

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ФАНТОМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ТРАДИЦИОННЫХ НЕФТЯНЫХ РЕГИОНАХ ИСТОЩАЮТСЯ, И РАНО ИЛИ ПОЗДНО РОССИИ ПРИДЕТСЯ ПОДЫСКИВАТЬ ЗАМЕНУ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ КАК ОСНОВНОМУ ИСТОЧНИКУ УГЛЕВОДОРОДНОГО БЛАГОДЕНСТВИЯ. ВПРОЧЕМ, СДЕЛАТЬ ЭТО БУДЕТ НЕПРОСТО, И СЛУЧИТСЯ ЭТО НЕСКОРО, УТВЕРЖДАЮТ ЭКСПЕРТЫ. В БЛИЖАЙШИЕ 15 ЛЕТ НОВЫЕ ЦЕНТРЫ НЕФТЕДОБЫЧИ ВРЯД ЛИ СМОГУТ СОСТАВИТЬ СЕРЬЕЗНУЮ КОНКУРЕНЦИЮ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ.

НАТАЛЬЯ ТИМАКОВА, RUSENERGY

**РЕЗЕРВЫ ДОБЫЧИ** В настоящее время более 70% российской нефти производится в Западной Сибири. Остальные 30% добычи распределены между Волго-Уральским регионом, Тимано-Печорой, Сахалинским шельфом, Северным Кавказом. Но нефтяное изобилие не вечно: в настоящее время во всех традиционных регионах дебиты скважин падают, себестоимость добычи растет, а открытие нового месторождения становится редким праздником.

Можно ли и дальше полагаться на Западную Сибирь, или следует готовиться к тому, что структура нефтедобычи в ближайшие годы существенно изменится? Эксперты настроены консервативно.

«Даже через 15 лет мы не ожидаем качественных изменений в нефтяной географии России, — говорит Виталий Бушуев, директор Института энергетической стратегии (ИЭС). — Дополнительный источник нефти мы видим скорее в более рациональном использовании ресурсов, увеличении среднего коэффициента извлечения нефти до 0,45 или даже 0,5».

По прогнозам ИЭС, даже в 2020 году доля Тюменской области в суммарной нефтедобыче составит не меньше 61%. При этом возрастет роль Восточной Сибири, будет развиваться добыча на морском шельфе. Но все новые регионы в сумме не дадут более 12% добычи. Следовательно, чтобы сохранить или увеличить ее уровень, нужно более бережно использовать имеющиеся запасы, а не лелеять мечты о сказочном нефтяном изобилии Арктики или других неосвоенных регионов.

**ВОСТОЧНОСИБИРСКАЯ АФРИКА** Строительство трубопроводной системы «Восточная Сибирь—Тихий океан» создает иллюзию, что центр нефтедобычи постепенно будет перемещаться на Восток страны. По предварительным прогнозам ИЭС, в 2020 году в Восточной Сибири будет добываться 48 млн т нефти, что составит около 8% от общероссийской добычи. Будет ли в дальнейшем увеличиваться эта цифра, неизвестно, так как оценить потенциал Восточной Сибири сегодня весьма затруднительно.

Самое крупное нефтяное месторождение Восточной Сибири — Ванкорское с запасами 490 млн т — открыто на севере Красноярского края, в Эвенкии. Но по геологическому строению Ванкор ближе к Западной Сибири, а в Восточной он оказался в результате особенностей административно-территориального деления. Что касается остальной части Восточной Сибири, а также Якутии, то их нефтеносный потенциал пока исследован мало.

Основные надежды связаны с давно открытыми месторождениями: Талаканским (запасы 124 млн т нефти, разрабатывает «Сургутнефтегаз»), Юрубченским (64 млн т, под контролем «Роснефти»), Куомбинским (до 200 млн т, «Славнефть»), Верхнеконским (202 млн т, под контролем ТНК-ВР и «Роснефти»).

Однако шанс обнаружить на востоке страны новые крупные месторождения невелик. Вся доразведка ведется в границах уже открытых нефтеносных провинций, что не

**В ПОГОНЕ ЗА ПРИБЫЛЬЮ**

Если увеличить средний коэффициент извлечения нефти (КИН) по России хотя бы на 10%, это даст прирост производства нефти в 145 млн т в год, что намного превышает суммарный потенциал Восточной Сибири и морского шельфа. В России себестоимость барреля нефти в среднем составляет сегодня от \$4 до \$6, что в 2–3 раза выше, чем на Ближнем Востоке, но ниже, чем во многих

других регионах мира. Однако в ближайшие 10–15 лет этот показатель неминуемо возрастет, поскольку на арктическом шельфе, по самым оптимистичным расчетам, себестоимость составит не менее \$10 за баррель, и в Восточной Сибири, ввиду неблагоприятных геологических условий и отсутствия инфраструктуры, он вряд ли окажется намного ниже. В таких условиях удержать темпы роста нефтедобычи на уровне



САХАЛИНСКИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОСТАЮТСЯ ОДНОЙ ИЗ ОСНОВНЫХ НЕФТЯНЫХ НАДЕЖД РОССИИ. ОДНАКО, ПРОЕКТ «САХАЛИН-1» ПРОШЕЛ ПИК НЕФТЕДОБЫЧИ В ПРОШЛОМ ГОДУ

обещает значительного прироста запасов. Более того, некоторые специалисты уверены, что потенциал Восточной Сибири сильно переоценен.

