

нефть и газ

До последней капли нефти

ЛУКОЙЛ выполняет задачу повышения нефтеотдачи за счет собственных разработок и лучшего мирового опыта. Наличие уникальных технологий — важнейшее конкурентное преимущество на нефтяном рынке: оно позволяет повысить добычу на традиционных месторождениях и вовлечь в разработку новые, более сложные. Структура и характеристики запасов неповторимы, как лица людей, считают в компании ЛУКОЙЛ. Поэтому технологии для каждого проекта индивидуальны.

— технологии —

Свой ключ к каждому месторождению

Как известно, бытие определяет сознание. Если применить этот тезис к разработке месторождений, можно сказать: особенности строения месторождений, свойства их пластов и пластовых флюидов определяют потребности в технологиях.

Очевидно, что подходы к освоению традиционных месторождений, трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) и повышению добычи на истощенных пластах различаются.

Месторождения, которые еще десять лет назад считались нерентабельными и откладывались в долгий ящик, сегодня могут эффективно разрабатываться даже при низком уровне цен на нефть. Это особенно важно с учетом того, что доля ТРИЗ в портфелях российских компаний растет с каждым годом.

ЛУКОЙЛ по итогам прошлого года извлек около 4,2 млн тонн нефти, а в среднесрочной перспективе планирует довести этот показатель до 8 млн тонн в год. Чтобы понимать масштаб, это больше, чем добыча ЛУКОЙЛа на месторождениях Северного Каспия — одной из наиболее перспективных провинций в России.

«Если из хорошего пласта дебиты по скважинам достигают 500 тонн нефти в сутки, то из трудноизвлекаемых, низкопроницаемых — 5–10 тонн, то есть в десятки раз меньше», — поясняет начальник управления повышения нефтеотдачи пластов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Николай Веремко. Он приводит пример: для разработки активных запасов можно пробурить скважины на расстоянии 600–800 м друг от друга, а в случае низкопроницаемых пластов расстояние сокращается до 400 м. А на пермокарбонатной залежи Усинского месторождения из-за высокой вязкости нефти скважины приходится бурить через каждые 200 м, что существенно увеличивает затраты.

Чтобы разработка месторождения при таких условиях была рентабельной, нужны специально подобранные технологии. «Различных вариантов на рынке сервисных услуг очень много, и задача «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в том, чтобы найти именно ту, которая даст наибольший эффект на конкретном участке», — поясняет господин Веремко.

Как правило, технологии нужно адаптировать (например, изменить состав композиций химических реагентов) для условий конкретного пласта и провести лабораторные исследования для выработки оптимальных решений. По результатам опытно-промышленных работ проводится тиражирование и промышленное внедрение новых методик. «Чтобы что-то внедрить на наших месторождениях, мы не сразу допускаем сервисные компании на скважины и объекты нефтедобычи, а тестируем в лабораториях и на полигонах химические составы, материалы, оборудование», — говорит Николай Веремко.

Разрыв шаблона

За последние 25 лет развитие технологий шагнуло далеко вперед. Если изначально компании бурили простые вертикальные скважины, то в середине 1990-х стал широко внедряться метод гидроразрыва пласта (ГРП). «В начале 2000-х мы стали бурить горизонтальные скважины, боковые стволы с горизонтальными участками, которые давали возможность существенно повысить дебит скважин», — говорит эксперт. До 2003 года такие варианты были невозможны чисто технически, так что часть месторождений ЛУКОЙЛ не мог ввести в эксплуатацию из-за их убыточности. Проблему решило применение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Про эту технологию применительно к американской «сланцевой революции» знает теперь каждая домохозяйка. Но не все знают, что и в России уже давно и успешно освоили технологию нового века.

Первопроходцем ее промышленного применения в 2011 году стал ЛУКОЙЛ. Сейчас она используется во всех регионах деятельности компании, но особенно в Западной Сибири, поскольку там преобладают запасы нефти в низкопроницаемых пластах.

