

На правах рукописи

Газаров Аленик Григорьевич



**РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ ИЗНОСА
ШТАНГОВОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
В НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ**

Специальность 05.02.13 – «Машины, агрегаты и процессы»
(Нефтегазовая отрасль)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа – 2004

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью
«Когалымский научно – исследовательский и проектный институт нефти»
(ООО «КогалымНИПИнефть»).

Научный руководитель доктор технических наук, профессор
Уразаков Камил Рахматуллович.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Алексеев Леонид Александрович;
кандидат технических наук
Вагапов Самат Юнирович.

Ведущая организация ООО «Уфанефть».

Защита диссертации состоится 29 июня 2004 года в 15-30 часов на заседании диссертационного совета Д 212.289.05 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан «_____» мая 2004 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Ибрагимов И.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Кустовое бурение наклонно направленных скважин (ННС) является в настоящее время наиболее распространенным способом освоения залежей нефти во многих регионах России. Строительство ННС и их дальнейшая эксплуатация позволяют существенно сэкономить капитальные и эксплуатационные затраты недропользователя и улучшить экологическую обстановку в районах добычи нефти.

Вместе с тем, характер профилей добывающих скважин, в силу наличия участков повышенной кривизны и наклона, вносит существенные осложнения в механизированную эксплуатацию. Износ штанг и насосно-компрессорных труб в значительной мере снижает межремонтный период (МРП) работы скважин.

Наибольшие осложнения имеют место при штангово-насосном способе эксплуатации скважин. На отдельных участках ствола с пространственным искривлением возникают большие прижимающие усилия и силы трения, зоны интенсивного износа штанг и труб, приводящие либо к обрыву колонны штанг, либо к появлению сквозных отверстий в насосно-компрессорных трубах и потере подачи насосной установки, преждевременному изнашиванию эксплуатационной колонны. Значимым фактором, ускоряющим темп износа подземного оборудования, является коррозия металла в агрессивной среде. Обводнение продуктивных пластов и повышенная минерализация попутно-добываемой воды при наличии сил трения могут создавать условия интенсивного коррозионно-механического изнашивания металла штанг и труб. Износу оборудования способствует наличие в откачиваемой жидкости механических примесей, выносимых из пласта (прежде всего кварцевого песка), или образующихся в скважине (продукты коррозии металла). Попадая в зону трения, они могут многократно ускорить износ материала штанг и труб.

Таким образом, осложнения, связанные с наклонно направленным профилем стволов добывающих скважин, оборудованных глубинно-насосным оборудованием, весьма злободневны и ждут своего решения.

Целью настоящей работы является разработка способов и технических средств снижения износа глубинно-насосного оборудования наклонно направленных скважин путем выявления причин и характера процесса изнашивания.

Задачи исследований

1. Анализ факторов, влияющих на условия работы и изнашивания глубинно-насосного оборудования в наклонно направленных скважинах.
2. Лабораторные экспериментальные исследования условий изнашивания глубинно-насосного оборудования.
3. Разработка методики прогнозирования осложнений в работе насосного оборудования и его наработки на отказ в искривленных скважинах.
4. Разработка методов и технических средств снижения износа глубинно-насосного оборудования в наклонно направленных скважинах.

Методы решения поставленных задач

Поставленные в диссертационной работе задачи решались проведением теоретических и лабораторных исследований процессов трения и износа взаимодействующих пар трения подземного оборудования с применением методов математической статистики и моделирования физических процессов с привлечением современных средств вычислительной техники.

Научная новизна

1. Получен модифицированный параметр трения, учитывающий шероховатость поверхностей и ширину полосы контакта трущихся пар, для которого установлена обобщенная зависимость величины коэффициента трения штанговой колонны о насосно-компрессорные трубы для зон сухого, смешанного и вязкого трения.
2. Установлены экспериментальные зависимости коэффициента трения штанговых центраторов различных конструкций от модифицированного параметра трения и содержания механических примесей в жидкости.

3. Получены зависимости износа оборудования от периода наработки в агрессивных средах при различных концентрациях механических примесей. Показано, что основной причиной катастрофического износа подземного оборудования является присутствие кварцевого песка, выносимого из пласта, в среде коррозионно- агрессивной жидкости.

Практическая ценность работы

1. Для условий Когалымской группы месторождений (пласты АВ₁, ЮВ₁) установлена статистическая зависимость содержания мех-примесей в скважинной продукции от депрессии на пласт, а также критическая величина депрессии, превышение которой приводит к резкому росту количества выносимого из пласта песка. Разработано и внедрено устройство очистки забоя скважин от продуктов разрушения пласта.
2. Разработаны и внедрены конструкции центраторов штанговых колонн, снижающие трение и износ подземного оборудования.
3. Разработана, изготовлена и внедрена конструкция песочного якоря, позволяющего эффективно улавливать песок, выносимый из пласта, и увеличивать тем самым срок службы насосного оборудования.
4. Предложена новая методика построения динамической динамограммы работы штанговых насосов.
5. Разработана и внедрена конструкция шарнирного соединения для штанг, являющегося компенсатором упругих деформаций, возникающих при кручении и изгибе штанг.

Основные положения, защищаемые в работе

1. Закономерности трения и изнашивания подземного оборудования в скважинах с интенсивным искривлением ствола при обводнении продукции и содержании в ней абразивных частиц.
2. Методы прогнозирования участков повышенного износа штанго-

вой колонны по критерию Зоммерфельда, а также осложнений в работе насосного оборудования и его наработки на отказ.

3. Динамическая модель работы штангового насоса в искривленных скважинах в условиях высокого содержания газа на приеме насосов.
4. Технические средства предупреждения износа подземного оборудования скважин с интенсивным искривлением стволов.

