



НАЙТИ КЛЮЧ К ПЛАСТУ

Технологии интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи в РФ

АННА ПЕЧЕНИНА

Руководитель исследовательской компании «Текарт»

В последние годы наблюдается рост заинтересованности нефтяных компаний в применении технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и интенсификации добычи нефти (ИДН). Они позволяют существенно увеличить извлекаемые запасы и объемы производства сырья, вовлечь в промышленную разработку залежи высоковязкой нефти и низкопроницаемые коллекторы, а также трудноизвлекаемые запасы на поздней стадии разработки месторождений.

Анализ показывает, что несмотря на наличие широкой гаммы таких технологий, наибольшей популярностью среди них пользуются методы ГРП и резки боковых пластов. Эта тенденция сохранится и в ближайшие годы.

Проблема исчерпания природных ресурсов в России стоит довольно остро. Так, по данным Минэнерго, запасов углеводородов при текущем уровне добычи хватит только на 40–50 лет. Прогнозы Минприроды выглядят более оптимистично и обещают, что запасов УВС хватит на 70–90 лет.

До 2005 года включительно объемы нефтедобычи превышали ежегодные приросты запасов углеводородного сырья. С 2006 года ситуация изменилась в лучшую сторону. Так, в 2006–2010 годах добыча находилась в диапазоне 480–500 млн тонн, в то время как показа-

тели прироста запасов колебались в промежутке от 550 до 750 млн тонн.

В 2010–2015 годах производство нефти выросло до 500–530 млн тонн в год, а ежегодные приросты запасов достигли 700–750 млн тонн. По итогам 2016 года при объеме нефтедобычи в 545 млн тонн прирост запасов оценивается в 575 млн тонн (см. «Динамика приростов запасов и добычи...»).

БУРЕНИЕ VERSUS ПНП

К 2035 году Минэнерго прогнозирует увеличение запасов в общей сложности на 13–15 млрд тонн, то есть порядка 650–750 млн тонн в год. При этом объемы добычи, согласно мнению экспертов, сократятся до 450–500 млн тонн в год за счет снижения производства в Западной Сибири и Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Прирост нефтедобычи возможно обеспечить за счет двух направлений, которые часто противопоставляют друг другу. Первое из них – разведка новых месторождений и бурение новых скважин. Второе – интенсификации добычи за счет использования технологий ПНП.

По данным ЦДУ ТЭК, в 2016 году суммарный объем инвестиций в эксплуатационное и разведочное бурение по всем компаниям, добывающим нефть в России, составил 673,5 млрд рублей (\$11,1 млрд). Увеличение инвестиций в эксплуатационное бурение оценивается в 19,4%, в разведочное – в 9%. При этом среднегодовой рост (CAGR) вложений в бурение в 2008–2016 годах составил 15,6%.

По оценке «Текарт», в 2016 году в РФ было введено 7774 новых эксплуатационных скважин, что на 1224 скважин больше, чем в предыдущем году (+18,7%). Это связано, прежде всего, с тем, что нефтяники компенсируют падение производства на зрелых объектах за счет ввода новых скважин на действующих месторождениях и на новых участках (см. «Динамика ввода эксплуатационных скважин...»).

При этом проблемой является снижение дебитов добывающих скважин. Согласно прогнозу, их среднее значение и далее будет уменьшаться и к 2030 году может составить всего лишь 5,39 т/сут. (для сравнения: уровень 2015 года – 9,9 т/сут.).

Одним из ключевых показателей оценки эффективности разработки месторождений, а также факторов увеличения прироста запасов, является коэффициент извлечения нефти (КИН). В России в настоящее время средний проектный КИН составляет 37%, тогда как достигнутый среднеотраслевой коэффициент (то есть доля извлеченных запасов от геологических ресурсов) оценивается в 25%. Величина КИН существенно изменяется по разным месторождениям и даже пластам в зависимости от конкретных геолого-физических условий каждого из них (см. «Коэффициент извлечения нефти по регионам РФ»).

