



# КИН сибирского назначения

МАРИЯ КУТУЗОВА

Журналист

Мировая нефтегазовая промышленность неустанно работает над повышением коэффициента извлечения нефти, для того чтобы удовлетворить существующий спрос на углеводородное сырье. Многие западносибирские месторождения уже давно находятся на стадии падающей добычи. Качество запасов из года в год ухудшается – этот тренд характерен не только для российской нефтянки, но и для всей мировой нефтяной отрасли в целом. Совершенствование технологических методов увеличения нефтеотдачи позволяет нефтяникам эффективно осваивать запасы, которые было невозможно извлечь раньше.

Одним из важнейших этапов в процессе повышения КИН при разработке месторождений Западной Сибири является правильный выбор технологии интенсификации добычи.

## ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

К числу таких решений относится проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП), позволяющего существенно повысить продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Эта технология направлена на создание протяженных высокопроводящих трещин в пласте, по которым нефть легче попадает к скважинам. Метод ГРП, в частности, широко

использует компания «Газпром нефть». Добиться существенного увеличения КИН позволяет качественный комплексный инженерный подход к выбору и адаптации лучших технико-технологических решений в области строительства, заканчивания и стимуляции скважин. В этом «Газпром нефти» помогают цифровые технологии, такие как отечественный симулятор гидроразрыва пласта «Кибер ГРП».

Наибольшее распространение в компании получила технология многостадийного ГРП при разработке низ-

копроницаемых коллекторов, являющаяся для данного типа объектов эффективным методом увеличения нефтеотдачи. Ежегодно на низкопроницаемых коллекторах выполняется более 3 тыс. операций с многостадийным гидроразрывом.

Специалисты компании осуществляют постоянный поиск и мониторинг лучших практик, новых технологий и подходов. Наиболее перспективными из них в области ГРП являются технологии условно чистых жидкостей и новых расклинивающих агентов, позволяющих в перспективе повысить эффективность каждой выполненной операции.

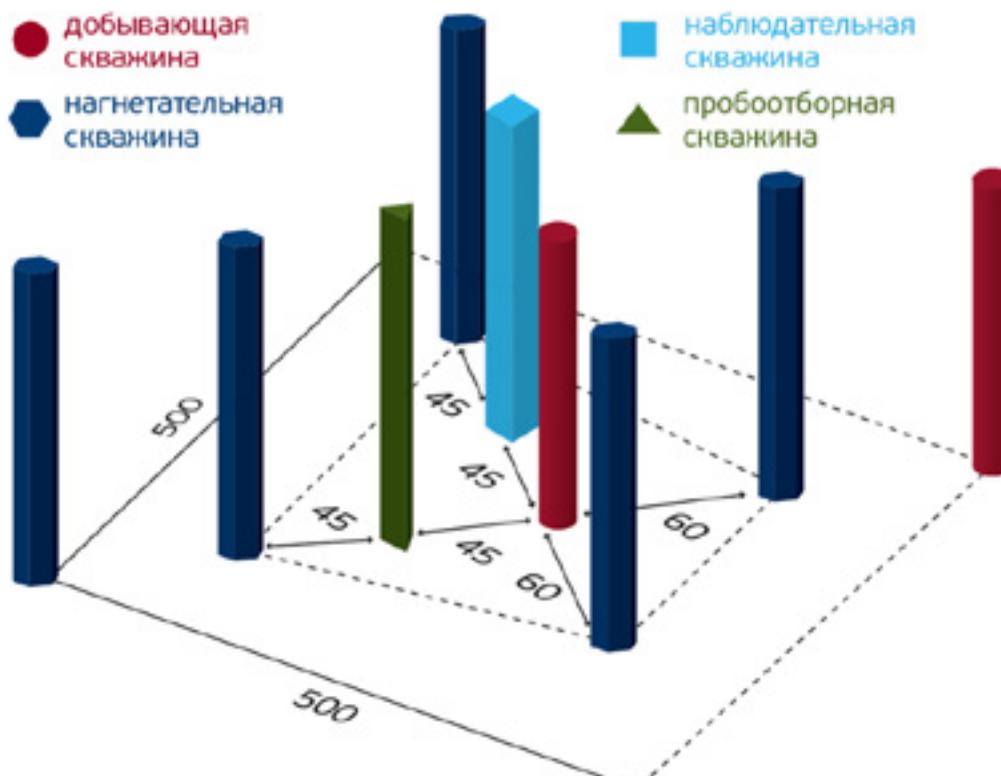
Еще одним направлением повышения КИН является смешивающееся вытеснение, которое относится к газовым методам увеличения нефтеотдачи (МУН). Эта перспективная технология основана на том, что попутный нефтяной газ, закачанный в нефтяной пласт горной породы, способен смешаться с жидкостью и сделать ее более легкой и мобильной. Результатом применения этого метода становится увеличение притока нефти к скважине. Дополнительным плюсом от использования данной технологии является возможность эффективной утилизации попутного нефтяного газа, добываемого прямо

