

СИСТЕМЫ УЭЦН В УСЛОВИЯХ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУР ДЛЯ ПАРО-ГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА ПРИ ДОБЫЧЕ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

По различным оценкам, сегодня мировые запасы тяжелой нефти примерно в пять раз превышают запасы всех других видов нефтей. Поэтому в последнее время задача разработки тяжелой нефти и нефтебитумных песчаников остается достаточно актуальной для многих добывающих стран, и в том числе для России.

Для решения этой задачи специалисты Baker Hughes разработали и внедрили специальные высокотемпературные УЭЦН, работающие по принципу парогравитационного дренажа (SAGD — Steam Assisted Gravity Drainage). Особенность данного метода состоит в том, что пар нагнетается в верхнюю паронагнетательную скважину, где в результате нагревания вязкость тяжелой нефти уменьшается. Далее под действием силы тяжести нагретая нефть попадает в нижнюю добывающую скважину, откуда и выкачивается с помощью насоса.

В настоящий момент в работе находятся более 80 комплектов таких высокотемпературных УЭЦН. И если в стандартном случае срок службы установки в условиях высоких температур (240°C), как правило, не превышает 300 суток, то текущая наработка спущенного оборудования составляет порядка 365 суток.



Как правило, при возникновении определенной проблемы заказчик (нефтяная компания) сразу же ставит перед производителем оборудования задачу разработать технологию, с помощью которой можно было бы эту проблему решить. Однако немедленно создать такую технологию, которая отвечала бы всем предъявляемым требованиям, получается не у всех — в большинстве случаев опытный образец дорабатывается, совершенствуется. Проще говоря, доводится до ума. Все это приводит к увеличению расходов как заказчика, так и производителя, и к росту стоимости оборудования.

Учитывая это, при разработке технологии высокотемпературных УЭЦН специалисты Baker Hughes решили пойти другим путем. Сначала были сделаны необходимые инвестиции и созданы конструкторские испытательные мощности, которые бы имитировали условия, максимально приближенные к реальным. И хотя в настоящий момент проблема разработки тяжелой нефти и нефтебитумных песчаников подвисла, попав под влияние экономического кризиса, инвестиции Baker Hughes в разработку технологии высокотемпературных УЭЦН пересмотру подвержены не были. Что, в свою

очередь, позволило не только снизить стоимость производимого оборудования на начальном этапе, но и расширить область его применения, а также область применения испытательных стендов.

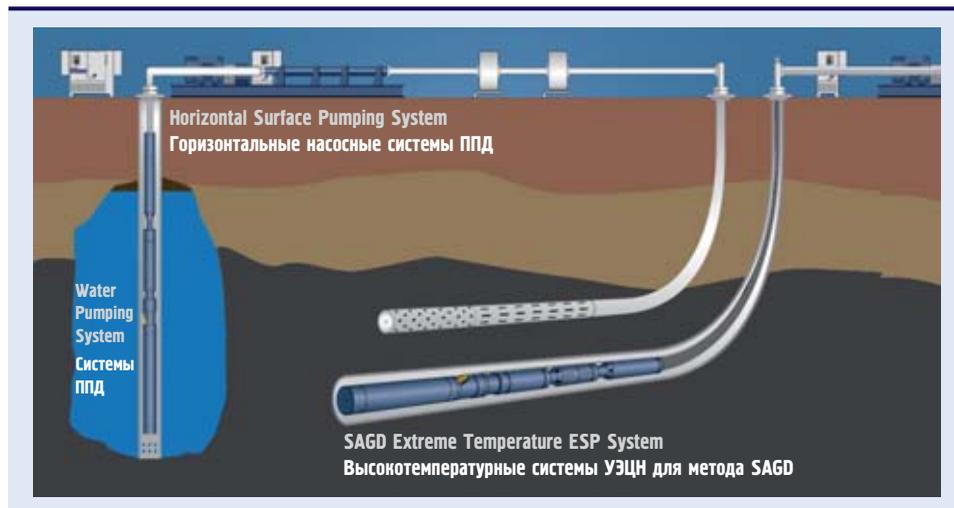
Новый стенд

На момент создания технологии высокотемпературных УЭЦН в арсенале Baker Hughes уже имелся стенд испытаний с ГЖС, а также стенд испытаний на износостойкость, два стенда, имитирующих условия высокой вязкости (постоянной и переменной), и др. Для высокотемпературных УЭЦН специально был создан стенд испытаний высоких температур. На его разработку у специалистов компании ушло примерно четыре года.

Стенд представляет собой замкнутую скважину, внутри которой постоянно циркулирует жидкость (смесь воды, азота и водяного пара) и позволяет испытывать подземное оборудование в сборе, то есть полнокомпонентную систему ЭЦН, при температуре до 240°C.

В конце этого года планируется увеличить испытательную температуру до 250°C. Максимально допустимая подача при этом будет составлять до 4,5 тыс. м³ в сутки, давление — почти 7 тыс. кПа.

Комплекс оборудования для разработки месторождений битуминозных песков



Важно отметить, что при разработке стенда стояла задача не просто создать режим работы высоких температур, а именно симитировать работу парогравитационного дренажа, при котором температура постоянно меняется — сначала возрастает, затем спадает и снова возрастает.

