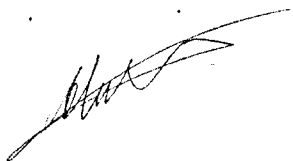


На правах рукописи



САВИНОВ АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ

**МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ
ИЗОЛЯЦИИ РАЗОБЩАЕМЫХ ЗОН В
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ**

Специальности 25.00.15. Технология бурения и освоения скважин
05.02.13. Машины, агрегаты и процессы
(нефтегазовая отрасль)

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т
Диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук



Москва - 2009г

Работа выполнена в Открытом Акционерном Обществе
«Научно-Производственное Объединение «Буровая техника» -
ВНИИБТ

Научный руководитель: доктор технических наук
Оганов Гарри Сергеевич

**Официальные
оппоненты:** доктор технических наук
Сёмин Владимир Иванович

кандидат технических наук
Буяновский Илья Наумович

Ведущая организация: «Воронежский механический завод» -
филиал Федерального государственного
унитарного предприятия
«Государственный космический
научно-производственный центр им.
М.В. Хруничева»

Защита состоится «16» апреля 2009г. в 11 часов на заседании
диссертационного Совета Д.520.027.01 при ОАО НПО «Буровая
техника» - ВНИИБТ по адресу: 115114 г. Москва, ул. Летниковская,
д.9

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ОАО НПО
«Буровая техника» - ВНИИБТ.

Автореферат разослан «16» марта 2009г.

Ученый секретарь
диссертационного Совета,
доктор технических наук



Д.Ф. Балденко

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы.

Одним из основных направлений развития нефтегазодобывающего комплекса России является повышение темпов технического перевооружения отрасли новыми, конкурентно способными технологиями и образцами техники для высокоэффективного и качественного проведения различного вида буровых и ремонтных работ в эксплуатационных скважинах.

На основании анализа, проведенного по месторождениям Среднего Приобья, было выявлено, что при эксплуатации скважин и проведении различного рода ремонтных работ при бурении необходимы новые технические средства, обеспечивающие надежный спуск, установку, длительный период эксплуатации и эффективную изоляцию межтрубного пространства в наклонных скважинах, а также возможность проводить ремонтные работы в скважине с отсечением пластового флюида без глушения скважины, в т.ч. системы, управляемые подачей импульса давления с устья скважины.

В настоящее время изоляция межтрубного пространства в наклонных неглубоких скважинах осуществляется механическими пакерами, обеспечивающими спуск, установку и изоляцию межтрубья на длительный период времени. В скважинах с большими азимутальными углами на больших глубинах требуются технические изолирующие устройства с малыми наружными диаметрами, обеспечивающие надежный спуск и гарантированную установку в наклонных глубоких скважинах. По нашим данным потребность нефтегазового комплекса в отсекающих устройствах, устанавливаемых в эксплуатационных скважинах с целью проведения различного вида капитальных ремонтов без глушения скважин растворами, удовлетворена не более чем на 20%. Основные тому причины – низкая надежность, как отечественных, так и импортных отсекающих устройств, большое количество отказов механизмов управления этими устройствами. Одновременно необходимо обеспечение свободного внутреннего проходного канала после извлечения механизма управления из внутренней полости

устройства для прохода инструмента в пласт с возможностью последующего спуска гидравлически управляемого механизма во внутренний канал устройства. Такие гидравлические механизмы управления могут быть эффективны также для клапанов-отсекателей, устанавливаемых в составе обсадной колонны для бурения на депрессии. Проведенный нами анализ по нефтегазодобывающим предприятиям Западной Сибири показал, что основными отсекающими устройствами с глухим непроходным каналом являются разбуриваемые пакер-пробки. Вместе с тем сегодня на рынке данного оборудования востребованы отсекающие устройства, устанавливаемые в обсаженном стволе скважины, снимаемые и вновь устанавливаемые в заданном интервале без подъема на поверхность.

Настоящая работа посвящена созданию именно таких изолирующих и отсекающих устройств, которые отвечают запросам нефтегазодобывающих предприятий и обеспечивают гарантированный спуск, установку и надежную эксплуатацию в скважине, а также проведение ремонтных работ в эксплуатационных скважинах без их глушения. Эти устройства обеспечивают расширение диапазона технологических операций, проводимых в скважине службами капитального ремонта, рост номенклатуры размерных рядов, увеличение коэффициентов пакеровки, в т.ч. для обеспечения возможности их использования при бурении колтюбинговыми установками и т.д.

Цель работы

Повышение эффективности ремонтных работ при бурении и эксплуатации наклонно-направленных и горизонтальных скважин путем создания высокоэффективных изолирующих и отсекающих устройств.

Основные задачи исследования

1. Анализ и обобщение материалов исследования причин обводненности фонда скважин и повышения пластового давления (ППД) на примере месторождений Среднего Приобья.
2. Анализ и обобщение отечественного и зарубежного опыта

создания внутрискважинных изолирующих и отсекающих устройств.

3. Проведение теоретических исследований работоспособности колонны насосно-компрессорных труб с указанными устройствами в наклонных глубоких скважинах.

4. Разработка и создание стендовых установок для экспериментальных исследований изолирующих и отсекающих устройств в условиях, приближенных к реальным условиям работы скважины.

5. Проведение экспериментальных стендовых исследований работоспособности уплотнительных элементов рукавного типа с учетом влияния физико-механических параметров эксплуатации в скважине.

6. Разработка методов установки изолирующих и отсекающих устройств, повышающих эффективность ремонтных работ при бурении и эксплуатации наклонных глубоких скважин.