на месторождении. Предварительные расчеты специалистов НТЦ «Газпром нефть» показывают, что закачка газа будет иметь более низкую стоимость по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи.

К третичным методам разработки месторождений относится вытеснение нефти с помощью жидкостей. В данном случае в нефтяной пласт закачивается водный раствор со специальными реагентами (ПАВ, щелочь, полимеры и их комбинации). Реализация пилотного проекта ПАВ-полимерно-щелочного заводнения на Западно-Салымском месторождении показала прирост КИН на 17% (с 52 до 69%). Двигаясь в пласте, эта жидкость отмывает с поверхности пор нефть и делает ее подвижной, вытесняя углеводороды из породы к добывающим скважинам и увеличивая эффективность разработки активов (см. «Схема расположения скважин пилотного проекта... на Западно-Салымском месторождении»).

В августе 2019 года дочернее предприятие компании «Газпромнефть-Хантос» впервые провело высокотехнологичный гидроразрыв пласта с использованием смеси на основе полиакриламида. Данный проект был реализован на Южно-Приобском месторождении в ХМАО. Новая технология применена на участке со сложным

**СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН ПИЛОТНОГО ПРОЕКТА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПАВ-ПОЛИМЕРНО-ЩЕЛОЧНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ЗАПАДНО-САЛЫМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ\***



\* Размеры даны в метрах

Источник: «Газпром нефть»

геологическим строением и низкой проницаемостью пласта. Новый подход повысил нефтедобычу до 20% со скважины. Южно-Приобское – самый крупный актив «Газпромнефть-Хантоса». Месторождение обеспечивает более 80% всей добычи предприятия.

