

ТЕХНОЛОГИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДОБЫЧИ БИТУМНЫХ НЕФТЕЙ

В настоящее время добыча тяжелых нефтей — одна из основных задач, стоящих перед российской нефтяной промышленностью, производителями оборудования и разработчиками технологий. Тяжелая нефть отличается высоким содержанием серы, парафина, смолистых веществ, требует применения особых, более сложных технологий добычи, транспортировки и переработки.

Несмотря на сложности, с течением времени доля тяжелой нефти в структуре российской нефтедобычи будет увеличиваться, так как запасы битумных нефтей в разы превышают запасы обычной нефти.

«Татнефть» ведет опытно-промышленную эксплуатацию и разработку Ашальчинского месторождения битумной нефти, на котором пробурены три пары скважин, работающие по паро-гравитационной технологии и эксплуатируемые с помощью УЭЦН. Всего из трех пар скважин добыто свыше 22 тыс. тонн битумной нефти. Выход на рентабельную добычу битумной нефти требует решения целого ряда проблем, связанных с выносом песка, отложением солей, высокой температурой в зоне работы установки и многими другими негативными факторами. В первую очередь, необходимо разработать недорогое и приемлемое по качеству отечественное оборудование, способное работать при высоких температурах окружающей среды.

В мировой практике для добычи тяжелой нефти применяется множество методов, основанных на закачке водяного пара в пласт (см. «Скважины для теплового воздействия на пласт»).

Разработкой битуминозных нефтей «Татнефть» занимается с 1970 года, когда было создано специализированное НГДУ «Татнефтьбитум». В общей сложности за годы существования этого НГДУ было добыто свыше 200 тыс. тонн битуминозной нефти, которая в основном направлялась на изготовление битумов и изоляционных лаков.

После приостановки финансирования «Татнефть» долгое время не добывала битумную нефть. С 2006 года «Татнефть» начала опытно-промышленную эксплуатацию и разработку Ашальчинского месторождения. Так в Татарстане начался новый этап разработки месторождений битуминозной нефти.

Первый современный опыт

Для добычи битумной нефти в «Татнефти» применяются различные технологии, в том числе паровой гравитационный дренаж SAGD и циклическая закачка пара CSS.

Метод парового гравитационного дренажа предполагает бурение двух горизонтальных скважин с расстоянием между ними по вертикали порядка 3–7 метров. В верхнюю скважину закачивается пар, который поднимается вверх, образуя паровую камеру. Разогретая водяным паром нефть вместе с конденсатом стекает в нижнюю скважину, из которой она добывается на поверхность.

Циклическая закачка пара предполагает бурение одной скважины, через которую циклически сначала нагнетается пар, а затем добывается нефть. Метод включает три последующие фазы, образующие повторяющийся цикл: фазу нагнетания, когда пар нагнетают в область залегания нефтяного пласта; фазу ожидания, в течение которой скважина закрыта, а пар конденсируется, отдавая тепло коллектору и нефти, находящейся в зоне нагнетания; наконец, третья фаза — извлечение нефти, когда производится отбор нагретых флюидов.

Ожидаемая продолжительность фазы нагнетания составляет 20–30 суток, фазы ожидания — 2–10 суток, фазы извлечения нефти — 10–75 суток. Ожидаемые дебиты скважин в среднем составляют 10–30 тонн в сутки по нефти и 60–150 тонн в сутки по жидкости.

В начале мая 2006 года ОАО «Татнефть» впервые в России пробурила пару горизонтальных скважин с выходом на поверхность для добычи нефти по технологии паро-гравитационного воздействия. В середине мая началось их освоение, а в конце июля в извлекаемой жидкости впервые появилась пленка битумной нефти. В 2007 году «Татнефть» ввела в эксплуатацию вторую пару скважин, а в 2008-м — третью пару скважин, работающих по паро-гравитационной технологии.

Средняя вязкость природной нефти Ашальчинского месторождения в пластовых условиях при температуре 8°C составляет примерно 25 тыс. МПа*с, а оптимальная температура добычи превышает 120°C.

Были проведены исследования зависимости вязкости водонефтяной эмульсии от температуры. Так, при температуре добываемой жидкости свыше 90°C вязкость эмульсии составляет менее 20 МПа*с, следовательно, ее можно добывать обычными ЭЦН. Всего из трех пар скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН, добыто свыше 22 тыс. тонн битумной нефти. Добыча ведется с обоих устьев добывающих скважин — вертикального и наклонного.

