

На правах рукописи

**ГАУФ ВЛАДИМИР АНДРЕЕВИЧ**

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ РЕКОНСТРУКЦИИ  
МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН СООРУЖЕНИЕМ  
БОКОВЫХ СТВОЛОВ**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Тюмень-2004

Работа выполнена в государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ)

Научный руководитель: - доктор технических наук, профессор

**Зозуля Григорий Павлович**

Официальные оппоненты: - доктор технических наук, профессор

**Спасибов Виктор Максимович**

- кандидат технических наук

**Харламов Константин Николаевич**

Ведущая организация – Открытое акционерное общество «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности (ОАО «СибНИИ НП»)

Защита состоится 19 июля 2004 года в 14.00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при Тюменском государственном нефтегазовом университете по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Автореферат разослан « 19 » июня 2004 г.

**Ученый секретарь**  
диссертационного совета,  
доктор технических наук,  
профессор



**В.П. Овчинников**

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность проблемы

Бурение боковых стволов (БС) в настоящее время становится одним из основных способов восстановления бездействующих и увеличения производительности малодебитных скважин.

Особенно это актуально для месторождений Западной Сибири, где крупные залежи нефти и газа переходят в позднюю стадию разработки, характеризующуюся значительным обводнением эксплуатационных объектов. Ввод в эксплуатацию БС, как правило, положительно влияет на показатели эксплуатации скважин, способствует подключению к разработке «застойных» участков месторождений и дополнительной части остаточной нефти.

Например, начиная с 1998 года на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» реализуется программа бурения БС, в том числе с горизонтальным окончанием. Однако стоимость услуг при строительстве БС достаточно высока, а эффективность зачастую бывает ниже проектной.

При этом ряд следующих проблем методического и технологического характера бурения БС требуют дальнейших исследований:

1. Сложность технологического сопровождения привязки точки входа в пласт и оптимизация длины и формы горизонтального участка в зависимости от геолого-технических свойств пласта-коллектора, правильного выбора величины участка и места вскрытия продуктивного пласта.

2. Совершенствование рецептур биополимерных растворов для обеспечения их основных функций в гидравлической программе бурения БГС, при условии обеспечения сохранности коллекторских свойств продуктивных пластов и повышения информативности промыслово-геофизических методов исследования скважин.

3. Повышение показателей бурения боковых стволов, прежде всего на горизонтальных участках в продуктивном пласте.

4. Создание надежного цементного кольца за потайной колонной-хвостовиком в условиях малых кольцевых зазоров и применение изоляционных пакеров в литологически неоднородной части нефтяной залежи, осложненной наличием зон водонефтяного и газонефтяного контакта (ВНК и ГНК).

Указанные проблемы должны решаться с учетом ограничений, предъявляемых к ориентации бокового ствола в месте его «зарезания» и на горизонтальном участке в нефтенасыщенной мощности пласта, что определяет повышенную для таких условий сложность проектирования профиля БС.

### **Цель работы**

Повышение качества строительства БС за счет оптимизации профиля пространственного типа, совершенствования систем их промывки, выбора оптимальной конструкции забоя, обеспечения качества заканчивания и крепления потайных колонн-хвостовиков.

### **Основные задачи исследований**

1. Анализ и обобщение опыта строительства скважин с боковыми стволами в нефтедобывающих регионах с различными геолого-техническими условиями бурения, выявление путей их совершенствования (на примере Федоровского, Быстринского, Западно и Восточно-Сургутского, Восточно-Елового, Родникового и других месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз»).

2. Разработка методических основ проектирования профиля пространственного типа при бурении БС в реконструируемых скважинах, включая программы их расчета на ПЭВМ.

3. Оценка возможности применения биополимерных растворов при бурении БС с горизонтальным участком и совершенствование систем их промывки.

4. Разработка рекомендаций по совершенствованию конструкций забоев реконструируемых скважин и обеспечения качества их крепления.

5. Технико-экономическая оценка полученных результатов, опытно-промышленное внедрение, разработка нормативной документации.

### **Научная новизна выполненной работы**

1. Разработаны научно-методические основы расчета профиля пространственного типа боковых стволов скважин с учетом оптимальной длины горизонтального участка и координат входа бокового ствола в продуктивный пласт.
2. Обоснована и предложена система промывки БС скважин на основе биополимерных буровых растворов.

### **Практическая ценность и реализация**

На основании теоретических, лабораторных и промысловых исследований автором разработаны и внедрены:

1. Техничко-технологические решения, которые реализованы при бурении и заканчивании более 100 БС скважин, в том числе с горизонтальным окончанием ствола, на Федоровском, Западно- и Восточно-Сургутском, Быстринском, Родниковом, Восточно-Еловом месторождениях, где ремонт и восстановление скважин осуществляет Федоровское УПНП и КРС (начиная с 2001 г. УЗБС) ОАО «Сургутнефтегаз».
2. Методические основы расчета профиля, которые позволяют с использованием программных средств оптимизировать и реализовать профиль БС пространственного типа как на стадии проектирования, так и в процессе строительства боковых стволов.
3. Применение биополимерных систем буровых растворов позволило существенно уменьшить аварии и осложнения в процессе бурения и заканчивания БС скважин, обеспечить в них высокую сохранность фильтрационно-емкостных свойств низкопроницаемых коллекторов.

