

## Откуда будет идти русская нефть через 10 лет? Where will Russian oil come from in 10 years' time?

Константин Соборнов,<sup>1</sup> Аркадий Ефимов<sup>2</sup> и Николай Малышев<sup>3</sup> полагают, что новые сейсмические, буровые и другие технологии, встретив вызов труднодоступных и сложных по строению геологических объектов, могут сделать многое, чтобы компенсировать мрачные прогнозы будущего развития русских нефти и газа.

За последние несколько месяцев будущее добычи нефти в России привлекло большое внимание. Это произошло по простой причине: впечатляющий рост, объявленный за последние несколько лет, стал снижаться и сейчас близок к нулю. Некоторые ведущие промышленные эксперты считают, что пик добычи нефти был пройден в 2007 году (Федун, 2008; Алекперов, 2008). Принимая во внимание важность этого вывода для национальной экономики и стабильности международных поставок нефти, неудивительно, что это вызвало обширные дискуссии.

### Русская нефтедобыча: прошлое и настоящее

Исторически, первые важные открытия были сделаны в Кавказском предгорье, юг России. В 1940-х центр внимания нефтяной индустрии сместился в Волго-Уральскую область, тогда как 1960-е и 70-е встретили бум в Западной Сибири (Рисунок 1). По оценкам текущих подтвержденных и вероятных запасов, России приписывают 120 миллиардов баррелей (напр., Фелдер и Мякишев, 2008).

Успешные продвижения в добыче нефти от одного нефтяного центра к другому более крупному привели к впечатляющему росту, который достиг в 1987 году 11.3 миллиона б/д. В следующем десятилетии произошло ухудшение в нефтяной индустрии и существенное истощение резервной базы, т.к. активность нефтяной разведки была радикально снижена (Рис. 2). Начиная с середины этого десятилетия, ситуация с нефтяными резервами стала улучшаться. Благодаря возросшим инвестициям от нефтяных компаний и государства с 2005 года, годовое воспроизводство запасов нефти превзошло добычу. Существует два способа восполнения запасов. Один происходит за счет новых находок, которые возникают из-за увеличения разведочного бурения. Другая обусловлена ростом воспроизводства сырьевой базы на

действующих месторождениях, благодаря внедрению современных технологий добычи, позволяющих улучшить извлечение нефти. Только в 2006 году возросшее воспроизводство нефти прибавило 250 миллионов тон нефти (Трутнев, 2007).

Изучение геологии нефтеносных бассейнов России показывает, что 'низко-висящие фрукты' представленные легкими запасами, расположенными в доступных областях, почти закончились. Имеющиеся геологические и геофизические данные показывают, что есть некоторый потенциал разведки зрелых месторождений, но это с трудом сможет поддержать существующие уровни добычи в будущем. Внедрение современных технологий, в первую очередь сейсмических, оказалось эффективным для многих площадей Западной Сибири, Волго-Уральской и Прикаспийской областей. Новые перспективные площади в зрелых бассейнах являются типично промышленными, но в них гораздо меньшие запасы, чем в более крупных месторождениях прошлого. Новые обнаруженные месторождения нефти в среднем в 30 раз меньше по запасам, чем те, которые

были открыты в 1971-1975 годах. Запасы новых месторождений нефти обычно составляют меньше 3 миллионов тон (Клещев, 2007). Наиболее важные последние открытия были сделаны на новых разведочных площадях. Крупнейшая нефтяная находка, месторождение Филановского, была сделана компанией Lukoil в Каспийском море. Таким образом, разведка зрелых месторождений не может поддержать существующие уровни добычи на длительный срок.

Исторически добыча нефти в России была сильно зависима от сравнительно малого числа месторождений-гигантов и супергигантов (Клещев, 2007; Ставский и др., 2007). Большинство из них были открыты 30-40 лет назад и уже прошли свои пики добычи. Хороший пример - это Самотлор, крупнейшее месторождение страны. Это месторождение производило до 3.4 миллиона б/д нефти в 1980-х. Теперь, несмотря на огромные усилия задержать упадок, применяя современные технологии, оно производит около 0.4 миллиона б/д нефти. Наиболее продуктивные пласты несут флюиды с содержанием воды более 90%.