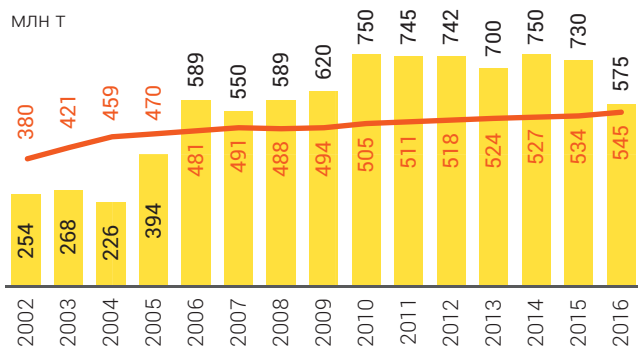
Проблема истощения природных ресурсов в России стоит довольно остро. Так, по данным Минэнерго, запасов углеводородов при текущем уровне добычи хватит только на 40–50 лет

Согласно Энергетической стратегии, к 2030 году планируется достижение фактического уровня КИН в 35–37%, а к 2035 году – 40%. Это обеспечит дополнительные извлекаемые запасы в объеме более 4 млрд тонн.

В числе стимулов применения технологий ПНП можно выделить следующие:

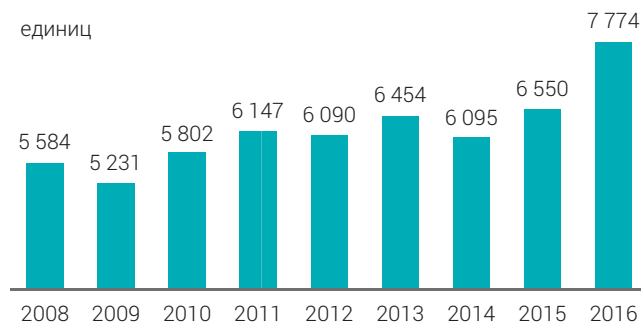
- ✓ ограниченные возможности для роста нефтедобычи за счет геологоразведочных работ;
- ✓ большое количество простаивающих скважин и усилившееся давление на нефтяные компании в ча-

ДИНАМИКА ПРИРОСТА ЗАПАСОВ И ДОБЫЧИ НЕФТИ С КОНДЕНСАТОМ, 2002–2016 гг.



Источник: Минэнерго РФ, Роснедра

ДИНАМИКА ВВОДА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН В РОССИИ, 2008–2016 гг.



Источник: «Текарт» на основании данных ЦДУ ТЭК

КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПО РЕГИОНАМ РФ



Источник: «Текарт» на основании данных ЭС-2030

сти соблюдения нормативов бездействующего фонда (максимально допустимый уровень – 10%);

- ✓ низкие показатели КИН;
- ✓ необходимость повышения среднего дебита скважин;
- ✓ высокая обводненность скважин в России, рост доли трудноизвлекаемых запасов.

При этом преимуществом использования технологий ПНП является возможность при сравнительно небольших затратах добиться быстрых результатов. Тогда как разведочное и эксплуатационное бурение подразумевают существенные издержки и являются объектом долгосрочных инвестиций.

КАЛЕЙДОСКОП ТЕХНОЛОГИЙ

Известные на сегодняшний день методы увеличения нефтеотдачи пластов представлены следующими группами:

1. **Тепловые методы.** Они основаны на искусственном увеличении температуры в стволе и призабойной зоне. Такие методы применяются в основном при добыче высоковязкой парафинистой и смолистой нефти (прогрев приводит к разжижению сырья, расплавлению парафина и смолистых веществ).

2. **Газовые методы.** В данной группе выделяют следующие:

- ✓ закачка воздуха в пласт (за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов воздух трансформируется в эффективные вытесняющие агенты);
- ✓ воздействие на пласт двуокисью углерода (растворение в нефти CO₂ способствует уменьшению ее вязкости, повышению плотности и увеличению объема);
- ✓ воздействие азотом, дымовыми газами и т. д. (сочетание теплового воздействия с механическим и химическим).