Реализация работы

1. Разработано и внедрено на скважинах ООО «Лукойл-Западная Сибирь» устройство очистки забоя скважин УОЗ – 4.
2. Разработано и внедрено на скважинах ТПП «Лангепаснефтегаз» шарнирное соединение насосных штанг.
3. Ряд скважин ТПП «Лангепаснефтегаз» оснащены центраторами.
4. Группа скважин ТПП «Лангепаснефтегаз» оборудована штанговыми колоннами с графитонаполненными центраторами и протекторами, устанавливаемыми на НКТ.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на научно – технических конференциях в ТПП «Лангепаснефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз», ТПП «Когалымнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и ООО «КогалымНИПИнефть» в период 2000-2003 гг.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 18 работ, в том числе 8 патентов на изобретения и полезные модели, одна монография, один руководящий документ, статьи и материалы научно-практических конференций.

Объем и структура диссертации

Диссертация состоит из введения, пяти глав, общих выводов и рекомендаций, списка литературных источников из 127 наименований. Работа изложена на 127 страницах машинописного текста, содержит 35 рисунков, 24 таблицы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении показана актуальность рассматриваемых в работе задач.

В первой главе выполнен анализ осложнений, возникающих при механизированной эксплуатации наклонно направленных скважин. Основными факторами, осложняющими добычу нефти в Западной Сибири, являются большая глубина скважин, вынос механических примесей из пласта, обводнение залежей, высокое газосодержание нефти, наличие многолетнемерзлых горных пород. Наиболее сложной проблемой эксплуатации является изнашивание подземного оборудования на участках повышенной кривизны стволов. Нередки случаи полного износа соединительных муфт штанг и образования сквозных отверстий в насосно-компрессорных трубах. Кроме того, кривизна стволов, достигающая в отдельных случаях до $5-6^{\circ}$ на 10 м, вызывает также заклинивание насосов, обрывы штанг и полет насосно-компрессорных труб.

Большая кривизна стволов скважин в целом снижает межремонтный период работы (МРП). Для месторождений нефти ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» автором получена статистическая связь МРП скважин с обобщенным параметром искривления ствола ψ , предложенным в работах К.Р. Уразакова:

$$МРП = - 86,6 \ln \psi + 130, \quad (1)$$

где $\psi = \sqrt{\frac{\alpha_{\max}}{l_1} \cdot \frac{\alpha}{l_2} \cdot (k + 1)}$, град/м; $\alpha = \frac{10 \cdot \Delta\alpha}{\Delta l}$ - максимальная про-

странственная кривизна ствола, градусов на 10 м; α_{\max} - максимальный угол наклона ствола, градусы; $\Delta\alpha$ - разность пространственных углов на концах участка с максимальной кривизной, градусы; Δl - длина интервала с максимальным искривлением, м; l_1 - глубина расположения максимального угла наклона, м; l_2 - глубина расположения участка с максимальной кривизной, м; k - количество участков в стволе скважины с градиентом более 2° на 10 м. При увеличении параметра ψ с 0,22 до 0,45 град/м МРП скважин снижается с 250 до 50 сут.

Для оценки влияния свойств откачиваемой среды на трение и износ

оборудования скважин выполнен анализ физико-химических и реологических параметров пластовых жидкостей. Анализ показал, что попутно-добываемые пластовые воды большинства скважин ТПП «Урайнефтегаз» относятся к сильно агрессивным средам с содержанием сероводорода в пределах 2 – 6 мг/л и углекислого газа до 200 мг/л. Таким образом, пластовые воды этой группы месторождений являются коррозионно-агрессивными средами.

Обводнение нефти существенно увеличивает ее вязкость, влияющую на коэффициент трения штанг о трубы. Для обводненной нефти крупнейшего в регионе Повховского месторождения получена экспериментальная зависимость эффективной вязкости нефти от обводненности:

$$\mu_{эф} = 7,3 \cdot 10^{-3} \exp(4,6 B), \text{ Па}\cdot\text{с}, \quad (2)$$

где B - обводненность нефти в долях ед.

Формула (2) получена для стандартных условий. Значение $\mu_{эф}$ справедливо для градиентов скорости более 250 с^{-1} ввиду проявления неньютоновских свойств в диапазоне малых градиентов скорости. Формулой можно с достаточной степенью точности пользоваться для расчета вязкости скважинной продукции в НКТ.

Анализ применения устройств, защищающих глубинно-насосное оборудование от износа, показал, что полиэтиленовые центраторы работают 1-3 месяца и, деформируясь, плавятся; при проведении подземных ремонтов через 2-3 месяца они не обнаруживаются. Надежность работы центраторов, снабженных шариками, оказалась невысокой. Роликовые центраторы дают положительный эффект, однако относительная сложность позволяет рекомендовать их к применению только в скважинах, имеющих значительное искривление ствола. Наиболее надежными и практичными зарекомендовали себя укороченные штанги и центраторы, устанавливаемые на теле штанг.

Приведенный литературный обзор отечественного и зарубежного опыта борьбы с изнашиванием внутрискважинного оборудования показал, что не существует единой универсальной методики предотвращения преждевременного износа.

В заключении первой главы сформулированы цель и задачи исследования.

Во второй главе изложены результаты исследований причин и закономерностей изнашивания подземного оборудования скважин на основе обработки промысловых данных, а также результатов лабораторных экспериментальных исследований темпов и характера износа.

На основе известного в теории машиностроения и изнашивания материалов числа Зоммерфельда получен модифицированный параметр трения S_0^* , отличающийся тем, что в отличие от числа Зоммерфельда учитывает степень шероховатости поверхностей контакта и площадь контакта:

$$S_0^* = \frac{V \cdot \mu \cdot \Omega}{N \cdot \Delta_{cp}}, \quad (3)$$

где V – скорость относительного движения; μ - вязкость жидкой среды; Ω - площадь контакта; N - радиальная сила прижатия; Δ_{cp} - средняя высота выступов (шероховатость) трущихся поверхностей.