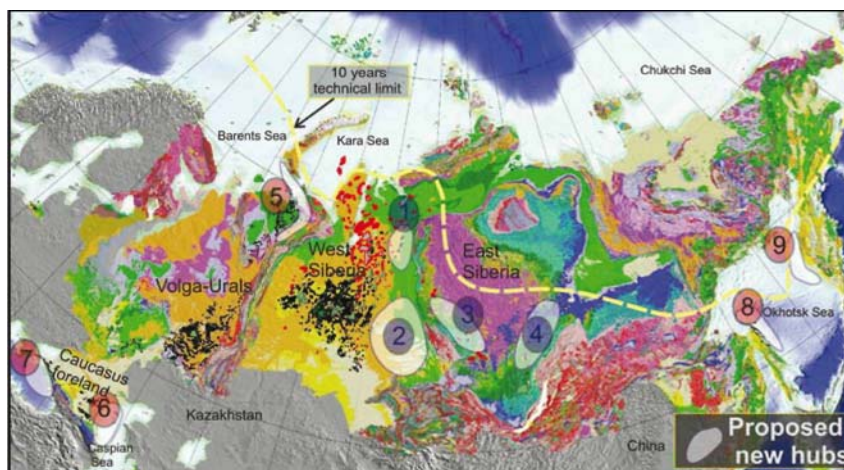


Рисунок 1 Российские нефтегазовые месторождения и предполагаемые новые центры добычи. Желтая пунктирная линия показывает ожидаемые в ближайшие 10 лет технические, материальные, и экологические ограничения добычи

<sup>1</sup> TNK-BP. Автор, ведущий переписку, E-mail: KOSobornov@tnk-bp.com.

<sup>2</sup> SNIIGGIMS.

<sup>3</sup> Роснефть.

Конечно, есть несколько исключений, как Приобское месторождение, которое показывает впечатляющий рост добычи; но такие месторождения – редкость, которая только подтверждает общее правило.

Широко распространенное использование методов добычи с искусственным изменением физико-химических свойств нефти (EOR) помогло реабилитировать многие крупные месторождения и вызвало поразительное 'оживление' месторождений на поздних этапах разработки. Вероятно, EOR до сих пор имеет значительные потенциалы, но очевидно, что его воздействие больше не может догнать прогрессирующее истощение большинства значимых коллекторов. Ситуация может быть облегчена главным образом через уменьшение налогов и более дружелюбную для инвесторов политику лицензирования, но характеристики существующей резервной базы и инфраструктуры будут оказывать растущее давление на уровни добычи в будущем. Эти размышления разжигают пессимистичные прогнозы, согласно которым существующей резервной базы и разработки зрелых бассейнов не достаточно, чтобы поддержать текущие уровни добычи на длительный период.

Более оптимистичные промышленные аналитики указывают, что Россия владеет безбрежными и почти нетронутыми территориями как Восточная Сибирь и, что более важно, Арктическим и Дальневосточным шельфами. Эти территории могут предоставить запасы для нового повышения добычи и поддержать более высокие уровни добычи в течение нескольких последующих десятилетий. Так, ресурсы Арктического и Дальневосточного шельфов России оцениваются как 100 миллиардов тонн в нефтяном эквиваленте (Клещев, 2007). Почти нет сомнений, что разведка на Арктическом шельфе, Далекой Сибири, и Дальнем Востоке могут привести к важным новым

открытиям, усиливающим резервную базу России. Проблема в том, что разведка в этих областях находится в начальной фазе, и рынок не предлагает адекватных технологий для безопасной и промышленной добычи и экспорта больших объемов этой нефти. Даже в случае лучшего сценария, разработка будет медленной и дорогой. Государственная политика по выпуску лицензий на перспективные площади Арктического шельфа все еще развивается. Тем временем гигантские нефтегазовые месторождения, обнаруженные на полуострове Ямал, в Баренцевом и Карском морях в 1980-х до сих пор ждут разработки, являясь ущербными из-за технических сложностей и высоких цен. Это отчетливо показывает, что запуск в эксплуатацию будущих открытий в одном из самых суровых районов мира может занять длительное время. В результате может возникнуть разрыв между текущей добычей и новым грядущим пиком, обусловленным месторождениями, которые будут открыты в осваиваемых территориях. Желтая пунктирная линия на Рисунке 1 показывает воображаемую границу, которая ограничивает ту часть России, где наиболее вероятно не будет возможна промышленная добыча нефти ближайшие 10 лет по техническим, материальным, и экологическим причинам (Рис. 1).

