



Длинные руки нефтянки

Методы повышения нефтеотдачи позволяют вовлекать в разработку все большие объемы ТРИЗ

АЛЕКСАНДРА УТОЧКИНА

Ведущий аналитик исследовательской компании «Текарт»

В течение последних десятилетий стремительно растет заинтересованность нефтяных компаний в применении технологий интенсификации добычи нефти (ИДН) и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Внедрение этих эффективных методов позволяет существенно увеличить производство сырья в целом, а также вовлечь в промышленную разработку ресурсы высоковязкой нефти, запасы низкопроницаемых коллекторов, наиболее труднодоступные залежи (на поздней стадии освоения месторождений).

Так, если в 1986 году добыча нефти за счет указанных методов во всем мире составляла около 77 млн тонн, то в настоящее время только в России этот показатель ежегодно превышает 110 млн тонн. В последние годы, на фоне замедления прироста запасов нефти в результате геологоразведки, интерес к методам интенсификации добычи растет. Расширяется арсенал технологий, применяемых нефтяными компаниями, увеличивается число игроков на данном рынке.

ДВА ПОДХОДА К ДОБЫЧЕ

В целом прирост нефтедобычи возможно обеспечить за счет двух разнонаправленных подходов:

- ♦ расширение производства путем разведки новых месторождений и бурения новых скважин;
- ♦ повышение эффективности извлечения сырья на действующих объектах благодаря применению методов интенсификации добычи и технологий ПНП.

Необходимо отметить, что преимуществом технологий ПНП является возможность при сравнительно небольших затратах добиться быстрых результатов. Тогда как разведочное и эксплуатационное бурение подразумевает существенные издержки и является объектом долгосрочных инвестиций.

На текущее состояние рынка технологий ИДН и ПНП оказывает влияние ряд ключевых факторов, среди которых:

- ◆ совокупная динамика добычи углеводородов, а также инвестиционная привлекательность отрасли;
- ◆ ежегодные приросты запасов нефти и газа;
- ◆ коэффициент извлечения нефти (КИН);
- ◆ доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в общем объеме добычи сырья;
- ◆ степень обводненности действующих скважин;
- ◆ средний дебит эксплуатируемых объектов добычи.

В течение последних лет сформировался тренд на ежегодное снижение прироста запасов нефти с одновременным увеличением объемов нефтедобычи. К примеру, всего четыре года назад, в 2014-м, в ходе геологоразведочных работ доказанные запасы нефти увеличились на 750 млн тонн. Это более чем на 42% превысило годовой объем добычи (527 млн тонн) в рассматриваемом периоде. Итоги каждого последующего года становятся все более пессимистичными. Так, аналогичный показатель в 2015 году составил уже 33%, а в 2016 и 2017 годах он снизился до критической отметки: 5 и 0,5%, соответственно. Наконец, в 2017 году, по данным Минэнерго, добыча на 3 млн тонн превысила прирост доказанных запасов сырья (см. «Объем и динамика приростов запасов нефти...»).

В секторе газодобычи ситуация выглядит более оптимистично. Так, ежегодные приросты запасов существенно опережают фактические объемы производства газа: на 95% в 2014 году, на 41,7% в 2015-м и на 29% в прошлом году. Провальным с точки зрения соотношения результатов ГРП и добычи газа можно

