

На правах рукописи

КУЗНЕЦОВ ВИКЕНТИЙ АЛЕКСЕЕВИЧ



**РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВОДКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН  
И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕПЛОИЗОЛИРУЮЩИХ ЭКРАНОВ ПРИ  
ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЯЖЕЛОЙ  
НЕФТИ**

**25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин**

**А В Т О Р Е Ф Е Р А Т**

**диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

---

Отпечатано в отделе оперативной полиграфии  
Ухтинского государственного технического университета.  
Усл. п. л. 1,2. Сдано в печать 21.11.2003 г. Тираж 100 экз. Заказ 174.  
169300 Республика коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, 13

**Ухта 2003**

Работа выполнена на кафедрах Бурения и Теплогазоснабжения и вентиляции  
Ухтинского государственного технического университета

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент  
В.Н. Волков  
Научный консультант: доктор технических наук, профессор  
В.Ф. Буслаев  
Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор  
И.Е. Долгий  
кандидат технических наук  
И.В. Панцерно

Ведущее предприятие: Нефтешахтное управление «Яреганефть» ООО «Лукойл-Коми».

Защита диссертационной работы состоится *“13” декабря* 2003г. в *10* часов на заседании диссертационного совета Д 212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300, г. Ухта, ул. Первомайская 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного  
технического университета.

Автореферат разослан *“22” ноября* 2003 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
кандидат технических наук, доцент



Н.М. Уляшева

## Общая характеристика работы

### Актуальность темы

Мировые ресурсы тяжелой нефти достигают 1 трлн. т, в том числе в России около 9 млрд. т, в Тимано-Печорской провинции около 2 млрд. т. Таким образом, в XXI веке добыча тяжелой нефти становится одним из основных источников восполнения углеводородного сырья, природного битума и должна осуществляться за счет развития технологий, обеспечивающих эффективную разработку, не уступающую по показателям альтернативному освоению месторождений в труднодоступных районах: в Арктике, на шельфе и на море. Показательным примером промышленной разработки залежей тяжелых нефтей является термошахтная технология с использованием более 17000 направленных скважин, в том числе 5000 горизонтальных, которая осуществляется с 1939 г. на Ярегском месторождении, где был достигнут коэффициент нефтеотдачи по отдельным блокам до 68% и годовой объем добычи до 500 тыс. т. Имеются значительные перспективы развития метода в России: в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях, в Западной Сибири и Архангельской области, а также за рубежом: в Азербайджане, Аргентине, Венесуэле, Казахстане, Канаде, Китае, США и других. Повышение эффективности термошахтной технологии возможно за счет сокращения теплопотерь при нагнетании пара в пласт, совершенствования конструкций пароподающих скважин и теплоизолирующих экранов, повышения качества выполнения траекторий и увеличения длины горизонтального ствола.

### Цель работы

Развитие технологий горизонтального бурения и повышение эффективности работы термоизолирующих экранов паронагнетательных скважин.

### Основные задачи исследований

1. Анализ состояния и перспективы развития термошахтной добычи тяжелой нефти с использованием горизонтальных и паронагнетательных скважин.
2. Развитие методик по прогнозированию потерь тепла при закачке теплоносителей в пласт с оценкой эффективности качества теплоизоляции.

3. Научное обоснование конструкций и разработка более совершенных теплоизолированных труб.

4. Научное обоснование, разработка и апробация новых технико-технологических решений по совершенствованию технологии бурения горизонтальных скважин.

#### Научная новизна

1. Научно обоснована и разработана на уровне изобретения конструкция, создана методика расчета термоизолированной колонны с коаксиально расположенными наружными и внутренними трубами, перемещаемыми свободно и независимо друг от друга.

2. Теоретически и опытным путем подтверждена возможность самокомпенсации линейных удлинений теплоизолированных труб при закачке пара с температурой 120°C за счет применения наружной трубы из материала с коэффициентом температурного удлинения большим и модулем упругости меньшим, чем у материала внутренней трубы.

3. Аналитически доказано, что традиционные компоновки низа бурильных колонн формируют траекторию с отрицательной интенсивностью искривления, что подтверждено инклинометрированием пробуренных стволов. Около 50% длины пробуренных скважин являются горизонтально падающими и располагаются на границе с водонефтяным контактом или за пределами продуктивного пласта.

4. Научно обоснован и практически реализован метод определения профиля горизонтального ствола на восстающем участке за счет измерения гидростатического давления столба жидкости в бурильных трубах в период остановок процесса бурения.

#### Защищаемые положения

1. Обоснование оптимального профиля и технологического решения по управлению траекторией, предусматривающего применение нетрадиционной бурильной головки и новых средств оперативного контроля, обеспечивающего надежную реализацию проектируемого профиля горизонтально восстающего ствола.