Осознание факторов, побуждающих устойчивую добычу нефти до наступления новой эры Арктической продукции, пришло к постижимым объяснениям, почему русская нефтяная промышленность нуждается в новых центрах запасов и добычи в промежуточный период – между настоящим днем и 2020 годом. Диаграмма на Рисунке 2 показывает историю добычи нефти и возможные сценарии ее будущего, основанные на уже упомянутых предположениях. Диаграмма наводит на мысль, что основная добыча нефти имеет тенденцию к уменьшению благодаря истощению существующей

резервной базы, зависящей от старых месторождений. Снижение этой основной добычи может быть частично компенсировано реализацией EOR методов, дающих улучшенное восполнение запасов. Устойчивый рост добычи нефти к 2020 и дальше возможен благодаря возмещению запасов за счет разведки новых площадей с применением новых технологий и новых проектов по развитию инфраструктуры.

Основываясь на экспертизе нефтяного потенциала России, мы определили несколько территорий, которые могли бы быть развитыми в новые центры добычи в пределах следующего десятилетия. Здесь допускается, что новый центр добычи должен иметь потенциал нефтяных запасов в более чем 1 миллиард баррелей, способный обеспечить добычу не менее 100,000 б/д к 2020. Развитие этих территорий считается наиболее реалистичным путем привлечения 'новой нефти' на рынок (Рисунок 3).

Будущие центры добычи могут быть разделены на два типа. Первый тип, зависящий от инфраструктуры, включает изолированные перспективные площади, которые могут быть разработаны при условии, что будет оборудование для экспорта нефти. Второй тип – зависящий от технологий. Он включает площади, где внедрение новых технологий геофизической съемки и бурения может привести к важным открытиям, которые со временем могут быть введены в эксплуатацию.

### Центры, зависящие от инфраструктуры

Центры, зависящие от инфраструктуры, расположены в отдаленных районах Сибири. Из-за трудностей доступа любые открытия, сделанные там, оказываются тщетными. Их потенциал не может быть использован без строительства экспортной инфраструктуры. Путь нефтепровода Восточная Сибирь–Тихий океан (ESPO) показан на Рисунке 3. Его полная протяженность составляет 2575 км. Этот нефтепровод сейчас в строительстве, и планируется запустить его в действие к концу 2009 года. Первая стадия проекта будет иметь производительность 600,000 б/д, с полной проектной производительностью в 1.6 миллионов б/д. Нефтепровод откроет значительные нефтяные запасы Восточной Сибири и восточного края Западно-Сибирского бассейна.

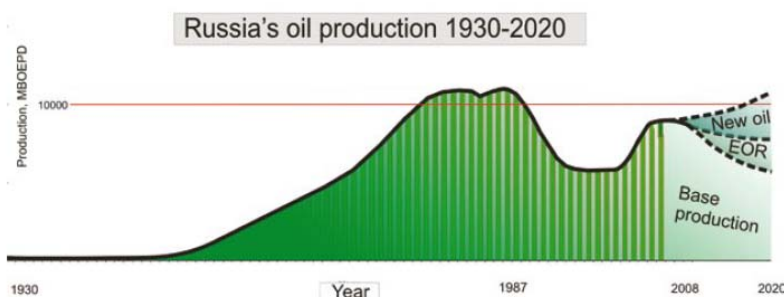


Рисунок 2 История добычи нефти в России и прогноз на 2008-2020 (Источник исторических данных – IHS).



В результате, четыре богатые площади могут появиться в качестве новых центров добычи, включая Большой Ванкор, Западный Енисей, Юрубченскую и Талакан-Верхнечонскую площади. Все кроме площадей Западного Енисея имеют значительные подтвержденные запасы, которые были недоступны.

Большой Ванкор и Восточно-Енисейская площадь согласуются с широкой переходной зоной между Восточно-Сибирской платформой и Западно-Сибирским бассейном. Мощный складчатый Рифей-Палеозойский карбонатно-контролируемый слой Сибирской платформы перекрыт Мезозой-Кайнозойским обломочным покровом восточного края Западно-Сибирского бассейна (Рисунок 4).

