

На правах рукописи

РГБ ОД

5 июл 2000

АЛЕКСЕЕВ ЮРИЙ ВЛАДИМИРОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
СКВАЖИН ОРИЕНТИРОВАННОГО ПРОФИЛЯ СТВОЛА
УСТАНОВКАМИ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ
НАСОСОВ**

Специальность 05.15.06 - Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

г. Уфа - 2000

Работа выполнена в Башкирском научно-исследовательском и проектном институте нефти (Башнипинефть) - филиале АНК Башнефть

Научный руководитель:	доктор технических наук, профессор К.Р. Уразаков
Официальные оппоненты:	доктор технических наук, профессор Ю.В. Антипин кандидат технических наук, ст.науч.сотр. О.Г. Гафуров
Ведущая организация:	Российский Государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина

Защита диссертации состоится 2 июня 2000 г. в 14⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д.104.01.01 Башкирского научно-исследовательского и проектного института нефти - филиале АНК Башнефть по адресу: 450077, г. Уфа, ул. Ленина, 86.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Башнипинефи.

Автореферат разослан " 28 " апреля 2000 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат химических наук



Хисаева Д.А.

И361.3 - 53,0

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

Разработка нефтяных месторождений в последние годы преимущественно ведется кустовым разбуриванием скважин с ориентированным профилем ствола (наклонно направленных, горизонтальных, с боковым стволом). При этом большое число таких скважин имеют существенную кривизну, обусловленную интервалами набора и снижения зенитного угла. Несмотря на экономические, экологические, организационные преимущества кустового способа бурения, скважины с ориентированным профилем по сравнению с вертикальными создают дополнительные трудности для работы подземного насосного оборудования.

При эксплуатации скважин установками электрических центробежных насосов (УЭЦН) ориентированный профиль ствола отрицательно влияет на рабочие характеристики установок, уменьшает межремонтный период скважин, повышая вероятность такого серьезного вида аварий как полет установки на забой вследствие поломки корпуса, расчленения в местах соединения секций насоса, погружного электродвигателя и других элементов. Одной из основных причин поломок является вибрация, возникающая из-за прогиба вала насосной установки, работающей в интервале повышенной кривизны ствола.

С 60-х годов проводятся исследования по определению требований к допустимым пределам кривизны ствола скважин в интервале подвески установки ЭЦН. Во всех этих работах рассчитывались геометрические условия вписываемости отдельных типоразмеров УЭЦН в обсадной колонне. При этом кривизна считалась допустимой если:

- 1) УЭЦН свободно вписывается в ствол скважины;
- 2) УЭЦН находится в стесненном состоянии, но стрела прогиба вала не превышает $0,0002...0,0003$ его длины.

Однако в данных работах не учитывалось влияние веса самой установки ЭЦН на ее прогиб. По этой причине полученные зависимости справедливы

только в скважинах с небольшим углом наклона, где влиянием веса установки можно пренебречь. Кроме того, при расчете стрелы прогиба, необходимо учитывать, что жесткость и габаритные размеры узлов УЭЦН в разных сечениях не одинаковы. Поэтому для определения прогиба установки в искривленном участке направленного ствола скважины с учетом собственного веса УЭЦН, а также различных габаритов и жесткости ее узлов необходимо использовать модель упругодеформированного состояния. С помощью данной модели возможно получить научно-обоснованные пределы допустимой кривизны ствола скважины и осуществлять таким образом выбор безопасных интервалов подвески установки.

Сложность экономической ситуации требует максимальной отдачи от имеющегося оборудования, увеличения межремонтного периода работы скважин. В этих условиях оптимизация режима работы насосного фонда является существенным резервом повышения дебита нефти добывающих скважин и технико-экономических показателей эксплуатации (увеличения МРП и снижения удельного расхода электроэнергии на подъем нефти). Это фактически означает, что эффективность функционирования нефтегазодобывающего предприятия во многом определяется рациональным выбором способа эксплуатации и установлением оптимального режима работы каждой отдельно взятой скважины. Оптимизация режима работы скважин невозможна без учета наклонно направленного профиля ствола, а также других факторов, присущих ряду месторождений: большой глубины, высокой пластовой температуры, выноса механических примесей из пласта, высокого газового фактора и пр. Эти факторы осложняют эксплуатацию скважин, существенно снижают коэффициент их использования и, в конечном счете, заметно повышают себестоимость извлекаемой нефти.

Таким образом, для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН в скважинах с ориентированным профилем необходимо обосновать допустимые пределы кривизны профиля скважин в интервале подвески, а также внести из-

менения в методику подбора УЭЦН и расчета технологических параметров, учитывающих особенности скважин с ориентированным профилем ствола.

Целью диссертационной работы является совершенствование технологии эксплуатации погружных электроцентробежных установок в скважинах с ориентированным профилем ствола путем разработки научно-обоснованных требований к допустимым пределам изменения кривизны в интервале подвески, учитывающих вес установки, характер изменения угла наклона ствола и веса прилегающих к насосу насосно-компрессорных труб, а также внедрение этих требований в методику подбора УЭЦН.

Задачи исследований

1. Анализ влияния кривизны ствола скважины с ориентированным профилем на работоспособность УЭЦН.