Использование параметра S_0^* позволило получить обобщенные коэффициенты в известной формуле К.Р. Уразакова для определения коэффициента трения f_{mp} для различных диаметров штанг и НКТ:

$$f_{mp} = a\sqrt{So^*} + b + \frac{c}{1 + d\sqrt{So^*}}, \quad (4)$$

где значения коэффициентов a, b, c, d соответственно приняли значения 10,5; 0,15; 0,50; $8,9 \cdot 10^2$. Формула (4) при этих значениях коэффициентов позволяет определить границы перехода от сухого трения к смешанному и далее к гидродинамическому. Начало режима гидродинамического трения, например, соответствует значению параметра $[\sqrt{So^*} \cdot 10^2]$ порядка 0,5.

Малые значения параметра So^* , свидетельствующие о режиме сухого трения штанговой колонны о НКТ, одновременно указывают на высокую интенсивность их изнашивания. Расчеты значений So^* по глубине искривленной скважины с учетом возникающих сил прижатия Эйлера позволяют прогнози-

ровать возможные зоны наиболее интенсивного износа оборудования. Нами составлена программа расчета Эйлеровых сил и параметра So^* по глубине искривленной скважины. Принималось, что при обводненности более 60 % наступала инверсия фаз эмульсий. С помощью программы были произведены расчеты для 13 скважин ТПП «Урайнефтегаз». Расчеты параметра So^* показали, что во всех скважин на ряде интервалов по длине ствола реализуемый режим трения действительно находится в области сухого или полусухого трения и соответственно имеет место интенсивный износ оборудования. Таким образом, задача сводится к увеличению параметра So^* для того, чтобы перевести характер взаимодействия контртел трения в зону гидродинамического режима.

На рисунке 1 в качестве примера приведен график распределения параметра So^* по глубине скважины (L) № 2176 ТПП «Лангепаснефтегаз». Каждая точка характеризует режим трения определенного центратора.

Из рисунка видно, что параметр So^* снижается ниже 1,0 на интервалах 180...380 м и 400...800 м. На интервале 180...380 м $[\sqrt{So^*} \cdot 10^2] < 0,4$ трение центраторов о стенки НКТ происходит в режиме сухого трения, что может привести к катастрофическому износу и потере герметичности НКТ. На интервале 400...800 м трение происходит в режиме полусухого трения (граничной смазки) $0,4 < [\sqrt{So^*} \cdot 10^2] < 1$, что также является неблагоприятным режимом взаимодействия с точки зрения темпов износа. По промысловым данным, интервалы фактического износа НКТ составили 232...352 м; 472...712 м; 872...1142 м. Таким образом, расчетные показатели достаточно близко совпадают с фактическими. В интервале 872...1142 м износ произошел за счет потери устойчивости и спирального изгиба штанговой колонны при ходе вниз.

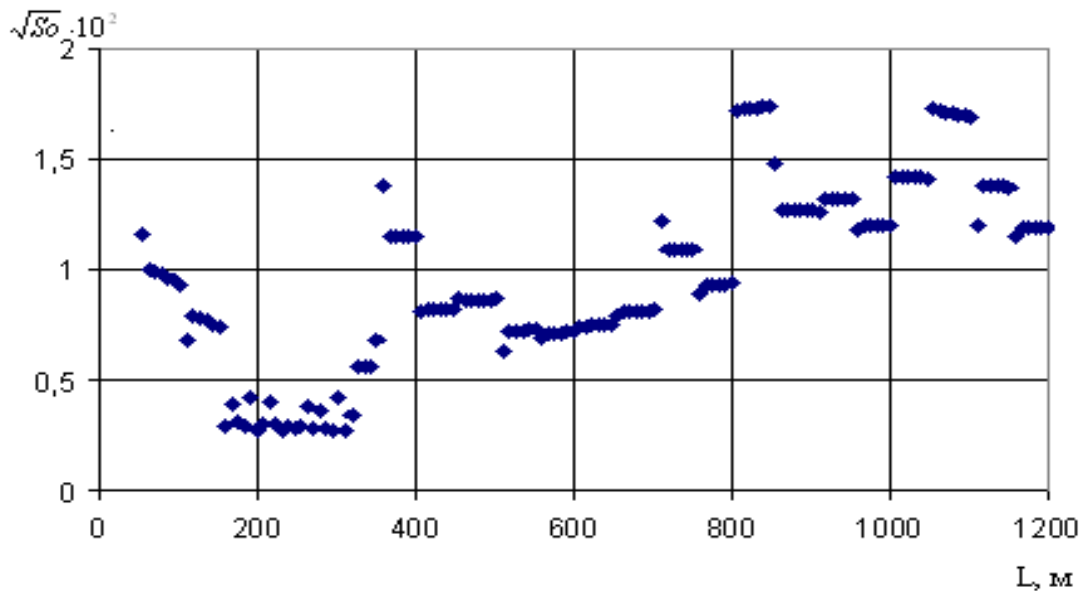


Рисунок 1 – Распределение параметра So^* по глубине скв. 2176
(по 4 центратора на штанге)

Эксперименты по определению темпа износа штанг, муфт и НКТ проводились на стенде ДООО «БашНИПИнефть», моделирующем условия работы пар трения в скважинах. Износу подвергались натурные образцы штанг и труб с созданием соответствующих сил прижатия, скорости и среды взаимодействия. В качестве последней использовались пластовая вода и водонефтяная эмульсия с различным содержанием механических примесей. На рисунке 2 показана зависимость коэффициента трения муфт о трубы от массового содержания мехпримесей в жидкости при обводненности 0...60 % (1) и 60...100 % (2).

