательного клапанов соответственно, м;

P_{in} – давление на приеме насоса, Па; P_{out} – давление на выкиде насоса, Па;

k_{in}, k_{out} – коэффициенты, отражающие степень открытия / закрытия клапанов;

L – длина штанговой колонны, м; S_p – площадь поперечного сечения плунжера, м²;

p_i – давление, Па; ρ_i – плотность смеси, кг/м³;

w_i – удельный расход газожидкостной смеси, м/с;

d_{eff_i} – эффективный гидравлический диаметр, м;

f_i – коэффициент трения; ρ_{s_i} – плотность смеси с учетом проскальзывания фаз, кг/м³;

E_k – безразмерная кинетическая энергия потока; значение индекса $i=t$ – для НКТ, $i=z$ – для затрубного пространства, $i=p$ – для подплунжерной полости насоса.

Для апробации предложенной модели для ряда скважин были рассчитаны теоретические динамограммы с использованием приведенной динамической модели. Расчетные данные по нагрузкам показали их хорошую сходимость с фактическими показателями (таблица 1).

Таблица 1 - Расчетные и фактические нагрузки

Номер скважины (Месторождение)	Технологический режим			Максимальные нагрузки, кН (минимальные нагрузки, кН)		
	Длина хода	Число качаний	Глубина спуска насоса	Фактические	Расчетные	Ошибка, %
88 (Культюбинское)	1,6	5	1600	5286 (2838)	5228 (2778)	1,1 (2,0)
128 (Шакшинское)	2,5	4	1650	5963 (2324)	6094 (2412)	2,2 (3,8)
2038Д (Сергеевское)	2,4	5,5	1800	6510 (2394)	6686 (2461)	2,7 (2,8)
1559 (Сергеевское)	3	5,7	1800	5711 (2727)	5545 (2629)	2,9 (3,6)
1562 (Сергеевское)	3	5,1	1800	6345 (2636)	6256 (2573)	1,4 (2,3)

Предложенная математическая модель позволяет естественным образом, за счет детального учета механизма формирования внутрискважинных процессов, моделировать действие осложняющих факторов, таких как влияние газа, высокая вязкость откачиваемой продукции, высокая и низкая посадка плунжера, утечки в клапанах и др.

Задача решается варьированием физико-химических и реологических свойств откачиваемой продукции и геометрических параметров насоса: расстояние между клеткой всасывающего клапана (посадочного корпуса вставного насоса) и плунжером в нижней (верхней) крайней точке, определяющие возможность

возникновения ударов плунжера, а также объем вредного пространства насоса; эффективная площадь проходного сечения клапанов насоса, определяющая возможное забивание клапанов отложениями парафинов (АСПО) или механическими примесями и т.д.

Моделирование заклинивания, заедания и прихвата плунжерной пары требует учета коэффициента граничного трения в плунжерной паре. Путем моделирования динамограмм с учетом осложнений и неисправностей в работе УСШН проведен анализ влияния осложняющих факторов на конфигурацию соответствующих модельных динамограмм.

Моделирование динамограммы по значениям технологических параметров работы реальной скважины с НПС, осложненной влиянием газа, и ее сопоставление с фактической динамограммой показали хорошее согласование как по значениям амплитудных нагрузок, так и по форме динамограммы; величина силы граничного трения при ходе штанг вверх, определенная по методике «хвоста незаполнения», по фактической и теоретической динамограмме также оказались близки (рисунок 2).