2. Анализ существующих методик оценки допустимой кривизны ствола скважин в интервале подвески УЭЦН. Обоснование направлений их совершенствования.

3. Разработка математической модели упруго-деформированного состояния УЭЦН, позволяющей обосновать допустимую кривизну ствола скважины в интервале подвески насоса.

4. Внедрение методики выбора интервала подвески насоса в составе программного комплекса для автоматизированного подбора УЭЦН в скважинах с ориентированным профилем и расчета технологического режима.

5. Опытнo-промышленное опробование и внедрение методики выбора интервала подвески насоса в составе программного комплекса.

Методы решения поставленных задач Поставленные задачи решались путем статистического анализа влияния геометрии профиля ствола на межремонтный период скважины с использованием линейной и нелинейной регрессий; теоретических расчетов изгибающего момента, поперечных сил и прогиба установки в упруго-деформированном состоянии посредством моделирования методом сечений и численного решения уравнения упругой линии.

Научная новизна

1. Разработана математическая модель упруго-деформированного состояния УЭЦН в искривленном участке ствола скважин с учетом геометрии ствола, конструкции и веса установки, влияния колонны НКТ.

2. На основе теоретических исследований с помощью математической модели выявлено, что на работу установки УЭЦН в искривленном интервале скважины с ориентированным профилем влияют следующие факторы:

- собственный вес УЭЦН, под действием которого установка прогибается, что является причиной вибрации и боковых биений об обсадную колонну; данный эффект проявляется при наклоне ствола более 5 градусов;

- вес колонны НКТ (с жидкостью), создающий дополнительный изгибающий момент на УЭЦН, который имеет максимальное значение при наклоне ствола от 5 до 30 градусов;

- характер профиля: в интервале спада зенитного угла изгибающий момент, создаваемый колонной НКТ, компенсируется силой реакции обсадной колонны; в интервале набора зенитного угла этот изгибающий момент увеличивает прогиб установки, кроме того в последнем случае неравномерность подачи установки обуславливает неравномерность изгибающего момента, что в свою очередь приводит к дополнительным боковым биениям УЭЦН.

3. Получены значения допустимой кривизны ствола скважин с ориентированным профилем в интервале подвески УЭЦН. При этом выявлено, что:

- в условно-вертикальных скважинах с локальными искривлениями достаточно простой геометрической вписываемости УЭЦН в профиль ствола;

- при зенитных углах более 30 градусов установка полностью ложится на нижнюю образующую обсадной колонны, т.е. повторяет кривизну ствола; максимально допустимая интенсивность искривления ствола в этом случае приближается к 3' на 10м (данная интенсивность искривления соответствует максимально допустимой стреле прогиба вращающего вала 0,0002..0,0003 его длины).

Основные защищаемые положения

1. Модель упруго-деформированного состояния УЭЦН в искривленном участке ствола скважин с ориентированным профилем.

2. Методика расчета кривой прогиба УЭЦН в искривленном участке ствола скважин с ориентированным профилем с учетом геометрии ствола, конструкции и веса установки, влияния колонны НКТ.

3. Критерий вписываемости УЭЦН в искривленном участке ствола скважины с ориентированным профилем на основе геометрии ствола скважины и прогиба УЭЦН.

4. Зависимость предельной кривизны ствола скважины в интервале подвески УЭЦН от угла наклона.

Практическая ценность и реализация результатов работы

1. На основе обобщения результатов анализа промысловых данных и результатов математического моделирования упруго-деформированного состояния получены требования к допустимым пределам изменения кривизны ствола скважины в интервале подвески установки.

2. Усовершенствован программно-технологический комплекс для автоматизированного подбора УЭЦН в скважинах с ориентированным профилем и расчета технологического режима их работы.

3. Осуществлено опытно-промышленное опробование и внедрение программно-технологического комплекса для подбора УЭЦН в АНК "Башнефть", ОАО "Оренбургнефть", ОАО "Юганскнефтегаз".

Апробация работы Основное содержание диссертационной работы докладывалось на 47-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Уфа, Уфимский государственный нефтяной технический университет, 1996 г.), 48-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Уфа Уфимский государственный нефтяной технический университет, 1997 г.), научно-практической конференции "Решение проблем освоения нефтяных месторождений Башкортостана", посвященной добыче 1,5 млрд. тонны нефти в республике Башкортостан (Уфа, Башнипи-

нефть 1998 г.), III конференции молодых ученых и специалистов, посвященной 100-летию Б.Г.Логинова (Уфа, Башнипинефть, 1999 г.), XVIII творческой конференции молодых ученых и специалистов АНК "Башнефть" (Уфа, 1999 г.).

Публикации. На основе выполненных исследований по теме диссертации опубликовано 16 печатных работ, в том числе 9 научных статей, 3 доклада и 4 тезиса докладов на научно-технических конференциях.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и выводов, содержит 103 страницы машинописного текста, 20 рисунков, 14 таблиц, 82 библиографические ссылки.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении показана актуальность вопросов, рассмотренных в диссертации, и сформулированы задачи исследований.