Как видно из рисунка, возникает необходимость учета влияния содержания механических примесей путем введения в зависимость (4) дополнительного параметра вида km , где m – массовая доля мехпримесей. Коэффициент k для нефтяной среды в среднем соответствует значению 0,39, а для водной – 0,82. Зависимость (4) приобретает вид

$$f_{mp} = a\sqrt{So^*} + b + \frac{c}{1 + d\sqrt{So^*}} + km. \quad (4')$$

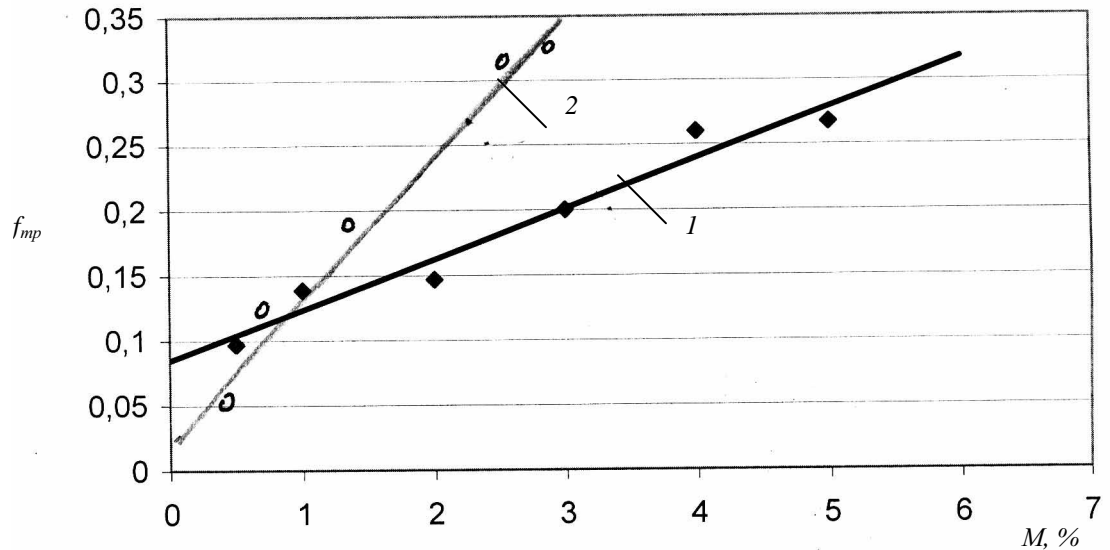


Рисунок 2 – Зависимость коэффициента трения от содержания мех-примесей в среде взаимодействия

Для более полной оценки влияния конструкции центратора на темп износа НКТ были проведены сравнительные испытания при одних и тех же режимах нагружения и с одинаковым количеством циклов работы. Результаты исследования износа различных типов центраторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты испытаний центраторов

Параметр	Центратор конструкции «РИТЭК - техносервис»	Центратор конструкции «КогалымНИПИнефть»
Длина контакта, мм	50,0	66,5
Масса образца НКТ до испытания, кг	2,74	2,76
Масса образца НКТ после испытания, кг	2,74	2,75
Износ образца НКТ, г	2,0	0,5
Диаметр центратора до испытаний, мм	56,0	55,0
Диаметр центратора после испытаний, мм	54,9	54,5
Износ центратора, мм	1,1	0,5

Таким образом, при проведении сравнительных испытаний выявлено, что за 34200 циклов нагружения износ образца НКТ при работе с центратором конструкции «РИТЭК» в 4 раза выше, чем при работе с центратором

«КогалымНИПИнефть».

Влияние содержания мехпримесей на скорость износа образцов НКТ при установке центраторов ЗАО «РИТЭК» показано на рисунке 3. Кривые 1, 2, 3 получены при содержании мехпримесей 0; 3 и 5 % масс. Видно, что присутствие мехпримесей в кратное число увеличивает износ НКТ. Кривые на рисунке 2 получены при взаимодействии трущихся пар в пластовой воде.

