

ВЫСОКОМОМЕНТНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ В БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛАХ

Нижневартовское предприятие по ремонту скважин ООО «НПРС-1» осуществляет строительство боковых горизонтальных стволов любой сложности. За 2008 год и первый квартал 2009 года НПРС-1 успешно пробурен 151 боковой горизонтальный ствол.

В ходе бурения боковых стволов применяются клин-отклонитель ОКС-120.ИН, комплексный фрейзер-райбер КФРМ-125.ИН и толстостенные бурильные трубы с резьбой 3-83.

В течение трех лет работы бурильными трубами БК-89х8 отказов зафиксировано не было. Трубы приходят в негодность из-за износа замков ЗП-105-51 по наружной поверхности, при этом тело трубы и резьба 3-83 остаются работоспособными.

ООО «Нижневартовское предприятие по ремонту скважин-1» (НПРС-1) приступило к оказанию услуг по текущему ремонту скважин 1 февраля 2003 года.

В декабре 2005 года в рамках реструктуризации нефтесервисных активов ТНК-ВР на базе ООО «НПРС-1» было создано специализированное предприятие по выполнению буровых работ методом резки боковых стволов с соблюдением высоких стандартов ОТ, ПБ и ООС. Предприятию переданы необходимые основные фонды для выполнения производственной программы.

НПРС-1 осуществляет строительство боковых горизонтальных стволов по заказу ТНК-ВР на Самотлорском, Лор-Еганском, Пермьяковском, Кошильском, Северо-Варьганском и других месторождениях Западной Сибири, а также на Сорочинско-Никольском, Бобровском, Тананыкском, Давыдовском, Родинском месторождениях Оренбургской области. В 2009 году НПРС-1 выиграло тендер на реконструкцию скважин методом резки бокового ствола с горизонтальным окончанием на Нивагальском, Южно-Покачевском, Поточном, Урьевском, Локовском, Лас-Еганском месторождениях ТПП «Лангепас-нефтегаз».

На сегодняшний день работы ведут 14 буровых бригад, одна из которых осуществляет бурение по уплотнению сетки скважин на месторождениях Западной Сибири. Каждая бригада в течение месяца заканчивает строительством одну скважину. За 2006 год пробурено 67 скважин, за 2007-й —

92 скважины, за 2008-й — 110 скважин и за 4 месяца текущего года — 41 скважина.

НПРС-1 оснащено современным оборудованием, позволяющим бурить полноразмерные одиночные скважины глубиной до 3500 метров в автономном режиме. Кроме того, предприятие владеет лицензией на эксплуатацию взрывоопасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением более 0,07 МПа или при температуре нагрева воды более 115°C.

Дебит скважин после резки боковых стволов, как правило, существенно превышает дебит, зафиксированный после бурения первого основного ствола. Для этого НПРС-1 в ходе ЗБС применяет качественные буровые растворы и горизонтальное вскрытие продуктивного пласта. Проектные геолого-технические задания по всем скважинам успешно выполнены (см. «*Результаты бурения боковых стволов*»).

НПРС-1 бурит боковые стволы скважин, в том числе и горизонтальные, любой сложности с длиной горизонтального участка до 350 метров из эксплуатационных колонн диаметром 140–245 мм.

В 2007 году НПРС-1 впервые в России при помощи бурового станка 5000 ЭУ пробурело боковой ствол скважины до глубины 4547 метров с вырезанием окна в технической колонне диаметром 245 мм с последующим спуском хвостовика 168 мм. Дебит скважины составил 284,4 тонны в сутки.

По итогам 2006 года НПРС-1 признано лучшим сервисным

предприятием блока «Нефтесервисы» ОАО «ТНК-ВР Менеджмент».

Бурение боковых горизонтальных стволов

Для оценки нефтенасыщенности, мощности, глубины залегающих и выработки пласта в ряде случаев предварительно бурится пилотный ствол, который после проведения геологических работ ликвидируется установкой цементного моста.

Бурение боковых горизонтальных стволов выполняется из обсадных эксплуатационных колонн диаметром 146 и 168 мм.