Определенная сложность заключалась в измерении давления в скважине стенда. Большинство используемых для этого датчиков имеют температурные ограничения и могут работать при температуре не более 175–180°C. Разумеется, существуют также специальные глубинные датчики, не связанные с применением УЭЦН, которые способны работать при температуре от 180°C и выше. Однако их использование экономически неэффективно. Поэтому для измерения давления на стенде было решено использовать пузырьковый метод (см. «Измерение давления с помощью капиллярной трубки»).

Новые УЭЦН

Таким образом, основная особенность высокотемпературных УЭЦН заключается в почти полном отсутствии эластомеров.

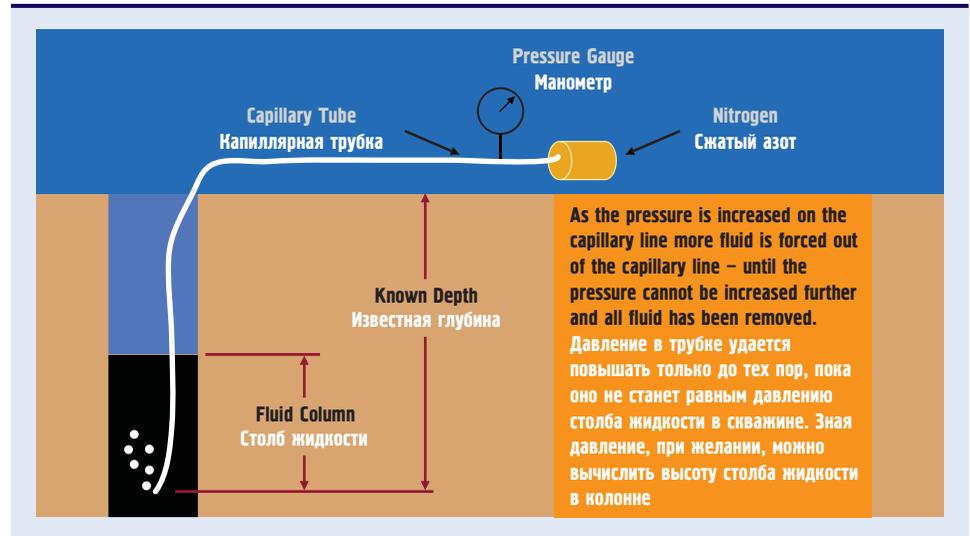
Для секции гидрозащиты используются цельнометаллические диафрагмы. Чтобы снизить рабочую температуру двигателей, в секциях гидрозащиты есть камера упорного подшипника.

Как правило, в условиях высоких температур даже незначительное увеличение температуры (скажем, на 10°C) снижает расчетную изоляционность ПЭД примерно в два раза. Исходя из этого в ходе стендовых испытаний опытных образцов УЭЦН были поставлены задачи снизить количество эластомеров, а также следить за тепловым расширением элементов и состоянием изоляции ПЭД.

Почти все детали насосных секций шпонируются. Как известно, тепловое расширение может приводить к проворотам, поэтому почти все направляющие аппарата закреплены внутри корпуса при помощи шпонки.

Также при создании технологии использовался специальный

Измерение давления с помощью капиллярной трубки



отделитель газа от нефтяной жидкости. Подобный газосепаратор уже неоднократно использовался Baker Hughes в горизонтальных скважинах, и в особенности при разработке морских месторождений. Соответственно в данном случае применение газосепаратора объясняется прежде всего тем, что практически все скважины, в которых ведется добыча тяжелой нефти, горизонтальные.

Силовые кабели использовались как оцинкованные, так и специального фонового барьер

ера. Однако одновременно с этим применялись капиллярные трубки, с помощью которых осуществлялся спуск инструмента в скважину и производилась химическая обработка.

В настоящий момент в работе находятся более 80 комплектов УЭЦН. И если в стандартном случае срок службы оборудования в условиях высоких температур (240°C), как правило, не превышает 300 суток, то текущая наработка спущенного оборудования составляет порядка 365 суток. 📄

ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

ВОПРОС: *Насколько эта смесь — азот, вода и водяной пар — имитирует реальные условия?*

А.К.: Большинство кабелей мы испытываем на этой смеси. Во всяком случае, считается, что такой состав несколько лучше, чем пар, вода и порода. Добавление азота повышает агрессивность среды и приближает ее к действительно реальным скважинным условиям.

ВОПРОС: *Какое давление было на входе и какая глубина у этой скважины?*

А.К.: Давление варьировалось в пределах от 20 до 70. Глубина небольшая — 45 метров.

ВОПРОС: *Скажите, а удалось полностью избежать применения эластомеров?*

А.К.: Нет, не удалось, но эластомеры были сохранены, в основном, на статических позициях, то есть это уплотнительные кольца, уплотнение муфты кабельного ввода, где в принципе существующие резинотехнические изделия, полимерные изделия держат температуру свыше 260°C. Поэтому применение эластомеров там, где происходило сжатие-расширение, было не критичным.

ВОПРОС: *Какими приборами вы измеряли температуру?*

А.К.: Температуру можно измерить только в испытательных условиях.

ВОПРОС: *А в реальных?*

А.К.: В реальных условиях температура почти не измеряется, потому что на данный момент апробированных технологий, которые бы выдерживали температуру от 180°C, не существует. В основном управление идет по электрическим параметрам.

ВОПРОС: *Каков наружный диаметр ваших установок?*

А.К.: Минимальный монтажный габарит системы — 150 мм.