В первой главе приводится обзор исследований по проблеме надежности работы УЭЦН в скважинах с ориентированным профилем ствола, существующих подходов и методик оценки допустимой кривизны в интервале подвески установок погружных электроцентробежных насосов. В исследования проблем надежности работы УЭЦН значительный вклад внесли Арбузов В.Н., Афанасьев В.А., Бадиков Ф.И., Валишин Ю.Г., Вахитов М.Ф., Гафуров О.Г., Елизаров А.В., Иорданский О.Ю., Каплан Л.С., Мищенко И.Т., Насыров А.М., Ирданский О.Ю., Парфенов Б.В., Уразаков К.Р., Холодняк А.Ю., Ширманов К.П. и многие другие.

Проведен анализ статистического материала по авариям УЭЦН на ряде месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья, выделены основные виды аварий. На обрывы ("полеты") приходится до 30% аварий. Более половины "полетов" происходят из-за обрывов в НКТ, остальные из-за обрывов в шпильках, резьбовых и фланцевых соединениях; по телу установки (около 8%). Причем при эксплуатации УЭЦН в условиях месторождений Западной Сибири "полеты" установок встречаются чаще, что обусловлено более высоким газовым фактором, большей кривизной ствола скважин, а также высокой температурой

пластовых жидкостей. Тем не менее "полеты" не редки и при эксплуатации УЭЦН на месторождениях Урало-Поволжья, в особенности при подвеске установок в скважинах с повышенной кривизной ствола (в интервалах подвески и спуско-подъемных операций (СПО)).

Тот факт, что обрывы происходят, как правило, либо по самой установке (по соединениям между секциями насоса, между насосом и ПЭД и т.д., реже по телу секций) либо по 2-3 трубам колонны НКТ над установкой говорит о влиянии преимущественно поперечных колебаний УЭЦН, которые быстро затухают с удалением от источника возбуждения колебаний. Одной из основных причин подобного рода колебаний является изогнутый вал и корпус УЭЦН при подвеске установки в искривленном участке ствола скважины и наличие дисбаланса на валу, обусловленного наличием шпонки; изгиб вала вызывает так же односторонний износ втулок.

Регрессионный анализ зависимости межремонтного периода работы УЭЦН (МРП) от кривизны ствола в интервале подвески позволяет сделать вывод, что увеличение искривления профиля ствола скважины в зоне подвески УЭЦН свыше 20' на 10 м приводит к резкому снижению МРП. При таких значениях кривизны ее влияние на надежность работы УЭЦН преобладает над влиянием других параметров.

Отмечается, что влияние кривизны ствола в интервале подвески на работоспособность УЭЦН является более сложным, чем это предполагалось ранее. Основным подходом к определению нормы кривизны до настоящего времени является проверка на геометрическую вписываемость установки в искривленный ствол. Однако в наклонном участке ствола установка может деформироваться (прогнуться) от собственного веса и веса колонны НКТ даже в том случае, если чисто геометрически по габаритам установка свободно размещается в стволе скважины. Во многих работах отмечается, что нормы кривизны, полученные с использованием простой геометрической вписываемости, являются завышенными и это подтверждается промышленной статистикой.

Таким образом, необходимо обосновать допустимую кривизну ствола скважины в интервале подвески УЭЦН с учетом геометрии ствола, конструкции и веса установки, влияния колонны НКТ на основе модели упруго-деформированного состояния УЭЦН.

Вторая глава посвящена разработке теоретических аспектов модели упруго-деформированного состояния УЭЦН в искривленном участке ствола скважин с ориентированным профилем.

Модель упругодеформированного состояния УЭЦН учитывает геометрию ствола скважины (кривизну, наклон и диаметр обсадной колонны), геометрию установки ЭЦН (наружный диаметр и длины секций), жесткость установки при изгибе (осевой момент инерции и модуль упругости (модуль Юнга материала) а также вес установки (линейная плотность).

Для определения деформации установки и колонны НКТ в искривленном участке ствола скважины использован метод сечений.

Корпус установки рассматривается как одна упругодеформированная конструкция с осевой симметрией (рис.1). Эта конструкция условно разбивается на некоторое число сечений, которое определяется необходимой точностью расчетов. Кроме самой насосной установки (компенсатор, погружной электродвигатель, протектор, секции насоса) учитывается также колонна НКТ, т.к. от ее жесткости и прогиба зависит положение насосной установки. Расчеты показали, что достаточно учитывать прилегающий к установке участок колонны НКТ длиной 10..20 м, остальная часть колонны практически не оказывает влияния на прогиб УЭЦН.

Метод сечений позволяет учесть различие в механических свойствах элементов установки (корпуса насоса и погружного электродвигателя, фланцевых, муфтовых соединений и др.). Кроме допущения об осевой симметрии конструкции, не учитывалось также влияние электрического кабеля по той причине, что на практике невозможно определить его истинное расположение в скважине. Кроме того кабель имеет на несколько порядков большую эластичность и

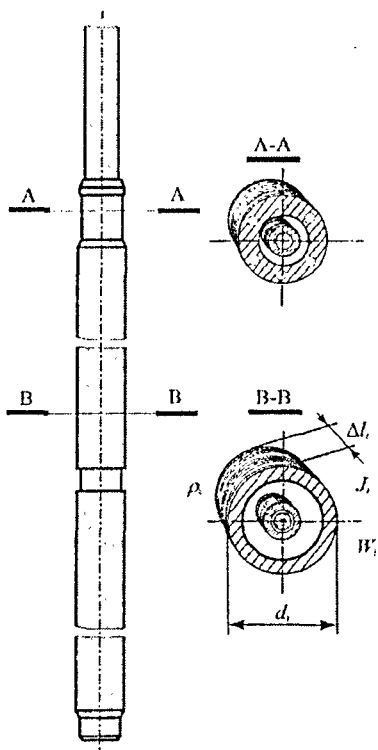


Рис.1 Модель УЭЦН, описывающая ее габариты и жесткость по длине

возможно численным методом с произвольной точностью (в зависимости от числа шагов итераций).