2. Применение комплекса мероприятий, обеспечивающих снижение теплопотерь, на примере Ярегского месторождения в зависимости от заполнения затрубного пространства теплоподающих труб газом, водой, нефтью и вермикулитом.

Относительное влияние теплопроводности, конвекции и излучения на теплопотери при подаче теплоносителя по трубам на забой.

3. Научное обоснование конструкции и методик расчета теплоизолированных труб с независимым свободным перемещением внутренней теплоподающей колонны с предварительным натягом внутренней трубы и с компенсирующей наружной трубой, что обеспечивает надежность и предотвращает разрушение конструкции.

#### Практическая ценность и реализация результатов исследований

1. Анализ состояния термошахтной добычи показал, что доля затрат на создание горных выработок и выработку энергии для нагнетания пара в пласт составляет 24,7%, эксплуатационные затраты 51,8%. Следовательно, для снижения себестоимости и конкурентоспособности технологии необходимо увеличить объем добычи нефти, сократить объем горных работ, увеличить производительность и длину горизонтальных скважин, повысить качество контроля и управления траекторией ствола, обеспечить надежность и эффективность работы теплоизоляции конструкций скважин.

2. Конструкция и методика расчета теплоизолированных колонн с коаксиально расположенными наружными и внутренними трубами, перемещаемые свободно и независимо друг от друга. Установлена работоспособность колонны при разности температур на внутренней и наружной трубах, равной 250°C с перемещением нижнего торца внутренней трубы до 5,8 м.

3. Методика расчета колонн с предварительным натягом внутренней трубы. Установлено, что при разнице температур на трубах равной 140°C необходимое натяжение должно составлять 108 кН.

4. Принципы расчета самокомпенсирующих теплоизолированных насосно-компрессорных труб (НКТ), техническая документация и результаты испытаний в паронагнетательной скважине 17/2 Лысельской площади ТНКТ-73/114 с наружной трубой из алюминиевого сплава Д16Т.

5. Составы компоновок, техническая документация и результаты испытаний компоновок на принципе центрации, показавшие удовлетворительные результаты по стабилизации угла горизонтально восстающих скважин.

6. Адаптация существующего технологического комплекса для бурения горизонтально восстающих скважин с протяженностью ствола в продуктивном пласте до 1000 м, в 2-3 раза больше достигнутой, что обеспечивается применением винтовых забойных двигателей, забойных механизмов подачи и увеличением давления в гидроцилиндрах подачи долота.

7. Способ определения положения горизонтально восстающего ствола во взрывобезопасном исполнении, обеспечивающий проведение замеров при остановке насосов по гидростатическому давлению в бурильных трубах для горизонтально восстающих скважин, а для других траекторий – капсул с застывающей эталонированной жидкостью.

8. Применение результатов исследований в учебном процессе, при подготовке работ бакалавров и магистров по программе 563602 «Бурение горизонтальных скважин» и инженеров по специальности 090 800 «Бурение нефтяных и газовых скважин».

#### Методы исследований

Поставленные цель и задачи исследований решались с использованием детального анализа и обобщения существующих опыта, технологии и исследований по термошахтной добыче тяжелой нефти, математического моделирования и расчетов тепло-массообменных процессов при закачке теплоносителя в теплоизолированные трубы, математического описания процессов искривления скважин, стендовых и промышленных испытаний теплоизолирующих экранов и новой технологии управления и контроля положения горизонтального ствола.

#### Апробация результатов исследований

По тематике исследований опубликовано 10 научных работ, в том числе 2 патента. Диссертация и ее разделы неоднократно обсуждались на научно-технических советах (НТС) ОАО (ПО) «Коминнефть», ОАО «Битран» 1985-2003г., на всероссийской конференции «Техноэкогеофизика» (г. Ухта, октябрь 2002 г.), «Нефть и газ Европейского северо-востока России» (г. Ухта, апрель 2003 г.), на НТС ТПП «Лукойл-Ухтанефтегаз» (г.Ухта, Печорнипнефть, май 2003 г.), на расширенном заседании кафедры бурения УГТУ (г.Ухта, октябрь 2003 г.).

#### Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 157 страницах машинописного текста, в том числе содержит 39 рисунков и 12 таблиц. Состоит из введения, 4 разделов и заключения. Список использованной литературы включает 102 наименований.

Автор выражает благодарность научному руководителю В.Н. Волкову, научному консультанту В.Ф. Буслаеву, ректору УГТУ Н.Д. Цхадая, коллективу кафедры Бурения и МОН, в частности Кейн С.А., Уляшевой Н.М., Быкову И.Ю., Соловьеву В.В., коллективу ОАО «Битран», Л.Г. Груцкому, В.В. Питиримову, С.М. Кузнецову, Е.И. Гурову и другим за участие в рассмотрении и обсуждении результатов работы.