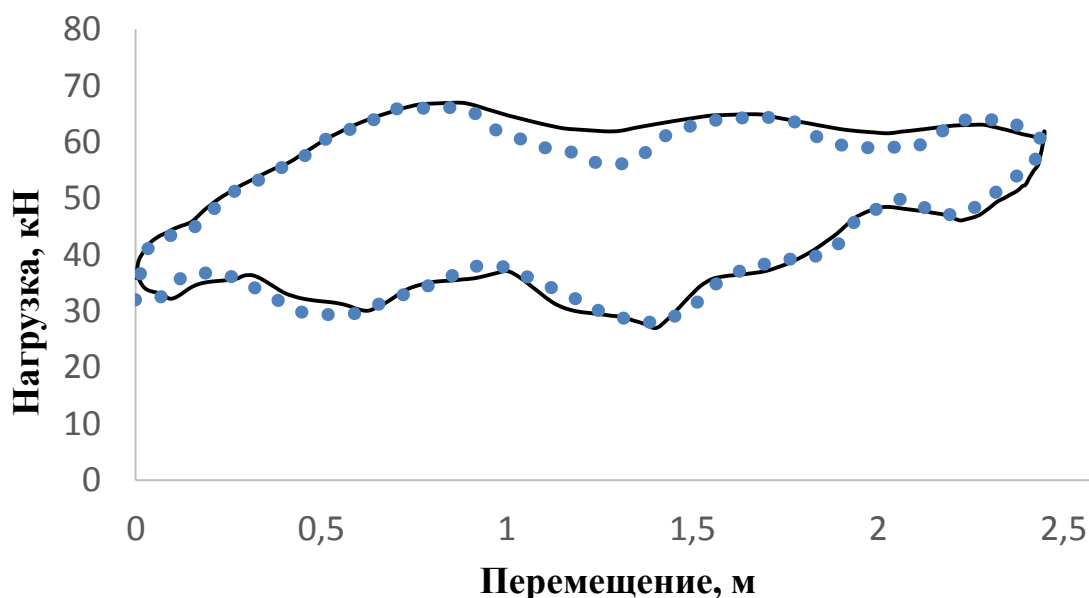


Рисунок 2 - Фактическая и расчетная динамограммы с влиянием газа

Показано, что разработанная математическая модель, позволяющая получить многочисленные варианты динамограмм, искаженных влиянием различных осложняющих факторов с учетом степени их проявления, может быть использована как инструмент для решения задачи о диагностировании состояния насосной

установки по фактической динамограмме, путем ее сопоставления с динамограммой, рассчитанной по предложенной модели.

Третья глава посвящена разработке метода диагностирования состояния штанговых насосных установок по фактической динамограмме, основным назначением которого является повышение информативности диагностики состояния УСШН за счет количественного определения последствий осложнений / неисправностей в ее работе, базирующегося на применении разработанной математической модели. Предлагается двухуровневый метод диагностики, включающий предварительную обработку практических динамограмм системой распознавания образов и количественное определение последствий неисправностей исходя из физических законов формирования конфигурации динамограмм решением задачи динамики штанговой установки.

Для реализации предложенного метода разработан алгоритм, включающий в себя следующий комплекс операций (рисунок 3):

1. Строится теоретическая динамическая динамограмма нормальной работы насоса по геолого-техническим и технологическим параметрам скважины.
2. Путем сопоставления фактической динамограммы и теоретической динамической динамограммы нормальной работы насоса по экспертной системе, основанной на методе распознавания образов, выбирается вероятный тип неисправности.
3. В соответствии с выбранным типом (выбранными типами) неисправности, путем последовательного варьирования коэффициентов (параметров), характеризующих осложнения и неисправности в математической модели, производится построение теоретической динамограммы осложнений / неисправностей, наиболее близкой к фактической, и количественная оценка причин и факторов, вызывающих осложнения и неисправности.

Разработанный метод диагностики позволяет выявлять такие осложнения и неисправности в работе штанговой насосной установки, как: влияние газа, высокая вязкость откачиваемой продукции, обрыв штанг и отворот плунжера, утечки в нагнетательном и всасывающем клапанах, высокая и низкая посадка плунжера.