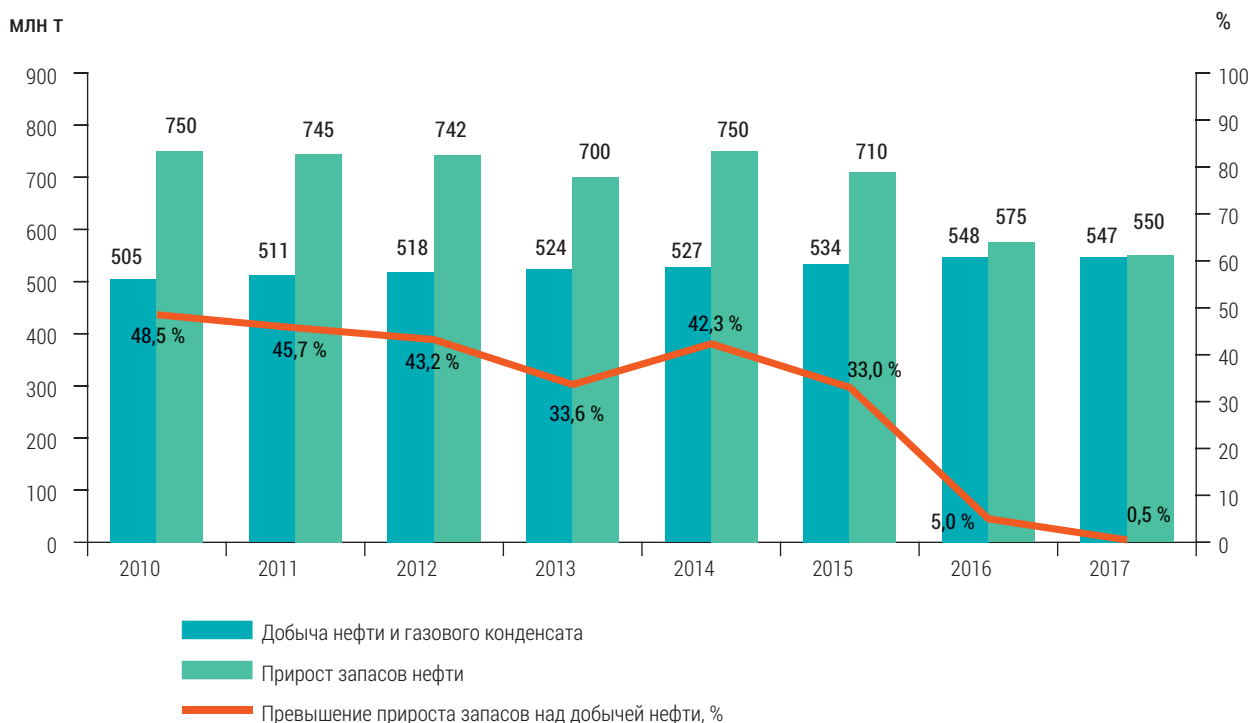
считать лишь 2016 год, когда данный показатель снизился до 9,5% (см. «Объем и динамика приростов запасов газа...»).

Преимуществом технологий ПНП является возможность при сравнительно небольших затратах добиться быстрых результатов

Снижение прироста доказанных запасов углеводородного сырья является прямым следствием уменьшения финансирования геологоразведочных работ (ГРП) из федеральной казны (см. «Объем и динамика бюджетного финансирования ГРП...»). Так, если до 2014 года на поисковые ресурсы ежегодно направлялось 30–35 млрд рублей, то в течение последних трех лет этот показатель сократился более чем в два раза: до 14,1 млрд рублей в 2015 году, 13 млрд в 2016-м и 12 млрд в 2017 году. Дальнейшее сокращение финансовых вливаний в сектор геологоразведки будет способствовать падению прироста запасов УВС.