7. Разработка и изготовление патентно-защищенных изолирующих и отсекающих устройств.

8. Проведение стендовых и промысловых испытаний разработанных устройств.

Научная новизна

1. Разработана математическая модель работы системы «насосно-компрессорные трубы-пакер» в скважине, позволяющая оценить упругие силы в колонне в зависимости от давления, температуры, поршневого эффекта, а также с учетом потери устойчивости колонны насосно-компрессорных труб в наклонных глубоких скважинах.

2. На основе экспериментальных исследований определены фрикционные эффекты при работе уплотнительного элемента рукавного типа и коэффициент относительного сцепления с учетом различных факторов, влияющих на работоспособность изолирующих и отсекающих устройств в скважине.

3. Создана концепция повышения надежности работы фонда скважин ППД путем создания новых эффективных схем изолирующих устройств, а также технических и технологических условий их установки и эксплуатации.

4. Созданы экспериментальные стендовые установки для исследования работоспособности новых изолирующих и отсекающих устройств, а также фрикционной способности уплотнительных элементов рукавного типа с учетом физико-механических факторов, возникающих в скважине.

Практическая значимость и реализация результатов работы.

1. Разработано новое устройство типа ПНЭ, которое обеспечивает гарантированный спуск, установку и эффективную эксплуатацию в наклонных глубоких скважинах, а также надежность фонда скважин для ППД.

2. Разработан комплекс подземной эксплуатации скважин с номенклатурой устройств спуска и установки при бурении и эксплуатации в скважине без глушения с использованием клапана-отсекателя типа ВИКО.

3. Разработана съёмная пакер-пробка типа ППСМ, позволяющая расширить технологические возможности служб при бурении и эксплуатации, а также обеспечить отсечение боковых стволов в многозабойных скважинах.

4. Созданы эффективные технологические схемы применения конструкций изолирующих и отсекающих устройств типа ПНЭ, ВИКО, ППСМ, повышающие эффективность ремонтных работ при бурении и эксплуатации наклонно-направленных скважин.

5. Разработано методическое руководство по применению устройства типа ПНЭ для изоляции межтрубного пространства в нагнетательных и эксплуатационных скважинах.

6. Устройство ПНЭ было установлено в 17 скважинах на месторождениях Среднего Приобья. На 2009г. в плане НК «Роснефть» запланирована поставка устройств ВИКО в объеме 1000 шт. Общая потребность нефтегазовой отрасли РФ в устройствах ППСМ составляет 300 шт. в год.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на коллоквиумах Лаборатории специальной техники и технологии ремонта скважин ВНИИБТ, техническом совете Управления повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин УПНП и КРС объединений «Юганскнефтегаз», «Нижневартовскнефтегаз», «Лангепаснефтегаз», на научно-техническом совещании «Воронежского механического завода» филиала ФГУП «ГКНПЦ им М.В. Хруничева», на Ученом совете ОАО НПО «Буровая техника -ВНИИБТ».

Публикации по работе

По теме диссертации опубликовано 13 печатных работ, в т.ч. 2 работы в журналах, рекомендованных ВАК.

Структура и объем диссертации.

Диссертационная работа состоит из введения, пяти разделов, выводов и рекомендаций, списка использованных источников из 126 наименований и 12 Приложений. Диссертация изложена на 140 страницах текста, содержит 26 рисунков и 11 таблиц.

Особую благодарность автор выражает своему научному руководителю доктору технических наук Г.С. Оганову и доктору технических наук А.А. Цыбину за большую помощь в работе над диссертацией. Автор выражает также искреннюю признательность доктору технических наук, профессору А.М. Гусману за ценные замечания и советы при подготовке диссертации.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цель и задачи исследования, показана научная новизна и практическая ценность работы, реализация ее результатов в промышленности. В первом разделе представлен анализ проблемы повышения надежности эксплуатационных скважин в процессе спуска, установки и эксплуатации внутрискважинного оборудования, а также анализ состояния нагнетательного фонда скважин. Большой вклад в

решение этих проблем внесли: А.А. Гайворонский, являющийся одним из основоположников технологии и техники совершенствования конструкции скважин и оборудования для повышения их надежности, А.М. Ясашин, А.А. Цыбин, В.И. Ванифатьев, Л.Х. Фарукшин, Ю.З. Цырин, В.А. Галустянц, В.И. Масич, В.Ю. Близиюков, С.С. Хосидова, Х.А. Асфандияров, Р.А. Максутов, В.В. Торопынин, Б.М. Курочкин, А.К. Дудаладов, С.В. Авилов, К.Г. Багиров, Б.В. Дегтярев, З.И. Захарчук, В.И. Крылов, Н.И. Сухенко, Г.А. Ситдыков, Д.А. Лещев, М.А. Курносов, А.М. Хасаев, С.С. Яковлев, Л. Дуглас Пэттон, В.А. Абботт, Й. Клемме и др.. В результате проведенных исследований были разработаны пути усовершенствования изолирующих и отсекающих устройств и технологических схем их установки, а также рациональной конструкции уплотнительных элементов и характера их деформации. Вместе с тем проведенный нами анализ по месторождениям Среднего Приобья показал увеличение процента обводненности эксплуатационных скважин, например по Самотлорскому месторождению до 93% с уменьшением коэффициента использования фонда нагнетательных скважин. Вместе с тем в 90-е годы, в среднем, ежемесячно простаивало свыше 25% нагнетательных скважин от общего их фонда. Если не принять радикальных мер по снижению доли неработающего фонда нагнетательных скважин, то, как показал прогноз на перспективу, коэффициент использования фонда нагнетательных скважин будет снижаться и может достигнуть величины 0,65. Проведенный анализ показал также, что основным фактором, влияющим на работоспособность общего фонда нагнетательных скважин, является их негерметичность, которая возникает как в результате некачественного их строительства, так и нарушения режима эксплуатации. При этом почти половина всех негерметичных скважин имеет недоподъем цементного кольца за эксплуатационной колонной. В связи с этим очевидно, что наряду с совершенствованием конструкции нагнетательных скважин на стадии их строительства необходимо совершенствовать и технологию их эксплуатации. Одной из задач совершенствования технологии эксплуатации является, на наш взгляд, защита эксплуатационной колонны нагнетательной скважины от