#### Содержание работы

В первой главе представлен анализ состояния и перспективы развития термошахтной разработки месторождений тяжелой нефти с использованием направленных и паронагнетательных скважин.

Анализ основан в основном на работах ВНИИнефти, Печорнипнефти, Ярегского нефтешахтного управления, ЗАО «Битран», Ярегской нефтетитановой компании и Ухтинского государственного технического университета. Существенный вклад в становление и развитие российского научно-технического приоритета: в области технологии термошахтной добычи нефти внесли ученые и специалисты Буслаев В.Ф., Вахнин Г.И., Вахитов Г.Г., Вертий В.Г., Власенко В.И., Воронин П.Г., Гуров Е.И., Груцкий Л.Г., Каракчиев Э.И., Кейн С.А., Крупенский В.И., Коноплев Ю.П., Кузнецов С.М., Мишаков В.Н., Обрезков А.И., Питиримов В.В., Потетторин Н.И., Рузин Л.М., Спиридонов Ю.А., Сукрушев В.С., Сургучев М.Л., Табаков В.П., Тюнькин Б.А., Филиппов В.П., Цхадая Н.Д., Черняков Ю.В., Ягубов З.Х. и многие другие.

Ярегское месторождение приурочено к своду пологой брахиантиклинальной структуры, именуемой Ухтинской складкой. Размеры залежи по оси складки 18,5 км, по ширине до 4,5 км. Нефтяная залежь приурочена к слабо и среднесцементированным песчаникам среднедевонских отложений на глубине 180-200 м. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта 26м, пористость 26%, нефтенасыщенность 87%, средняя проницаемость 2,6 мкм<sup>2</sup>, плотность нефти – 0,945 т/м<sup>3</sup>, температура пласта 6<sup>0</sup> С, начальное пластовое давление 1,4МПа, вязкость при пластовой температуре 15300 мПа·с.

Остаточные извлекаемые запасы категорий В + С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> составляют около 100 млн. т, средние удельные запасы – 54600 т/га, что при существующем уровне добычи 0,5 млн.т в год обеспечивают перспективу разработки не менее, чем на 200 лет.

В истории разработки Ярегского месторождения выделяются четыре этапа.

**Первый.** 1935-1945г.г. разработка залежи скважинами с поверхности, добыто 38,5 тыс. т, нефтеотдача не более 2%.

**Второй.** 1939-1954г.г. Ухтинская шахтная дренажно-скважинная система на режиме растворенного газа и гравитации. В 1954-1974г.г. – уклонно-скважинная система с расстояниями между забоями 12-20м и длиной стволов наклонных и горизонтальных скважин 40-280м. В этот период на Ухтинском механическом заводе был создан подземный буровой станок ПБС-2Т, с использованием которого пробурено около 10млн.м горных пород или 92000 направленных скважин. С 1939 г. по 1974 г. из этих скважин добыто 7,4 млн.т нефти и достигнута нефтеотдача менее 4%.

**Третий.** С 1968 г. начато применение термошахтной технологии. За 35 лет разработки добыто около 13млн.т ценного сырья, при удельном расходе пара 2,5 м/т средняя величина нефтеотдачи составила 55-60%. Технологический комплекс развивался с созданием нескольких систем и их разновидностей: двухгоризонтной, одnogоризонтной, двухъярусной и панельной. В одnogоризонтной, двухъярусной и панельной системах горизонтальные добывающие и паронагнетательные скважины расположены в продуктивном пласте, причем в наиболее эффективной панельной системе. Бурение горизонтальных скважин осуществляют из нагнетательной и добывающей галерей навстречу друг другу на расстоянии 15-20м. Эффективность термошахтной добычи во многом предопределяется коэффициентом теплоиспользования. Средний коэффициент теплоиспользования в двухгоризонтной системе составляет в среднем 0,25, а в двухъярусной, одnogоризонтной и панельной системах в 1,4-1,6 раза выше, то есть всего лишь 25-40% выработанного тепла аккумулируется в пласте. Рост нефтеотдачи пластов определяется на 15-21% снижением вязкости нефти и повышением эффекта гидродинамического вытеснения, на 5-10% термическим расширением флюидов, на 14-19% гравитационным эффектом и 6-10% капиллярным дренированием. Равномерность распределения тепла по пласту и производительность скважин во многом зависят от качества проводки горизонтальных скважин, а именно:

- расположения ствола в продуктивном пласте;
- восстания ствола добывающей скважины, обеспечивающей гравитационное движение нефти по всему стволу от забоя к устью;
- максимальное пересечение стволом плоскостей естественной фильтрации, трещин, нарушений, целиков и застойных зон;
- большой охват дренированием за счет увеличения длины ствола, исключение его расположения ниже линии водонефтяного контакта (ВНК) и в непродуктивной породе.