Типовая конструкция бокового горизонтального ствола нефтедобывающей скважины приведена на рисунке (см. «*Конструк-*



РАФИС ЧУЛПАНОВ, ООО «НПРС-1»
ЕВГЕНИЙ КУРНЕВ, ООО «РБУТ»
ВЛАДИМИР ЖАРЕННИКОВ, ЗАО «ПНКМ»

Результаты бурения боковых стволов

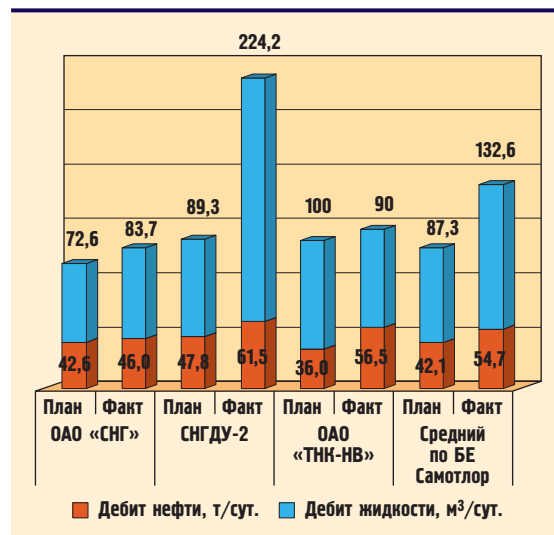




Схема компоновки бурильной колонны



ция бокового горизонтального ствола»). После проведения бригадой КРС цементирования внутреннего отверстия нижней части основной обсадной колонны размером 146x7 (168x8-9) мм производится гидравлическое испытание

тание снижением уровня в основной колонне, подбуривание цемента до заданной глубины и ориентированная установка клина-отклонителя ОКС-120.ИН на забой скважины.

Вырезание окна в обсадной колонне ведется роторным способом при помощи комплексного фрейзера-райбера КФРМ-125.ИН, а бурение в интервале набора кривизны и горизонтальной части ствола осуществляется при помощи специальной компоновки (см. «Схема компоновки бурильной колонны»).

Толстостенные бурильные трубы

Для создания осевой нагрузки и управляемости компоновки КНБК применяются цельнокованные толстостенные бурильные трубы (ТБТ-П2-105-102-51/3-83), выпускаемые Пермской компанией нефтяного машиностроения по ТУ 1324-010-26602587-2007. На ТБТ нарезана резьба 3-83, благодаря чему вся бурильная колонна собирается без переводников.

Верхняя муфтовая часть ТБТ точно соответствует муфтовому концу труб БК-89х8, поэтому спуско-подъемные операции осуществляются без замены элеваторов и клиньев. В средней части тела ТБТ, диаметр которого равен 89 мм, предусмотрены два утолщения наружным диаметром 101,6 мм. В ТБТ также предусмотрено сверленное внутреннее отверстие размером 51 мм. Масса одной трубы ТБТ длиной 8,4 метра с двумя утолщениями составляет 268 кг.

Бурильные трубы БК-89х8 по сравнению с трубами типа БН-73х9,19 в меньшей степени изгибаются и скручиваются. К примеру, при вращении ротором с мо-

ментом 10 кН·м, рассчитанное количество оборотов m упругого скручивания труб длиной 1000 метров для БК-89х8 составляет 6 об. и для БН-73х9,19 — 10,5 об.

Пример расчета m для труб БК-89х8:

$$m = \frac{32 \cdot (1 + \mu) \cdot M_{кр} \cdot L}{\pi^2 \cdot E \cdot (D^4 - d^4)}$$

где μ — коэффициент Пуассона; $M_{кр}$ — момент кручения, Н·м; D , d — наружный и внутренний диаметры трубы, м; E — модуль упругости, Н/м²; L — длина скручивания труб, м.

$$m = \frac{32 \cdot (1 + 0,3) \cdot 10000 \cdot 1000 \text{ м}}{3,14^2 \cdot 206 \cdot 10^9 \cdot (0,089^4 - 0,073^4)} = 5,96 \text{ об.; } \approx 6,0 \text{ об.}$$

Результаты выполненных работ

Показатели промывки скважины при бурении бокового горизонтального ствола приведены в таблице (см. «Показатели промывки скважины»). Используются следующие исходные значения.