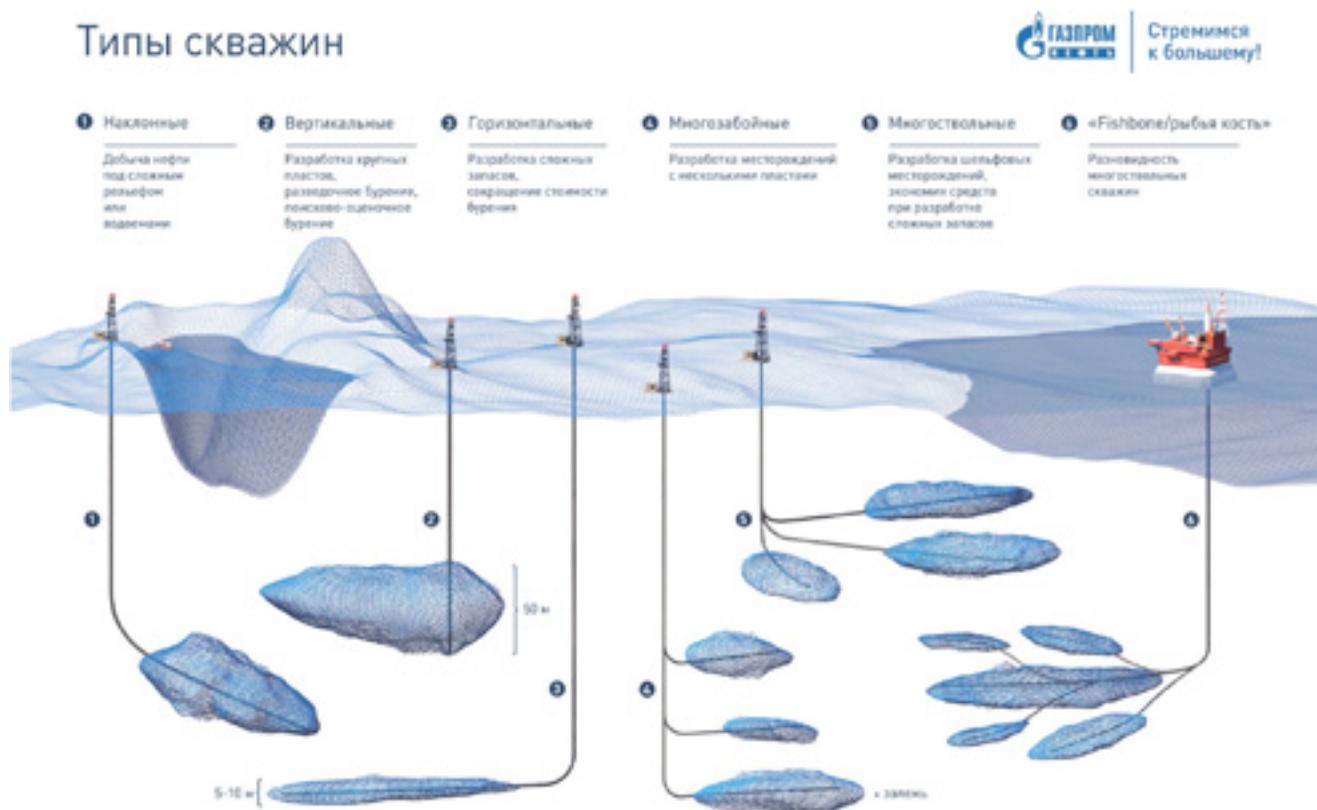
Новые технологии находят применение и на гринфилдах в Арктике. В июле прошлого года «Мессояханефтегаз» (предприятие на паритетной основе контролируется «Роснефтью» и «Газпром нефтью») завершило строительство новой высокотехнологичной горизонтальной скважины на Восточно-Мессояхском месторождении, расположенном на Гыданском полуострове. Скважина выполнена в конструкции технологии fishbone (рыбья кость) с восемью боковыми стволами (см. «Типы скважин»). Эта технология позволяет максимально вовлечь в разработку разрозненные участки основного продуктивного пласта арктического месторождения и повышает коэффициент извлечения нефти. Бурение велось менее 25 суток, глубина по стволу превысила 3 км, общая проходка по скважине составила 7,3 км. Индекс сложности бурения (Directional Drilling Index, DDI) при строительстве этой высокотехнологичной скважины составил 6,9. Это один из самых высоких показателей в нефтяной отрасли.

## КУРС НА ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

«Роснефть» фокусируется на строительстве высокотехнологичных скважин, обеспечивающих повышение эффективности разработки залежей и увеличение нефтеотдачи пласта по сравнению с бурением наклонно-направленных скважин. В 2019 году количество введенных в эксплуатацию скважин превысило 2,9 тыс. единиц, при этом на 1% по сравнению с уровнем 2018 года выросло число новых горизонтальных скважин, а их доля в общем фонде увеличилась на 9% (до 57% от общего количества новых введенных скважин). Удельная добыча на одну горизонтальную скважину возросла на 11% по сравнению с уровнем 2018 года и составила около 9 тыс. тонн, что в 2,4 раза выше показателя для наклонно-направленных скважин. Количество введенных в прошлом году в эксплуатацию горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта составило 986 единиц, их доля выросла до 34% от общего числа пробуренных в 2019 году скважин.