3. **Физико-химические методы.** Применяются для дополнительного извлечения сырья из сильно истощенных и заводненных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью. Механизм основан на вытеснении нефти водными растворами ПАВ и полимеров, щелочными растворами, композициями химических реагентов. В данной группе выделяют также микробиологический метод (воздействие на нефть продуктами жизнедеятельности закаченных в пласт микроорганизмов).

4. **Потокоотклоняющие технологии (ПОТ).** Основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта. Тем самым создается более равномерный фронт вытеснения и уменьшаются прорывы воды в добывающие скважины.

5. **Гидродинамические методы.** Используются при заводнении скважин. Позволяют увеличить текущую добычу, степень извлечения сырья, а также уменьшить объемы прокачиваемой через пласты воды и снизить текущую обводненность добываемой жидкости. К данным методам относят:

- ✓ интегрированные технологии;
- ✓ вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- ✓ барьерное заводнение на газонефтяных залежах;
- ✓ нестационарное (циклическое) заводнение;
- ✓ форсированный отбор жидкости;
- ✓ ступенчато-термальное заводнение.

6. **Группа комбинированных методов.** Реализация комбинированного воздействия, при котором сочетаются несколько методов (например, гидродинамический и тепловой, гидродинамический и физико-химический, тепловой и физико-химический и т. д.).

7. **Физические методы.** Отличаются тем, что используют естественную энергию пласта. Кроме того, данные методы чаще всего не повышают конечную нефтеотдачу, а лишь приводят к временному увеличению добычи. К основным физическим методам относят:

- ✓ гидроразрыв пласта (ГРП);
- ✓ воздействие сеткой скважин (горизонтальные скважины, боковые стволы, уплотнение сетки скважин).

К менее распространенным физическим методам относят также электромагнитное и волновое воздействие на пласт и другие аналогичные способы.

В России технологии увеличения добычи начали применяться с середины 1970-х годов. На сегодняшний день в стране апробировано более 130 таких технологий и методов. Некоторые из них продемонстрировали достаточно высокую результативность (см. «Средняя технологическая эффективность...»).

В настоящее время также набирают популярность нестандартные методы гидроразрыва пластов: пенно-азотные, гидропескоструйная перфорация с ГРП, а также многостадийные. Эффективность перечисленных методов существенно превышает указанный в диаграмме показатель и в некоторых случаях может достигать 25–30 тыс. т/скв.-опер.

В 2015 году в России было проведено около 34 тыс. операций по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации нефтедобычи. За счет этого дополнительно добыто 142 млн тонн нефти, что составило 26,6% ее совокупного производства.

По числу проведенных операций лидерами выступают гидроразрыв пластов, физико-химические методы, а также потокоотклоняющие технологии. Общая доля перечисленных методов составляет 2/3 от общего числа ПНП-операций. При этом наиболее динамично в 2010–2015 годах развивались следующие сегменты: ГРП (число операций за период выросло в 1,5 раза); горизонтальное бурение и зарезка боковых стволов – ЗБС (прирост почти в два раза).

Оценивая результаты применения различных технологий ИДН и ПНП, можно отметить, что около 80% дополнительной нефтедобычи обеспечивается за счет использования физических методов. При этом доля ЗБС с 2010 по 2015 год увеличилась на 9% (см. «Структура рынка по типу методов ПНП в 2015 году»).

Основной спрос на технологии ПНП и ИДН сконцентрирован в трех нефтедобывающих регионах: ХМАО, ЯНАО и Волго-Уральском.

КАЖДОМУ СВОЕ

Разработку нефтяных месторождений принято делить на стадии, отражающие режим работы пласта. На начальной стадии очень важно получить высокие дебиты, чтобы быстро окупить средства, вложенные в разведку

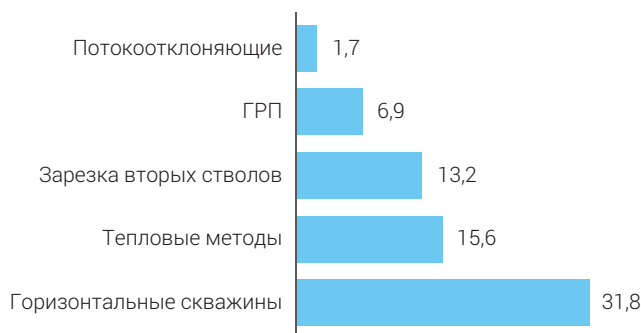
и обустройство месторождения. Поэтому целесообразно применение таких технологий, как гидроразрыв пласта и бурение горизонтальных стволов.