Разработанные технико-технологические решения нашли применение при составлении следующих регламентирующих документов:

- РД 5753490-022-2000. Технологический регламент на бурение из обводненных и бездействующих эксплуатационных скважин боковых стволов с горизонтальным участком. - Сургут, ОАО Сургутнефтегаз, 2000.-87 с.;

- Временная инструкция по технологии приготовления и химической обработке солевого биополимерного раствора для бурения боковых пологих и горизонтальных стволов их бездействующих и малодебитных скважин.- СургутНИПИнефть, 2000. -11 с.;

### **Апробация работы и результатов исследований**

Основные положения диссертационной работы докладывались на: Международной НТК «Ресурсосбережение в топливно-энергетическом комплексе России», (Тюмень: ОАО Газпром, 1999); НТК «Научные проблемы Западно-Сибирского нефтегазового региона», (Тюмень: ТюмГНГУ, 14-17 декабря 1999); Всероссийской НТК «Проблемы совершенствования технологий строительства скважин и подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса», (Тюмень: ТюмГНГУ, 2000); Всероссийской НТК «Проблемы совершенствования технологий строительства скважин и подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса», (Тюмень: ОАО Газпром, 17-19 октября 2000); III конгрессе нефтепромышленников России «Проблемы нефти и газа», (Уфа, 23-25 мая 2001); Всероссийской НТК «Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы». Альметьевск: ОАО Татнефть, ноябрь 2001; Международном семинаре «Новые технологии ремонта нефтяных и газовых скважин» (NEW WORROVER TECHNOLOGIES), Европейская комиссия. Акция по программе 5FP (Тюмень: ТО «СургутНИПИнефть», 21-22 ноября 2001).

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 13 печатных работ.

### **Объем и структура работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников из 61 наименования отечественных и зарубежных авторов, 2 приложений. Изложена на 188 страницах машинописного текста, содержит 16 рисунков и 20 таблиц.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертации, определены цели и задачи исследований, сформулированы научная новизна и практическая ценность, даны общая характеристика работы.

**В первом разделе** приведен анализ зарубежного и отечественного опыта бурения ГС и БГС из малодебитных скважин с целью восстановления их продуктивности.

Интенсивное развитие бурения ГС и БГС в России и за рубежом стало возможным благодаря промышленному внедрению ряда следующих эффективных технологий:

- применение КНБК с управляемыми забойными двигателями;
- применение долот с поликристаллическим алмазным вооружением;
- применение буровых растворов с улучшенными реологическими характеристиками и новых экологически «чистых» систем промывки скважины (например «Flo-Pro» и др.);
- управление траекторией ствола с помощью геологического контроля;
- селективное заканчивание скважин;
- использование современных геофизических средств, в том числе трехмерной сейсморазведки;
- многоствольное бурение скважин с несколькими горизонтальными стволами.

Производительность ГС и БГС значительно выше производительности вертикальных скважин (ВС) прежде всего за счет увеличения площади дренирования: в трещиноватых коллекторах в 4-100 раз, в поровых – 2-8 раз. В среднем отношение продуктивности ГС к продуктивности ВС составляет в США – 3,2, в Канаде – 4,1, а накопленный отбор нефти на одну ГС в 2,5 раза превышает накопленный отбор на одну ВС. Текущий коэффициент нефтеотдачи за по-

следние 5 лет повысился здесь благодаря горизонтальному бурению в среднем на 30 %.

Если за рубежом более 90 % ГС и БГС оправдывают расчетные показатели, то в России успешность составляет немногим более 50 %.

В России работы по бурению ГС и БГС осуществляются в различных нефтегазодобывающих регионах (Западная Сибирь, Удмуртия, Башкортостан, Татарстан и др.).

Проведенный сравнительный анализ отечественного и зарубежного опыта показал, что основными задачами при использовании ГС и БГС являются:

- 1) подключение в разработку низкопродуктивных пластов небольшой толщины;
- 2) повышение степени охвата процессом заводнения пластов, характеризующиеся высокой расчлененностью по геологическому разрезу;
- 3) увеличение конечной нефтеотдачи за счет дополнительного вовлечения запасов нефти «тупиковых» и заводненных зон;
- 4) разработка сложнопостроенных залежей с близким расположением к эксплуатационным объектам газоносных и водоносных пластов;
- 5) вовлечение в разработку нерентабельных низкопроницаемых продуктивных горизонтов (например, ачимовские и юрские отложения ряда месторождений Западной Сибири);
- б) повышение производительности малодебитных скважин.

В Западной Сибири программа бурения БГС из эксплуатационных колонн нефтяных скважин реализуется на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз», «СИБнефть-Мегионефтегаз», «СИБнефть-Ноябрьскнефтегаз», «ТНК-Нижевартовскнефтегаз» и др.

Федоровское УПНП и КРС ОАО «Сургутнефтегаз» (со 2-й половины 2000 г. – Управление по забурированию боковых стволов - УЗБС) осуществляет бурение БГС с целью ликвидации обводненности продукции (более 90 %) и восстановления герметичности эксплуатационных колонн, а также восстановления нерентабельных и скважин с неликвидируемыми авариями. Например, за



период 1998-2001 г.г. на Западно- и Восточно-Сургутском, Федоровском, Савуйском, Яунлорском, Родниковом месторождениях пробурено 112 боковых стволов из эксплуатационных колонн добывающих скважин (таблица 1).