На сегодняшний день на Ашальчинском месторождении



БОРИС АРИСОВ

Первый заместитель Директора по развитию производства, главный инженер ООО «УК «Система-Сервис»

ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

ВОПРОС: Борис Васильевич, вы сказали, что используете оборудование компании «Новомет». Двигатели входят в комплект или вы делаете их сами?

Б.А.: Двигатели мы и самостоятельно изготавливаем, и используем новометовские. К сожалению во время переговоров поставщики обещают до 200°C, 180°C, а когда присылают предложения — там уже 160°C. Сейчас мы подписали с АЛНАСом протокол совместного решения о разработке оборудования. «Новомет», я думаю, тоже не останется в стороне.

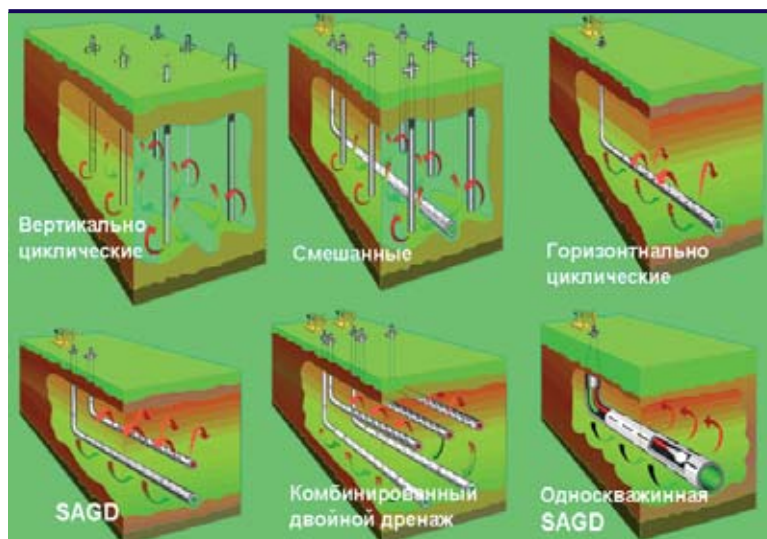
ВОПРОС: Новометовские насосы, о которых вы говорили, при какой вязкости реально работали?

Б.А.: Примерно 30–40 МПа*с. Нефть становится жидкой при температуре порядка 120°C, а закачка пара сейчас ведется где-то при температуре 180°C и давлении до 12 атм. С приобретением нового парогенератора планируется увеличить температуру до 200°C и повысить давление. Поэтому проблем из-за вязкости перекачиваемого флюида нет.

ВОПРОС: А если температуру пара понизить и поставить специальные насосы, предназначенные для перекачки высоковязкой нефти?

Б.А.: Мы как раз и отработываем технологию добычи, то есть ищем оптимальное сочетание температуры, давления, вязкости. Кроме того, необходимо учитывать один из важных факторов — нефтеотдачу пласта, можно добывать нефть и при невысоких температурах, например до 100°C, но при этом большая часть нефти останется в пласте, следовательно, температура нагнетаемого пара должна быть достаточно высокой.

Скважины для теплового воздействия на пласт



работают три установки УВНН-59 с напором 200 метров, одна установка УВНН-79-200 и две установки УВНН-125 также с напором 200 метров; все они произведены ЗАО «Новомет-Пермь» (см. «Слущенное оборудование, наработки и МРП»). Установки рассчитаны на температуру окружающей среды или рабочей жидкости 160°C.

Межремонтный период работы скважин на Ашальчинском месторождении составляет от 72 до 365 суток. Максимальная наработка достигнута на скважине 232 с вертикальным устьем и составляет 530 суток.

Комплектация установок стандартная. Они оснащены станциями управления с контролером РУМБ, преобразователями частоты и укомплектованы погружными блоками системы телеметрии ТМС производства ЗАО «Электрон», рассчитанными на 25 атм. Эксплуатация установок осуществляется на частоте 30–60 Гц.

И первые проблемы

В начале эксплуатации Ашальчинского месторождения возникло множество проблем. В их числе — вынос песка, отложение со-

лей, высокая температура в зоне работы установки, большая кривизна ствола скважины, низкий динамический уровень, а также наличие на приеме насоса парогазовой смеси, осложняющей его работу. Наблюдался выход из строя погружной части системы телеметрии вследствие воздействия высоких температур, хотя система была рассчитана на работу при температурах до 150°C.