**Четвертый.** Комбинированный или комплексный, включающий развитие поверхностных систем разработки с паротепловым воздействием на пласт с использованием кустовых наклонных и горизонтальных скважин и старых шахтных полей, разрабатывавшихся на естественном режиме с коэффициентом нефтеотдачи не более 3%. Четвертый этап включает и комплексную разработку нефти и титаносодержащего сырья. Создано три опытных участка, пробурено около 100 направленных скважин, в том числе 6 горизонтальных с протяженностью ствола в пласте до 320м, одна пятизабойная и три наклонные скважины безориентированным способом.

Эффективность систем разработки на III и IV этапах определяются уровнем развития технологии проводки горизонтальных скважин и научно-техническими решениями по ограничению теплопотерь за счет совершенствования теплоизолирующих экранов и конструкций паронагнетательных скважин.

**Во второй главе** выполнены анализ методик и исследования теплопотерь при нагнетании горячей воды, насыщенного и перегретого пара, при нахождении в затрубном пространстве газа, жидкости, цемента или вермикулита.

В анализе методик расчета теплопотерь использовались работы отечественных и зарубежных ученых Вилхайта П.Г., Намита А.Ю., Михеева М.А., Мосса И.Т., Рамя Х.И., Сгниера Д.П., Фокеева В.М., Чарного И.А., Шеймана А.Б. и других. Исследованиями установлено, что при жестком креплении пароподающей стальной трубы, например цементом, температурные напряжения в теле трубы возрастают до 70МПа при приращении температуры на 28° С. Поэтому вследствие термических напряжений, конструкция скважины испытывает критические состояния: разрушение трубы или разрушение цемента. Следовательно, жесткое крепление при отсутствии

теплозащиты не является реальной альтернативой, и поэтому в расчетных схемах принимались свободная подвеска пароподающей колонны с размещением в затрубном пространстве газа, жидкости и сыпучих материалов. Схема паронагнетательной скважины представлена на рис. 1.

При закачке горячей несжимаемой жидкости из уравнения общей энергии в конечном итоге при использовании итеративного способа расчета можно вычислить абсолютные и относительные потери тепла от ствола скважины к окружающим породам.

Общие потери тепла за время  $\tau$  равны:

$$dQ_n = W\pi K_n \Delta t_n \tau dz, \quad (1)$$

где  $K_n$  – коэффициент температуропроводности скважины, ВТ/(м);

$W$  – массовый расход жидкости кг/час;

$\Delta t_n$  – средний температурный напор,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$z$  – вертикальная координата глубины скважины, м;

$\tau$  – время, час.

Тепловые потери при движении пара в скважине оценивались при подаче в обсадную колонну и через насосно-компрессорные трубы с нахождением в затрубном пространстве газа.

Установлено, что количество сконденсированного пара при подаче через компрессорные трубы значительно меньше, чем при закачке через обсадную колонну.

Темп потерь тепла не зависит от скорости нагнетания пара, однако общие потери пропорционально зависят от времени закачки. На рис. 2 схематично показано относительное влияние каждого вида теплопередачи, которое позволяет определить решения по снижению теплотерь. Например, покрытие НКТ материалами с низкой излучающей способностью, в частности алюминиевой фольгой, уменьшает излучение на 66 % в сравнении с излучением “черных” труб. Создание воздушного, газового затрубного пространства примерно в 4 раза уменьшает теплопроводность по сравнению с заполнением его нефтью или водой, в 3 раза при заполнении его вермикулитом.