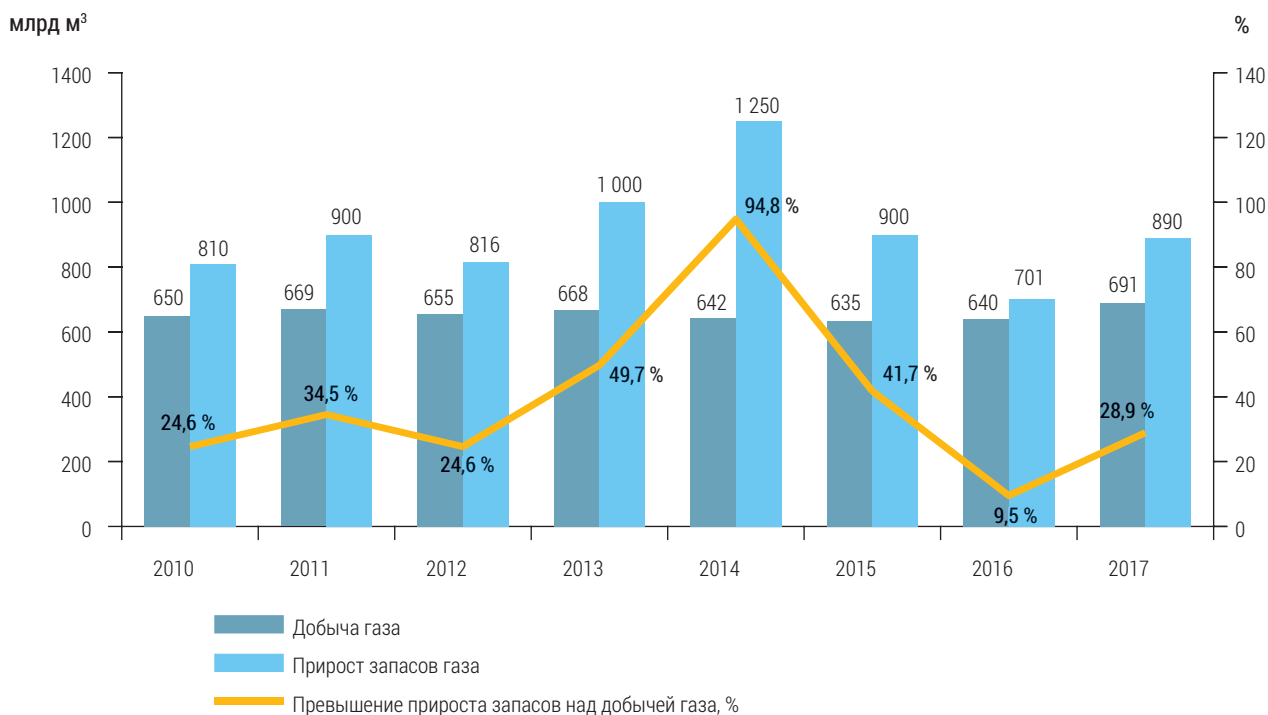
Подтверждением тенденции сокращения ГРП служит стагнация объемов разведочного бурения на уровне примерно 1 млн метров на фоне одновременного роста эксплуатационной проходки с 22,2 до 27,2 млн метров (см. «Объемы эксплуатационного и разведочного бурения...»).

ОБЪЕМ И ДИНАМИКА ПРИРОСТОВ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ (С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ), 2010–2017 гг.