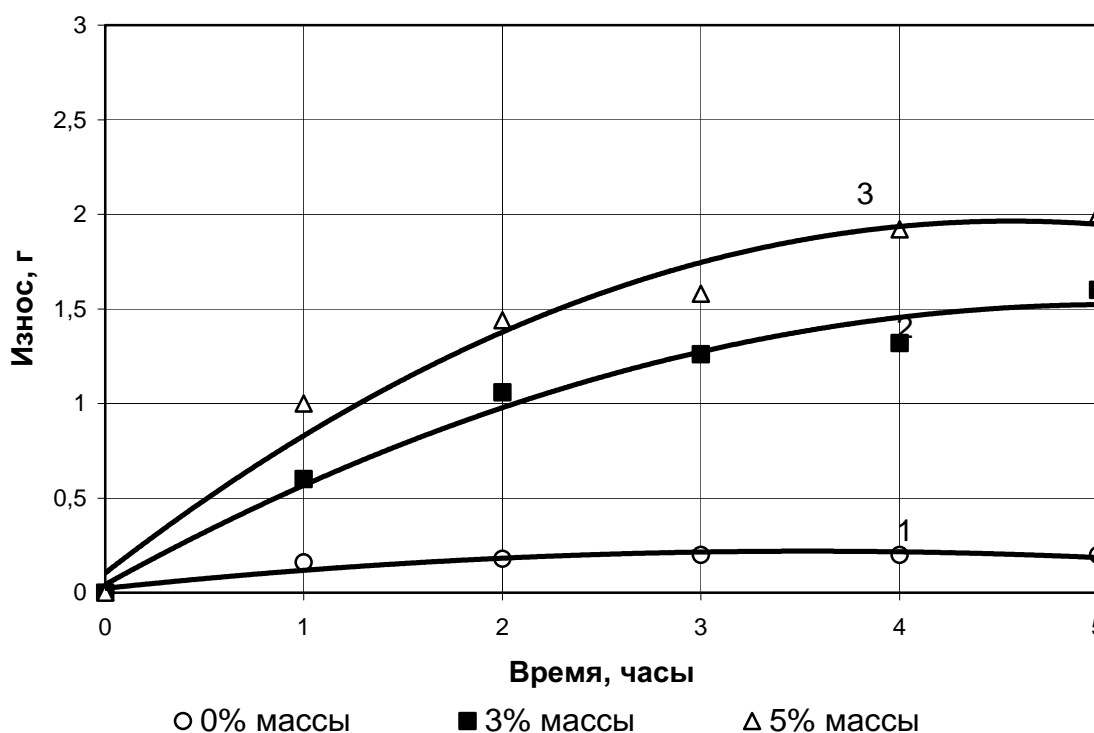


Рисунок 3 – Зависимость степени износа НКТ от времени работы и содержания мехпримесей в среде взаимодействия

Для исследования влияния пескопроявления на износ НКТ была проанализирована аварийность 234 скважин ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», оборудованных скребками-центраторами конструкции «РИТЭК-Техносервис». Исследования проб продукции из этих скважин показали, что основное содержание мехпримесей составляет кварцевый песок, который выносится из пласта; среднее количество мехпримесей составляет 55 мг/литр.

Вынос механических примесей из пласта определяется скоростью фильтрации жидкости преимущественно в призабойной зоне. С ростом депрессии на пласт при прочих равных условиях увеличивается содержание

прессии на пласт при прочих равных условиях увеличивается содержание взвешенных частиц в добываемой жидкости.

Для установления зависимости количества выносимых взвешенных частиц (КВЧ) от депрессии на пласты АВ₁ и ЮВ₁ был проанализирован обширный лабораторный материал по содержанию КВЧ в скважинной продукции. Установлено, что до значения депрессии величины порядка 6,0-6,5 МПа количество взвешенных частиц находится в пределах 300 мг/л. При превышении депрессией величины 6,0-6,5 МПа начинается значительно более интенсивный вынос песка из пласта (до 1000 мг/л). Поэтому величину $P_{пл} - P_{заб} = 6,0-6,5$ МПа можно принять за предельно допустимую депрессию на указанные пласты.

Литологические исследования частиц мехпримесей, оседающих в устьевых пробах жидкости, позволили получить фракционный состав выносимого материала. Наибольшая часть выносимого песка по пластам АВ₁ и ЮВ₁ располагается в диапазоне размеров 0,1...0,2 мм.

Другим важнейшим фактором, определяющим интенсивность коррозионно-механического износа, является содержание сероводорода и углекислого газа в среде взаимодействия трущихся тел.

Механизм усиления коррозии в присутствии сероводорода разнообразен. Исследования зарубежных и отечественных специалистов указывают на деполяризующее действие сероводорода, однако многие исследования указывают, что основное влияние на коррозию оказывают вторичные продукты коррозии - сульфиды железа. Совместное присутствие двуокиси углерода и сероводорода приводит к значительному увеличению темпов коррозии. Работа установленных на колонне штанг центраторов способствует образованию на поверхности насосно-компрессорных труб коррозионных макрогальвано-пар за счет образования анодных участков в зонах изнашивания.

Нами был проведен регрессионный анализ по ряду скважин, оборудованных УСШН, целью которого было выявление статистической зависимости наработки на отказ от совместного влияния различных факторов. Анализ

показал, что на величину наработки оказывают совместное влияние ряд показателей. Регрессионная зависимость описывается уравнением вида

$$N = 61,7 pH - 0,5 V - 11143 \rho + 0,4 CO_2 + 14 H_2S + 15,8 Fe, \quad (5)$$

где N – продолжительность наработки на отказ, сут; pH - кислотность среды; V - обводненность, %; ρ - плотность жидкости, г/см³; CO_2 -содержание углекислого газа, мг/л; H_2S -содержание сероводорода, мг/л; Fe -содержание железа, мг/л. Среднее квадратичное отклонение $R^2 = 0,6$, уровень надежности 90 %.

В третьей главе приводится методика прогнозирования осложнений при эксплуатации наклонно направленных скважин путем использования предлагаемой динамической модели и методики прогноза наработки на отказ скважин, оборудованных штанговыми насосами.

Основная цель диагностики осложнений в работе оборудования сводится к расчету выходных параметров (нагрузок, фактической производительности, деформаций и т.д.) при заданных технологических режимах и условиях эксплуатации и сопоставлению этих параметров с допустимыми величинами. Применительно к УСШН диагностирование включает расчет экстремальных нагрузок на оборудование при заданных исходных параметрах (газовый фактор, вязкость среды, кривизна ствола скважины, содержание парафина в нефти и т.д.) и технологическом режиме и сопоставление нагрузок или напряжений в металле штанг с их допустимыми значениями, определенными ГОСТом.