высокого давления нагнетания путем закачки жидкости только по НКТ без контакта с обсадной колонной, а также своевременное проведение ремонтно-профилактических работ. Для решения этих задач необходимо наряду с повышением качества строительства скважин:

- обеспечить эффективный режим эксплуатации;
- оснастить колонны лифтовых труб надежными изолирующими устройствами;

устройствами;

- осуществлять плановый контроль за режимом работы нагнетательной скважины;

- своевременно проводить ремонтно-профилактические мероприятия.

В первом разделе также обобщен отечественный и зарубежный опыт использования внутриколонных изолирующих и отсекающих устройств, накопленный в производственных объединениях «Нижневартовскнефтегаз», «Юганскнефтегаз», «Лангепаснефтегаз», «Мегионнефтегаз», «Эмбанефть». Анализ показал, что в настоящее время использование изолирующих устройств для защиты эксплуатационных колонн от гидродинамического воздействия лишь частично удовлетворяет потребность фонда скважин ППД. Основные недостатки эксплуатируемых отсекающих и изолирующих устройств, выявленные в результате их использования в наклонных глубоких скважинах на месторождениях Среднего Приобья, заключаются в следующем:

- успешность спуска в скважину составляет в среднем не более 80%;

- успешность установки в скважине 75%;

- съем и извлечение вышеуказанных устройств после 2-3-х лет эксплуатации в скважине сопряжены со значительными осложнениями в виде затяжек и прихватов;

- отсутствие надежных в управлении и работе отсекающих устройств, а также невозможность обеспечения внутреннего, свободного канала для спуска лифтовых труб;

- отсутствие съемных, отсекающих устройств для проведения различного рода технологических операций.

Эти проблемы предопределили задачи наших исследований.

Во втором разделе приведены результаты теоретических исследований несущей способности системы «НКТ – пакер» с учетом влияния различных физических факторов, возникающих в наклонных глубоких скважинах.

Рассматривая систему «насосно-компрессорные трубы – пакер», спущенную и установленную с запакеранным пакером, необходимо учитывать множество взаимосвязанных факторов. Основными из них являются прочность лифтовых труб и надежность конструкции изолирующих и отсекающих устройств, устанавливаемых в наклонных глубоких скважинах без проворота и натяга. Важными факторами, влияющими на надежность функционирования системы при проведении основных видов работ в скважине, являются также температура, давление и зенитный угол наклона ствола скважины. При решении любой технологической операции эти факторы необходимо учитывать. Система, состоящая из колонны насосно-компрессорных труб и изолирующего устройства, спущенная в скважину к месту установки, в период создания давления в колонне труб должна учитывать значительные по величине сжимающие или растягивающие усилия (Q). Без учета этих усилий эксплуатация системы может привести к срыву пакера, разгерметизации межтрубного пространства с последующим воздействием давления закачки на обсадную колонну и разгерметизацию последней. Закачка жидкости, особенно в глинистых породах с последующим их набуханием, может привести к смещению и порывам эксплуатационной колонны вплоть до ее ликвидации.

Осевые растягивающие или сжимающие усилия Q – являются функцией нескольких параметров:

$$Q = f(\Delta L, P, \Delta t, E, h, S, g, \alpha),$$

где Q - осевое растягивающее или сжимающее усилие, действующее на насосно-компрессорные трубы;

ΔL - изменение длины насосно – компрессорных труб;

P - внутреннее давление закачки жидкости по насосно-компрессорным трубам;

Δt - изменение температуры по длине насосно-компрессорных

труб;

h - глубина установки пакера;

S - площадь поперечного сечения стенки насосно-компрессорных труб;

g - погонный вес насосно-компрессорных труб;

α - коэффициент линейного расширения материала;

γ - зенитный угол наклона ствола скважины;

E - модуль упругости материала насосно-компрессорных труб.

При жесткой заделке системы «насосно-компрессионные трубы – пакер» суммарное осевое усилие определяется по формуле

$$\Sigma Q = |Q_1| + |Q_2| + |Q_3| + |\sin \gamma Q_4|,$$

где Q_1 - усилия, определяемые изменениями температуры в скважине

Q_2 - усилие «поршневого эффекта» от избыточного давления

закачки жидкости в пласт $Q_2 = (P_в - P_з)(S_{в_эк} - S_{в_нт})$,

где $P_в$ - давление во внутренней полости насосно-компрессорных труб;

$P_з$ - давление в затрубном пространстве насосно-компрессорных труб;

$S_{в_эк}$ - площадь внутреннего сечения эксплуатационной колонны;

$S_{в_нт}$ - площадь внутреннего сечения насосно-компрессорных труб;

Q_3 - усилие за счет радиальных деформаций колонны насосно-компрессорных труб в результате воздействия внутреннего давления

$$Q_3 = \frac{2\mu(P_в - P_з)S_{нт}}{b^2 - 1},$$

где μ - коэффициент Пуансона;

b - отношение наружного диаметра к внутреннему диаметру насосно-компрессорных труб.