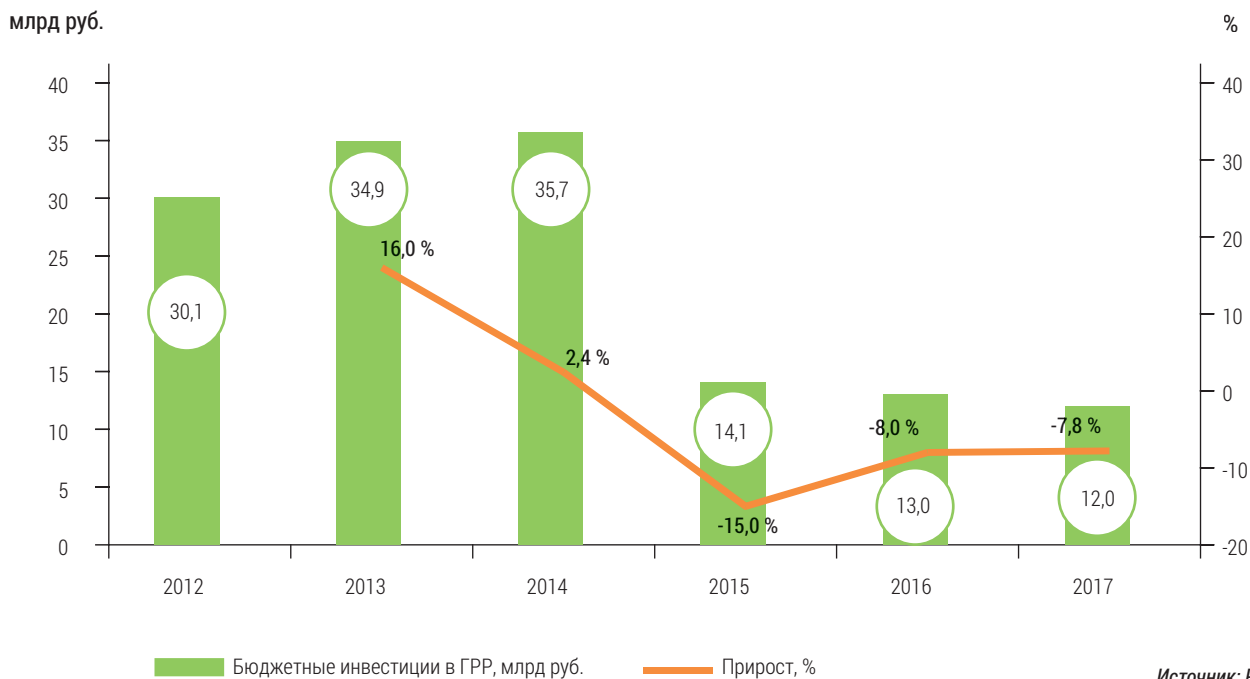
Источник: Минэнерго, Роснедра

ОБЪЕМ И ДИНАМИКА ПРИРОСТОВ ЗАПАСОВ ГАЗА ПО КАТЕГОРИИ АВС₁ И ДОБЫЧИ ГАЗА, 2010–2017 гг.



Источник: Минэнерго, Роснедра

ОБЪЕМ И ДИНАМИКА БЮДЖЕТНОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ ГРП В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ РФ, 2010–2017 гг.



Источник: Роснедра

При этом в последние несколько лет средний дебит скважин постепенно снижается.

В ПОГОНЕ ЗА КИН

Таким образом, на фоне падения объемов госфинансирования ГРП и, как следствие, сокращения разведочной проходки вопрос о необходимости повышения эффективности добычи на уже разработанных объектах является более чем актуальным.

Снижение прироста доказанных запасов углеводородного сырья является прямым следствием уменьшения финансирования геологоразведочных работ (ГРР) из федеральной казны

Одним из основных индикаторов такой эффективности служит коэффициент извлечения нефти. Его величина в различных странах разнится весьма значительно. Средняя проектная нефтеотдача в мире составляет около 30–35%, в Норвегии и США она находится в пределах от 40 до 50%.

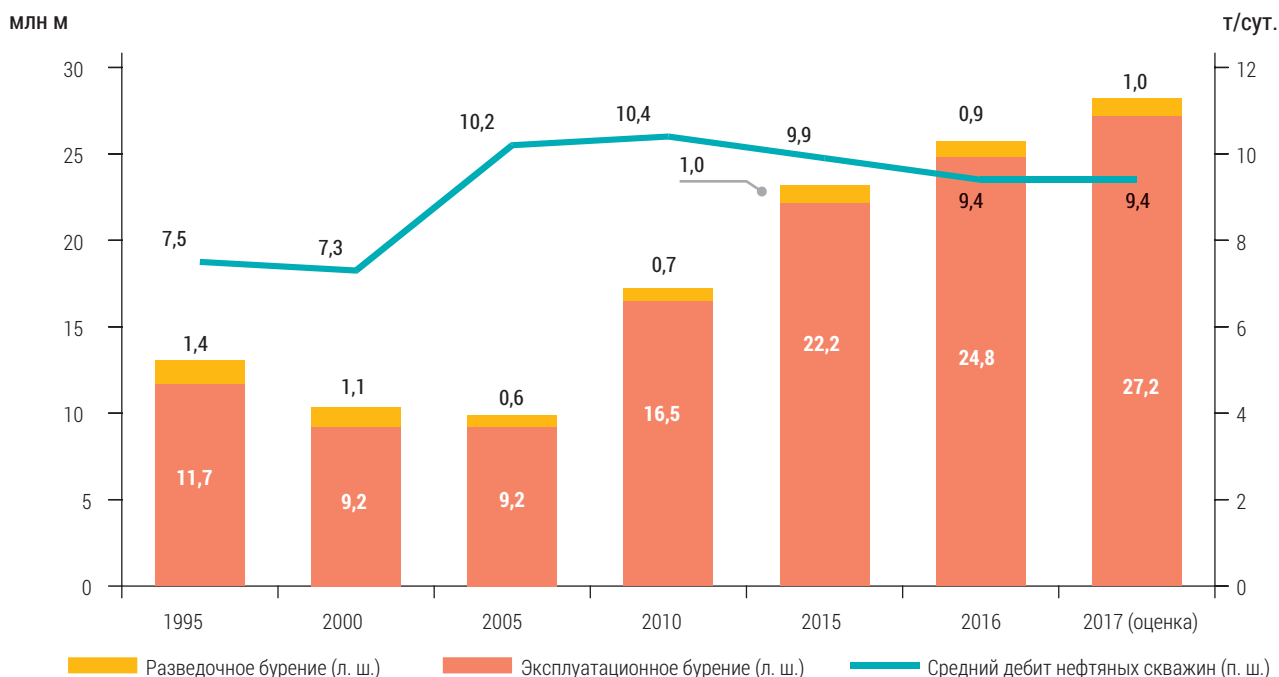
В настоящее время средний проектный КИН в России равен 37%, тогда как достигнутый среднеотраслевой КИН (то есть доля извлеченных запасов) составляет лишь 25%. При этом увеличение проектного КИН до 40% даст дополнительные извлекаемые запасы в объеме более 4 млрд тонн.