К 2035 году Минэнерго прогнозирует увеличение запасов в общей сложности на 13–15 млрд тонн, то есть порядка 650–750 млн тонн в год

Последующие стадии характеризуются возрастающим темпом снижения продуктивности ранее пробуренных и введенных в эксплуатацию скважин. Для повышения их нефтеотдачи возможно применение широкого круга технологий. Однако на практике, как правило, используются кислотные обработки, перфорация, пороховые генераторы давления, повторный ГРП, бурение вторых стволов, в том числе с горизонтальным окончанием, и т. д.

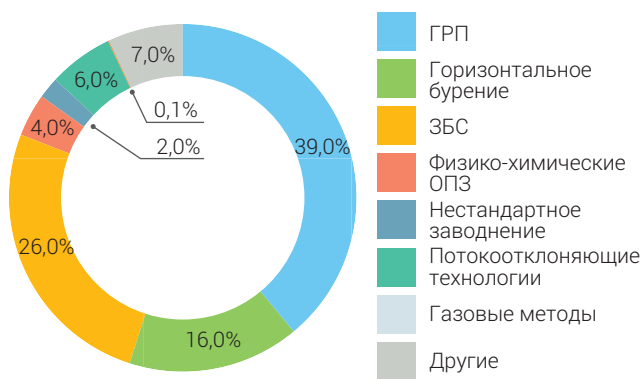
Распространенность тех или иных методов варьируется в зависимости от месторождений. Например, для повышения нефтеотдачи пластов тяжелых углеводородов наиболее оптимальными технологиями являются тепловые. Они позволяют добывать сырье с вязкостью до 10 тыс. мПа*с, увеличивая нефтеотдачу с 6–20% до 30–50%. Сегодня этого невозможно достичь никакими другими методами. При этом в других условиях данный метод не получил широкого распространения. Ведь технологии паротеплового воздействия весьма энергоемки и требуют крупных начальных затрат, а также сложного оборудования (парогенераторных установок, трубопроводов, компенсаторов температурных деформаций, устьевого и внутрискважинного оборудования).

СРЕДНЯЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРУПНЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ, тыс. т/скв.-опер.



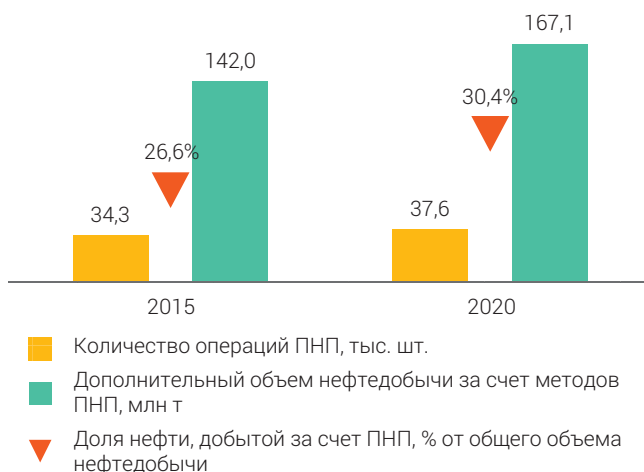
Источник: «Текарт»

СТРУКТУРА РЫНКА ПО ТИПУ МЕТОДОВ ПНП В 2015 г. % ОТ ОБЩЕГО ОБЪЕМА ДОБЫТОЙ НЕФТИ ЗА СЧЕТ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ



Источник: «Текарт»

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЫНКА ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ И ПНП В 2020 г.



Источник: «Текарт»

На сильно обводненных месторождениях (например, в Татарстане) используется циклическое заводнение. Такую технологию можно применять даже после наступления предела рентабельности эксплуатации скважин.

Особенностью технологии по резке боковых стволов является то, что чаще всего она используется на старых месторождениях.