Величина Q_4 возникает в результате изгиба колонны насосно-компрессорных труб. Рассмотрим напряженное состояние колонны насосно-компрессорных труб, спущенных с пакером в скважину (рис. 1).

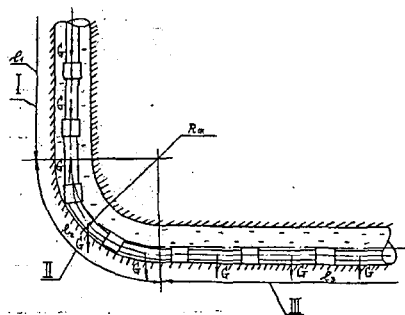


Рис. 1. Схема колонны НКТ, спущенных с пакером

Колонна насосно-компрессорных труб имеет вертикальный участок I, на котором колонна труб под действием массовых сил находится в растянутом состоянии, и радиальный участок II, на котором колонна насосно-компрессорных труб с учетом потери устойчивости подвержена изгибу. При приложении осевой нагрузки колонна насосно-компрессорных труб с учетом жесткости муфтовых соединений на радиальном участке перехода вертикального участка в горизонтальный может иметь n -полуволн неустойчивых состояний (рис. 2).

Горизонтальный участок III (рис. 1) рассматривается в диапазоне изменения зенитного угла от 10° до 90° . На горизонтальном участке колонна насосно-компрессорных труб имеет осевое расположение в скважине за счет заделки на концевых участках (рис. 3). На горизонтальном участке длиной l_2 колонна насосно-компрессорных труб ложится по муфтовым соединениям на нижнюю стенку скважины.

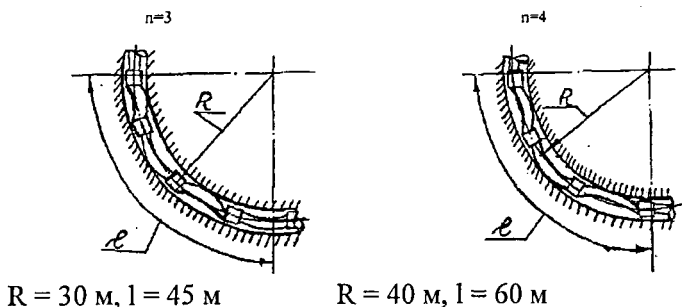


Рис.2. Колонна в скважине в неустойчивом состоянии 3-мя (а) и 4-мя (б) полуволнами

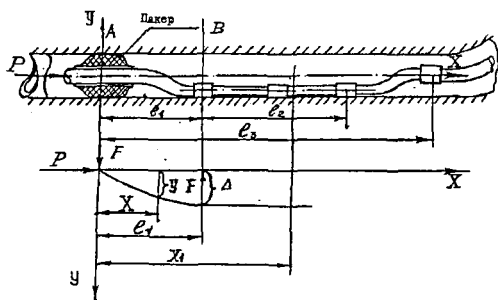


Рис. 3. Горизонтальный участок III.

Рассмотрим колонну насосно-компрессорных труб, как гибкое звено, т.к. горизонтальный участок имеет протяженность от десятков до нескольких сотен метров. Изогнутый участок характеризуется потерей устойчивости колонны насосно-компрессорных труб по второй полуволне, что вызывает полное прилегание колонны к стенкам скважины. В соответствии с моделями, изложенными В.И. Феодосьевым, уравнение упругой линии стержня на участке $0 \leq x \leq l_1$ имеет вид

$$EJy'' + Py = Fx.$$

В этом случае колонна насосно-компрессорных труб соприкасается со стенками скважины только в одной точке после потери устойчивости и

лишь при условии $P > \frac{4\pi^2 E}{\ell^2} J$, где J - момент инерции.

На практике участок l_2 является достаточно большим, и на нем будет полное прилегание колонны насосно-компрессорных труб к стенкам скважины за счет массовых сил, что вызовет условия дальнейшей потери устойчивости колонны.

При любых значениях силы P изогнутые участки колонны насосно-компрессорных труб от точки перегиба до соседней точки прилегания к стенке скважины имеют длину l_1 и описываются выражением, составленным для крайнего левого участка (рис. 3)

$$y = \frac{\Delta}{\pi} (\sin\beta x + \beta x), \quad \text{где } \beta^2 = \frac{P}{EJ}, \quad \Delta - \text{максимальный}$$

прогиб колонны.

Величина силы Q_4 будет равна

$$Q_4 = \frac{EJ\Delta\pi S_{\text{нкт}}}{\ell_1^2 W}, \quad \text{где } W - \text{момент сопротивления сечения.}$$

Суммарное осевое усилие $\sum Q$ определяется по формуле

$$\begin{aligned} \sum Q = & |Q_1| + |Q_2| + |Q_3| + |\sin \gamma Q_4| = |\alpha E S t_{\text{cp}}| + \\ & + |(P_в - P_з)(S_{\text{вк}} - S_{\text{нкт}})| + \left| \frac{2\mu(P_в - P_з)S_{\text{нкт}}}{\sigma^2 - 1} \right| + \left| \frac{EJ\Delta\pi S_{\text{нкт}}}{\ell_1^2 W} \sin \gamma \right| \end{aligned} \quad (1)$$

Когда суммарное осевое усилие превосходит закоревующую способность пакера, то пакер вместе с нижним концевым участком колонны насосно-компрессорных труб перемещается на величину ΔL , а после прекращения процесса закачки жидкости возвращается в первоначальное положение. Основными факторами, которые способствуют условиям свободного перемещения вверх или вниз, являются изменения температуры, поршневой эффект, избыточное давление и эффект изгиба. Изменение температуры вызывает изменение длины колонны, определяемое по формуле

$$\Delta L_1 = \alpha L \Delta t_{\text{cp}},$$

где $\alpha = 12 \cdot 10^{-6} / t$ - коэффициент линейного расширения материала

НКТ для стали.