Несколько нефтегазовых месторождений, включая гигантское месторождение Ванкор, были обнаружены на территории Большого Ванкора в северной части переходной зоны. Основная часть резервуаров находится в пачках неокомских песков. Значительный потенциал относится к более глубокому Юрскому комплексу. Месторождения располагаются в структурных ловушках, относящихся к молодым перевернутым и транспрессионным структурам. Палеозойский участок не разведан. На этой площади много непроверенных структурных и стратиграфических ловушек, которые позволяют высоко оценивать запасы территории.

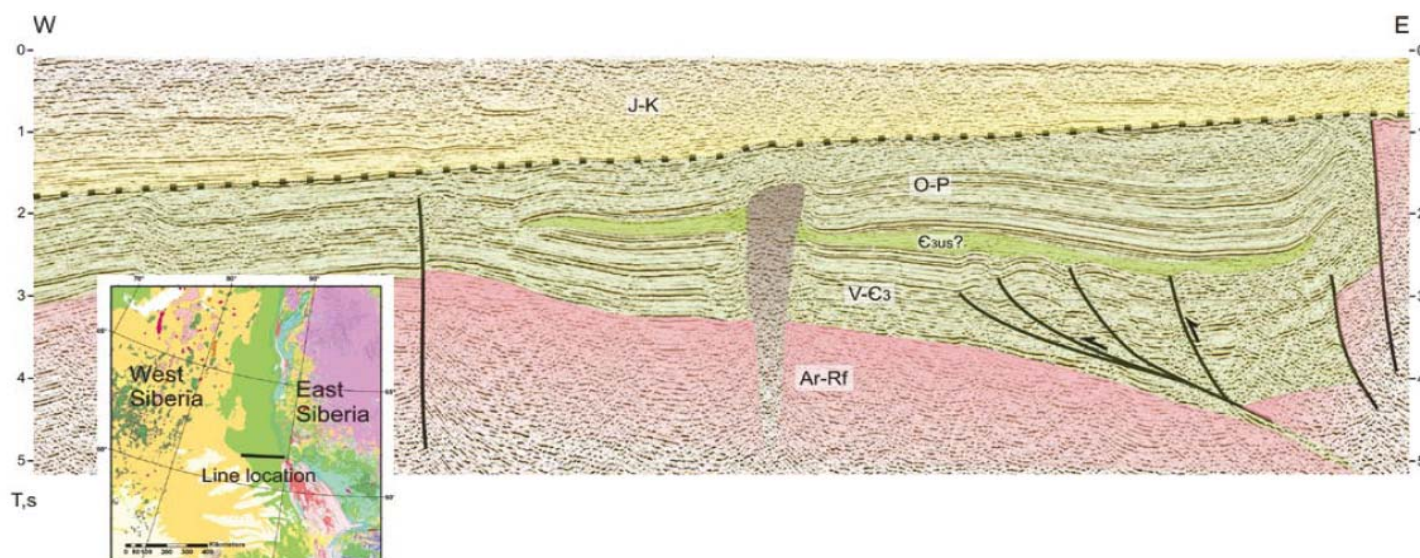
Западно-Енисейская площадь расположена в очень плохо изученной южной части этой зоны.

Рисунок 3 Путь ESPO и новые центры добычи в Сибири.

Это крупная территория - около 300,000 км<sup>2</sup>. Сравнительно тонкий Мезозойский участок имеет маленький углеводородный потенциал главным образом из-за отсутствия развитых зон генерации. Только четыре глубокие скважины проникли через толстый Рифей-Палеозойский комплекс. Никаких промышленных открытий пока не сделано, но сообщалось о проявлениях углеводородов. Сейсмические данные отображают присутствие множества крупных залежей различных типов. Существование крупных нефтегазовых отложений в этой области Сибирской платформы наводит на мысль, что территория западного Енисея может стать горячей точкой разведки.

Юрубченская площадь в юго-западной части Сибирской платформы вмещает крупное одноименное нефтегазовое месторождение и несколько более мелких залежей. Нефть была произведена богатыми Рифейскими материнскими породами, которые делают эту площадь вероятно самой древней в мире.