Использование данной модели позволяет рассчитывать прогиб установки ЭЦН в искривленном участке ствола скважины, значения внутренних сил (поперечной и осевой), изгибающего момента, внешних сил и напряжений от изгиба в корпусе установки.

На рис.2 представлена схема нагружения силами в сечении. Согласно данной схеме упругодеформированное состояние сечения может быть описано с помощью следующих параметров:

меньший вес по сравнению с элементами установки ЭЦН, что при расчетах деформации позволяет в первом приближении пренебречь его влиянием.

С учетом вышеизложенных допущений установка ЭЦН в модели упругодеформированного состояния описывается как распределение по ее длине l таких физико-механических и геометрических параметров как:

- линейная плотность (масса единицы длины) $\rho(l)$;
- осевой момент инерции $J_x(l)$;
- осевой момент сопротивления изгибу $W_x(l)$;
- наружный диаметр $d(l)$;

Эти функции задаются в табличном виде - для конкретного типоразмера УЭЦН существует таким образом свой набор таблиц. Решение уравнения кривизны изогнутой оси в этом случае

- длина сегмента Δl ;
- угол прогиба φ_i (угол между осью z и осью конструкции);
- приращение угла прогиба $\Delta\varphi_i$;
- угол наклона α'_i (этот угол отличается от зенитного угла скважины);
- поперечная внутренняя сила Q_i ;
- продольная внутренняя сила T_i ;
- сила тяжести сечения (сегмента между сечениями) q_i ;
- сила реакции обсадной колонны N_i ;
- изгибающий момент M_i в сечении;
- приращение изгибающего момента ΔM_i ;

Поперечная сила Q_i и продольная сила T_i в произвольном сечении определяются системой разностных уравнений

$$\begin{cases} Q_i = Q_{i+1} \cdot \cos(\Delta\varphi_{i+1}) + T_{i+1} \cdot \sin(\Delta\varphi_{i+1}) + N_i - q_i \cdot \sin(\alpha'_i) \\ T_i = T_{i+1} \cdot \cos(\Delta\varphi_{i+1}) - Q_{i+1} \cdot \sin(\Delta\varphi_{i+1}) + q_i \cdot \cos(\alpha'_i) \end{cases} \quad (1)$$

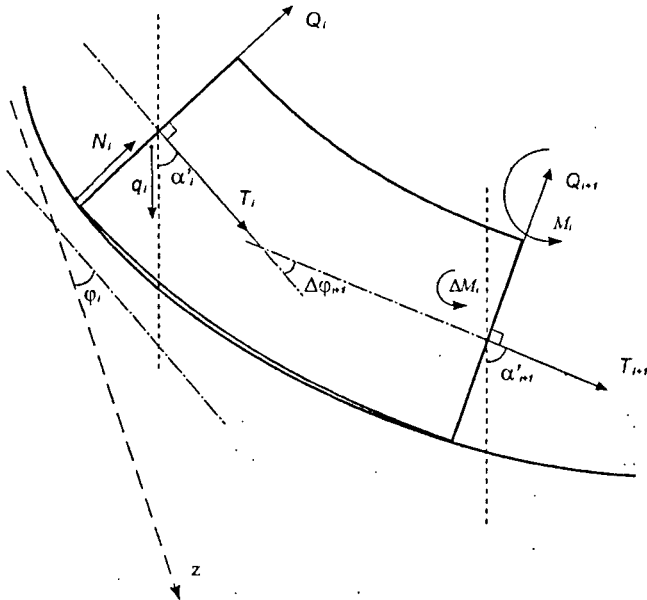


Рис. 2 Схема нагружения силами в сечении

Изгибающий момент определяется по системе уравнений

$$\begin{cases} M_i = M_{i+1} + \Delta M_i \\ \Delta M_i = Q_i \cdot \frac{\Delta l}{\Delta \varphi} \sin \Delta \varphi, \text{ при } \Delta \varphi \neq 0. \\ \Delta M_i = Q_i \cdot \Delta l, \text{ при } \Delta \varphi = 0 \end{cases} \quad (2)$$

В целом системы уравнений (1) и (2) позволяют при известных углах прогиба установки $\varphi(l)$ и силах реакции обсадной колонны $N(l)$ рассчитать поперечную Q и продольную (осевую) T силы, а также изгибающий момент M в любом сечении.