Компания в соответствии со своей стратегией, рассчитанной до 2022 года, продолжает внедрять новые технологические решения, в том числе в области повы-

## ТИПЫ СКВАЖИН



Источник: «Газпром нефть»



шения нефтеизвлечения. Так, на дочернем предприятии «РН-Юганскнефтегаз» в прошлом году были установлены сразу несколько рекордов – впервые была построена горизонтальная многозабойная скважина двухколонной конструкции с множественными ответвлениями по технологии fishbone. Общая длина скважины составила 5234 метра, протяженность горизонтального участка – 2161 метр. Запускной дебит превысил 600 тонн нефти в сутки, что в несколько раз выше по сравнению с показателями близлежащих стандартных горизонтальных скважин. Уникальность пробуренной скважины состоит в ее технически сложной двухколонной конструкции. Технология позволяет значительно увеличить коэффициент извлечения нефти за счет большей площади охвата продуктивного пласта, что дает более высокий приток сырья.

Кроме того, не так давно «РН-Юганскнефтегаз» установил новый отраслевой рекорд по скорости строительства горизонтальной скважины двухколонной конструкции. На Салымском месторождении такая скважина была пробурена всего за 7,44 суток, что на 20% превосходит предыдущее достижение. «РН-Юганскнефтегаз» – ключевой актив «Роснефти», на долю которого приходится порядка 30% всей добычи компании. Накопленная добыча предприятия с начала деятельности превысила 2,4 млрд тонн нефти.

Еще одна дочка «Роснефти» – «Варьеганнефтегаз» – успешно завершила опытно-промышленные испытания технологии бурения горизонтальных скважин

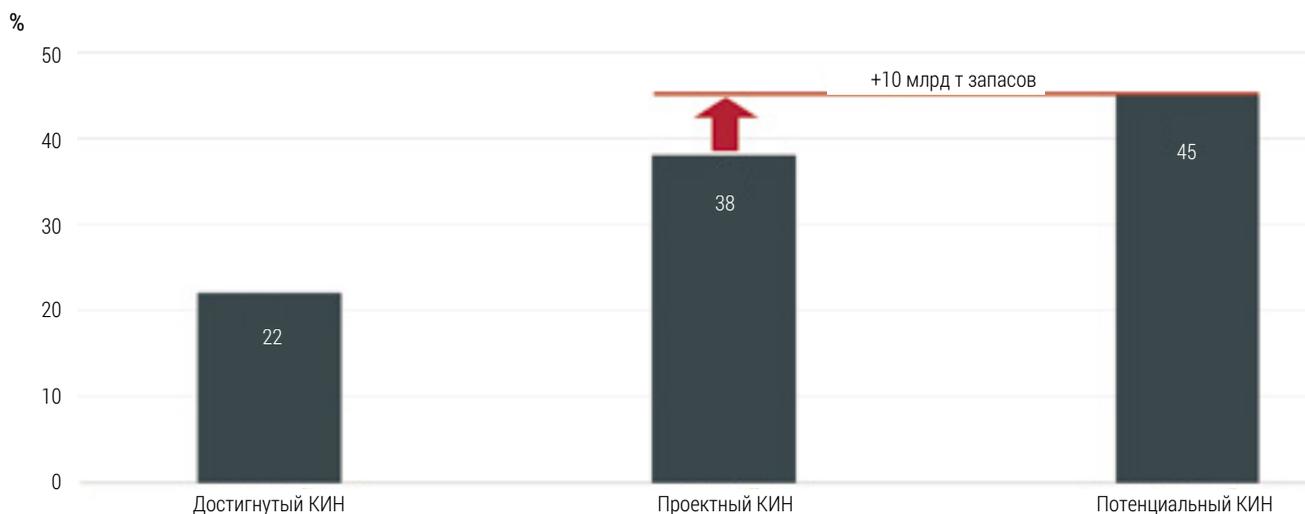
с комбинированной колонной. Инновационный подход позволяет оптимизировать процесс строительства скважины, исключив из него целый ряд дополнительных операций. Это дало возможность существенно увеличить скорость проходки и повысить экономическую эффективность процесса бурения. По итогам проведенных испытаний скорость проходки выросла почти вдвое.

В АО «НК «Конданефть» (также дочернее предприятие «Роснефти») впервые в мире был выполнен 100-тонный гидроразрыв пласта в песчаниках с использованием маловязкой жидкости на основе синтетического полимера. Инновационное решение позволяет увеличивать эффективную длину трещин гидроразрыва до 30% по сравнению со стандартными методами, что особенно актуально для низкопроницаемых коллекторов.