Величина КИН существенно изменяется по разным месторождениям и даже пластам в зависимости от конкретных геолого-физических условий (см. «Коэффициент извлечения нефти по регионам РФ...»). Наилучшими показателями эффективности нефтедобычи отличаются объекты, базирующиеся в республиках Татарстан и Башкортостан, а также в Самарской области и Красноярском крае. Здесь при проектном значении 42–50% достигнутый КИН находится в пределах 33–38%. Согласно Энергетической стратегии, к 2030 году планируется достижение фактического уровня среднеотраслевого КИН в 35–37%, а к 2035 году – до 40%. Отметим, что этот рост должен быть основан, прежде всего, на активном использовании технологий ПНП.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АРСЕНАЛ

Круг технологий интенсификации нефтедобычи и повышения нефтеотдачи пластов достаточно широк. Он включает в себя горизонтальную проходку, зарезку боковых (вторых) стволов скважин, гидроразрыв, тепловые, газовые, потокоотклоняющие методы, а также их комби-

ОБЪЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ И СРЕДНИЙ СУТОЧНЫЙ ДЕБИТ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В РОССИИ, 1995–2017 гг.



Источник: Роснедра

нации. В общей сложности к настоящему времени в России апробировано более 130 различных способов повышения дебита скважин.

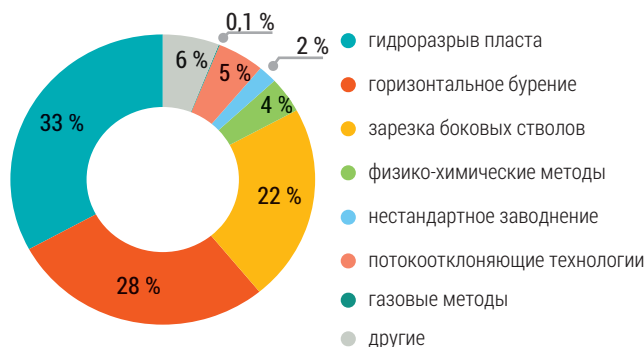
Каждая из перечисленных технологий обладает различной степенью эффективности. Так, наибольшую эффективность демонстрируют горизонтальное бурение (31,8 тыс. тонн/скв.-опер.) и тепловые методы (15,6 тыс. тонн/скв.-опер.). Высокая эффективность была достигнута при зарезке боковых стволов – 13,2 тыс. тонн/скв.-опер., а также при гидроразрыве пласта – 6,9 тыс. тонн/скв.-опер. У физико-химических методов показатели средней технологической эффективности достаточно низкие: всего 0,9 тыс. тонн/скв.-опер.

На фоне сокращения разведочной проходки вопрос о необходимости повышения эффективности добычи на уже разработанных объектах является более чем актуальным

Средняя эффективность потокоотклоняющих технологий составила 1,7 тонн/скв.-опер., газовых методов – 0,6 тыс. тонн, закачки композиции БП-92 – 0,4 тыс. тонн.