Общая длина ствола от устья скважины до забоя равна 2,9 тыс. метров. Длина кольцевого пространства (КП) между бурильными трубами (БТ) и внутренней поверхностью обсадных труб размером 146x7 мм составляет 2,2 тыс. метров. Длина бокового горизонтального ствола составляет 700 метров. Компоновка низа бурильной колонны (КНБК), состоящая из долота, ВЗД, диафрагмной УБТ с телесистемой, принята равной 20 метрам. Общая длина ТБТ-105-89 равна 300 метров, длина труб БК-89х8 — 2580 метров. Параметры промывочной жидкости: плотность $\rho = 1100$ кг/м³; пластическая вязкость $\zeta = 0,01$ Па·с; динамическое напря-

Показатели промывки скважины

Размер, м	Типоразмер		Длина, м	Скорость жидкости в КП, м/с						Потери давлений, МПа					
				Скважины	Обсадных труб	Внутри		В кольцевом пространстве		Общие (12)+(15)					
Долота	Бурильных труб	Замков	КНБК			ТБТ	БТ	БТ	ТБТ		Обсадных труб	Скважины	ОТ	Суммарные	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
146x7	123,8	БК-89х8	ЗП-105-51	20	300	2 580	1,445	1,126	3,003	1,270	4,273	1,193	2,534	3,727	8,0

жение сдвига $\tau = 5$ Па. Расход промывочной жидкости составляет 8,4 л/с.


При расчете потерь давления в КП, помимо местных потерь около замков бурильных труб, учитывались потери давления около утолщений ТБТ. Общие потери давления, включающие потери внутри БТ и ТБТ, а также в КП скважины диаметром 123,8 мм и в КП внутри обсадных труб (ОТ), равны 8,0 МПа. При рабочем давлении бурового насоса, составляющем 15,0 МПа, перепад давления в ВЗД составляет 5,5 МПа и долоте 1,5 МПа.

Показатели работы долот по отдельным типовым скважинам приведены в таблице (см. «Показатели работы долот»).

НПРС-1 в точности соблюдает правила эксплуатации труб. Своевременно и согласно требованиям стандарта дефектоскопии компонентов бурильной колонны ТНК-ВР проводится диагностическая проверка бурильных труб. Рекомендованная периодичность проведения диагностики составляет:

- для бурильной трубы БК-89*8 Л ЗП-105-51, 3-83 — через каждые 1500 часов вращения ротором;
- для толстостенной бурильной трубы ТБТ-П2-105-102-51/3-83 — через каждые 600 часов вращения ротором.

Магнитопорошковая дефектоскопия инструмента проводится в нижневартковском сервисном центре компании «Радиус-Сервис» (см. «Бурильные трубы БК-89x8 после проведения инспекции в СЦ»). При выбросе, приемке на мостки и перемещении труб по мосткам применяются специальные стальные колпачки для защиты резьбы от повреждения. Колпачки изготавливаются на базе НПРС-1.

За трехлетний период работы бурильными трубами БК-89x8 отказов в работе зафиксировано не было. Трубы приходят в негодность из-за износа замков ЗП-105-51 по наружной поверхности, при этом тело трубы и резьба 3-83 остаются работоспособными. 

Бурильные трубы БК-89x8 после проведения инспекции в СЦ



Схема компоновки бурильной колонны



Показатели работы долот

Наименование показателей	Единица измерения	Месторождение, номер скважины				
		Лор-Еганское		Самотлорское		
		209	38 214	736	12 351	11 043
Диаметр обсадной колонны	мм	146	146	146	168	168
Интервал бурения (пилотный ствол)	м	2 200–2 900	2 095–2 581 (1 763–2 417)	1 261–2 112	1 526–2 064	1 518–2 118 (1 503–1 880)
Типоразмер:						
- долота	мм	ВИТ 123,8	ВАС 123,8	PDC 123,8	Reed 142,9	ВИТ 142,9
- забойного двигателя		ДРУ-106	NAVI/Dr	Sperr/Dr	Sperr/Dr 120,7	NAVI/DrM1 120,7
Режим бурения:						
- осевая нагрузка	кН	40–60	50–70	50–70	60–80	60–80
- расход бурового раствора	л/с	8–9	8–9	8–9	9–10	9–10
- давление на насосах	МПа	13–15	15–16	15–16	14–15	14–15
Плотность бурового раствора	кг/м³	1 100	1 110	1 140	1 140	1 130
Механическая скорость бурения	м/час	6–7	6–7	6–7	7–8	7–8
Количество долблений в интервале бурения	шт.	3	3	2	2	3
Кривизна бокового ствола скважины	градусы (м)	90 (2 850)	92 (2 483)	90 (2 092)	91,5 (1 987)	92 (2 044)
Геологические отложения на проектной глубине		Меловые, Альмская и Вартовская свита	Меловые, Альмская и Вартовская свита	Меловые, Альмская и Вартовская свита	Меловые, Альмская и Вартовская свита	Меловые, Альмская и Вартовская свита