## КИН ПОМОЖЕТ ЦИФРА

В настоящее время остаточные запасы (или не извлекаемые промышленно-освоенными методами разработки) составляют в мире в среднем 50–80% от первоначальных геологических ресурсов нефти. Поэтому не удивительно, что год от года растет заинтересованность добывающих компаний в применении методов увеличения нефтеотдачи пластов, совершенствуются технологии, направленные на повышение экономической эффективности эксплуатации месторождений. При этом по мере развития технологий себестоимость извлечения сырья

## ДОСТИГНУТЫЙ ПРОЕКТНЫЙ И ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ КИН НА ТРАДИЦИОННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Источник: ЛУКОЙЛ

с применением современных МУН постоянно снижается, она становится вполне сопоставимой с себестоимостью добычи с помощью традиционных методов.

Сегодня повышение КИН рассматривается в качестве главного источника поддержания добычи в России. В мировой практике данный показатель варьируется в пределах от 20 до 50%. В нашей стране он, по разным оценкам, находится в диапазоне 27–35%. Ряд специалистов считают такой уровень недопустимо низким. Исторически сложилось, что большая часть ресурсов нефтегазовых месторождений так и остается неосвоенной. Однако эту ситуацию можно и нужно менять за счет новых технологий и методов управления разработкой пластов.

Поскольку увеличения или улучшения ресурсной базы нефтяной отрасли ожидать не стоит, задача повышения нефтеотдачи является стратегической для нашей страны. Главная цель, стоящая перед нефтяниками, – как можно дольше продлевать жизнь зрелых месторождений и рентабельную эксплуатацию существующих запасов. Однако текущая ситуация с экономикой проектов играет против нефтяников.

По данным ЕУ, средняя себестоимость добычи в Западной Сибири составляет порядка 6 тыс. рублей на тонну, а налоги – более 20 тыс. рублей за тонну. По информации ЛУКОЙЛа, на протяжении последнего десятилетия средние темпы падения производства нефти в Западной Сибири, на которую приходится около половины российской добычи, составляли порядка 2–3% в год. Если их не удастся снизить, то через 8–10 лет годовая добыча в Западной Сибири суммарно снизится на 50 млн тонн.

В недавно вышедшем обзоре ЛУКОЙЛа «Основные тенденции развития мирового рынка жидких углеводородов до 2035 года» отмечен очень низкий коэффициент извле-

чения нефти в России. В настоящее время КИН в нашей стране составляет порядка 22%, тогда как в Норвегии и США данный показатель существенно выше – 45–50%. По мнению компании, низкий КИН является следствием недостаточного применения методов увеличения нефтеотдачи, в том числе закачки в пласт углекислого газа, метана, воды, пара, использования полимеров или щелочи.

По информации ЛУКОЙЛа, в России реализуются лишь единичные проекты с использованием МУН, поскольку в большинстве случаев экономические стимулы для их осуществления у нефтяных компаний отсутствуют. Операционные затраты при применении третичных методов добычи значительно выше, чем при использовании традиционных способов нефтеизвлечения. Тогда как действующая налоговая система не предусматривает каких-либо льгот для проектов МУН. В компании считают, что увеличения КИН в России можно добиться за счет расширения использования цифровых технологий при добыче нефти. Интеграция цифровых решений в процесс эксплуатации месторождений способна привести к снижению простоев оборудования, сокращению количества ремонтов и уменьшению потерь при добыче углеводородного сырья.

Согласно оценкам специалистов компании, проектный КИН для России должен достигать 38% в рамках существующей налоговой системы. В случае введения дополнительных налоговых стимулов со стороны государства данный показатель может быть увеличен до 45%, что сопоставимо с уровнем США и Норвегии. ЛУКОЙЛ подсчитал, что повышение проектного КИН с текущих 38 до 45% приведет к приросту извлекаемых запасов нефти на 10 млрд тонн по категории  $ABC_1+C_2$  (см. «Достигнутый проектный и потенциальный КИН...»). 📊