Таблица 1 – Основные показатели бурения боковых стволов в Федоровском УПНП и КРС

№ п/п	Год	Количество скважин с БС, шт.	Глубина вырезания окна, м (мин.-макс.)	Длина, м (мин.-макс.)		Проходка на долото, м (мин.-макс.)	Продолжительность бурения, ч (мин.-макс.)
				БС	хвостовика		
1	1998	11	2344-2982	823-181	145-241	82-152	480-1224
2	1999	20	2029-2704	87-321	137-400	63-283	312-1164
3	2000	20	1736-2778	102-726	176-790	-	313-1728
4	2001	61	1674-2990	141-1024	233-1096	-	336-2088
Итого:		112	-	-	-	-	-

Бурение осуществлялось согласно выбранным участкам размещения горизонтальных эксплуатационных забоев с учетом состояния структуры остаточных запасов нефтяных залежей. Длина горизонтальных стволов составила в среднем 200 м. Зарезание «окна» выполнялась с промывкой солевым раствором соответствующей плотности с регулируемые реологическими характеристиками, обеспечивающими вынос металлической стружки на поверхность. При бурении бокового стола и горизонтального участка применялись для промывки различные биополимерные растворы.

Способ бурения БГС - ориентированный, при котором использовались телеметрическая система Sperry-Sun (DGWD en) и забойные двигатели-отклонители Д-106, ДО-106 (1°), ДО-106 (1,5°), ДР-106 с РУП (1,75°), ДГ-105 (2°). Применялись долота диаметром 123,8 мм следующих типов: СЗ-ЦАУ R-204, 4<sup>7</sup>/<sub>8</sub>" (123,8 мм) STR-1. Бурильный инструмент включал спиральные утяжеленные и бурильные трубы диаметром 73 мм.

Крепление скважин осуществлялось спуском 101,6 мм колонны, оснащенной центраторами Weatherford и хвостовиком с фильтрами. Вызов притока из пласта и освоение скважин осуществлялся при промывке пеной с применением

установки «гибких» труб, с последующим спуском скважинного насосного оборудования.

Эффективность строительства БГС оценивалась по данным их эксплуатации, в результате которой было дополнительно добыто 500 тысяч тонн нефти (данные ТО «СургутНИПИнефть»).

Прогнозная дополнительная добыча нефти из БС (с начальной обводненностью продукции до 97 % и дебитом нефти менее 1 т/сут из подлежащих реконструкции скважин) оценивается в 1395,3 тысяч тонн и в среднем на один БС составляет 13,81 тысяч тонн нефти.

Анализ результатов показывает, что дополнительная добыча от применения БС существенно выше, по сравнению с дополнительной добычей от других методов воздействия на пласт (таблица 2).

Таблица 2 – Результаты сравнительной оценки методов воздействия на продуктивные низкопроницаемые пласты

Методы воздействия	Дополнительная добыча нефти, тыс.т
Бурение дополнительных стволов	19,8
Гидроразрыв пласта	10,5
Изоляция заколонных перетоков	0,33
Изоляция интервала пласта	0,67
Глубокие обработки призабойной зоны	0,78
Физико-химические	0,36
Химические	0,30
Физические	0,36

Вместе с тем детальный анализ и накопленный опыт позволил выявить следующие проблемные вопросы, которые требуют более детального изучения и исследования:

1) отсутствует научная система промыслово-геологического и гидродинамического обоснования заложения БГС как части единой системы разработки залежи;

2) проектирование бурения БГС осуществляется по профилю, не являющимся оптимальным для конкретных условий месторождения и не учитываю-

щим пространственное искривление БС как до входа в продуктивный пласт, так и в самом пласте;

3) не оптимизированы длина и форма горизонтального участка БГС скважин;

4) требует оптимизации гидравлическая программа бурения БГС, в том числе с использованием биополимерных буровых растворов;

5) не разработана эффективная конструкция забоя БГС для конкретных геолого-физических свойств пласта-коллектора;

6) не разработана программа повышения показателей бурения БС, особенно при бурении его горизонтального участка;

7) не решена проблема создания герметичного цементного кольца за по-тайной колонной-хвостовиком в условиях малых кольцевых зазоров и применения изоляционных пакеров в литологически неоднородной части нефтяной залежи (при частичном попадании ГС в зоны ВНК и ГНК), а также эффективного применения комплексов для регулируемого разобщения продуктивных пластов, вскрываемых БГС.

8) является актуальной проблема развития и совершенствования технологий многоствольного бурения при строительстве БГС.

**Во втором разделе** приведена корректировка методики расчета пространственного профиля БГС исходя из следующих граничных условий: глубины зарезания БС ( $H_3$ ), параметров траектории ствола в точке его зарезания ( $\alpha$ ,  $\gamma$ ), отклонения точки входа БС в продуктивный пласт от эксплуатационного забоя бездействующей скважины ( $A_{ТВП}$ ), угла входа БС в продуктивный пласт ( $\alpha_{пл}$ ), допустимой интенсивности искривления в интервалах набора кривизны ( $i_H/10$  м), максимально возможной длины горизонтального участка, величины «коридора» допуска входа в продуктивный пласт в пределах ГНК и ВНК.

