

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН: ОПЫТ КОМПАНИИ «НЬЮТЕК СЕРВИСЕЗ»

Компания «НьюТек Сервисез» имеет большой опыт проведения операций по креплению скважин: и в различных регионах России, Украины и Казахстана, и в скважинах, бурящихся как на суше, так и на море, и в различных геологических и технико-технологических условиях. Применение гибкого подхода, адаптированного под условия каждой конкретной скважины, выбор высокотехнологичного оборудования мировых производителей по критерию «качество — цена — сроки производства», эффективное взаимодействие с заказчиком позволяет получать существенный экономический и технологический эффект при выполнении операций по креплению скважин.

Основные заказчики и период выполнения работ по креплению скважин		
Основные заказчики	Регион выполнения работ	Период выполнения работ
ЛУКОЙЛ-Пермь	Россия: Пермский край	2003
Газфлот	Россия: • Обская губа (шельф) • п-ов Ямал (шельф) • о. Сахалин (шельф) • о. Новая Земля (шельф)	2004–2011
Укргазвидобування	Украина: Полтавская область	2004–2007
Черноморнефтегаз	Украина: п-ов Крым (шельф)	2004–2006
Калмнефтегаз	Россия: Калмыкия	2006
Урал Ойл энд Газ	Казахстан: Западно-Казахстанская область	2007–2008
Газпром бурение	Россия: • Ямало-Ненецкий АО • Краснодарский край	2008–2012
Юсенко Украина	Украина: Львовская область	2009
Кадоган Петролеум	Украина: Полтавская область	2009–2010
Природные ресурсы	Украина: Полтавская область	2011
ТНК-ВР	Россия: Оренбургская область	2012
Эриел	Узбекистан: Кашкадарьинская область	2012

Применяемое оборудование

В настоящее время при проведении операций по креплению скважин нами используется оборудование нижеследующих американских производителей:

- Chancellor Oil Tool — подвески хвостовиков, пакеры головы хвостовика, узлы стыковок;
- Davis-Lynch — муфты ступенчатого цементирования, заколонные надувные пакеры, технологическая оснастка обсадной колонны, в т.ч. башмаки, обратные клапаны, фонари, центраторы и др;

- TAM International — заколонные надувные и набухающие пакеры;
- PMI Oil Tools — механические эксплуатационные пакеры, мостовые пробки и др.

Следует отметить, что персонал компании обладает большим опытом работы с подвесками хвостовиков производства компаний Smith Services (в настоящее время подразделение компании Schlumberger) и Innicor (в настоящее время подразделение компании Baker Hughes), а также с муфтами ступенчатого цементирования и технологической оснасткой компании Top-Co.

Специалистами компании применяется гибкий подход при выборе оборудования и его производителей, при этом основным приоритетом является обеспечение максимального соответствия наших технических и коммерческих предложений технологическим и экономическим требованиям заказчика. Поэтому в комплект оборудования для крепления обычно включается оборудование, выпущенное различными производителями.

Выбор оборудования осуществляется по критерию: «качество — цена — сроки производства».

Все оборудование, используемое нами для крепления скважин, сертифицировано по стандартам API и ISO. При использовании оборудования на территории РФ оно в обязательном порядке проходит процедуру регистрации и сертификации в Государственном Ростехнадзоре России.

дении операций на буровых. По итогам успешного завершения тренингов всем специалистам были выданы сертификаты установленного образца.

Помимо этого, наши специалисты имеют сертификаты об окончании курсов по технике безопасно-

Информация о скважине и основные требования заказчика

Для правильного подбора оборудования с целью использования в конкретных условиях скважины необходимо иметь полную информацию о геологических и технико-технологических условиях проводки скважины. Для получения такой информации нами разработана специальная форма запроса (вопросник), которая направляется заказчику и заполняется его инженерной службой.

Помимо этого, на протяжении всего периода выполнения проекта инженеры «НьюТек Сервисез» работают в тесном контакте с инженерной службой заказчика с целью своевременного оперативного реагирования на любые возможные изменения в проекте.

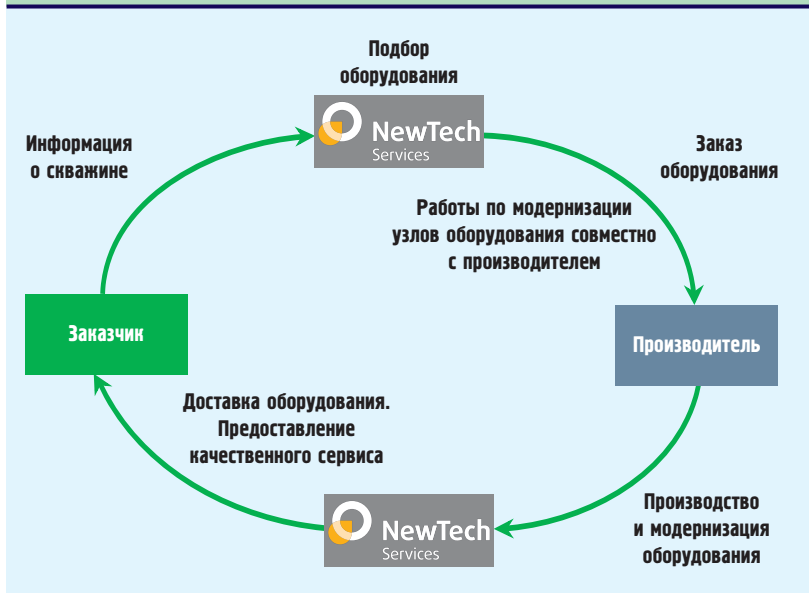
При проектировании технологии крепления скважины в обязательном порядке учитываются основные требования, предъявляемые заказчиком к креплению конкретной скважины. В качестве примера приведем проект крепления горизонтальной скважины в Украине, где заказчиком были выдвинуты следующие условия:

- спуск эксплуатационной колонны двумя секциями;
- возможность вращения хвостовика в процессе спуска;
- возможность проведения циркуляции в процессе спуска хвостовика;
- цементирование хвостовика выше продуктивных горизонтов; изоляция продуктивных горизонтов от поступления цемента.