Изменение давления в полости, образованной колонной насосно-компрессорных труб в обсадной колонне и пакером, вызывает изменение длины колонны с пакером, определяемое по формуле

$$\Delta L_2 = \frac{(P_в - P_з)(S_{\sigma_{эк}} - S_{\sigma_{нкт}})L}{ES_{нкт}}$$

Перемещение, которое возникает в результате изменения давления в полости насосно-компрессорных труб, определяется по формуле

$$\Delta L_3 = \frac{2\mu (P_в - P_з)L}{E (\sigma^2 - 1)}$$

Изменение длины колонны насосно-компрессорных труб, которое возникает в результате изгиба при возникновении неравновесного состояния колонны, определяется количеством «п» полуволн неустойчивого состояния

$$\Delta L_4 = \frac{J\Delta\pi_3 \sin \gamma}{l_1^2 W}$$

Общее изменение длины колонны насосно-компрессорных труб с пакером определяется по формуле

$$\Sigma\Delta L = |\Delta L_1| + |\Delta L_2| + |\Delta L_3| + |\Delta L_4 \sin \gamma|,$$

$$\Sigma\Delta L = \left| 12 \cdot 10^{-6} L \Delta t_{cp} \right| + \left| \frac{(P_в - P_з)(S_{\sigma_{эк}} - S_{\sigma_{нкт}})L}{ES_{нкт}} \right| + \left| \frac{2\mu (P_в - P_з)L}{E (\sigma^2 - 1)} \right| + \left| \frac{J\Delta\pi_3 \sin \gamma}{l_1^2 W} \right| \quad (2)$$

На основании вышеизложенного при закачке жидкости в пласт для повышения пластового давления, кислотной обработке, гидроразрыве пласта, цементировании скважины и других опрессовочных работ в скважине имеет место появление значительных по величине сжимающих или растягивающих усилий. Эти усилия, определяемые по формуле (1), вызывают значительное удлинение или

укорочение колонны насосно-компрессорных труб, определяемое по формуле (2). В результате возникает разгерметизация межтрубного пространства в скважине, а также скручивание и разрыв колонны насосно-компрессорных труб, что значительно снижает надежность и срок эксплуатации изолирующих и отсекающих устройств. С учетом вышеизложенного, при разработке гидравлического устройства типа ПНЭ для изоляции межтрубного пространства в нагнетательных скважинах нами была разработана новая конструкция уплотнительно-шлипсового узла.

В третьем разделе представлены разработанные нами принципиально новые устройства типа ПНЭ, ВИКО, ППСМ, защищенные авторскими свидетельствами и патентами.

Пакер типа ПНЭ разработан для эксплуатационных скважин с условным диаметром обсадной колонны 140, 146, 168 мм и предназначен для надежной изоляции межтрубного пространства при проведении различных подземных работ в период эксплуатации скважин. Это такие операции, как освоение скважин под нагнетание на рабочее давление до 20,0 МПа, защита эксплуатационной колонны при проведении операции по гидравлическому разрыву пласта (ГРП) на рабочее давление до 50,0 МПа, раздельная эксплуатация и закачка жидкости по пластам и др. На основании теоретических и экспериментальных исследований нами была предложена эффективная технология установки разработанного устройства типа ПНЭ, существенно повышающая надежность работы устройства и колонны насосно-компрессорных труб.

Вставной извлекаемый клапан-отсекатель типа ВИКО предназначен для использования в эксплуатационных скважинах с условным диаметром обсадной колонны 146 и 168 мм для эксплуатации, бурения и проведения различного рода ремонтных работ в скважине, в том числе при замене внутрискважинного и устьевого оборудования. Все вышеуказанные операции проводят с обязательным глушением скважины соляным или водным раствором. Клапан типа ВИКО позволяет проводить все вышеуказанные операции без глушения скважины. Кроме того, данный клапан имеет внутренний канал,

который позволяет обеспечить спуск колонны лифтовых труб для проведения различного рода ремонтных работ в пласте. Клапан ВИКО может поставляться в составе разработанного нами комплекса подземного оборудования, включающего устройство спуска, посадки и извлечения. Технологический регламент по эксплуатации добывающих скважин обязывает службы эксплуатации устанавливать клапан-отсекатель в большинстве добывающих скважин.

Съемная, извлекаемая пакер-пробка типа ППСМ, разработанная нами для использования в эксплуатационных скважинах с условным диаметром обсадной колонны 146 и 168 мм предназначена для изоляции зон перфорации при эксплуатации одновременно нескольких горизонтов, проведения различного рода подземных ремонтно-изоляционных работ. Устройство позволяет не только снимать ее после продолжительного периода эксплуатации в скважине, но и вторично устанавливать в скважину без подъема и переборки на поверхности.. Пакер-пробка имеет две модификации: с гидравлическим шлицсовым узлом, обеспечивающим работоспособность пробки при больших давлениях сверху и снизу в обсаженном стволе и с абразивным покрытием наружной поверхности уплотнительного элемента для установки в открытом стволе скважины с большим коэффициентом запакеровки.