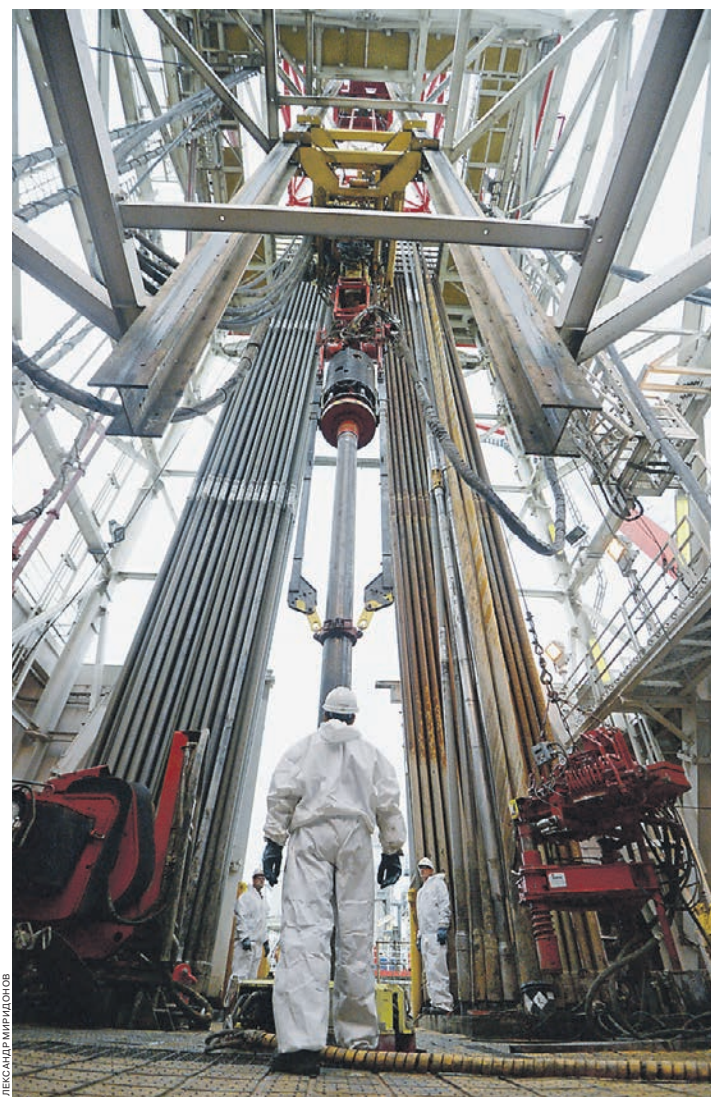
Компания продолжает совершенствовать технологию МГРП. Если в начальной стадии внедрения выполнялось четыре-пять операций по ГРП при длине горизонтального участка в скважине 400–500 м, то в дальнейшем были введены в эксплуатацию скважины уже с 8–12 такими операциями на участке протяженностью от 600 до 1400 м. Достигнутые за счет этого дебиты оказались выше в полтора-два раза.

Для дальнейшего успешного проектирования разработки данных пластов ЛУКОЙЛ ведет работы с микросейсмическими исследованиями во время проведения МГРП для уточнения направления и высоты трещины. Так, на одном из месторождений Западной Сибири с низкими продуктивными свойствами пластов применение МГРП позволило нарастить текущую добычу нефти на 64% при увеличении действующего фонда скважин на 28%.

В рамках госпрограммы импортозамещения ЛУКОЙЛ в 2015–2017 годах начал опытные работы по испытанию компоновок российского производства.



Компания ЛУКОЙЛ разрабатывает собственные технологии и внедряет лучший мировой опыт



Технологии освоения для каждого месторождения выбираются, исходя из его уникальных параметров. На фото — месторождение ЛУКОЙЛа им. Юрия Корчагина



В последние годы помимо простых вертикальных скважин работают многостволовые и многозбойные

Много стволов — много нефти

Но технология МГРП не является универсальной. И если раньше почти всегда речь шла о разработке легкой нефти в пластах с высокой проницаемостью, то сейчас ЛУКОЙЛ в основном бурит скважины в низкопроницаемых объектах. Для месторождений со сложными условиями залегания нефти компания применяет многозбойные и многостволовые скважины.