Пользуются спросом и физико-химические методы ПНП. Так, во второй половине 2015 года компания «Салым Петролеум Девелопмент», совместное предприятие «Шелл Салым Девелопмент Б. В.» и «Газпром нефти», завершила монтаж оборудования и приступила к реализации пилотного проекта сода-ПАВ-полимерного заводнения.

ЛИДЕРЫ РЫНКА

Рассмотрим характеристики основных применяемых методов ПНП.

Технология ГРП впервые начала использоваться в России в начале 1990-х годов компаниями Schlumberger и Halliburton на месторождениях ЮКОСа и «Сибнефти». В настоящее время наша страна занимает одну из лидирующих позиций в мире по количеству проводимых гидроразрывов.

В ряде случаев операции ГРП выступают не столько в качестве метода интенсификации добычи, сколько как способ вовлечения в разработку запасов, которые не могли бы эксплуатироваться без его применения (прежде всего, на рассеянных нефтяных пластах с низкой проницаемостью). Например, освоение Приобского, Приразломного, Малобалькского месторождений невозможно осуществить без применения ГРП.

Наибольший объем работ по ГРП проводится в ХМАО. Практически каждая скважина на месторождениях Западной Сибири при вводе в эксплуатацию подвергается гидроразрыву, хотя эффективность ГРП здесь одна из самых низких в России.

Впрочем, у гидроразрыва, помимо сторонников, имеются и противники. Они выделяют следующие недостатки этого метода:

- ✓ после ГРП производительность скважины возрастает, а затем снижается ускоренными темпами и почти всегда падает ниже уровня, существовавшего до операции;
- ✓ гидроразрыв серьезно осложняет работу с нефтеносными слоями в связи с их заводнением;
- ✓ использование ГРП может быть эффективным лишь один раз – повтор процедуры на той же скважине не дает дальнейшего прироста производительности;
- ✓ данный метод имеет много ограничений, а для некоторых скважин он вовсе непригоден;
- ✓ на большинстве действующих скважин, которые в той или иной степени могли бы считаться пригодными для проведения гидроразрыва, эта операция уже проведена.

В настоящее время активно внедряется технология многостадийного ГРП. Так, в июле 2016 года ООО «Газпромнефть-Хантос» впервые в России провело 30-стадийный гидроразрыв на Южно-Приобском месторождении в ХМАО. Он был выполнен на горизонтальном участке скважины длиной 1,5 тыс. метров (при общей ее протяженности 4,6 тыс. метров). Глубина залегания нефтяного пласта превышала 2,6 тыс. метров.

Резка боковых стволов (ЗБС) является одной из наиболее востребованных технологий восстановления действующих скважин. До 2002 года бурение вторых стволов воспринималось в основном как ремонт скважин, а в последние годы – уже как способ ИДН/ПНП и повышения КИН.

Росту спроса на услуги ЗБС способствуют следующие факторы:

- ✓ бурение второго ствола позволяет обойти неизвлекаемые механические препятствия, оставленные в скважине (трубы и прочее);
- ✓ применение технологии избавляет от необходимости решения других проблем со скважиной, локализованных ниже горизонта забурки нового ствола (например, плохо зацементированных эксплуатационных колонн, прорывов воды или газа в зоне перфорации и т. д.);
- ✓ ЗБС дает возможность вовлечь в разработку слабодренлируемые зоны месторождения.

Прогнозы развития российского рынка интенсификации добычи нефти и ПНП в среднесрочном периоде весьма благоприятны: к 2020 году ожидается рост числа операций ПНП до 37,6 тыс. ед. Это позволит добыть дополнительно свыше 167 млн тонн нефти, что составит около 30% ее общего производства (см. «Перспективы развития рынка...»).

Развитие рынка будет осуществляться преимущественно за счет роста спроса на физические методы повышения нефтеотдачи: ГРП, ЗБС, горизонтальное бурение. Совокупная доля перечисленных технологий к 2020 году составит свыше 47% от общего числа проведенных операций. А объем дополнительно добытой нефти может достигнуть 140 млн тонн (около 84% от общего количества). **ЭА**