В начале в программу расчета вводятся исходные данные для бурения БС и граничные условия. Затем определяется угол входа в продуктивный пласт  $\alpha_{кр}$  (Буслаев В.Ф., Кейн С.А.) по формуле

$$\alpha_{кр} = \arcsin\left(\sin \alpha - \frac{h_{пл}}{R}\right), \text{ град} \quad (1)$$

где  $\alpha$  - конечный зенитный угол БС, град.;  $h_{пл}$  - толщина продуктивного пласта, м;  $R$  - радиус искривления на данном участке, м.

Основным элементом расчета пространственного профиля является определение азимутального угла поправки ( $\Delta\varphi$ ), необходимого для коррекции начального зенитного угла непосредственно перед началом бурения (относительно круга и коридора допуска), который рассчитывается по формуле:

$$\Delta\varphi_n = \arcsin \frac{\Delta\varphi_1 + \Delta\varphi_2 + \dots + \Delta\varphi_i}{A_{ТВП}}, \quad (2)$$

где  $\Delta\varphi_1 = \varphi_1 - \varphi_0$ ,  $\Delta\varphi_2 = \varphi_2 - \varphi_1, \dots, \Delta\varphi_i = \varphi_i - \varphi_{i-1}$  - азимутальное искривление на каждом интервале, град.;  $A_{ТВП}$  - отклонение БС от вертикали до точки входа в продуктивный пласт, м.

Поправка на начальный азимутальный угол  $\Delta\varphi_n$  определяется по формуле:

$$\Delta\varphi_n = \varphi_0 \pm \Delta\varphi_n, \quad (3)$$

где  $\Delta\varphi_n$  - поправка азимутального угла на каждом последующем интервале, град.;  $\varphi_0$  - начальный азимутальный угол, град.

Начальный зенитный угол  $\alpha_{1н}$  определяется по формуле:

$$\alpha_{1н} = \arctg \frac{A^1 - R_1 + R_2 \cdot \cos \alpha_2}{H - R_2 \cdot \sin \alpha_2}, \quad (4)$$

где  $A^1$  - отклонение забоя от вертикали с учетом азимутального угла поправки, м;

$$A^1 = \frac{A_{ТВП} \cdot \sin \Delta\varphi}{\sin(\Delta\varphi_0 + \Delta\varphi_n)}, \quad (5)$$

где  $A_{ТВП}$  - расстояние от вертикали до точки входа в пласт, м;  $\Delta\varphi$  - суммарное изменение азимутального угла, град.;  $R_1, R_2$  - радиусы искривления, соответ-

венно, на 1-м и 2-м участке набора кривизны, м;  $H$  – вертикальная проекция искривленных участков ствола скважины, м;  $\alpha_2$  - зенитный угол входа БГС в продуктивный пласт, град.

Алгоритм расчета пространственного профиля БГС с учетом предлагаемой корректировки методики приведен в диссертационной работе.

**Третий раздел** посвящен совершенствованию системы промывки БГС скважин. Показано, что основными проблемами промывки пологих, наклонно направленных и горизонтальных стволов скважин являются:

- низкая степень очистки ствола скважины от влияния таких факторов, как эксцентричное расположение бурильной колонны (негативное влияние вихрей Куэтта-Тэйкора при ее вращении), «дюнообразование» и движение шламовых «дюн» против направления потока бурового раствора, эффект Бойкота (ускорение осаждения шлама в наклонных участках ствола), кривизна ствола при величинах зенитных углов  $\alpha = 35-55^\circ$ , кольцевое пространство которого наиболее трудно очищается от шлама, реологические свойства и режим течения промывочной жидкости и др.;

- обеспечение устойчивости пород, связанной как с величиной зенитного угла ствола, так и с его ориентацией относительно горизонтальных напряжений в массиве горных пород, определяемых интенсивностью искривления ствола и абсолютными значениями  $\alpha$ ;

- повышение эффективности доведения до забоя скважины, фактически создаваемой нагрузки на долото, зависящей от сил сопротивления подаче бурильной колонны и КНБК. Последние обусловлены с силами контактного давления, которые зависят: от плотности материала труб и бурового раствора, диаметра труб и ствола, зенитного угла и интенсивности искривления, а также осевых сил продольного изгиба колонны;

- максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта за счет предотвращения проникновения в него твердой фазы рас-

твора и фильтрата, обеспечение физико-химической совместимости фильтрата с породой и насыщающими пласт флюидами.

В начале при бурении БС и вскрытии продуктивных пластов применялись малоглинистые пресные буровые растворы, обработанные КМЦ, а также малоглинистые полимерсолевые буровые растворы (МПБР), которые не обеспечивали сохранность ФЕС продуктивной части пласта и не позволили исключить осложнения при бурении и креплении БС.