«До 2020 года весь потенциальный прирост восточных нефтеносных провинций пойдет на покрытие выбывающих объемов добычи западных регионов. И через 10–15 лет добыча в России стабилизируется на уровне 480 млн т. По моему представлению, как геолога, Восточную Сибирь можно сравнить с Африкой южнее Сахары, — объясняет зампредела Совета по изучению производительных сил Минэкономразвития РФ и РАН, доктор экономических наук, академик Александр Арбатов. — Отдельные скопления нефти там имеются, но в небольших, территориально разобщенных нефтегазоносных провинциях».

**АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФ** «Восточную Сибирь невозможно сравнить с Западной. Для поддержания объемов добычи нам неизбежно придется выходить на арктический шельф, — полагает академик Арбатов. — Но это перспектива не 10–15 лет, а более далекая».

Арктический шельф находится на очень низком уровне изученности. Западные районы (Баренцево, Карское моря) изучены несколько лучше, чем восточные (море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря).

При этом именно на востоке значительную долю составляют нефтяные ресурсы, тогда как на западе месторождения преимущественно газовые. Но эти 4,9 млрд т нефти, которые, по предварительным оценкам, содержит восточная Арктика, начнут извлекать не раньше чем Россия научится дешево и качественно строить танкеры ледового класса и ледостойкие платформы.

Пока единственный реализуемый в пределах 10–15 лет арктический нефтяной проект — это разработка Приразломного месторождения, с 2002 года принадлежащего «Севморнефтегазу» (100-процентная дочка «Газпрома»). Приразломное считается первым арктическим шельфо-

не 2%, по мнению специалистов, удастся, только если уделять одинаково пристальное внимание как разработке новых месторождений, так и интенсификации добычи на старых. Однако в настоящее время дорогостоящая нефтесервисных услуг и высокая внутренняя норма рентабельности компаний не позволяет нефтяникам заниматься извлечением максимально возможных объемов нефти из каждой скважины.

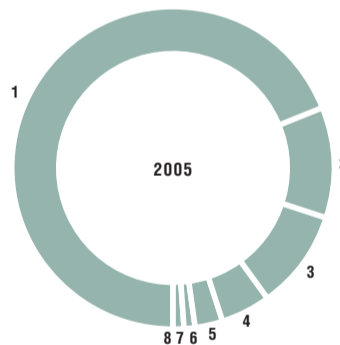
Компаниям приходится обращать внимание на рентабельность извлечения нефти, а она во многом зависит от производительности скважины. Так, средний дебит ЛУКОЙЛа — 11,5 т в сутки, «Роснефти» — 12,8 т. Хотя на отдельных месторождениях Западной Сибири дебит скважины может достигать нескольких сотен тонн в сутки, на Каспии — до 800 т. Средний показатель по России — примерно 11 т в сутки.

вым нефтяным месторождением, которое будет разработано в России и даст старт проектам в Баренцевом, Печорском и Карском морях.

Месторождение расположено на шельфе Печорского моря (юго-запад Баренцева), и условия разработки там относительно несложные: 60 км от берега, глубина моря в районе месторождения 19–20 м. Однако платформа, с которой должна вестись добыча, до сих пор в стадии строительства. Запуск переносится из года в год без объяснения причин, поэтому и последнее обещание «Газпрома» — начать эксплуатацию в 2009 году — не вызывает у экспертов доверия.

В случае если запуск все-таки состоится, добыча на Приразломном в течение первых двух лет не превысит 2 млн т.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ МЕЖДУ РЕГИОНАМИ (%) ИСТОЧНИК: ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ.



- 1 ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ 69
- 2 ПОВОЛЖЬЕ 11
- 3 УРАЛ 10
- 4 СЕВЕР, СЕВЕРО-ЗАПАД 5
- 5 ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ 3
- 6 КАВКАЗ, ПРИКАСПИЙ 1
- 7 ДАЛЬНИЙ ВОСТОК 1
- 8 ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ, ЯКУТИЯ 0



- 1 ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ 61
- 2 ПОВОЛЖЬЕ 8
- 3 УРАЛ 6
- 4 СЕВЕР, СЕВЕРО-ЗАПАД 6
- 5 ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ 3
- 6 КАВКАЗ, ПРИКАСПИЙ 3
- 7 ДАЛЬНИЙ ВОСТОК 5
- 8 ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ, ЯКУТИЯ 8

Скважину с производительностью в 3–5 т в сутки в Западной Сибири принято считать низкорентабельной. В таком случае либо применяются методы интенсификации нефтеотдачи (если для этого есть условия), либо скважина консервируется. В последние несколько лет компании все чаще прибегали ко второму решению. Главная причина, конечно, в том, что увеличение доли низкорентабельных скважин позво-

ляет компаниям удерживать себестоимость добычи на сравнительно низком уровне, а значит, продолжать получать прибыль. К тому же прорывных апробированных технологий интенсификации нефтеотдачи — одновременно дешевых и эффективных — пока не существует. «Не думаю, что в ближайшие 10–15 лет они появятся», — говорит академик Александр Арбатов. Концентрация на наиболее высокодебитных скважинах и за-

крытие «низкорентабельных» скважин влияет по отрасли на коэффициент извлечения нефти (КИН). «Сегодня процент извлечения нефти, по разным оценкам, варьируется между 30 и 37 от объема залежи, — говорит Виталий Бушуев, директор Института энергетической стратегии (ИЭС). — Это скромный показатель даже для России». Если увеличить средний КИН хотя бы еще на 10%, до 0,45, это даст прирост в производ-

стве нефти в 145 млн т в год, что намного превышает суммарный потенциал Восточной Сибири и морского шельфа. Возможно, вместо строительства дорогостоящих трубопроводов в отношении нефтяного комплекса надо создать такие налоговые условия, в которых нефтяникам было бы выгодно добывать нефть из «нерентабельных» скважин.

НАТАЛЬЯ ТИМАКОВА, RUSENERGY