Для определения прогиба установки используется уравнение кривизны изогнутой оси.

$$\frac{1}{\rho_i} = \frac{M_i}{E \cdot J_i}, \quad (3)$$

Прогиб всей установки определяется по системе уравнений

$$\begin{cases} x_i = x_{i-1} + \Delta x \\ \Delta x = 2 \cdot \rho \cdot \sin\left(\frac{\Delta \varphi}{2}\right) \cdot \sin\left(\varphi + \frac{\Delta \varphi}{2}\right), \text{ при } \Delta \varphi \neq 0 \\ \Delta x = 2 \cdot \Delta l \cdot \cos(\varphi), \text{ при } \Delta \varphi = 0 \end{cases} \quad (4)$$

Таким образом, уравнение (3) и система уравнений (4) позволяют при известном изгибающем моменте $M(l)$ рассчитать углы прогиба φ и собственно прогиб x в любом сечении установки.

Как видно из вышесказанного, последовательно могут быть решены две взаимозависимые задачи:

- расчет изгибающего момента $M(l)$ при известных углах прогиба установки (l) и силах реакции обсадной колонны $N(l)$;
- расчет прогиба при известном изгибающем моменте $M(l)$.

Иначе говоря, для определения нагружения силами надо знать прогиб установки и, наоборот, для определения прогиба - знать нагружение силами.

Подобного рода задача может быть решена численно методом последова-

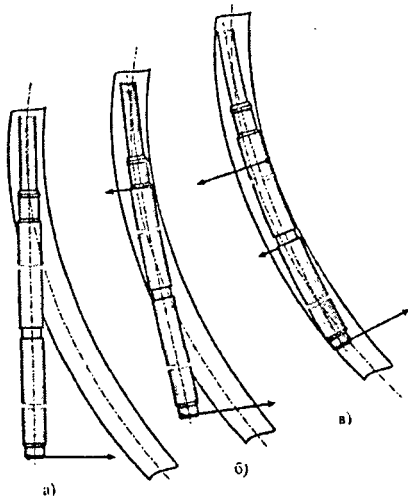


Рис. 3 Фазы решения модели

- а) начальная; б) промежуточная;
в) конечная - готовое решение

тельного приближения с адаптивным шагом. В ходе итераций последовательно моделируется нагружение установки силами в критических точках (в тех точках, где наблюдается максимальное отклонение оси установки от оси скважины) до тех пор, пока полученная схема нагружения не даст прогиба, при котором корпус установки полностью вписывается в профиль ствола скважины.

На рис.3 показаны фазы последовательного приближения схемы нагружения к искомому решению.

Расчет по данной модели для основных типоразмеров УЭЦН, различных условий по кривизне, углу наклона и диаметру скважины показал хорошую сходимость с результатами, полученными Афанасьевым В.А. и Вахитовым М.Ф., но только в случае небольшого (до 3°) зенитного угла. При дальнейшем росте зенитного угла из-за прогиба УЭЦН под собственным весом предельная кривизна ствола, полученная с помощью модели, значительно уменьшается (ее значение определяется конкретным типоразмером УЭЦН и профилем ствола), а при зенитных углах больше 30° предельная кривизна ствола уменьшается до $3'$ на 10 м, т.к. при таком наклоне УЭЦН ложится на нижнюю образующую обсадной колонны и ее корпус имеет то же искривление, что и ствол скважины. Геометрически кривизна в $3'$ на 10 м как раз и соответствует стреле прогиба вала равной $0,0002..0,0003$ его длины.

Таким образом, критерий геометрической вписываемости УЭЦН при определении предельной кривизны в скважинах с ориентированным профилем

является недостаточным. Созданная модель упруго-деформированного состояния УЭЦН позволяет рассчитать значение предельной кривизны ствола в широком диапазоне зенитных углов. При наклоне скважины более 30 градусов предельную кривизну можно принять равной 3' на 10 м независимо от типа-размера УЭЦН и диаметра обсадной колонны. Полученные результаты в особенности актуальны для горизонтальных скважин и скважин с боковыми стволами. На рис.4 показана зависимость допустимой кривизны ствола в интервале подвески УЭЦН5А-50-1700, спущенной в эксплуатационную колонну 146 мм с толщиной стенки 6,5 мм по различным методикам. Более высокое значение допустимой кривизны в интервале спада зенитного угла объясняется тем, что изгибающий момент, создаваемый колонной НКТ частично компенсируется силой реакции обсадной колонны (см. рис.5).

В третьей главе представлены основные технологические аспекты разработанного программно-технологического комплекса, позволяющего производить:

- анализ эффективности использования добывающих скважин по данным промысловых исследований;
- расчет рациональных технологических параметров УЭЦН с учетом пространственных параметров профиля ствола скважины;
- прогноз межремонтного периода предлагаемого технологического режима;
- оценку экономической эффективности мероприятий по оптимизации технологического режима.
- оценку обоснованности технологического режима эксплуатации скважин;
- выдачу рекомендации для проведения геолого-технических мероприятий;
- определение потребного количества насосного оборудования по типоразмерам на планируемый объем добычи нефти;
- повышение межремонтного периода работы за счет оптимизации технологического режима и подбора вспомогательных приспособлений;
- увеличение объем добычи нефти из скважин.