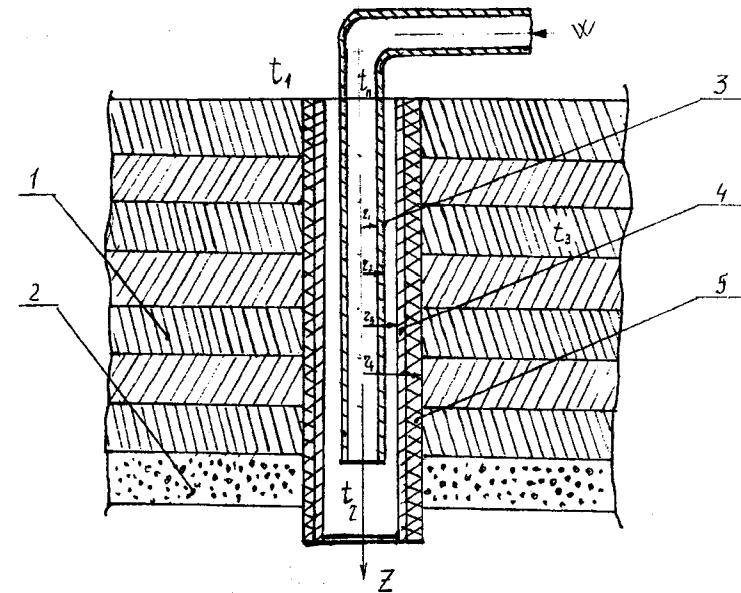


Рис. 1. Схема паронагнетательной скважины

$t_1$  – средняя температура окружающей среды;  $t_2$  – температура на забое скважины;  $t_3$  – средняя температура окружающих пород;  $t_n$  – температура теплоносителя.

1 – окружающая порода; 2 – нефтяной пласт; 3 – нагнетательная труба; 4 – обсадная колонна; 5 – цементное кольцо.

Исследование теплотерь при нагнетании насыщенного и перегретого пара осуществляется путем определения теплового потока и температуры обсадной колонны по стволу скважины.

Проведение исследований теплотерь по стволу позволили на примере Ярегского месторождения сделать следующие выводы.

1. Из распределения температуры по стволу при наличии в затрубном пространстве воды установлено, что теплопроводность и конвекция настолько велики, что температура обсадной колонны мало отличается от температуры нагнетаемой жидкости.

2. Осушка затрубного пространства от воды уменьшает теплотери, и температура обсадной колонны отличается от температуры нагнетаемой воды на 35-40 $^{\circ}\text{C}$ , при уменьшении излучения за счет алюминиевого покрытия компрессорных труб

разница температур будет составлять 40–65°C. Теплотери при закачке горячей воды при наличии в затрубном пространстве жидкости, газа и газа с покрытием труб алюминием составят соответственно 18; 14 и 10 %.

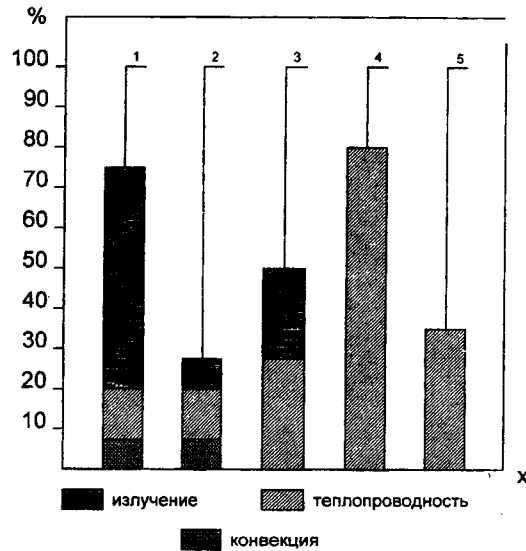


Рис. 2. Уменьшение потерь тепла в стволе скважины  
1 – воздух, 2 – изоляция, 3 – нефть, 4 – газы, 5 – вермикулит.

3. При закачке насыщенного пара температура по стволу, равная 150°C, сохраняется постоянной. При удалении из затрубного пространства жидкости, температура обсадной колонны может быть снижена на 60–80°C.

4. При нахождении в затрубном пространстве воздуха теплопередача осуществляется, в основном, за счет излучения и в меньшей степени за счет теплопроводности и конвекции.

Следовательно, теплоподающие теплоизолированные трубы должны иметь отражающие экраны. Кроме сокращения теплотери теплоизоляция должна обеспечить и защиту конструкций теплоподающих скважин от термических напряжений.

В третьей главе дано научное обоснование и разработка теплоизолированных труб и конструкций паронагнетательных скважин.

На основе теоретических и технических решений НПО «Союзтермнефть», «Дженерал электрик», Печорнипинефти, Ухтинского ГТУ, ВНИИБТ, ВНИИгаза, ТатНИИнефтемаша и других обоснована возможность создания и развития методик расчета и конструкций теплоизолированных колонн

- с коаксиально расположенными наружными и внутренними трубами, перемещаемыми свободно и независимо относительно друг друга;
- с предварительным натягом внутренней трубы;
- самокомпенсирующих труб с научно обоснованным подбором материалов по модулю упругости, коэффициенту температурного расширения и плотности.

Независимое свободное перемещение внутренней пароподающей колонны исключает основной недостаток существующих конструкций: это наличие в каждой секции компенсаторов температурных линейных перемещений. Второе преимущество - независимая подвеска наружной и внутренней колонн обеспечивает в 2 – 3 раза увеличение глубины спуска и, следовательно, ограничение теплотери. Основная задача – создание скользящего межтрубного уплотнения достигается исследованием биметаллического герметизирующего элемента, эластичного герметизирующего устройства или металлического сильфона. Для испытания герметизирующих устройств создан специальный стенд и методика проведения исследований. Работоспособность конструкций подтверждена расчетами.

