

КИН на уровне 40-50% - не предел

Технологии Wintershall работают в России



Добыча углеводородов в Германии – стране с непростыми геологическими условиями и выработанными месторождениями – требует от нефтегазовых компаний крупных затрат и постоянного поиска новых технологических решений. О том, как сделать рентабельной эксплуатацию 70-летних промыслов, добывать газ с безлюдных морских платформ и повышать нефтеотдачу при помощи грибов, RusEnergy рассказал глава отдела технологических инноваций и исследований Wintershall Бернд Леонхардт.

Сделай сам

RusEnergy: Каковы основные приоритеты технико-технологической политики Wintershall?

Бернд Леонхардт: При разработке новых технологий мы концентрируемся на повышении нефтеотдачи для увеличения продуктивности действующих месторождений. Наша цель – создание целого портфеля методов, позволяющих более эффективно эксплуатировать их.

Известно, что лишь одна треть запасов, содержащихся в пласте, извлекается легко – и так

в среднем во всем мире. То есть потенциал для повышения нефтеотдачи очень большой. А ведь есть и «трудные» месторождения, отдающие даже менее 30% запасов. Так что перспективы огромные, и поэтому мы уже много лет занимаемся новыми методиками, которые позволяют повысить коэффициент нефтеизвлечения на наших месторождениях.

Конечно, хорошо зарекомендовавшие себя технологии, созданные другими, Wintershall тоже применяет. Мы занимаемся собственными разработками, когда понимаем, что готовых решений нет, или их можно существенно улучшить.

RE: Вероятно, это гораздо дороже и дольше, чем купить технологию?

Б.Л.: Безусловно, создание технологии – процесс длительный. Наши разработки, которые сейчас находятся на начальной стадии, на месторождениях будут применяться только через годы, после успешного прохождения всех тестов. От идеи до масштабного внедрения может пройти 10-20 лет.

Например, сейчас мы занимаемся проектом по применению биополимера, который вырабатывается грибом *Schizophyllum commune*. Он способен эффективно сгущать воду, которая закачивается в пласт, и таким образом повышать нефтеотдачу. Работа над проектом ведется с 2006 года. В 2012 году мы приступили к первому полевому испытанию новой технологии. И, думаю, только к 2020 году можно будет сделать окончательные выводы о перспективности использования этого биополимера в нефтедобыче.

Что касается инвестиций, то, конечно, разработка технологий требует значительных вложений. В ближайшие четыре-пять лет мы планируем израсходовать сотни миллионов евро на проекты в сфере МУН и НИОКР.

Только инвестиции в тестирование биополимера в течение трех лет составили 40 млн евро. Сюда не входят эксплуатационные расходы и ведение научных исследований. Кроме того, в проекте сейчас участвуют до 100 специалистов. Естественно, их работу тоже нужно оплачивать. Так что расходы действительно большие.

Но мы считаем, что это очень хорошее вложение. Затраты сил и времени велики, но самостоятельная работа над созданием технологий помогает нам определять индивидуальные решения для каждого месторождения. Месторождения и нефть везде разные. Чтобы извлечь максимально возможные объемы, приходится прилагать усилия – тщательно подбирать методы и их последовательность.

RE: Привлекаются ли партнеры для совместной работы над технологическими проектами?

Б.Л.: От проекта к проекту все происходит по-разному. Над одними мы работаем самостоятельно или при участии материнского химического концерна BASF. Так, биополимером мы занимаемся совместно.

В некоторых проектах участвуют другие партнеры – например, GDF Suez. Но преимущественно в сфере НИОКР мы сотрудничаем с университетами. Это, к примеру, Брауншвейгский, Фрайбургский, Технический университет Клаусталя в Германии, Хериот-Ватт в Эдинбурге.

В России есть совместный проект Wintershall и Института химии нефти Сибирского отделения РАН. Совместно с нашим партнером из Томска мы подали заявку на патентование технологии, при помощи которой намерены добывать больше нефти. Используя очень стабильный гель, выдерживающий температуры до 300°C, мы хотим достичь того, чтобы вода или пар искали себе новые пути для выхода, мобилизуя при этом больше нефти, чем до сих пор.

Ведь вода идет по пути наименьшего сопротивления и поэтому выбирает один и тот же маршрут для прохождения породы, даже если там уже нет нефти. Так называемый термогель забивает эти «автострады воды» и вынуждает воду течь туда, где еще содержится нефть. Кроме всего прочего, технология уже была успешно применена в одном проекте паронагнетания.