Технологические схемы применения съемной пакер-пробки типа ППСМ включают:

- установку съемной пакер-пробки в обсаженном стволе скважины на глубине 50 метров для проведения ремонтных работ и демонтажа противовыбросового оборудования с последующей опрессовкой устья скважины
- поинтервальную опрессовку эксплуатационной колонны с поиском мест негерметичности;
- проведение кислотных обработок;
- отключение из эксплуатации отдельных участков стволов в горизонтально-разветвленных скважинах;
- отсечение нижележащих пластов с проведением различного рода ремонтных работ на вышележащих горизонтах.

В результате созданный комплекс изолирующих и отсекающих устройств обеспечивает возможность:

- надежного спуска, установки, гарантированной работоспособности в течение среднего межремонтного периода эксплуатации нагнетательной скважины, съема и извлечения из скважины после длительного периода эксплуатации;

- исключение операции по глушению при проведении различного вида ремонтных работ, как на устье при опрессовке устья с установленным противовыбросовым оборудованием, так и во внутреннем канале скважины;

- уменьшение простоя скважин из-за исключения операций по кислотной обработке пласта и уменьшение потерь начального дебита скважины;

- исключение операции по установке и разбурированию цементных мостов;

- расширение технологических возможностей служб капитального ремонта скважин в связи с возможностью многократно устанавливать устройство в скважине без подъема на поверхность;

- возможность проведения различных ремонтных работ в открытом стволе скважины.

В четвертом разделе представлены экспериментальные стендовые исследования и испытания устройств типа ПНЭ, ППСМ и ВИКО. Для экспериментальных исследований устройства типа ПНЭ в условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации в нагнетательной скважине, нами была разработана стендовая установка с целью определения герметизирующих и заякоревывающих параметров уплотнительно-шлипсового узла. Установка рассчитана на проведение исследований при гидравлическом давлении нагнетания в скважину до 50,0 МПа, эквивалентном давлению нагнетания жидкости в пласт и осевом усилии, имитирующем разгрузку веса колонны насосно-компрессорных труб до 300 кН на устройство. В процессе экспериментальных исследований была получена зависимость усилия Q на устройство от давления, подаваемого на запакеровку уплотнительного элемента. Экспериментальные данные позволяют

осуществлять выбор оптимальных условий работы уплотнительного элемента и шпилев для обеспечения надежной герметизации межтрубного пространства и заякорования колонны насосно — компрессорных труб устройством при максимальном давлении нагнетания жидкости в скважину. В результате экспериментов по определению продольных перемещений устройства в корпусе экспериментального стенда диаметром 130 мм от величины давления подаваемого под уплотнительный элемент была получена оптимальная величина давления запакеровки, гарантированно обеспечивающая герметизирующую и заякоревальную способности уплотнительно-шпилевого узла и повышающая надежность работы устройства в скважине. Была принята оптимальная технология установки устройства ПНЭ в скважине, которая включает начальную запакеровку устройства в скважине оптимальным давлением, что обеспечивает начальное заякоревание шпилев в эксплуатационной колонне. Разгрузка веса колонны насосно-компрессорных труб создает осевое усилие на устройство для надежного заякоревания шпилев, обеспечивающих жесткую фиксацию колонны насосно-компрессорных труб в эксплуатационной колонне. В дальнейшем окончательная запакеровка уплотнительного элемента в скважине создает надежную изоляцию межтрубья при максимальных давлениях закачки жидкости в пласт. На стенде также контролировалось изменение давления под уплотнительным элементом в зависимости от величины максимального давления закачки в пласт. Были получены величины параметров окончательной запакеровки, при которых уплотнительный элемент устройства не только не разрушается, но работает с достаточным коэффициентом запаса прочности.

На основании экспериментальных исследований была разработана технология по установке устройства типа ПНЭ в скважине и выпущено методическое руководство по применению данного устройства для изоляции межтрубного пространства в нагнетательных и эксплуатационных скважинах.

Кроме того, для экспериментальных исследований съемной пробки типа ППСМ и клапана отсекаателя типа ВИКО была разработана

и изготовлена универсальная стендовая установка. Эта установка позволяла исследовать фрикционные, герметизирующие возможности уплотнительного элемента рукавного, манжетного типа в рабочем диапазоне давлений до 50,0МПа, а также исследовать удерживающую способность шлицсового узла. Помимо этого, установка обеспечивала проведение исследований отцепления устройства доставки и съема с пробки, распаковку пробки после установки устройства доставки и вторичную. Исследования проводились на стенде с внутренним диаметром 150мм. Максимальное давление, подаваемое под уплотнительный элемент, как и рабочее давление, создаваемое на пробку сверху и снизу, составляло 20,0МПа. Экспериментальные исследования показали отсутствие перетоков жидкости по контактной зоне, образованной наружной поверхностью уплотнительного элемента и внутренней радиальной поверхностью стенда в зависимости от давления жидкости, подаваемой как сверху, так и снизу. Была также выявлена надежная заякоревая способность шлицсового узла по удержанию пробки в обсаженном стволе от давления снизу и сверху, а также надежное заякоревание пробки в условиях подвески на нее колонны лифтовых труб с опрессовкой устьевого оборудования и гарантированная работоспособность подпружиненной дифференциальной втулки при запаковке и распаковке уплотнительного элемента. Кроме того, была установлена работоспособность пружинного захвата в процессе стыковки и расстыковки устройства доставки и съема с пробкой, а также эффективность вторичного сцепления устройства доставки с пробкой, её перемещения и вторичной установки в стенде.