В секциях с предварительным натягом внутренней трубы  $N_1$  суммарные усилия  $N_1$  возникающие в ее стенках при подаче пара равны:

$$N_1^* = N_1 + N_1^n + N_{сб} = \frac{P}{1 + \frac{F_2}{F_1}} - \frac{2E}{F_1 \cdot \frac{1}{F_2}} (T_1 - T_2 - T_1^{\alpha} + T_2^{\alpha}), \quad (2)$$

где  $N_1^n$  – усилие возникающее во внутренней трубе без натяга;

$P$  – усилие в трубе от собственного веса;

$F_1$  – площадь сечения внутренней трубы;

$F_2$  – площадь сечения наружной трубы;

$\alpha$  – коэффициент линейного расширения;

$E$  – модуль упругости;

$T_1, T_2$  – температуры пара и на наружной стенке трубы;

$T_1^{об}$ ,  $T_2^{об}$  – температуры на внутренней и на наружной трубах при сборке.

В зависимости от знака значения  $N_1^n$  проверку прочности стенок трубы определяют из условий растяжения или сжатия.

В самокомпенсирующихся теплоизолированных трубах, например ТНКТ – П.00.00.000, напряжения во внутренней трубе определялось по формуле

$$\sigma = \frac{\alpha_b \Delta t_b - \alpha_n \Delta t_n}{\frac{1}{E_0} + \frac{C}{E_n}} \cdot C - \frac{G/10000}{F_b + \frac{E_n}{E_b} F_n} \frac{E_n}{E_b} \quad (3)$$

где  $\sigma_b, \sigma_n$  – напряжение соответственно на внутренней и наружной трубах, МПа;

$\alpha_b, \alpha_n$  – коэффициент температурного расширения материалов соответственно внутренней и наружной труб,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ;

$\Delta t_b, \Delta t_n$  – разница между температурой, при которой происходила сборка секции, и температурой среды, в которой будет находиться секция, для внутренней и наружной труб,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$E_b, E_n$  – модуль упругости материала внутренней и наружной труб, МПа;

$F_b, F_n$  – площадь поперечного сечения внутренней и наружной труб;

$G$  – масса труб, расположенных ниже рассматриваемого сечения,  $C = \frac{F_b}{F_n}$ .

Значение напряжений при прокачке теплоносителя с температурой  $T_1 = 120^{\circ}\text{C}$  для наружной трубы из алюминиевого сплава Д16 – Т в зависимости от веса труб Р приведена на рис.3.

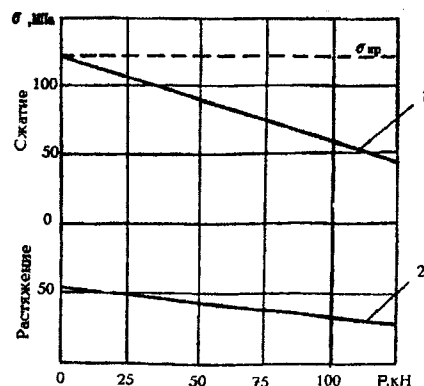


Рис. 3. 1- на внутренней трубе; 2- на наружной трубе.

Пять секций этих труб были изготовлены в Ярегском нефтешахтном Управлении при авторском надзоре сотрудников «Печориниинефти» и были испытаны в скв.17/2 опытного участка ОПУ-1 Ярегского месторождения.

В четвертой главе выполнен анализ и научное обоснование технико-технологических решений по совершенствованию бурения и контроля положения ствола подземных горизонтальных скважин.

На основе теоретического прогноза УГТУ и фактических замеров с использованием дистанционных инклинометров, проведенных ЗАО «Битран» и ООО «Арас-плюс», установлена идентичность прогнозных и фактических траекторий горизонтальных скважин. Проектное положение горизонтально восстающего ствола не выполнялось (см. рис.4, поз.4). Практически 60 – 70 % длины пробуренных стволов имеют уменьшение зенитного угла и оказались на границе с водонефтяным контактом или вне продуктивного пласта. Незапланированное падение угла вызвано использованием компоновок на принципе отвеса и несовершенством средств контроля положения ствола.

На основе промысловых данных установлена качественная зависимость увеличения дебита скважин от длины восстающего участка, что объясняется большим охватом пласта по толщине, реализацией гравитационного течения нефти от забоя к устью и увеличением притока к горизонтально восстающему стволу. Рациональный профиль горизонтальной скважины должен соответствовать представленному на рис.4, поз.5.