В настоящее время набирают популярность нестандартные (комбинированные) методы гидроразрыва пластов: пенно-азотные ГРП, гидропескоструйная перфорация с ГРП, а также многостадийные ГРП. Эффективность перечисленных методов существенно превышает указанный выше показатель и в некоторых случаях может

СТРУКТУРА ДОПОЛНИТЕЛЬНО ДОБЫТОЙ НЕФТИ, ПОЛУЧЕННОЙ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИСКУССТВЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ



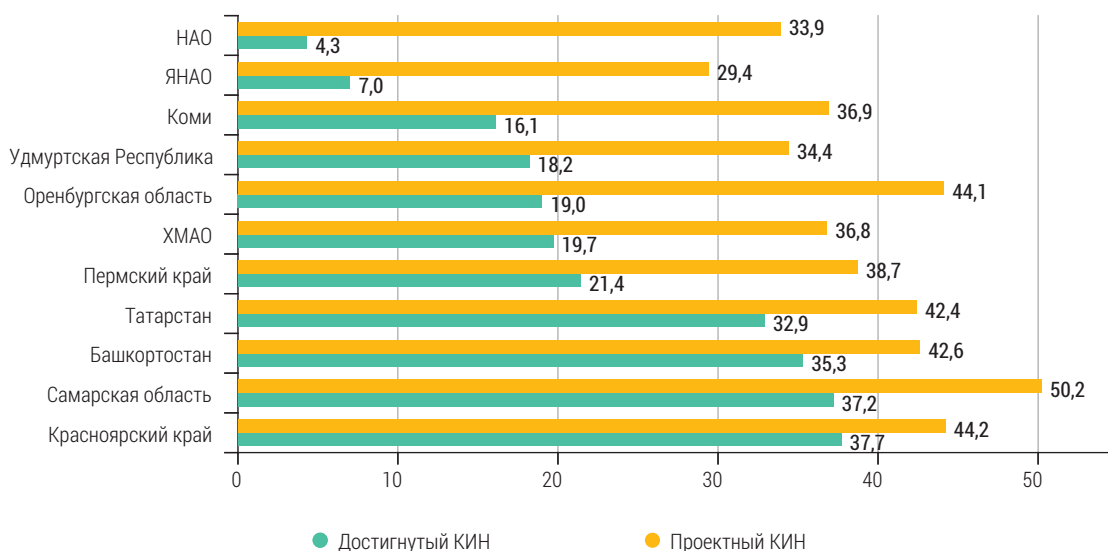
Источник: оценка «Текарт»

достигать отметки 25–30 тыс. тонн/скв.-опер. и даже превосходить ее.

В последние годы общее число проводимых операций по интенсификации нефтедобычи оценивается примерно в 34–36 тыс. единиц в год. При этом объем дополнительно добытой нефти за счет использования данных технологий превышает 140 млн тонн. Средние темпы прироста дополнительной добычи в период 2012–2017 годов (CAGR) составляют 1,7% в год.

Традиционно лидирующими технологиями считаются гидроразрыв пласта (в том числе многостадийный), горизонтальное бурение и зарезка боковых стволов. Суммарная доля дополнительной добычи, полученная благодаря применению перечисленных