● **Многостволовая скважина (МСС)** имеет один или несколько боковых стволов, которые могут вскрывать различные объекты или разные точки разбуривания в пределах одного пласта. Каждый ствол МСС является самостоятельным, полноценно функционирующим скважиной и вскрывает одну точку в сетке разработки. Преимущество таких скважин — возможность обеспечить охват залежей разработкой в условиях ограниченной по площади размещения кустовых площадок под бурение и увеличить конечный коэффициент извлечения нефти.

● **Многозбойная скважина (МЗС)** состоит из основного ствола и одного или нескольких ответвлений, пробуренных в пределах одного продуктивного пласта. Скважины реализуют концепцию строительства скважин максимального контакта с коллектором и позволяют увеличить выработку запасов углеводородов в залежах, имеющих существенные ограничения по геолого-технологическим условиям разработки.

Практически по всем многостволовым и многозбойным скважинам компания получила трехкратное и более увеличение дебита нефти. В 2013 и 2015 годах были введены в разработку многостволовые скважины с пятью и четырьмя збойками на месторождениях Покачевское и Нивагальское в ООО «ЛУКОЙЛ—Западная Сибирь». И, наконец, в 2015 году на Северном Каспии на морском месторождении им. Ю. Корчагина с ледостойкой стационарной платформой построены две горизонтально разветвленные многостволовые скважины с большим отходом от вертикали и интеллектуальным заканчиванием. Это первые скважины ЛУКОЙЛа на российском шельфе, в конструкции которых применены самые передовые технические решения. Контроль за технологическими параметрами в стволах скважины осуществляется системой датчиков давления и температуры. Потенциальным объектом для дальнейшего применения технологии является месторождение им. В. Филановского на шельфе Каспийского моря, запущенное в эксплуатацию в прошлом году.

В то же время многозбойное бурение получило основное развитие на месторождениях в Западной Сибири, где к настоящему моменту пробурено более 140 многозбойных скважин.

Накопленный опыт и привлечение новейших технологий в бурении и геонавигации позволяют ЛУКОЙЛу успешно строить МЗС с большим количеством боковых отхождений (три-пять и более) со средней протяженностью горизонтальных участков 450 м.

Появление в арсенале компании новых технологий заканчивания скважин и специального оборудования позволяет проводить мероприятия по интенсификации притока и регулировать добычу в основном стволе.

Основной объем многозбойных скважин выполняется в зонах водонефтяного контакта, а также в пластах со сложным геологическим строением разреза: наличием сверху продуктивного пласта водоносного горизонта или газовой шапки, что не позволяет провести гидравлический разрыв пласта. На основе опыта, полученного в Западной Сибири, технологии строительства МЗС успешно применяются и в других регионах деятельности ЛУКОЙЛа, например в Пермском крае.

Применение разнообразных технологий позволяет ЛУКОЙЛу не только повысить коэффициент извлечения нефти, но и ускорить разработку месторождения.

«Нам выгодно добывать быстрее. Ведь мы платим за оборудование, обслуживание, несем затраты на ремонт и амортизацию скважин. Так что мечта нефтяников — пробурить одну скважину на месторождении и за счет нее добыть в максимально короткие сроки всю нефть», — отмечает Николай Веремко. По его словам, дебиты скважин не самоцель для ЛУКОЙЛа — важнее экономика разработки и полнота извлечения нефти.

Наука эффективности

Несмотря на то, что предприятия ЛУКОЙЛа занимаются научными исследованиями, компания также концентрируется на поиске поставщиков, обобщении опыта и его адаптации к своим условиям. Собственная разработка технологий, требующая колоссальных затрат, зачастую не оправдана. «Мы определяем проблемы, и если на рынке есть техническое решение, то покупаем и используем его. Привлекаем сервисные компании, оказывающие услуги по реализации нужных технологических решений. Если на рынке нет решений, но вопрос приоритетен для компании, то мы даем задание нашему научно-проектному комплексу, который будет разрабатывать ту или иную технологию», — поясняет Николай Веремко.

Ведь главное задача — максимально эффективно использовать потенциал ресурсной базы.

Ирина Салова