Подбор и модернизация оборудования

Для выполнения поставленных задач была использована осна-

Алгоритм выполнения проектов



Персонал

Все специалисты компании, осуществляющие работы по креплению скважин, имеют высшее техническое образование в области бурения скважин, богатый опыт работы в различных регионах и геолого-технологических условиях, прошли специализированные тренинги в США в компаниях-производителях оборудования и инструмента.

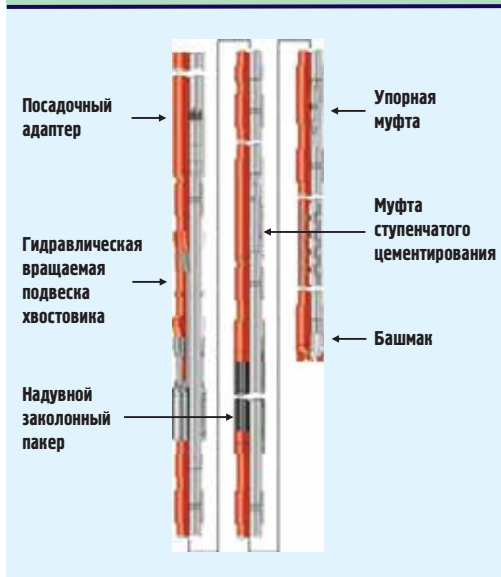
Тренинги включали теоретические курсы, эксплуатацию и техническое обслуживание оборудования на производственных базах, а также непосредственное участие в прове-

сти, противопожарной безопасности и охране окружающей среды, в том числе, для работы в морских условиях.

Алгоритм выполнения проектов

Повышения качества крепления скважин и одновременно снижения затрат можно достигнуть за счет правильного подбора оборудования для конкретных условий скважины и, если это необходимо, модернизации отдельных узлов оборудования под конкретные условия его применения (см. «Алгоритм выполнения проектов»).

Оснастка подвески хвостовика для горизонтальных скважин



стка хвостовика, состоящая из следующих элементов (сверху вниз, см. «Оснастка подвески хвостовика для горизонтальных скважин»):

- гидравлическая подвеска хвостовика диаметром 178 мм с посадочным адаптером — устанавливалась в 245-миллиметровой технической колонне на 100–150 метров выше его башмака;
- муфта ступенчатого цементирования — располагалась в кровле продуктивного пласта;
- надувной заколонный пакер — располагался в кровле продуктивного пласта;
- упорная муфта под шар;
- перфорированный хвостовик с алюминиевыми заглушками;
- направляющий башмак.

Учитывая сложный профиль горизонтальной скважины и то обстоятельство, что муфта ступенчатого цементирования (МСЦ) распо-

лагалась при зенитном угле порядка 70–75 градусов, а упорная муфта под шар при угле, близком к 90 градусам, по нашим рекомендациям производителем оборудования были внесены конструктивные изменения в МСЦ и упорную муфту под шар, позволившие свободное прохождение шара внутри МСЦ и его фиксацию в седле упорной муфты.

Кроме этого, для активации гидравлического подвесного устройства, МСЦ и заколонного надувного пакера был использован облегченный бейкерлитовый (феноловый) шар, идеально подходящий для посадки в упорную муфту в горизонтальном участке скважины. Все оборудование было произведено в соответствии с нашими рекомендациями, в результате чего был получен положительный результат при его использовании в процессе крепления.

Выполнение работ по креплению

Работы по креплению скважин выполняются высокопрофессиональными сертифицированными специалистами с использованием самых современных технологий в соответствии с международными стандартами качества и нормами техники безопасности и охраны окружающей среды.

Крепление горизонтальной скважины было осуществлено в несколько этапов.

На первоначальном этапе в горизонтальную скважину был спущен хвостовик и в бурильную колонну был сброшен шар, который в результате прокачивания бурового раствора сел в упорную муфту. Поднятием давления вначале была установлена подвеска хвостовика.

Дальнейшим увеличением давления был открыт клапан надувного пакера, и после закачки необходимого объема бурового раствора в пакер клапан был гидравлически закрыт. Далее гидравлически был освобожден спусковой инструмент. Дальнейшим увеличением давления были открыты цементировочные порты МСЦ, через которые было проведено цементирование хвостовика выше надувного пакера (выше продуктивного пласта).

Крепление хвостовика было завершено после того, как система, состоящая из двух продавочных пробок, села в МСЦ, закрыла ее и был получен «стоп». Таким образом, крепление хвостовика было осуществлено за один рейс, в течение которого было выполнено пять последовательных гидравлических операций. Общее время, затраченное на установку и цементирование хвостовика, составило чуть более 4,5 часов.

На следующем этапе был осуществлен спуск верхней секции, которую зацементировали через цементировочные порты, расположенные в нижней части стыковочного узла. Далее верхнюю секцию состыковали с нижней секцией хвостовика.

На последнем этапе был спущен фрез, которым разбурили оснастку внутри хвостовика, а также срезали алюминиевые заглушки, которыми были закрыты отверстия, предварительно сделанные на ЦБПО в хвостовике 139,7 мм, тем самым обеспечив приток нефти из продуктивного пласта.

Описанная технология позволила получить приток нефти, в 20 раз превышающий дебит соседних вертикальных скважин на данном месторождении.