Уплотнительный элемент является узлом, работающим в условиях постоянно действующих перепадов давления, температур, воздействия скважинной среды, контактных поверхностных фрикционных сил и т.д. В связи с этим установка пробки ППСМ в открытом стволе потребовала проведения исследований работоспособности уплотнительного элемента на фрикционную работоспособность в зависимости от величин давления запаковки и контактной зоны взаимодействия наружной поверхности

уплотнительного элемента со стенкой скважины. Была исследована герметизирующая и удерживающая способность уплотнительного элемента при условии покрытия наружной поверхности абразивным материалом с допустимыми размерами фракций и значений коэффициентов относительного сцепления. Экспериментальные исследования показали, что фрикционная способность уплотнительного элемента и давление запакеровки являются важными факторами, повышающими работоспособность устройства ППСМ в открытом стволе. При этом усилие, удерживающее пробку от перемещений вверх или вниз, находится в линейной зависимости от контактной площади абразивного покрытия уплотнительного элемента. В результате при гарантированных параметрах площади абразивного покрытия и давления под уплотнительным элементом можно проектировать пробку для работы в открытом стволе. Это позволит повысить надежность изоляции пластовых перетоков в открытом стволе большого диаметра в более широком диапазоне давлений.

Кроме того, на универсальной стендовой установке нами были проведены исследования клапана-отсекателя типа ВИКО. Были получены оптимальные величины давления, подаваемые на уплотнительный элемент для обеспечения гарантированной герметизирующей способности устройства как снизу, так и сверху в рабочем диапазоне давлений до 20,0МПа. Для обеспечения гарантированной закоревашей способности клапана-отсекателя в эксплуатационной колонне нами были проведены исследования одноякорной и двухякорной конструкции клапана-отсекателя в рабочем диапазоне давлений до 20,0МПа. По результатам исследований была разработана оптимальная конструкция клапана-отсекателя, а также технология и оборудование для его спуска и надежной установки в эксплуатационной скважине. На стендовой установке были проведены исследования съемного гидравлического механизма управления клапаном-отсекателем, устанавливаемого во внутреннем канале клапана. Исследования показали надежную работу съемного гидравлического механизма управления в течение 50 циклов открытия - закрытия клапана - отсекавателя в рабочем диапазоне давлений 1,0МПа - 2,0МПа.

В пятом разделе анализируются результаты промышленных испытаний разработанных нами устройств. Пакер ПНЭ был разработан для буровых предприятий Западной Сибири и изготовлен на Опытном заводе ВНИИБТ (г.Котово) в габаритах 146 и 168. Устройства прошли заводские приемочные испытания и были рекомендованы к проведению промысловых приемочных испытаний на месторождениях Среднего Приобья в производственных объединениях ПО «Нижневартовскнефтегаз» и ПО «Юганскнефтегаз». Общий объем изготовленных пакеров составил более 40 штук. С нашим участием было спущено и установлено 12 устройств типа ПНЭ в НГДУ «Самотлорнефть» ПО «Нижневартовскнефтегаз». При предварительных промысловых испытаниях первой партии устройств типа ПНЭ нами отработывалась технология спуска и установки устройства в соответствии с разработанными техническим описанием, инструкцией по эксплуатации и методическим руководством по применению.

Результаты испытаний опытной партии пакеров ПНЭ-146, ПНЭ-168 и ПНЭ-146А показали успешность спуска устройств типа ПНЭ к месту установки, где наблюдалось зависание колонны насосно-компрессорных труб с механическим пакером в связи с сужением обсадной колонны. На Южно-Сургутском месторождении объединения «Юганскнефтегаз» в скважине 588/436 и на Локосовском месторождении объединения «Лангепаснефтегаз» в скважине 347/146 по рекомендациям служб УПП и КРС были успешно осуществлены допуск и посадка устройства ПНЭ в заданном интервале скважин. Все спущенные устройства типа ПНЭ были успешно установлены в 12 скважинах с гарантированной разгрузкой веса колонны насосно-компрессорных труб на пакер. Акты испытаний приведены в Приложениях 1-11 диссертации.

В Котовском филиале ООО «ВНИИБТ - Буровой инструмент» были проведены стендовые экспериментальные испытания устройства ППСМ. На Федеральном Государственном Унитарном Предприятии «Стрела» были проведены стендовые экспериментальные исследования устройства ВИКО. Для промышленного производства устройства ВИКО техническая документация на передана на «Воронежский механический

завод» филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Государственный космический научно- производственный центр им М.В. Хруничева»

В Заключении приведен расчет экономической эффективности от применения устройства типа ПНЭ, а также потребность нефтегазовой отрасли в устройствах ВИКО, ППСМ. Как показал маркетинговый анализ, годовая потребность нефтегазовой отрасли в устройствах типа ВИКО составляет более 1000 шт. Потребность в устройствах типа ППСМ составляет 300 штук в год.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. На основе анализа и обобщения факторов, наиболее значительно влияющих на появление негерметичности в эксплуатационных и нагнетательных скважинах на месторождениях Западной Сибири с учетом влияния силовых, температурных, временных факторов и условий эксплуатации, разработаны рекомендации по повышению качества герметизации межколонного пространства в нагнетательных скважинах.

2. Разработана и исследована математическая модель системы "колонна насосно-компрессорных труб – пакер", позволившая рассчитать влияние температуры, давления, поршневого эффекта и эффекта изгиба колонны труб на обеспечение пакером надежной герметичности межтрубного пространства в газовой и нефтяной средах при длительном режиме эксплуатации глубоких наклонных скважин.