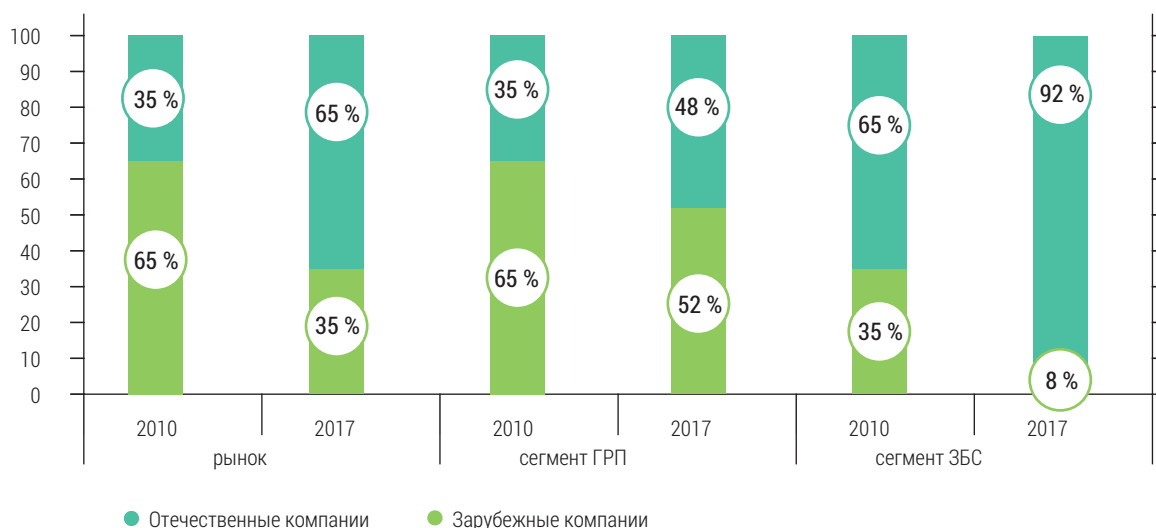
КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПО РЕГИОНАМ РФ, ОТСОРТИРОВАННЫЙ ПО ДОСТИГНУТОМУ КИН



Источник: «Текарт» на основании данных ЭС-2030

БАЛАНС КОНКУРЕНТНОЙ СРЕДЫ, 2010 И 2017 гг.

% от общего объема выполненных работ



Источник: оценка «Текарт» на основании данных компаний

методов, превышает 80 % (см. «Структура дополнительно добытой нефти...»). Интересно отметить, что, согласно сведениям Минэнерго, в течение последних лет на долю горизонтального бурения приходится более четверти общей протяженности эксплуатационной проходки.

Круг технологий интенсификации нефтедобычи включает в себя горизонтальную проходку, зарезку боковых стволов, гидроразрыв, тепловые, газовые, потокоотклоняющие методы, а также их комбинации

ИГРОКИ РЫНКА

Традиционно в России сервисные услуги по повышению нефтеотдачи пластов оказываются преимущественно сторонними компаниями, не входящими в структуру ВИНК. Причины стремления нефтегазовых компаний вывести данную деятельность на аутсорсинг заключаются в том, что для оказания этих услуг необходимо:

- ◆ инвестировать крупные денежные средства в приобретение нового оборудования (флот ГРП, оборудование для бурения вторых стволов, разработка и создание нестандартного оборудования и т. д.);

- ◆ наличие штата высококвалифицированного персонала для выполнения работ, не связанных с нефтедобычей;

- ◆ создание крупных сервисных центров для обеспечения работоспособности оборудования.

На рынке услуг по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации нефтедобычи, как и в сфере нефтесервиса в целом, можно условно выделить три основные группы участников:

- ◆ крупные международные корпорации – Schlumberger, Halliburton, BJ services / Baker Hughes, Calfrac, Trican Well Service, Weatherford;
- ◆ независимые сервисные компании и их бизнес-единицы – CAToil, «МеКаМиНефть», «Таграс-РемСервис», УПНП и КРС, «ИНК-Сервис», «Буринтех», структурные подразделения ГК «Аргос» и прочие;
- ◆ подразделения ВИНК – «Сургутнефтегаза», «Татнефти», «Роснефти».

По мнению «Текарт», в настоящее время наблюдается тенденция к росту степени участия отечественных компаний на данном рынке (см. «Баланс конкурентной среды...»).

В общей сложности конкурентное поле рынка услуг ИДН и ПНП включает в себя более 80 компаний, выручка которых превышает 500 млн рублей в год.

Ожидается, что в краткосрочной перспективе спрос на технологии искусственного воздействия на пласт будет ежегодно увеличиваться. Так, согласно мнениям представителей отечественного нефтегазового комплекса, к 2020 году число проводимых операций по ПНП может превысить 37 тыс. единиц в год, а дополнительный объем добытой нефти может достигнуть почти 30 % от ее общего производства. **21**