Исследования, описанные в предыдущей главе, позволяют прогнозировать износ путем расчета сил сопротивления и использовании установленной связи между коэффициентом трения и количеством механических примесей в добываемой продукции, а также обводненностью нефти. Совокупность воздействия всех нагрузок на оборудование скважин можно отобразить в динамической модели и построить динамограмму работы насоса, отражающей реальный характер нагрузок. Динамическая модель сводится к системе четырех дифференциальных уравнений, описывающих действие сосре-

доточенных сил (вес штанг, труб, упругость жидкости и материала, силы трения, инерции и др.).

$$\begin{aligned}
 M_{uu} \frac{dV}{dt} &= K(\xi - x) + P \cdot S_{um}^1 - (P - P_{np}) \cdot S_{nl} \cdot h(v) + F_{вес} - \alpha_1 \cdot (v - u) + F_{cm}; \\
 m_{жс} \frac{du}{dt} &= \alpha_1(v - u) - \alpha_2 u + P(S_{mp} - S_{u}^1) - P_y(S_{mp} - S_{um}^N) + F_{вес}^{жс}; \\
 \Omega_0 \cdot \beta \cdot \frac{dP}{dt} &= v \cdot h(v) \cdot (S_{nl} - S_{um}^1) - u \cdot (S_{mp} - S_{um}^N); \\
 v &= \frac{dx}{dt},
 \end{aligned} \tag{6}$$

где M_{uu} – масса колонны штанг, V – скорость движения штанг, t – время, ξ – закон движения точки подвеса штанг, K – обобщенный коэффициент упругости колонны штанг и НКТ, x – перемещение точки подвеса штанг, P – давление в жидкости, $h(v) = \begin{cases} 1, v \geq 0 \\ 0, v \leq 0 \end{cases}$, v – скорость движения колонны штанг (направление меняется на противоположное), u – скорость движения жидкости, S_{um}^N – площадь сечения штанг на устье, Ω_0 – объем жидкости в НКТ, β – сжимаемость газожидкостной смеси, S_{nl} – площадь сечения плунжера, S_{um}^1 – площадь сечения штанги, $F_{вес}^{жс}$ – сила, создаваемая весом жидкости, P_y – устьевое давление, P_{np} – давление на приеме насоса, $F_{вес}^{жс}$ – нагрузка от веса жидкости, α_1 и α_2 – коэффициенты, зависящие от вязкости жидкости, динамического напряжения сдвига и др., F_{cm} – сила сухого трения, $m_{жс}$ – масса жидкости, S_{mp} – площадь поперечного сечения НКТ.

Для апробации предложенной модели для ряда скважин были рассчитаны теоретические динамограммы с использованием вышеназванной системы уравнений. Параметры, входящие в уравнения, определялись исходя из условий работы рассматриваемых скважин. Расчетные данные по нагрузкам показали их хорошую сходимость с фактическими показателями (таблица 2).

Таблица 2 – Значения расчетных и фактических нагрузок

Номер скв.	Технологический режим				Вязкость, мПа·с	Нагрузка, кН		
	Глубина подвески, м	Диаметр насоса, мм	Число качаний, 1/мин	Длина хода, м		Расч.	Факт.	Ошибка, %
20977	1300	32	2,4	3,0	24,1	3455	3612	4,3
23394	1300	44	2,4	6,0	15,3	3784	4030	6,1
20975	1100	44	4,5	2,7	24,1	3617	3840	5,8

Методика прогнозирования наработки на отказ глубинно-насосного оборудования основана на анализе статистической информации. Обработка статистических данных показала, что с изменением технологических параметров работы УСШН и степени кривизны ствола скважины заметно меняется продолжительность наработки на отказ.

Прогнозируемое значение наработки на отказ (T) для одной скважины находится как сумма базового (среднего) значения наработки и отклонений наработки отдельно для каждого из параметров:

$$T = \bar{T} + \sum_{i=1}^n \Delta T_i, \quad (7)$$

где n – количество рассматриваемых параметров.

Влияние параметров определяется путем линейной аппроксимации векторов $\overline{\Delta Y}$ и $\overline{\Delta X_1}, \overline{\Delta X_2}, \overline{\Delta X_3}, \dots, \overline{\Delta X_k}$, где $\overline{\Delta Y}$ – вектор отклонений наработки от среднего значения наработки выборки, а $\overline{\Delta X_1}, \overline{\Delta X_2}, \overline{\Delta X_3}, \dots, \overline{\Delta X_k}$ – векторы отклонений рассматриваемых параметров от их средних значений.

Вектор $\overline{\Delta Y}$ находится по формуле

$$\overline{\Delta Y}_i = \bar{y} - y_i, \quad i = 1 \dots k,$$

где k – количество рассматриваемых скважин;

\bar{y} – среднее значение наработки для рассматриваемой выборки;

y_i – фактическое значение наработки для i -й скважины.

Векторы $\overline{\Delta X_1}, \overline{\Delta X_2}, \overline{\Delta X_3}, \dots, \overline{\Delta X_k}$ определяются аналогичным образом:

$$\overline{\Delta X_{ij}} = \bar{x}_j - x_{ji}, \quad i = 1 \dots k, \quad j = 1 \dots n,$$

где k – количество рассматриваемых скважин;

n – количество рассматриваемых параметров;

\bar{x}_j – среднее значение j -го параметра для рассматриваемой выборки;

x_{ij} – значение j -го параметра для i -й скважины.

В результате аппроксимации отклонений всех параметров получается совокупность линейных уравнений вида

$$\begin{cases} \Delta T_1 = a_1 \Delta X_1 + b_1 \\ \Delta T_2 = a_2 \Delta X_2 + b_2 \\ \Delta T_3 = a_3 \Delta X_3 + b_3 \\ \dots\dots\dots \\ \Delta T_k = a_k \Delta X_k + b_k, \end{cases} \quad (8)$$

где ΔT_k – искомые векторы отклонения наработки, ΔX_k – векторы отклонения параметра от среднего значения, k – количество рассматриваемых скважин.

Подставляя отклонение от среднего каждого параметра ΔX_k в соответствующее уравнение совокупности (9), получается отклонение наработки ΔT_k для каждого параметра. Найденное отклонение наработки ΔT_k подставляется в уравнение (8) и получаем прогнозируемое значение наработки.