Поэтому, начиная с 1999 года, для условий Федоровского УПНП и КРС было предложено применять для промывки БГС биополимерные растворы фирмы ИКФ. Успешное их применение позволило в дальнейшем более широко использовать данные растворы в ОАО «Сургутнефтегаз», где в настоящее время применяются системы биополимерных растворов: ИКФ (Волгоград) и рецептуры СургутНИПИнефть (разработаны под руководством О.А. Лушпеевой) на основе биополимера КЕМ-Х и ХВ-полимера, в состав которого входят ксантановая смола, хлорид натрия и Tylose (КМЦ).

Для оценки эффективности применения биополимерных буровых растворов были проведены экспериментальные исследования по определению степени влияния буровых растворов на коллекторские свойства образцов керна на установке по оценке степени повреждения пласта FDES-650Z фирмы Coretest systems (совместно с Е.А. Усачевым, Т.В. Грошевой). Исследовались образцы кернов продуктивного пласта АС<sub>10</sub> Лянторского месторождения, подготовленные для экспериментов в соответствии с действующим стандартом. В качестве биополимерного раствора исследовался раствор фирмы ИКФ и, для сравнения, традиционно применяемый в Западной Сибири при бурении скважин и вскрытии продуктивных пластов полимерглинистый буровой раствор на основе Kem Pas и Poly Kem D.

Исследования показали, что коэффициент восстановления проницаемости полной колонки кернов после воздействия бурового биополимерного раствора в 1,8 раза выше, чем после воздействия полимерглинистого раствора.

Отличительной особенностью влияния биополимерного бурового раствора на керн является достаточно быстрое создание прочного кольматационного экрана с затуханием процесса фильтрации. Толщина образовавшейся корки при этом составляет 1÷2 мм, что существенно меньше, чем при воздействии полимерглинистого раствора. Положительные результаты были получены при промысловых гидродинамических исследованиях состояния околоскважинной зоны пласта БГС в скв. 3022 на Восточно-Сургутском месторождении, которые показали, что здесь был достигнут отрицательный «скин-эффект».

Результаты эксплуатации БГС, пробуренных на данном месторождении с промывкой биополимерными растворами, приведены в таблице 3.

Приведенные результаты свидетельствуют о том, что промышленное применение биополимерных растворов при бурении БГС позволяет качественно вскрывать продуктивные пласты, обеспечить высокие добывные характеристики эксплуатационных объектов и повысить конечную их нефтедачу.

**В четвертом разделе** рассмотрены вопросы выбора конструкции БГС и обеспечения качества их крепления, проведена технико-экономическая оценка эффективности строительства и эксплуатации БС.

При выборе конструкции забоя определяющими являются геолого-технические условия БГС скважины в интервале залегания продуктивного объекта, обуславливающие устойчивость ствола, возможность разобщения напорных горизонтов, проведения технико-технологических воздействий на пласт, обеспечение длительной эксплуатации скважины с оптимальным дебитом.

Например, по состоянию на 06.10.2001 на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» было пробурено 166 боковых стволов из бездействующих и малодебитных скважин, в том числе вертикальных – 21, наклонно направленных – 60, пологих – 32, с горизонтальным окончанием ствола – 53.

Таблица 3 – Данные об эксплуатации БГС, пробуренных с промывкой биополимерными растворами на Восточно-Сургутском месторождении

№ скв.	Дата запуска	Пласт	Длина по пласту, м	Режим начальный на дату ввода					Режим на 01.06.2001				
				Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>нефт</sub> , т/сут	H <sub>дин</sub> , м	Q <sub>уд</sub> , м <sup>3</sup> /сут на 1 м	% воды	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>нефт</sub> , т/сут	H <sub>дин</sub> , м	Q <sub>уд</sub> , м <sup>3</sup> /сут на 1 м	% воды
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
3002	17.05.2001	ЮС <sub>2</sub>	349,2	87	76	401	0,22	1	87	76	401	0,22	1
3018	13.03.2001	ЮС <sub>2</sub>	286,4	37	29,4	856	0,10	10	30	24,1	490	0,08	9
155P	13.03.2001	ЮС <sub>2</sub>	292,6	18	15,1	920	0,05	5	24	20,1	1070	0,07	5
3026	30.12.2000	ЮС <sub>2</sub>	317,2	30	13,3	890	0,04	55	53	43,9	988	0,14	6
3022	16.08.2000	ЮС <sub>2</sub>	269	42	37	1235	0,14	1	36	30,8	1020	0,11	3
<b>по пласту ЮС<sub>2</sub> среднее</b>			<b>302,88</b>	<b>42,8</b>	<b>34,16</b>	<b>860,4</b>	<b>0,110</b>	<b>14,4</b>	<b>46</b>	<b>38,98</b>	<b>793,8</b>	<b>0,125</b>	<b>4,8</b>
510	01.05.2000	БС <sub>10</sub>	76,8	67	56	430	0,73	4	58	33,8	790	0,44	34
616	04.06.2000	БС <sub>10</sub>	100	100	85,6	338	0,86	3	114	58,3	770	0,58	42
425	11.07.2000	БС <sub>10</sub>	112	103	4,5	570	0,04	95	104	10,1	652	0,09	89
992	07.10.2000	БС <sub>10</sub>	217,9	27	22,4	990	0,10	6	31	26,2	1240	0,12	4
513	17.09.2000	БС <sub>10</sub>	78,8	33	17,8	930	0,23	39	44	8,2	1140	0,11	77
335	14.11.2000	БС <sub>10</sub>	256	120	100,5	526	0,39	5	114	98,5	496	0,38	2
353	25.12.2000	БС <sub>10</sub>	207	90	7,9	583	0,04	90	80	2,1	730	0,01	97
352	28.02.2001	БС <sub>10</sub>	259	60	2,6	286	0,01	95	78	67,4	109	0,26	2
478	02.03.2001	БС <sub>10</sub>	183,8	97	81,3	259	0,44	5	108	85,7	263	0,47	10
495	30.03.2001	БС <sub>10</sub>	301	65	48,7	940	0,16	15	37	27,7	1250	0,09	15
574	31.05.2001	БС <sub>10</sub>	100	90	46	295	0,46	42	90	46	295	0,46	42
<b>по пласту БС<sub>10</sub> среднее</b>			<b>172,03</b>	<b>77,45</b>	<b>43,03</b>	<b>558,82</b>	<b>0,31</b>	<b>36,27</b>	<b>78,00</b>	<b>42,25</b>	<b>703,18</b>	<b>0,27</b>	<b>37,64</b>
<b>всего среднее</b>			<b>212,92</b>	<b>66,63</b>	<b>40,26</b>	<b>653,06</b>	<b>0,25</b>	<b>29,44</b>	<b>68,00</b>	<b>41,23</b>	<b>731,50</b>	<b>0,23</b>	<b>27,38</b>