Юрубченское месторождение контролируется крупной структурной ловушкой, сформированной Рифейскими отложениями, смятыми в складки. Нефть залегает в закарстованных и трещиноватых Рифейских карбонатах, газ находится в вышележащих Вендских песчаных донных отложениях. Последняя покрывка представлена Кембрийскими эвапоритами. Прерывистость и сложность Рифейских резервуаров затрудняет оценку и добычу с помощью применяемых технологий. Новые изоширенные сейсмические и буровые технологии необходимы для промышленной нефтедобычи. Благодаря интенсивному тектоническому строению площади, существует много непроверенных залежей и перспективных площадей, которые могут дать значительный разведочный подъем.



**Рисунок 4** Проинтерпретированный региональный сейсмический профиль через территорию Западного Енисея. Мезозойские отложения Западно-Сибирского бассейна перекрывают толстые и более древние отложения западной границы Сибирской платформы. Верхне-Кембрийские эвапориты, согласно интерпретации, присутствуют в Вендско-Палеозойском секторе центрально-восточной части профиля.



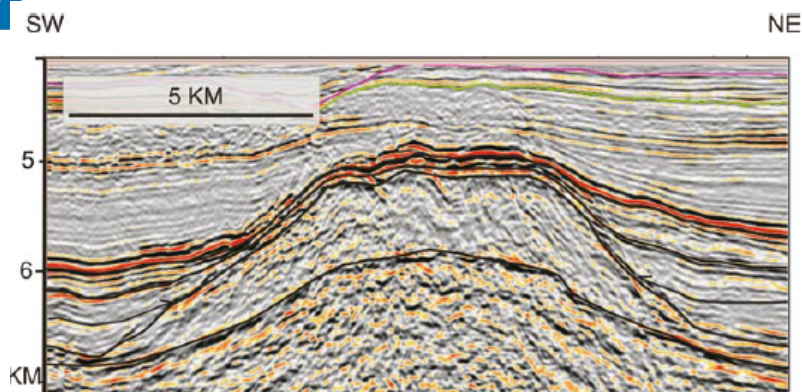


Рисунок 5 Сейсмический профиль, иллюстрирующий Верхне-Юрский риф, Русский сектор Черного моря (интерпретация выполнена Никишиным, 2006).

Талакан-Верхнечонская или Ботуобская площадь – это крупная низко-рельефная положительная структура, которая, согласно интерпретации, развилась в Вендское время как предпрогиб Патомского складчатого пояса, расположенного к юго-востоку. Несколько крупных и десятки средних и маленьких нефтегазовых отложений были найдены в вендских песках и нижнекембрийских карбонатах, запечатанных кембрийскими солями. Ловушки типично комплексно структурно-стратиграфического типа. Считается, что крупные запасы существуют в малопроницаемых кембрийских карбонатах, контролируемых палеовысотами, на которые позже повлияло изменение

регионального наклона. Крупнейшие месторождения Талакан и Верхне-чона будут первыми в поставке нефти для ESPO нефтепровода.

#### Технологические центры

Технологические центры расположены на площадях, которые не могли быть успешно разведанными и разработанными в прошлом из-за технической и геологической сложности. Они включают складчато-надвиговые наземные пояса и перспективные морские территории. Наиболее важные будущие технологические центры – Уральский складчато-надвиговый

пояс в Тимано-Печорском бассейне, перспективные площади Русской части Каспийского и Черного морей, и площади Охотского моря у Сахалина и Западной Камчатки. Внедрение современных технологий, главным образом в сейсморазведке, бурении и строительстве на море может развить их в новые центры добычи в течение следующих 10 лет. Северно-Уральский складчато-надвиговый пояс располагается в восточной части Тимано-Печорского бассейна, третьего по значимости среди нефтепродуцирующих бассейнов России. Западная платформенная часть бассейна была успешно исследована в прошлом. Большинство обнаруженных месторождений имеют сравнительно простую геометрию изоклинальных складок, что делает их легкой проектной целью. Исследования в восточной складчатой части бассейна были существенно менее успешными с только одним выдающимся исключением, представленным гигантским газоконденсатным месторождением Вуктыл. Из-за структурной расслоенности осадочного комплекса и несогласной складчатости, в более глубоких частях многих пробуренных скважин не было найдено углеводородов.