3. Экспериментальные исследования, проведенные на разработанной и изготовленной стендовой установке, обеспечили возможность получения оптимальных величин давлений запакеровки, повышающих эффективность изоляции межтрубного пространства в рабочем диапазоне давлений до 50,0 МПа.

4. Экспериментально установлена удерживающая способность нижнего шплинсового узла устройства ПНЭ в зависимости от начального давления пакеровки и разгрузки колонны насосно-компрессорных труб

на пакер и работоспособность верхних и нижних шлицевых устройств съемной пакер-пробки при условии подвески на неё колонны насосно-компрессорных труб с обеспечением опрессовки устья скважины, а также работоспособность шлицевых узлов отсекающего устройства типа ВИКО, установленного во внутреннем канале обсадной колонны в рабочем диапазоне давлений до 50,0МПа.

5. Определена степень влияния на работоспособность уплотнительного элемента рукавного типа площади покрытия абразивным материалом уплотнительного элемента и коэффициентов относительного сцепления в зависимости от физико-механических свойств различных материалов, контактирующих с уплотнительным материалом.

6. Разработаны защищенные патентами 3 новые изолирующие, отсекающие устройства, устанавливаемые в нагнетательных скважинах для проведения ремонтных работ в скважине без глушения, а также расширения технологических возможностей служб капитального ремонта скважин.

7. Успешно проведены приемочные промысловые испытания опытных образцов разработанных пакеров типа ПНЭ для защиты эксплуатационной колонны в нагнетательных скважинах на рабочее давление до 20,0МПа на Самотлорском месторождении.

8. Экономический эффект (в ценах 2007г.) от применения

- клапана-отсекателя типа ВИКО составил 1,5 млн. руб.;
- съемной пакер-пробки типа ППСМ составил около 0,75 млн. руб.;
- пакера типа ПНЭ составил 0,42 млн. руб.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Цыбин А.А., Янкулев С.С., Савинов А.В. Исследование работы уплотнительного узла гидравлических пакеров // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение.- 1985.- № 3.-М.: ВНИИОЭНГ.- С. 51-54

2. Цыбин А.А., Савинов А.В. Гидравлический пакер для надежной изоляции межтрубного пространства // Нефтяное хозяйство.- 1989.- №12. - С. 68.

3. Цыбин А.А., Савинов А.В., Торопынин В.В. Пакеры для надежной изоляции межтрубного пространства в нагнетательных и эксплуатационных скважинах // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море».- 1994.-№1.-С. 25-27.

4. Петрушин В.И., Савинов А.В., Баланев А.Н. Новое противовыбросовое оборудование // Металл, оборудование, инструмент.- Москва: «Икар», июнь 2003, С.22-23.

5. Оганов Г.С., Савинов А.В. Пути повышения эффективности использования изолирующих и отсекающих устройств в наклонных нагнетательных скважинах // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков.- 2009.- №4.- С.18-21

6. А.С. 1213175 СССР, Кл. E21B 33/12. Пакер гидравлический / Цыбин А.А, Савинов А.В. и др. (СССР); заявл.14.03.84; опубл.23.02.86. БИ № 7.-5с.

7. А.С.1366632 СССР, М.Кл.E21B33/00. Способ опрессовки обсадной колонны поинтервальным пакером/ Цыбин А.А., Матвеев Ю.М., Никитин С.М., Торопынин В.В., Савинов А.В. (СССР).- заявл.14.07.76; опубл.15.01.88. БИ №2-5с.

8. А.С. 1395804 СССР, М. Кл. E21B 33/12. Устройство для установки моста в скважине / Цыбин А.А., Никитин С.М., Савинов А.В., Матвеев Ю.М. (СССР).- заявл.07.04.86; опубл.15.05.88. БИ № 18.- 6с.

9. А.С. 1398505 СССР, М. Кл. E21B 33/12. Гидравлический пакер / Цыбин А.А., Савинов А.В., Торопынин В.В., Галустянц В.А. (СССР).- заявл.08.09.86; опубл.22.01.88.- БИ № 3.- 5с.

10. А.С. 1416666 СССР, М. Кл. E21B 33/12. Гидравлический

пакер / Цыбин А.А., Янкулев С.С., Гайворонский А.А., Торопынин В.В., Савинов А.В. (СССР).- заявл.04.02. 85; опубл.15.0888.- БИ № 30.- 3с..

11. А.С. 1574793 СССР М. Кл. E21B 33/12. Пакер гидравлический / Цыбин А.А., Савинов А.В., Торопынин В.В. (СССР).- заявл.21.12. 87; опубл.30.06. 90.- БИ № 24.-4с.

12. А.С. 1656116 СССР М. Кл. E21B 33/12. Гидравлический пакер / Цыбин А.А., Савинов А.В. и др. (СССР).- заявл.14.07. 88; опубл.15.06.91.- БИ № 22.-4с.

13. Патент № 2313654 РФ М.Кл. E21B33/12. Устройство для предотвращения накопления шлама в ответвлениях скважины (авт. Савинов А.В., Петрушин В.И.- заявл. 16.09.2004; опубл.27.12.2007.- Бюл.№36.- 12с.

ФЛЦ №Д-537052 от 22.11.2004г.

Подписано в печать 01.03.2009. Формат 21х29,7
Набор компьютерный. Гарнитура Times New Roman
Тираж 100 экз. Заказ №1

ЗАО «КУРОРТПРОЕКТ»
115114 Москва, ул. Кожевническая д.10, стр.1