При их строительстве применены следующие конструкции забоев скважин:

1) закрытая, со сплошным цементированием потайной колонны-хвостовика от забоя до интервала подвески ее в эксплуатационной колонне и вскрытием продуктивной части пласта перфорацией – 75 скважин;

2) открытая (рисунок 1), с фильтрами из перфорированных обсадных труб диаметром 101,6 мм в интервале продуктивной части пласта и сплошным манжетным цементированием остальной части хвостовика до интервала его подвески в эксплуатационной колонне – 65 скважин;

3) открытая, с фильтрами из перфорированных обсадных труб диаметром 101,6 мм, изоляционных пакеров CMXX-7 «Baker Oil Tools» и обсадных труб 101,6 мм в обводненных интервалах пласта и сплошным цементированием хвостовика через муфту HCSS до устройства подвески его (LN Hyflon, пакер Hyflon) в эксплуатационной колонне – 23 скважины;

4) открытая, с установкой башмака потайной колонны-хвостовика в кровле продуктивного пласта и пакерованием ее в башмаке, интервалах водогазонапорных горизонтов и подвески в эксплуатационной колонне – 2 скважины.

Оценка качества строительства боковых стволов закрытой конструкции по показателям добычи нефти ( $Q_n$ , т/сут) после ремонта и обводненности продукции ( $B$ , %), установила следующее:

1) из 75 боковых стволов успешными оказались 51 (68 %);

2) не достигнут прирост  $Q$ , т/сут по 10 скважинам (13 %);

3) в 14 (19 %) скважинах обводненность продукции пласта превышала 95 %.

В результате анализа были установлены следующие причины высокой обводненности БС:

1) неправильное проектное направление бурения БС в зоны выработанных запасов и высокой обводненности;

2) заколонные перетоки по цементному кольцу из-за низкого качества цементирования ввиду малого зазора между хвостовиком и стенками БС.