RE: Другие нефтегазовые компании пользуются вашими разработками?

Б.Л.: Когда мы используем свои технологии на месторождениях, в которых Wintershall участвует за рубежом, это часто происходит при сотрудничестве с другими компаниями. Так что наши методы востребованы. Например, Wintershall накопил опыт разработки высокосернистого газа и газа плотных пород. Это также применимо в международных проектах.

Сейчас мы наблюдаем очень большой интерес к нашему биополимеру, разработка которого еще не завершена. Кстати, среди интересующихся – несколько российских компаний. Кроме того, сейчас мы ведем переговоры со Statoil о техническом сотрудничестве по данному проекту.

Пар, вода и «умные» сети

RE: Wintershall, несмотря на непростые геологические условия и высокую себестоимость, добывает углеводороды в Германии, хотя у компании достаточно более простых с точки зрения разработки зарубежных проектов. Какие технологии сегодня позволяют сделать эксплуатацию зрелых германских месторождений эффективной?

Б.Л.: Действительно, нефтепромыслы Wintershall в Германии по сравнению с другими нашими активами являются самыми старыми. Например, на промысле в Эмлихгейме у голландской границы добыча нефти началась еще в 1944 году. И сегодня она держится на стабильном уровне – 150 тыс. тонн нефти в год. В общей сложности на промысле добыто свыше 10 млн тонн нефти, и Wintershall собирается эксплуатировать его еще много лет.

Как этого добиться? Только постоянный поиск технологий, повышающих нефтеотдачу, делает добычу на таких выработанных объектах рентабельной. Это непрерывный процесс: в какой-то момент метод перестает работать так, как работал раньше, нужно искать новый для решения выявленных проблем, и мы это делаем.

На промысле в Эмлихгейме мы успешно применяем сочетание горизонтальных скважин с технологией паронагнетания вот уже более 15 лет. Нефть извлекается из недр в результате нагревания горячим паром. Это приводит к разжижению и увеличению текучести. Сам по себе метод паронагнетания довольно известен, и не мы первыми применили его. Хотя нельзя сказать, что он используется в неизменном виде. Нам при-

Wintershall: профиль компании

Нефтегазовая компания Wintershall Holding GmbH – 100%-ное дочернее предприятие крупнейшего в мире химического концерна BASF. Центральный офис расположен в Касселе (Германия).

Компания уже 120 лет занимается добычей сырья. Сейчас основными регионами работы являются Европа, Россия, Северная Африка и Южная Америка, а также Ближний Восток. В разных частях мира в Wintershall занято примерно 2500 сотрудников из 40 стран.

Активы Wintershall в России:

- «Ачимгаз» — СП с паритетным участием «Газпром добыча Уренгой», занимается до-

бычей природного газа и газового конденсата на участке 1А ачимовской толщи Уренгойского месторождения;

- «Севернефтегазпром» — владеет лицензией на разработку Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения, доля Wintershall — 35%;

- «Волгодеминойл» — СП, созданное на паритетных началах с РИТЭКом (дочерняя компания ЛУКОЙЛа), работает на нефтегазовых месторождениях в Волгоградской области.

Финансовые показатели Wintershall (2013 г.): выручка — 14,8 млрд евро, чистая прибыль — 1,8 млрд евро. Доказанные запасы углеводородов (на конец 2013 г.) — 1,5 млрд барр. н.э. Производство углеводородов (2013 г.) — 132 млн барр. нефтяного эквивалента.

ходится вносить свои коррективы и разработки, чтобы повысить эффективность метода.

В результате Wintershall сохраняет в Эмлихгейме тот же уровень нефтеотдачи, который был достигнут там к 1950 году, то есть на начальном этапе разработки месторождения. Мы рассчитываем, что еще в течение как минимум 10 лет этот показатель не снизится.

Сейчас КИН по отдельным месторождениям в Германии превышает 40%. Но мы хотим еще больше.

RE: Метод паронагнетания дает самые впечатляющие результаты повышения нефтеотдачи на месторождениях в Германии?

Б.Л.: Я не назову этот метод самым эффективным по сравнению с остальными. Каждому месторождению – своя комбинация технологий. Универсального метода нет. На Эмлихгейме нефть в 200 раз более вязкая, чем вода, и там мы используем паронагнетание, на промысле Бокштедт – лишь в 30 раз, и мы делаем ставку на биополимер.