Интенсивность
искривления, мин/10 м

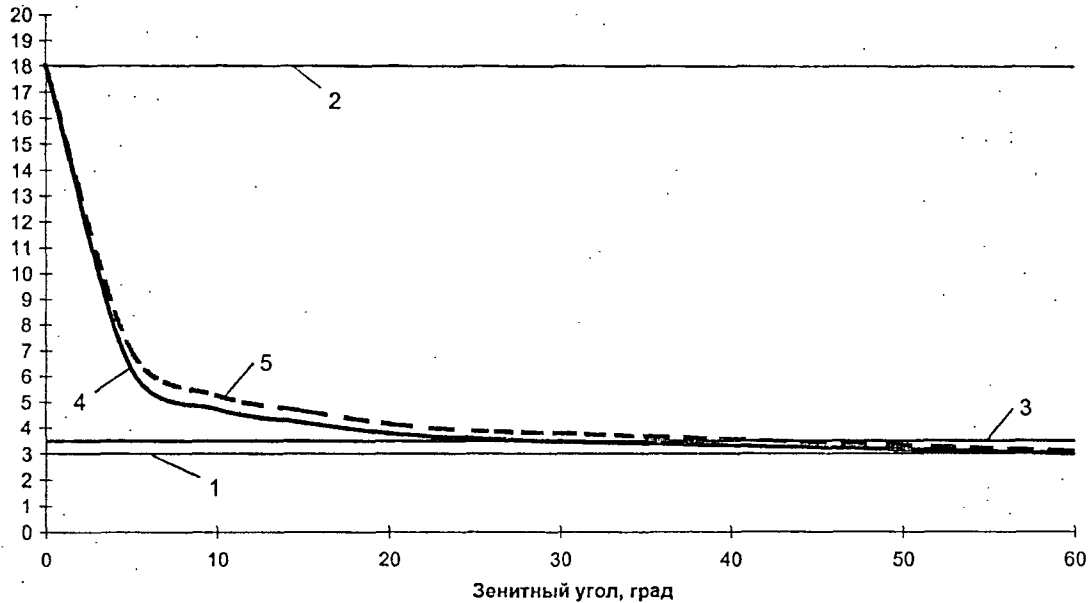


Рис. 4 Зависимость допустимой кривизны ствола в интервале подвески УЭЦН5А-50-1700, спущенной в эксплуатационную колонну 146 мм с толщиной стенки 6,5 мм по различным методикам:
 1- ОКБН "КОННАС"; 2 - В.А. Афанасьев и М.Ф.Вахитов; 3 - А.М.Насыров; 4 - модель упругодеформированного состояния (в интервале роста зенитного угла); 5 - модель упругодеформированного состояния (в интервале снижения зенитного угла)

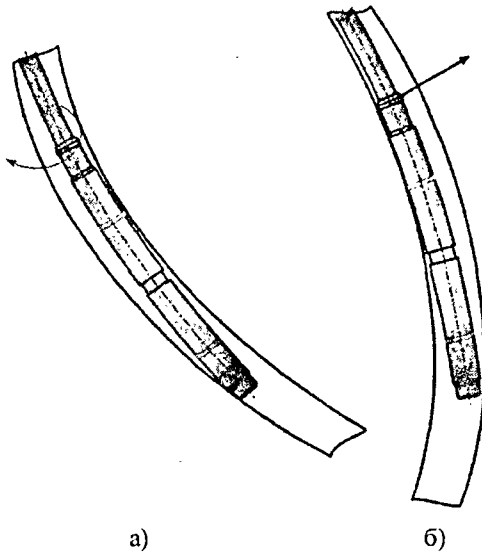


Рис. 5 Иллюстрация влияния колонны НКТ на изгиб установки:
 а) в интервале роста зенитного угла; б) в интервале спада зенитного угла

- подбор глубинного оборудования и расчет режима их работы в условиях наклонных и искривленных скважин.

Данный комплекс включает:

- базу данных на ПЭВМ по конструкции скважин, технологических режимах, справочных данных по месторождениям, пластам и насосному оборудованию;

- блок анализа эффективности использования добычных возможностей скважины, диагностики состояния оборудования;

- рабочие модули, реализующие алгоритмы на базе теории эксплуатации наклонно направленных и искривленных скважин;

- средства диалогового взаимодействия с пользователем, позволяющие осуществлять работу с базой данных, производить расчеты и формировать выходные документы;

- пакет выходных документов, содержащий:

- а) оптимальный технологический режим эксплуатации скважины;
- б) описание траектории ствола скважины с анализом опасных участков для спуско-подъемных операций;
- в) графическую иллюстрацию решения системы уравнений, описывающую совместную работу насоса и подъемного лифта;
- г) выдачу задания на ПРС.

Ориентированный профиль ствола обуславливает следующие технологические особенности комплекса:

- глубина подвески установки должна определяться исходя из требуемого напора и давления на приеме таким образом, чтобы искривление ствола в зоне подвески не превышало максимально допустимых величины; эта величина определяется на основе модели упруго-деформированного состояния УЭЦН и зависит от геометрии ствола скважины, геометрии установки ЭЦН, жесткости установки при изгибе, а также веса установки.

- расчет давлений в лифте скважины представляет собой достаточно сложную задачу из-за широкого диапазона изменения эксплуатационных условий и физико-химических свойств добываемой продукции; в скважинах с ориентированным профилем расчет усложняется еще и тем, что относительная скорость газовой фазы сильно зависит от угла наклона и влияет на среднюю плотность газожидкостной смеси; чтобы учесть влияние наклона профиля скважины истинное газосодержание следует определять, непосредственно используя значения скоростей фаз.

$$\varphi_r = \beta_r w_{cm} / (w_{cm} + w_{го}), \quad (3.7)$$

где β_r - расходное газосодержание;

w_{cm} - средняя скорость жидкой фазы, м/с;

$w_{го}$ - средняя относительная скорость газовой фазы, м/с.