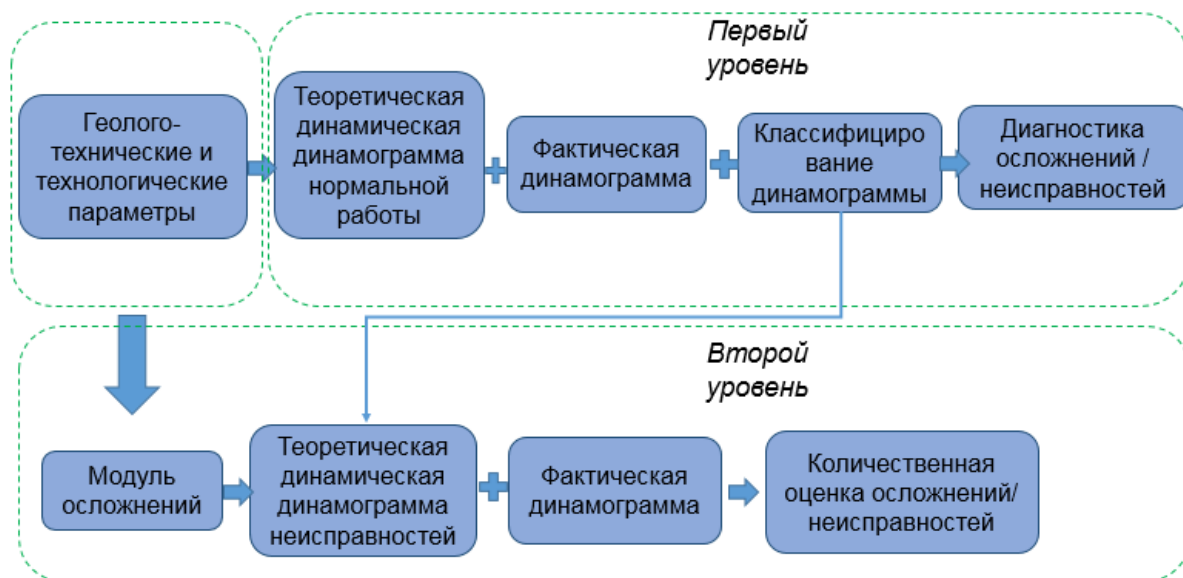


Рисунок 3 - Блок-схема алгоритма диагностики

При этом количественно определяются соответствующие параметры, характеризующие перечисленные осложнения: газосодержание на приеме насоса, эффективная динамическая вязкость смеси, глубина обрыва штанг, доля подачи насоса, теряемая вследствие утечек, часть хода полированного штока, происходящая с ударом плунжера. Разработаны методики для выдачи рекомендаций по устранению неисправностей с учетом полученной количественной информации, характеризующей степень проявления осложнений и неисправностей:

В **четвертой** главе исследуются пути практического применения разработанной математической модели для решения промысловых задач, связанных с проектированием оптимального технологического режима работы скважин, оборудованных штанговыми насосными установками, в частности актуальная на сегодняшний день задача обеспечения безударной работы штангового насоса.

Проведенный анализ динамограмм скважин ряда месторождений показал наличие ударов плунжера о клетку всасывающего клапана в конце хода вниз и о посадочный корпус вставного насоса в конце хода вверх, приводящих к поломке клапанных узлов, обрывам и отворотам плунжеров. Показано, что причиной ударов является неточная подгонка плунжера в цилиндре при спуско-подъемных работах, вызванная сложностью расчетов упругих деформаций колонны штанг и насосно-компрессорных труб из-за статических и динамических усилий, изменяющихся при снижении динамического уровня.

Разработаны квазистатическая и динамическая математические модели совместных деформаций колонны штанг и насосно-компрессорных труб, позволяющие учесть характер изменения нагрузок и деформаций при снижении динамического уровня и давления на приеме насоса. Расчет деформаций колонны штанг и труб производится с использованием уравнения продольных упругих колебаний.

Предложена методика, позволяющая определить растяжение колонны штанг и насосно-компрессорных труб для расчета глубины подвески плунжера в цилиндре насоса. В качестве критерия выбора расчетной модели использован параметр динамического подобия Коши, согласно которому разделение режимов работы насосной установки на динамический и статический происходит в зависимости от технологических параметров работы (глубина спуска насоса, число качаний и др.) и компоновки штанговой колонны.