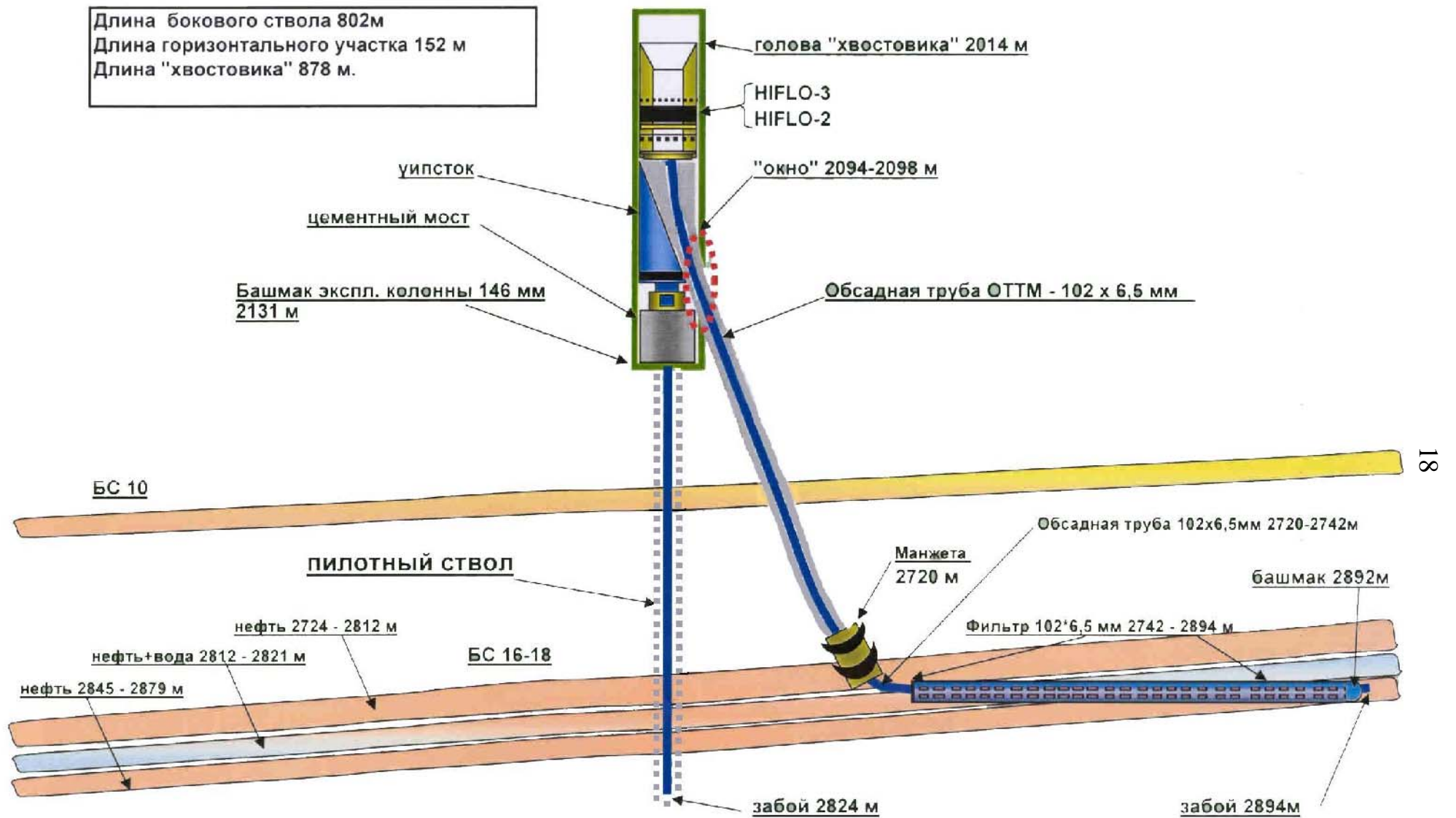


Рисунок 1 – Схема компоновки «хвостовика» бокового ствола с открытым забоем  
 (скважина № 8 ПЛ куст № 471 Яун-Лорского месторождения)

Это подтверждают геофизические исследования, проведенные по 4 скважинам, в продукции которых содержание воды составило более 95 %. В них причина обводненности продукции – заколонные перетоки по цементному кольцу из близкорасположенных водоносных горизонтов или ВНК.

Поэтому для повышения качества строительства БС из малодебитных скважин необходимо следующее:

1) разрабатывать проекты на реконструкцию скважин методом строительства БС (в том числе горизонтальных и многозабойных) из малодебитных (бездействующих) скважин;

2) предусмотреть в них обязательный комплекс геолого-промысловых исследований с целью обоснования и выбора оптимального направления для забуривания БС;

3) при выборе конструкции забоев БС предусматривать технико-технологические решения по селективной их изоляции, расширению диаметра БС до значений величин оптимального кольцевого зазора (15-18 мм), по применению специальных тампонажных материалов.

### **Основные выводы и рекомендации**

1. Анализ отечественного и зарубежного опыта бурения ГС и БГС доказал целесообразность и эффективность их применения для подключения в разработку низкопродуктивных пластов небольшой мощности, для разработки сложнопостроенных залежей с близким расположением водоносных пластов к эксплуатационным объектам, для вовлечения в разработку нерентабельных при традиционных способах бурения низкопроницаемых продуктивных горизонтов, для повышения производительности малодебитных скважин.

2. Научно обоснованна корректировка методики расчета пространственного профиля ГС и БГС, включающая определение зенитного угла входа в продуктивный пласт, азимутального угла поправки, расчет наклонных участков профиля до точки выхода на горизонтальный участок.

3. Доказана необходимость и оценена целесообразность применения биополимерной системы буровых растворов для промывки скважин при вскрытии боковыми стволами продуктивных пластов. Установлено, что коэффициент восстановления проницаемости кернов после воздействия биополимерного раствора в 1,8 раза выше, чем после воздействия полимерглинистого раствора, глинистая корка в 3,5 раза меньше, а «скин-эффект» - отрицательный.

4. По результатам исследования геолого-физических и прочностных характеристик пород пластов ЮС<sub>0</sub>, ЮС<sub>1</sub>, ЮС<sub>2</sub>, БС<sub>10-12</sub> месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» предложены и реализованы при строительстве БГС 4 типа конструкций их забоя. Для неустойчивых пород пласта-коллектора БС<sub>10-12</sub> рекомендована конструкция забоя закрытого типа, для устойчивых пород ЮС<sub>1,2</sub> – конструкция забоя открытого типа с хвостовиком-фильтром в продуктивной части пласта и манжетным цементированием его в остальной части (либо изоляция его с помощью гидравлических пакеров).

5. Установлены основные причины высокой обводненности продукции из БС на Федоровском и ряде других месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»:

- проектное направление бурения боковых стволов дано в зоны выработанных запасов и высокой обводненности залежи;
- заколонные перетоки по цементному кольцу ввиду малого зазора между колонной-хвостовиком и стенками БС.