Способ определения истинного газосодержания на основе непосредственного использования скоростей фаз был применен для расчета забойного давления на скв. 8677 Николо-Березовской площади НГДУ Арланнефть. Расчетные давления были сравнены с давлениями, полученными глубинным манометром.

Расхождение замеренных и расчетных значений сопоставимы с погрешностью измерений (1,3 и 2,1 %).

В четвертой главе приведены результаты внедрения программно-технологического комплекса "НАСОС" (рег. № 980437 от 16.07.98 г.)

На 1.05.98 г. в ОАО "Юганскнефтегаз" было подобрано оборудование и технологический режим для 175 скважин. На основе сравнения значений дебита и динамического уровня, рассчитанных комплексом и фактически полученных после внедрения расчетного технологического режима, получены графики (рис.6). Средняя относительная погрешность рассчитанного дебита для 90% скважин не превышает $\pm 14\%$; погрешность динамического уровня $\pm 11\%$.

Рассматривались только те скважины, где спуск оборудования был произведен строго в соответствии с расчетом. При оценке сходимости необходимо отметить, что данные инструментальных замеров имеют погрешности: замерное устройство "Спутник" имеет погрешность 2,5...6 %, уровнемер волнового действия - до 50...100 м (при наличии устойчивого пенообразования).

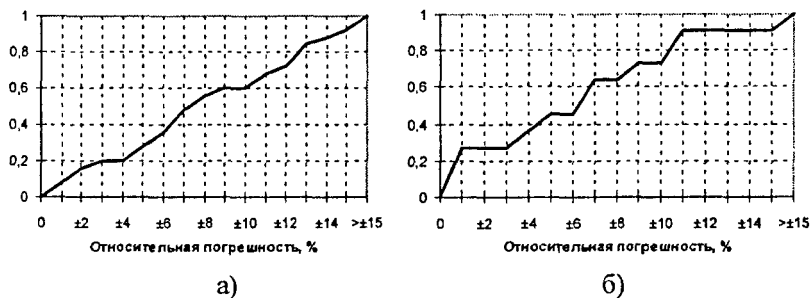


Рис. 6 Распределение относительной погрешности расчета дебита (а) и динамического уровня (б) скважин ОАО "Юганскнефтегаз", рассчитанного ПТК "НАСОС"

Анализ результатов внедрения показал, что оптимизация технологического режима скважин со сменой способа эксплуатации и типоразмера насосного оборудования может дать прирост дебита до 30 %, оптимизация других пара-

метров (глубины спуска насосной установки, применение газосепараторов и т.п.) до 5-10 %.

В 1998г. в НГДУ "Туймазанефть" с помощью ПТК "НАСОС" были произведены расчеты по 51 скважине. За период с начала внедрения на данных скважинах отказы в работе насосного оборудования не наблюдались. Прирост суточного дебита нефти на 51 скважине составил всего около 180 т/сут или 3,5 т/сут на одну скважину. Фактический годовой эффект за 1998 год составил 1728,8 тыс.руб. или 33,8 тыс.руб. на 1 скважину.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Анализом опыта эксплуатации скважин с ориентированным профилем ствола установками УЭЦН подтверждено:

- работоспособность УЭЦН ухудшается по мере роста кривизны ствола скважины в интервале спуска насоса;

- характер аварий свидетельствует о достаточно сложной природе влияния кривизны на работоспособность насосной установки.

2. Анализом существующих методики обоснования допустимой кривизны ствола скважин в интервале подвески УЭЦН показано:

- при расчетах учитывается только упрощенная геометрия вписываемости без учета собственного веса установки;

- превышение пределов допустимой кривизны является одной из причин полетов установок на забой из-за поперечных колебаний вызванных изогнутым валом.

3. Теоретическими исследованиями диссертации установлено:

- при работе в искривленном участке скважины с наклоном более 5 градусов УЭЦН прогибается под действием собственного веса, что является может быть причиной вибрации и боковых биений об обсадную колонну;

- вес колонны НКТ (с жидкостью) создает дополнительный изгибающий момент на УЭЦН, который имеет максимальное значение при наклоне ствола от 5 до 30 градусов;

- в интервале набора зенитного угла этот изгибающий момент увеличивает прогиб установки; кроме того при неравномерной подаче установки этот изгибающий момент тоже меняется, что в свою очередь приводит к дополнительным боковым биениям УЭЦН.

- в интервале спада зенитного угла изгибающий момент, создаваемый колонной НКТ, компенсируется силой реакции обсадной колонны.