Предложена методика расчета подвески плунжера при его подгонке в цилиндре насоса после подземного ремонта скважины (ПРС), базирующаяся на разработанных математических моделях:

а) расчета необходимых перемещений подвески плунжера при подгонке после ПРС и после выхода скважины на установившийся режим, позволяющих исключить удары плунжера на протяжении всей работы штангового насоса;

б) расчета длины цилиндра насоса, обеспечивающего работу плунжера без удара в процессе вывода скважины на режим и при работе в установившемся режиме, по общей формуле:

$$l_{цил} > \delta + S + l_{пл} + (\Delta\theta - \Delta u) \quad (2)$$

где δ - зазор м/у плунжером и клеткой всасывающего клапана при подгонке, обеспечивающий работу плунжера без удара о клетку всасывающего клапана при ходе вниз, м; S - длина хода полированного штока, м; $l_{пл}$ - длина плунжера, м; $l_{цил}$ - длина цилиндра, обеспечивающего работу плунжера без удара о посадочный корпус вставного насоса при ходе вверх, м; $\Delta\theta, \Delta u$ - соответственно деформации

труб и штанг при ходе вверх, определяемые с учетом режима работы насосной установки.

Исследованы особенности конфигурации динамограмм с ударами плунжера. Предложена методика, позволяющая исходя из экстремальных значений нагрузок на фактической динамограмме, искаженной наличием всплесков в левом нижнем или правом верхнем углах динамограммы, обусловленных соответственно низкой и высокой посадкой плунжера, при квазистатическом режиме работы насосной установки рассчитать величину минимального расстояния, на которое необходимо изменить глубину подвески плунжера, чтобы исключить удары.

Методика базируется на использовании аналитического выражения, позволяющего определить по характеру изменения нагрузок на фактической динамограмме величину хода полированного штока ΔS , происходящего с ударом плунжера:

$$\Delta S = P \Delta c L \frac{\gamma_{шт} + \gamma_{тр}}{\gamma_{шт} \gamma_{тр}} \quad (3)$$

где Δc - величина всплеска в левой нижней (правой верхней) части динамограммы, обусловленная возникновением удара плунжера, мм; P – масштаб усилий, Н/мм; $\gamma_{шт}, \gamma_{тр}$ - коэффициенты, характеризующие упругие свойства штанг и труб соответственно. Величина ΔS определяет минимальное расстояние, на которое необходимо изменить глубину подвески плунжера, чтобы избежать его удара.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1 Выполнен анализ факторов, вызывающих интенсивный отказ насосного оборудования в скважинах с направленным профилем ствола, показывающий, что наличие в них участков повышенной кривизны и наклона в сочетании с другими осложняющими факторами способствует существенному увеличению напряженности работы добывающего фонда скважин и значительному возрастанию нагрузок на насосное оборудование.

2 Разработана комплексная математическая модель работы УСШН, позволяющая получить динамику нагрузок и деформаций штанг по глубине и во

времени, базирующаяся на использовании при построении динамограммы основных контролируемых на промысле технологических параметров работы скважины (динамический уровень, устьевое и затрубное давление и т.д.). Результаты верификации нагрузок, определенных по фактическим и расчетным динамограммам по выбранной группе скважин, показали, что погрешность расчетов не превышает 3.8 %.

3 На базе разработанной математической модели путем моделирования осложнений в работе насосной установки проведен анализ формирования конфигурации динамограмм в скважинах с НПС, искаженных влиянием осложняющих факторов.

4 Разработан двухуровневый метод диагностирования состояния штанговых насосных установок по фактической динамограмме, позволяющий производить количественную оценку степени влияния осложняющих факторов на работоспособность штанговой установки, а также методики оптимизации технологического режима скважины.

5 Разработаны квазистатическая и динамическая математические модели совместных деформаций колонны штанг и насосно – компрессорных труб, на базе предложенных моделей разработана методика подгонки плунжера при СПО после ПРС с учетом характера изменения деформаций и нагрузок при снижении динамического уровня жидкости в скважине.

6 Разработано ПО «Симулятор для расчета динамической динамограммы УСШН», на которое получено свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2017660007 от 13 сентября 2017 г., позволяющее по заданным технологическим параметрам работы скважины рассчитывать теоретические динамические устьевую и плунжерную динамограммы ее работы. Методика расчета теоретической динамической динамограммы изложена в соответствующем методическом пособии, внедренным в учебный процесс ФГБОУ ВО «УГНТУ» и предназначенным для студентов, преподавателей и научных работников.