Кроме того, возникла проблема негерметичности в местах соединения узлов УЭЦН, когда в результате температурного воздействия уплотнительные кольца теряли эластичность и способность уплотнить соединения. Требовалось тщательно подбирать резину для изготовления диафрагмы гидрозащиты и торцевых уплотнений.

Возникшие проблемы приводили к ремонтам скважин. Наиболее частой причиной ремонтов оказался износ рабочих ступеней насоса из-за наличия мехпримесей в добываемой жидкости, отложения солей на рабочей поверхности насоса и засорения насоса отложениями карбонатных солей и изоляцией оптоволоконного кабеля. Также ремонт проводился из-за разрушения резиновых уплотнительных колец и разрыва диафрагмы гидрозащиты.

В процессе эксплуатации большая часть проблем успешно решена применением погружных установок с рабочей температурой 160°C и использованием РТИ из резиновой смеси типа «Aflas» компании РЕАМ-РТИ. Эти РТИ используются как при ремонте УЭЦН, так и при сборке новых установок, и работают при температурах до 250°C и кратковременно — до 300°C. Кроме того, преодолению проблем способствовало изменение режимов работы пар скважин — корректировка объемов закачки пара, отбора жидкости и глубины подвески насоса.

С целью получения более точных данных по динамическому уровню или забойному давлению нами проработан вопрос на поставку и комплектацию установок погружными блоками системы телеметрии с диапазоном измерения давления от 0 до 2,5 МПа. Это с учетом возможности контроля

Спущенное оборудование, наработки и МРП

| № | № скв. | Спущенное оборудование | Производитель | Температурное исполнение | Наработка с последнего ремонта | МРП, сут. |
|---|-----------|------------------------|---------------------|--------------------------|--------------------------------|-----------|
| 1 | 230 верт. | УВНН 125-200 | ЗАО «Нововет-Пермь» | 160°C | 50 | 72 |
| 2 | 230 накл. | УВНН 125-200 | ЗАО «Нововет-Пермь» | 160°C | 50 | 181 |
| 3 | 232 верт. | УЭЦН 59-200 | ЗАО «Нововет-Пермь» | 160°C | 530 | 365 |
| 4 | 232 накл. | УВНН 79-200 | ЗАО «Нововет-Пермь» | 160°C | 145 | 118 |
| 5 | 240 верт. | УВНН 59-200 | ЗАО «Нововет-Пермь» | 160°C | 120 | 182 |
| 6 | 240 накл. | УВНН 59-200 | ЗАО «Нововет-Пермь» | 160°C | 120 | 182 |

забойной температуры непосредственно в зоне отбора позволяет точнее определить необходимые параметры закачки пара и добычи пластовой жидкости. К сожалению, надежность погружной части ТМС оставляет желать лучшего.

Перспективы и потребности

Для дальнейшей разработки Ашальчинского месторождения планируется применять следующие установки:

1. Компанией Schlumberger предложены высокотемпературные ЭЦН в качестве проверенного решения по механизированной добыче тяжелых высоковязких нефтей с использованием методов термического воздействия на пласт. Совместно со специалистами Schlumberger подобраны установки высокотемпературного исполнения HOTLINE D725N с габаритными размерами погружного электродвигателя диаметром 143 мм и 115,8 мм для работы при температуре до +180°C;

2. На основании расчетов, проведенных специалистами компании PCM, предложен насос 400MET1000 Vulcain™ производительностью 80 м³ в сутки при 100 об/мин., обладающий способностью перекачивать высоковязкие углеводороды с предельно высокими температурами — до +350°C;

3. Компанией CAN-K предложен мультифазный двухвинтовой насос с поверхностным приводом 500-R-TDTSP Therm производительностью 85 м³ в сутки при 100 об/мин. и термостойкостью до +250°C.

В Татарстане разведаны большие запасы сверхвязкой нефти, и в настоящее время отрабатывается эффективная технология ее до-

бычи. Вывод добычи сверхвязкой нефти на рентабельный уровень требует, во-первых, разработки отечественного оборудования с приемлемыми ценами и характеристиками. Во-вторых, необходимы системы телеметрии с температурным исполнением погружной части не менее 200°C и диапазоном измерения давления на приеме насоса до 10 атм для обеспечения возможности применения си-

стемы ПИД-регулирования. Системы телеметрии УЭЦН, производимые в России, рассчитаны максимум на 150°C и практически неработоспособны в условиях Ашальчинского месторождения.

Наконец, необходимы насосы, обеспечивающие возможность осуществлять периодическую добычу сверхвязкой нефти и прокачку через него пара без извлечения насоса из скважины. 