Данная методика позволяет косвенно учесть человеческий фактор путем разделения скважин по цехам и вычисления средних значений отдельно для каждого цеха. При сильном отличии наработки на отказ различного скважинного оборудования (УСШН) рекомендуется разделение скважин по типам установок. Прогноз наработки на отказ на основе полученных зависимостей может быть использован для расчета экономической эффективности нового технологического режима отдельных скважин или групп скважин механизированного фонда.

В четвертой главе приведены способы совершенствования технологии эксплуатации наклонно направленных скважин путем разработки технических средств уменьшения износа оборудования.

Разработано устройство для защиты приема штангового насоса, позволяющее в момент его спуска в скважину производить очистку стенок обсадной колонны от смолопарафиновых и иных отложений, а в период эксплуатации выполняет роль песочного якоря.

Показано, что для предупреждения преждевременного износа оборудования наиболее действенным техническим средством являются центраторы со сниженным изнашивающим эффектом насосно-компрессорных труб за счет разработки более оптимальных конструкций и применения соответствующих наполнителей. Разработаны различные типы центрирующей и предохраняющей оснастки НКТ (центраторы, протекторы – центраторы, центраторы с наполнителем). Описание, условия применения и результаты внедрения данного оборудования в ТПП Урайнефтегаз» и ТПП «Лангепаснефтегаз» приведены в диссертационной работе. Для снижения изгибающих напряжений разработана оригинальная конструкция шарнирных соединений (ШС) для штанговых насосов. Шарнирное соединение штанг - прошло промышленные испытания в ТПП «Урайнефтегаз» и ТПП «Лангепаснефтегаз». Испытания устройства проведены в компоновке штанговых колонн в интервалах максимальных искривлений стволов. Места установок и необходимое число шарнирных соединений определялись по данным инклинометрии и режимам работы подземного насосного оборудования. Испытания показали значительное снижение нагрузок на штанговую колонну при использовании шарнирных соединений.

В пятой главе приведены результаты внедрения технических средств для снижения изнашивания глубинной части УСШН.

Нами был проведен анализ факторов, влияющих на темп износа сопрягаемых пар глубинной части УСШН, основным результатом которого явился вывод о том, что только комплексный подход к решению этой задачи может дать ощутимый положительный результат. В связи с этим, при разработке комплекса технических мероприятий по снижению темпов изнашивания глубинно-насосного оборудования на предприятиях ТПП «Урайнефте-

газ» и ТПП «Лангепаснефтегаз» реализовывался именно этот многоцелевой подход.

В комплекс технических средств и приемов, рекомендуемых для внедрения, входят:

1. Профилактическая очистка забоя при осуществлении текущих ремонтов скважин от скопившихся продуктов разрушения пласта-коллектора и коррозионно-механического разрушения глубинно-насосного оборудования методом депрессионного воздействия (патент на изобретение № 2213847).

2. Использование шарнирных соединений штанг при превышении предельно допустимой нормы искривления ствола скважины (патент на изобретение № 2211909).

3. Использование центраторов насосных штанг (патент на полезную модель № 25529) или штанговых протекторов – центраторов (патент на полезную модель № 27145).

4. Использование специального протектора для НКТ в скважинах с коррозионно – активной пластовой продукцией.

Применение устройства очистки забоя на тринадцати скважинах позволило снизить содержание песка в потоке жидкости на 30-40 % в течение шести последующих после обработки месяцев.

Применение шарнирных соединений штанг позволило как минимум в полтора раза увеличить наработку на отказ глубинно-насосного оборудования на трех скважинах Нивагальского месторождения. Динамограммы до и после установки ШС подтвердили снижение уровня максимальных нагрузок на 600-800 кгс. В ТПП «Лангепаснефтегаз» принято решение об оснащении ШС 280 скважин с интенсивным искривлением стволов.

Результаты испытаний центраторов с увеличенной площадью контакта на пяти скважинах ТПП «Лангепаснефтегаз» убедительно доказывают целесообразность их применения в высокообводненных скважинах, не осложненных парафиноотложениями: наработка увеличилась в 1,6 раза.

Результаты промысловых испытаний скребков-центраторов из графитонаполненного материала на девятнадцати скважинах ТПП «Лангепаснефтегаз» показали, что средняя текущая наработка на отказ после установки скребков составила 342 суток против 204 суток до установки. Наиболее эффективно применение графитонаполненных скребков-центраторов в скважинах, осложненных парафиноотложениями.

Специальный протектор, устанавливаемый на НКТ в скважинах с коррозионно-активной средой, был включен в схему компоновки пяти скважин в 2002 году. Нарботка на отказ уже превысила величину, достигаемую до внедрения протектора. Скважины продолжают эксплуатироваться, т.е. наработка продолжает увеличиваться.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Анализ условий эксплуатации и износа глубинно-насосного оборудования в скважинах с повышенной (сверхнормативной) кривизной стволов показал, что преобладает коррозионно-механический характер износа труб и штанг в агрессивных средах в присутствии механических примесей. Установлена зависимость межремонтного периода работы скважин от обобщенного параметра искривления стволов.

2. Получен обобщенный параметр трения, учитывающий шероховатость трущихся поверхностей, позволивший установить универсальную зависимость коэффициента трения от этого параметра для различных типоразмеров штанг и насосно-компрессорных труб.

3. Лабораторными исследованиями установлена степень влияния мехпримесей на коэффициент трения штанг о трубы и износ оборудования в пластовых жидкостях различной обводненности. Предложена методика прогнозирования зоны износа насосного оборудования на основе расчета параметра Зоммерфельда на различных глубинах скважины.