Основные публикации по теме диссертации

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК:

1. Уразаков, К.Р. Расчет теоретической динамограммы с учетом осложнений в работе скважинного штангового насоса / К.Р. Уразаков, Р.Н. Бахтизин, С.Ф. Исмагилов, А.С. Топольников // Нефтяное хозяйство. –2014. –№1. –С. 90-93.

2. Бахтизин, Р.Н. Динамическая модель штанговой насосной установки для скважин с направленным профилем ствола / Р.Н. Бахтизин К.Р. Уразаков, С.Ф. Исмагилов, А.С. Топольников, Ф.Ф. Давлетшин // Научные труды НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР. –2017. –№4. –С. 64-72.

3. Бахтизин, Р.Н. Методика расчета подвески плунжера в цилиндре насоса/ Р.Н. Бахтизин, К.Р. Уразаков, Р.И. Бакиров, И.Р. Баширов, А.В. Киселев, С.Ф. Исмагилов, Ф.Ф. Давлетшин // Нефтяное хозяйство». –2018. –№2.–С. 83-88.

Публикации по теме диссертации в других изданиях:

4. Уразаков, К.Р. Математическая модель штанговой установки, работающей в осложненных условиях /К.Р. Уразаков, С.Ф. Исмагилов, А.С. Топольников // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. –2015. – Т.8. –№1. –С. 235-251.

5. Исмагилов, С.Ф. Виды отказов и методы технической диагностики штанговых насосных. / С.Ф. Исмагилов. –Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2014. 38 с.

6. Уразаков, К.Р. Диагностика состояния скважинных штанговых насосных установок по динамограмме / К.Р. Уразаков, С.Ф. Исмагилов, А.С. Топольников, Ф.Ф. Давлетшин // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сб. науч. трудов Международной научно – технической конференции. – Уфа: Изд-во УГНТУ - 2017. – С. 353-358.

7. Уразаков, К.Р. Методика расчета динамической динамограммы УСШН: учебно – методическое пособие / К.Р. Уразаков, С.Ф. Исмагилов, Ф.Ф. Давлетшин, Р.Ф. Шакирова // Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. –29 с.

8. Исмагилов, С.Ф. Диагностика состояния скважинного штангового насосного оборудования / С.Ф. Исмагилов, А.С. Топольников // Материалы международной научно – технической конференции "Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014". – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. –С. 96-99.

9. Исмагилов, С.Ф. Методы диагностирования технического состояния штанговых установок. / С.Ф.Исмагилов // материалы Всероссийской научно-практической конференции "Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство" –Альметьевск: АГНИ, 2014. –С. 402-404.

10. Исмагилов, С.Ф. О возможности комплексной диагностики состояния наземного и глубинного оборудования УСШН с помощью ваттметрирования / С.Ф. Исмагилов. // Материалы международной научно-технической конференции, посвященной памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде - УГНТУ, 2016. –С. 91-98.

11. Исмагилов, С.Ф. Simulation of dynamic loads in view of complications in the rod pump / С.Ф.Исмагилов // Материалы VI-й международной научно-практической конференции "Проблемы инновационного развития нефтегазовой индустрии" – Алматы: КБТУ, 2014. –С. 84-87.

12. Исмагилов, С.Ф. Анализ методов диагностирования технического состояния скважинных штанговых установок / С.Ф. Исмагилов, А.Р. Гизатуллин, Г.Р.Салахова // Материалы IV-й международной научно-практической конференции "Информационные технологии. Проблемы и решения" - УГНТУ, 2016. - Том 1(3). – С. 35-38.

13. Бахтизин, Р.Н. Разработка двухуровневого метода диагностирования штанговых установок при эксплуатации скважин в осложненных условиях / Р.Н. Бахтизин, К.Р. Уразаков, С.Ф. Исмагилов // Материалы II-й международной научно-практической конференции "Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли" – Альметьевск: Изд-во АГНИ, 2017. - С. 112-118.

в патентах:

14. Бахтизин, Р.Н. ПО «Симулятор для расчета динамической динамограммы УСШН» / Р.Н. Бахтизин, К.Р. Уразаков, С.Ф.Исмагилов, Ф.Ф. Давлетшин - Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2017660007 от 13 сентября 2017 г.