6. Для повышения качества строительства БС из бездействующих скважин необходимо:

- разрабатывать специальные проекты на реконструкцию скважин методом строительства БС (в том числе горизонтальных и многозабойных) из бездействующих и малодебитных скважин;
- предусмотреть в них обязательный комплекс геолого-промысловых исследований с целью оптимального выбора скважины для зарезки БС и направления их бурения;

- при выборе конструкции забоя БС предусматривать технико-технологические решения по селективной их изоляции, расширению диаметра БС до оптимальных величин зазора (15-18 мм).

7. Проведенный анализ эксплуатации боковых стволов доказал эффективность их строительства на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», а прогнозная оценка до 2015 года позволяет поставить задачу доведения их количества до 5837, при этом дополнительная добыча составит более 93,6 млн. тонн нефти.

**Основные положения диссертации нашли отражение в следующих работах:**

1. Гауф В.А., Калинин В.В., Кочетков П.М., Зозуля Г.П., Шенбергер В.М. Опыт и особенности применения технологии гибких НКТ в Западной Сибири / Междунар. НТК Ресурсосбережение в топливно-энергетическом комплексе России: Сб. тез: – Тюмень: ОАО Газпром, 1999. – С. 69.

2. Гауф В.А., Зозуля Г.П., Шенбергер В.М. Особенности и опыт бурения вторых стволов из эксплуатационных колонн скважин / Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортирования нефти и газа на основе современных технологий: Мат. второй Всерос. НТК – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000.– С.20-21.

3. Гауф В.А., Грошева Т.В., Бурдин К.В. Выбор состава и свойств технологических жидкостей при бурении и ремонте скважин / Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортирования нефти и газа на основе современных технологий: Мат. второй Всерос. НТК – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000 – С. 21-22.

4. Гауф В.А., Полищук Г.П., Зозуля Г.П., Шенбергер В.М. Особенности и опыт бурения вторых боковых стволов из эксплуатационных скважин / Проблемы совершенствования технологий строительства скважин и подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса: Мат. Всерос. НТК – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – С. 100-101.

5. Гауф В.А., Паршукова Л.А., Петров А.Н., Зозуля Е.К., Паршуков А.В. К вопросу повышения качества первичного вскрытия продуктивных пластов на ряде месторождений Западной Сибири / Научные проблемы Западно-Сибирского нефтегазового региона: Тез. докл. НТК – Тюмень: ТюмГНГУ, 1999. – С. 210-212.
6. Гауф В.А. Особенности и преимущества технологий непрерывная труба при ремонте скважин / Научные проблемы Западно-Сибирского нефтегазового региона: Тез. докл. НТК – Тюмень: ТюмГНГУ, 1999. – С. 209-210.
7. Гауф В.А. Разработка и совершенствование системы промывки дополнительных стволов из эксплуатационных скважин / Изв. вузов. Нефть и газ. 2001. – № 4. – С. 34-38.
8. Гауф В.А., Шенбергер В.М., Зозуля Г.П., Павлусенко М.В. Проектирование профиля наклонно направленной пологой и горизонтальной скважины пространственного типа / Тр. Всерос. НТК Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы. – Альметьевск: ОАО Татнефть, 2001. – С. 336-347.
9. Гауф В.А., Гейхман М.Г., Зозуля Г.П., Шенбергер В.М. Разработка и совершенствование систем промывки дополнительных боковых стволов, сооружаемых из эксплуатационных скважин / Тр. Всерос. НТК Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы. – Альметьевск: ОАО Татнефть, 2001. – С. 356-368.
10. Гауф В.А., Гапонова М.А., Карнаухов М.Л., Шенбергер В.М. Результаты резки вторых стволов на месторождениях Ноябрьского региона / Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе: Мат. Всерос. НТК – Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. – С. 35-36.
11. Гауф В.А., Колбин С.В., Шенбергер В.М. О качестве крепления боковых горизонтальных стволов скважин / Там же. – С. 6-7.
12. Гауф В.А., Молоданов Д.В., Козодеев Д.А., Павлусенко М.В., Шенбергер В.М. Проектирование профиля наклонно направленной пологой и горизонтальной скважины пространственного типа / Науч. тр. III Конгресс нефтепромышленников России. Проблемы нефти и газа: – Уфа: УГНГУ, 2001. – С. 106-108.

13. Гауф В.А. Опыт и проблемы бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях ОАО Сургутнефтегаз /Новые технологии ремонта нефтяных и газовых скважин: Семинар Европейской комиссии по проблеме IFR. – Тюмень: СургутНИПИнефть, 2001. – С. 10-16.

Соискатель

В.А. Гауф

Подписано к печати \_\_\_\_\_ 2004 г.

Бум. писч. №1

Заказ № \_\_\_\_\_

Уч.-изд. л.

Формат 60×84 <sup>1</sup>/16

Усл. печ. л.

Отпечатано на RISO GR 3750

Тираж 100 экз.

---

Издательство «Нефтегазовый университет»

Государственное образовательное учреждение

высшего профессионального образования

«Тюменский государственный нефтегазовый университет»

625000, Тюмень, ул. Володарского, 38

Отдел оперативной полиграфии издательства «Нефтегазовый университет»

645000, Тюмень, ул. Володарского, 38