4. Получена статистическая зависимость наработки оборудования на отказ от массового содержания в пластовых водах сероводорода, углекислого

газа, железа, а также кислотности среды. Разработана методика прогнозирования наработки на отказ, учитывающая технологические параметры работы скважин.

5. Разработана динамическая модель работы скважинного насоса, учитывающая трение колонны штанг о трубы в искривленных скважинах, показавшая удовлетворительную сходимость расчетных и фактических показателей нагрузок на оборудование в реальных скважинах.

6. Разработаны и испытаны на скважинах с повышенной кривизной ствола различные типы протекторов - центраторов, уменьшающих износ оборудования, устройство очистки забоя для снижения доли механических примесей в добываемой жидкости, а также шарнирное соединение штанг, существенно снижающее возникающие в них напряжения изгиба.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Газаров А.Г., Нифонтов А.А., Зайнулин А.В. Автоматизирование методов подбора ГНО – перспективный путь оптимизации работы насосного оборудования //Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности: Материалы первой науч.-практ. конф.- г. Когалым, 17 – 18 декабря 2001г. - Кн. 2 – С. 115-116.

2. Газаров А.Г., Буранчин А.Р., Киекбаев И.Д. Проблемы борьбы с коррозией и износом НКТ, штанг и скребков – центраторов штангово-глубинных насосов для скважин с осложненными геолого – техническими условиями //Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности: Материалы первой науч.-практ. конф.- г. Когалым, 17 – 18 декабря 2001г. - Кн. 2 – С. 126 – 131.

3. Сергиенко В.Н., Газаров А.Г., Эпштейн А.Р., Камалетдинов Р.С. Методы интенсификации добычи нефти в осложненных геолого-физических условиях //Нефтяное хозяйство.- 2001.- №6. - с. 62-63.

4. Газаров А.Г., Эпштейн А.Р., Пчелинцев Ю.В. Особенности эксплуатации установок СШН в скважинах с осложненными геолого-техническими условиями // Автоматизация, телемеханизация и связь с нефтяной промышленностью: РНТС.-М.: ВНИИОЭНГ, 2002.- №11.-С.5 -7.

5. Газаров А.Г., Рекин С.А., Абуталипов У.М. Модифицированный параметр Зоммерфельда для исследования трения штанг о трубы: Сб. науч. тр. ДООО БашНИПИнефть. – Уфа, 2002.- Вып. 106.- С. 59-61.

6. Уразаков К.Р., Алексеев Ю.В., Галеев Ф.Х., Атнабаев З.М., Газаров А.Г. Результаты применения программно – технологического комплекса «Насос» на месторождениях Урало – Поволжья и Западной Сибири: Сб. науч. тр. ДООО БашНИПИнефть. – Уфа, 2002.- Вып. 106.- С. 26-39.

7. Габдрахманов Н.Х., Латыпов А.М., Галеев Ф.Х., Абуталипов У.М., Газаров А.Г. К вопросу расчета нагрузок трения в искривленных скважинах: Сб. науч. тр. ДООО БашНИПИнефть. – Уфа, 2002.- Вып. 106.- С. 51-53.

8. Уразаков К.Р., Резванов М.А., Кутдусов Э.Т., Сабиров Р.М., Газаров А.Г. Штанги насосные и муфты штанговые: Технические требования к штангам насосным, прошедшим восстановление и упрочнение методом пластической деформации, и муфтам штанговым. РД 03-00147275-083-2002 /ДООО БашНИПИнефть. – Уфа, 2002.- 37 с.

9. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И., Сейпагамбетов Ж.С., Газаров А.Г. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин /Под ред. М.Д. Валеева. – М.: «Недра – Бизнесцентр», 2003. - 303 с.

10. Газаров А.Г., Эпштейн А.Р., Андреев В.Е. К вопросу усталостно – коррозионного износа глубинно – насосного оборудования //Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения.- Вып. – 4. – Уфа: Изд-во «Монография», 2003.- С.222-223.

11. Пат. РФ. Соединительная муфта насосных штанг /А.Г. Газаров, А.Р. Эпштейн, А.Р. Буранчин. - № 2211909; Заявл. 13.11.2001; Опубл.

10.09.2003 // БИ.-2003.-№ 25.

12. Пат. РФ. Устройство депрессионной очистки забоя скважин /А.Г. Газаров, А.Р. Эпштейн, М.И. Галай, Е.Г. Сычев. - № 2213847; Заявл. 21.09.2001; Оpubл. 28.10.2003 // БИ.-2003.-№ 28.

13. Свид. РФ на полезную модель. Соединительное устройство насосных штанг /А.Г. Газаров, А.Р. Эпштейн, М.И. Галай. - № 33390. - 2001.

14. Свид. РФ на полезную модель. Протектор – центратор /А.Г. Газаров, А.Р. Эпштейн, А.А. Чакин, А.Р. Буранчин. - № 25529. - 2001.

15. Свид. РФ на полезную модель. Устройство для имплозионного воздействия на призабойную зону скважины /А.Г. Газаров, В.Н. Сергиенко, Р.Г. Рамазанов, К.Т. Суфьянов. - № 24239. - 2001.

16. Свид. РФ на полезную модель. Штанговый протектор – центратор /А.Г. Газаров, А.И. Трофимов, А.П. Сосин, А.Р. Эпштейн. - № 27145. - 2002.

17. Свид. РФ на полезную модель. Скважинный штанговый насос /А.Г. Газаров, А.Р. Эпштейн, В.Е. Андреев, А.Р. Буранчин. - № 33786. - 2003.

18. Пат. РФ. Установка для освоения скважин /А.Г. Газаров, М.Д. Валеев, В.Н. Сергиенко, К.Р. Уразаков . - № 2182677; Заявл. 06.06.2000; Оpubл. 20.05.2002 // БИ.-2000.-№ 14 ч.2.