Для реализации профиля разработана и испытана компоновка на принципе центрации состава: 98,3мм долото, пяти-лопастной калибратор, 89мм колонковая труба – 2,0м, калибратор, 73мм бурильные трубы. Результаты испытания показали удовлетворительную стабилизацию угла и азимута ствола в непрогретой части пласта при отсутствии уширения скважины.

Существенное значение для улучшения показателей разработки и уменьшения объема горнопроходческих работ имеет необходимость увеличения длины горизонтального ствола при использовании подземного бурового станка типа ПБС-2Т. Решение этой задачи обосновано двумя подходами. **Первый:** развитие существующего комплекса путем уменьшения энергозатрат, в том числе частоты вращения колонны и долота до 50...100 мин<sup>-1</sup>, и увеличения усилия гидроцилиндра до 100кН. **Второй:** это



использование забойных гидравлических двигателей типа Д-54, Д-85 с забойным механизмом подачи, обеспечивающих протяженность бурения горизонтального ствола до 1000м и имеющих большие потенциальные возможности.

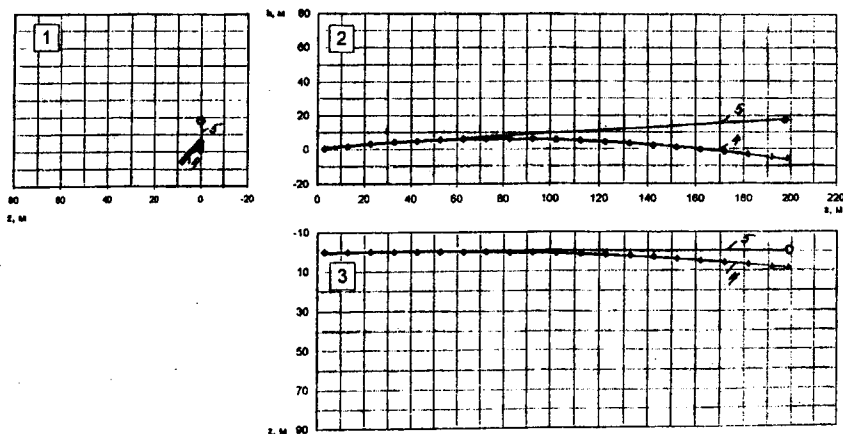


Рис.4. Проекция траектории скважины 03 на:

- 1 – вертикальную плоскость, перпендикулярную плоскости оси скважины  $h(z)$ ;
- 2 – вертикальную плоскость оси скважины  $h(a)$ ;
- 3 – горизонтальную плоскость  $z(a)$ ;
- 4 – фактический профиль горизонтальной скважины;
- 5 – проектный, оптимальный профиль.

В УГТУ с участием ЗАО «Битран» разработаны, испытаны способы и устройства по контролю положения ствола во взрывобезопасном исполнении, обеспечивающих оперативный и достоверный контроль за траекторией. Технология не требует специального обслуживания и реализуется силами буровых бригад.

### Заключение

1. В XXI веке возрастает актуальность создания и развития более совершенных и экономически обоснованных технологий разработки месторождений тяжелых нефтей, являющихся ценным энергетическим и химическим сырьем. Отечественным приоритетом является термошахтная технология с использованием 17000 направленных, в том числе 5000 горизонтальных скважин, конкурентоспособность которой может быть обеспечена

за счет развития технологии проводки и контроля положения горизонтальных скважин, уменьшения энергоемкости за счет совершенствования теплоизолирующих экранов паронагнетательных скважин.

2. В результате анализа термошахтной технологии с применением горизонтальных скважин по двухгоризонтной системе (с 1972 г.), двухъярусной (с 1981 г.) и одногоризонтной (с 1975 г.) было установлено, что развитие технологий обеспечило повышение коэффициента теплоотдачи с 3% до 50%, перевод неизвлекаемых запасов в извлекаемые, решение социально-экономических проблем и создание народнохозяйственного эффекта 415млн. руб. (1989 г.).

3. Развитие методик расчета теплоизолированных труб позволило обосновать использование теплоизолированных экранов с отражателями теплового излучения, обосновать:

- конструкции колонн с наружными и внутренними трубами, имеющими свободное и независимое перемещение друг от друга;
- конструкции теплоизолированных труб на принципе самокомпенсации линейных удлинение за счет использования наружной трубы из материала с коэффициентом температурного удлинения большим и модулем упругости меньшим, чем у материала внутренней трубы;
- методику расчета колонн с предварительным натягом внутренней трубы.

4. Разработан стенд, методика испытаний и проведены промышленные испытания теплоизолированных труб на Ярегском месторождении.