Другие месторождения с их уникальными условиями требуют своих методов: водонагнетания, использования щелочных растворов или других

видов химикалий, среди которых полимеры, поверхностно-активные вещества и т.д. Индивидуальный подбор – это наш универсальный принцип, применяемый везде, будь то Россия, Норвегия, Германия или другая страна. Только такой подход долгосрочно обеспечивает рентабельность.

RE: Автоматизация промыслов и обустройство так называемых Smart Fields – «умных» месторождений – тоже один из путей повышения экономической эффективности?

Б.Л.: Промыслы в Германии автоматизированы в значительной степени. Многие месторождения мы бы просто не смогли экономично эксплуатировать без автоматизации. Все промыслы Wintershall на ночь и на выходные подключаются к одной центральной диспетчерской и управляются из этого контрольного пункта. Неважно, на каком расстоянии они находятся – в 20 км или в 500 км.

RE: У Wintershall есть и «умные» морские месторождения – платформы WINZ в южной части Северного моря, контроль за которыми осуществляется из единого центра управления. Какую экономию обеспечивает такое решение по сравнению с традиционными платформами?

Б.Л.: Мы создали Центр дистанционного контроля (RCO) в нидерландском городе Ден-Хелдер в 2006 году. На тот момент это был самый современный центр радиоконтроля морских платформ в Европе.

Оттуда два сотрудника контролируют круглые сутки работу 20 платформ, 18 из которых расположены в нидерландской акватории Северного моря, одна – в германской, и еще одна платформа Wingate – в британской. Из этих 20 платформ 14 совсем безлюдные.

Таким образом можно рентабельно эксплуатировать, прежде всего, небольшие месторождения. Автоматизация сохраняет нам несколько миллионов евро ежегодно. Серьезная экономия достигается не только за счет сокращения расходов на зарплаты, но и благодаря уменьшению числа вертолетных рейсов. Не стоит забывать и о безопасности: перелеты ночью или в непогоду – это всегда определенный риск для экипажа. Автоматический режим эксплуатации платформ помогает избежать его.

RE: В России в последние годы растет интерес к добыче трудноизвлекаемой нефти. Отмечаются ли подобные тенденции в Германии?

Б.Л.: Если мы говорим о слабопроницаемых сланцевых породах, то они есть в Германии. Как правило, нефть добывается из них с помощью технологии многостадийного гидроразрыва пласта, а это в настоящий момент запрещено в Германии. Общественность в стране противится использованию таких методов.

RE: Ряд компаний в России пытается вести добычу из низкопроницаемых коллекторов без использования многостадийного гидроразрыва пласта. Например, экспериментально отрабатывается термогазовое воздействие.

Б.Л.: Мы размышляем об альтернативных методах добычи. Надо понять, как открыть пути для нефти в слабопроницаемых сланцевых породах. Но, в общем-то, в Германии выступают против любых методов, влияющих на целостность породы. Тем не менее, исследования идут. Правда, не могу обещать, что решения будет найдены в скором времени.

Бернд Леонхардт: биография

Окончил Мюнстерский университет (ФРГ) по специальности «Геофизик». В 1990 году поступил на работу в компанию Wintershall в качестве инженера по разработке нефтяных и газовых месторождений.

В последующие годы работал инженером, старшим инженером по разработке месторождений в промышленном подразделении компании Wintershall в Германии. Одновременно занимался проектированием, исполнением и контролем проектов в области НИОКР (в основном методов повышения нефтеотдачи, а также нескольких химических проектов) и работами по гидроразрыву пласта (ГРП).

В начале 2001 года переехал в Ливию, где главным образом специализировался на моделировании ГРП, который в ту пору еще не находил широкого применения в этой стране. Другими основными направлениями деятельности были управление активами и оптимизация эксплуатации двух нефтяных месторождений с высоким уровнем выработки, а также подготовка первого плана разработки группы новых близлежащих месторождений нефти.

По возвращении в Германию три года проработал в одном из отделов штаб-квартиры Wintershall. В этой должности был в прямом подчинении у высшего руководства компании, отвечая за операционный контроллинг, в частности, за повышение технического уровня проектов. В середине 2008 года получил предложение стать управляющим самого крупного в то время проекта НИОКР в новом отделе НИОКР.

В начале 2013 года технологическое подразделение компании Wintershall было реорганизовано путем слияния трех групп (НИОКР, геолого-геофизические технологии и нетрадиционные месторождения) в отдел технологических инноваций и исследований компании Wintershall. В настоящее время Бернд Леонхардт возглавляет этот отдел.