4. Обоснованы значения допустимой кривизны ствола в интервале подвески УЭЦН. При этом выявлено, что кроме габаритных размеров насосной установки и внутреннего диаметра обсадной колонны эти значения зависят от зенитного угла и от характера профиля (роста или спада зенитного угла):

- при наклоне скважины более 30 градусов значение допустимой кривизны можно принять равным 3' на 10 м независимо от типоразмера УЭЦН и диаметра обсадной колонны;

- в условно-вертикальных скважинах с локальными искривлениями для нормальной работы УЭЦН достаточно ее простой геометрической вписываемости в профиль ствола;

- в интервале набора зенитного угла значение допустимой кривизны меньше чем в интервале снижения зенитного угла из-за влияния веса НКТ;

5. В составе программно-технологического комплекса внедрена усовершенствованная методика автоматизированного подбора УЭЦН в скважинах с ориентированным профилем.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Уразаков К.Р. Метод выбора способа эксплуатации и расчета технологического режима работы механизированного фонда скважин на ПЭВМ/ Абдуллина М.Н., Андреев В.В., Талалаев Н.А., Алексеев Ю.В., Горбачев С.В.// Уфа, 1994. Вып.88. С.72-80.-(Тр. Башнипинефть).

2. Уразаков К.Р. Анализ профилей ствола добывающих скважин и их геометрическое моделирование/ Сахибгареев Р.Ш., Валеев М.Д., Алексеев Ю.В. // Уфа, 1995. Вып.90. С.35-43.-(Тр. Башнипинефть).

3. Алексеев Ю.В., Уразаков К.Р. Программный комплекс по расчету и подбору погружных электроцентробежных насосных установок для наклонно направленных скважин// Тезисы докладов конференции молодых ученых и специалистов Башнипинефть.- Уфа: Башнипинефть, 1995.- С.15-16.

4. Алексеев Ю.В. Исследование факторов, осложняющих эксплуатацию погружных центробежных насосов/ Иконников И.И., Уразаков Т.К.// Уфа, 1996. С.3-12.-(Сб. аспирантских работ Башнипинефть).

5. Алексеев Ю.В., И.И.Иконников, К.Р.Уразаков Анализ эксплуатационной надежности погружных электроцентробежных насосов// Материалы XXXXVII-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Том 1. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 1996.- С 36-37.

6. Уразаков К.Р., Багаутдинов Н.Я., Атнабаев З.М., Алексеев Ю.В., Рагулин В.А. Особенности насосной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири. М: ВНИИОЭНГ, 1997, 56 с.

7. Гильманова Н.В., Алексеев Ю.В., Уразаков К.Р. Повышение надежности насосов при спуско-подъемных работах в горизонтальных скважинах// Материалы 48-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Секция горно-геологическая. - Уфа: Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 1997.- С.43.

8. Уразаков К.Р. Метод предотвращения остаточных деформаций насосного оборудования при спуско-подъемных операциях/ Габдрахманов Н.Х., Алексеев Ю.В.// Совершенствование технологии бурения и эксплуатации нефтяных месторождений в поздний период разработки. -Уфа, 1998.-Вып.94.-С.100-106.-(Гр. Башнипинефть).

9. Уразаков К.Р., Алексеев Ю.В., Калимуллин Р.С., Ларюшкин Н.В., Родионова Т.А. Оптимизация режима эксплуатации механизированного фонда скважин// Нефтепромысловое дело.- 1997. № 6-7.- С.16-20.

10. Давлетов М.Ш., Алексеев Ю.В. Прогноз межремонтного периода работы скважин, оборудованных УЭЦН и УСШН// Молодые ученые Башнипинеф-

ти- отраслевой пауке.- Уфа, 1998.- С.62-66. - (Аспирантский сборник научных трудов Башнипинефть).

11. Алексеев Ю.В. Математическая модель упругодеформированного состояния УЭЦН// Молодые ученые Башнипинефти- отраслевой пауке.- Уфа, 1998.- С.67-71. - (Аспирантский сборник научных трудов Башнипинефть).

12. Уразаков К.Р., Габдрахманов Н.Х., Алексеев Ю.В. Результаты внедрения ПТК "НАСОС" на месторождениях НГДУ Туймазанефть// Проблемы освоения нефтяных месторождений Башкортостана. Тезисы научно-практической конференции "Решение проблем освоения нефтяных месторождений Башкортостана", посвященной добыче 1,5 млрд. тонны нефти в республике Башкортостан,-Уфа: Башнипинефть, 1998.- С.115-116.

13. Уразаков К.Р., Алексеев Ю.В., Коробейников Н.Ю., Атнабаев З.М. Анализ результатов внедрения программно-технологического комплекса "НАСОС" в ОАО "Юганскнефтегаз"// Нефт. хоз-во.- 1999.- №9.- С.47-49.

14. Алексеев Ю.В. Прогиб вала УЭЦН в искривленном участке ствола скважины с направленным профилем // Оптимизация доразведки и доработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин и нефтепромыслового оборудования. Материалы III-й конференции молодых ученых и специалистов.- Уфа: Башнипинефть, 1999.- С.79-83.

15. Алексеев Ю.В. Основные технологические особенности подбора глубиннонасосного оборудования // Оптимизация доразведки и доработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин и нефтепромыслового оборудования. Материалы III-й конференции молодых ученых и специалистов.- Уфа: Башнипинефть, 1999. - С.84-89.

16. Сулейманов Р.М., Алексеев Ю.В. Методика оценки экономической эффективности технологического режима добывающих скважин при выборе компоновки насосного оборудования// Оптимизация доразведки и доработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин и нефтепромыслового оборудования. Материалы III-й конференции молодых ученых и специалистов. - Уфа: Башнипинефть, 1999, С.141-144.