5. В результате развития технологии проводки горизонтальных скважин, установлено:

- влияние технологии проводки и профиля скважины, расположения ее в пласте на производительность, причем, максимальная производительность соответствует горизонтально восстающей скважине на прямолинейно восстающем участке с устьем около подошвы и забоем в кровле пласта;
- теоретически и практически впервые получена стабилизация направления бурения в устойчивой, непрогретой части пласта с использованием компоновок на принципе центрации: долото, опорно-центрирующий элемент (ОЦЭ), колонковая труба – 2 метра, ОЦЭ, бурильные трубы;

- возможность увеличения протяженности ствола в три раза, до 900-1000 метров, за счет повышения эффективности использования гидравлической мощности буровых насосов путем применения забойных винтовых гидравлических двигателей диаметром 54, 85 и 88 мм;
- теоретически возможно увеличение длины бурения горизонтального ствола буровыми станками ПБС роторным способом до 500 метров при частоте вращения верхнего привода 50-100 мин<sup>-1</sup>;
- что при длине ствола 500 и более метров усиление гидроцилиндров подачи долота необходимо увеличить до 100 кН или использовать забойный гидравлический механизм подачи долота;
- теоретическая и практическая возможность контроля положения ствола за счет применения способа с застывающими эталонированными жидкостями, а для горизонтально восстающих скважин – способ измерения гидростатического давления буровых жидкостей в бурильных трубах, что обеспечивает проведение измерений без дополнительных затрат, силами буровой бригады во взрывобезопасном исполнении.

Основные положения и научные результаты диссертации опубликованы в следующих работах автора.

1. Повышение эффективности и экологической безопасности освоения месторождений углеводородов за счет развития геофизических и буровых технологий. / В.Ф. Буслаев, Н.Д. Цхадая, В.А. Кузнецов, И.М. Литвинкович // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. - №10. - С.2-7.
2. Федеральные целевые программы энергосбережения и их реализация в Республике Коми / В.Н. Волков, О.В. Фотиева, В.А. Кузнецов // Сб. науч. тр. материалов науч.-техн. конф. / УГТУ. – Ухта, 2002. – С. 212-215.
3. Буслаев В.Ф. Анализ и развитие технологии бурения горизонтальных скважин при разработке Ярегского месторождения тяжелой нефти / В.Ф. Буслаев, С.А. Кейн, В.А. Кузнецов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. - № 11.
4. Паротепловое воздействие при разработке месторождений высоковязких нефтей в районах Крайнего Севера / В.Н. Волков, В.А. Кузнецов, В.С. Рочев, К.Ю. Никифоров // Сб. науч. трудов материалов 3-й междунар. научно-практической

конференции «Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей», Анапа, 2001 г. – 2001. – С. 12

5. Методы эксплуатации скважин с высоковязкими нефтями Ярегского месторождения / В.Н. Волков, В.А. Кузнецов, В.С. Рочев, Н.В. Волкова // Сб. науч. трудов материалов 3-й междунар. научно-практической конференции «Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей», Анапа, 2001 г. – 2001. – С.13.

6. Пат. 7 Е 21 В 33/12. Пакер / В.А. Кузнецов, Н.Д. Цхадая, В.Н. Волков, И.Н. Андронов. - № 2001106751/03; Приоритет 12.03.01.

7. Пат. 7 Е 21 В 17/00. Люфтовая теплоизолированная труба / В.А. Кузнецов, Н.Д. Цхадая, В.Н. Волков, Л.Г. Груцкий, И.Н. Андронов, А.А. Пранович. - № 200110633/03; Приоритет 11.03.01.

8. Кузнецов В.А. Совершенствование конструкции паронагнетательных и горизонтально восстающих скважин / В.А. Кузнецов // Сборник научных трудов материалов Всероссийской конференции «Нефть и газ Европейского Северо-Востока». – Ухта, 2003. - № 7.

9. Кузнецов В.А. Методика прогнозирования потерь тепла при закачке теплоносителей в пласт с оценкой эффективности качества теплоизоляции / В.А. Кузнецов, В.Н. Волков // Сборник научных трудов материалов Международной научно-практической конференции «Ресурсы недр России: экономика и геополитика, геотехнологии и геоэкология. – Пенза, 2003. – С. 64-65.

10. Кузнецов В.А. Анализ состояния и перспективы развития термошахтной разработки месторождений тяжелой нефти с использованием направленных и паронагнетательных скважин / В.А. Кузнецов, В.Н. Волков // Сборник научных трудов материалов Международной научно-практической конференции «Ресурсы недр России: экономика и геополитика, геотехнологии и геоэкология. – Пенза, 2003. – С. 76-77.