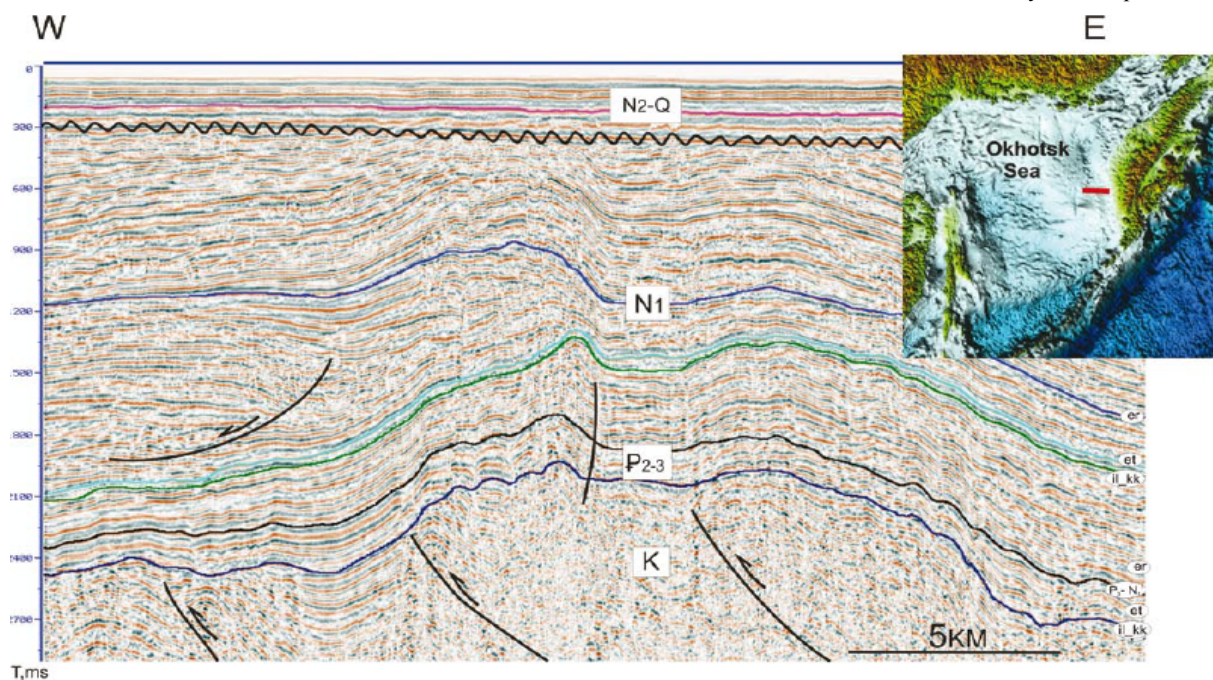


Рисунок 6 Проинтерпретированный региональный сейсмический профиль через шельф Западной Камчатки.

## НОВОСТИ

Еще одно препятствие – это сложная и прерывистая природа резервуаров в преимущественно карбонатном разрезе с локально развитыми уплотнениями. Внедрение новых структурных моделей и усовершенствование приповерхностной съемки могут помочь исследовать нефтяной потенциал площади. Новая нефтяная находка, сделанная на Воргамусурской площади, вероятно, обезопасит важный объект поисково-разведочных работ в Северно-Уральском складчатом поясе. Многочисленные непроверенные высокорельефные структуры образуют потенциал для будущего развития.

Русская часть Каспийского моря уже привлекла большое внимание успешной разведочной кампанией Lukoil, которая привела к открытию шести нефтегазовых месторождений включая месторождение Филановского, которое содержит огромные запасы нефти. Интерпретация сейсмических данных указывает, что у площади есть несколько дополнительных перспективных объектов и возможных ловушек, как в Юрско-Меловом секторе, который включает открытые углеводородные отложения, так и в неразведанном Палеозой-Триассовом секторе. Нехватка оборудования для бурения в прибрежной зоне и забота об окружающей среде – это главные препятствия, ограничивающие разведку площади.

Русская часть Черного моря находится на начальной стадии разведки. Сейсмические данные показывают многочисленные поисковые признаки, связанные со складчато-надвиговым поясом Южного Кавказа и крупным долгоживущим пиком Шатского поднятия. Последний включает Верхнеюрские накопления, которые

рассматриваются как важные объекты разведки (Рис. 5). Сейсмические данные, имея высокую разрешающую способность, отразили многочисленные газовые столбы, связанные с некоторыми перспективными структурами. Недавние открытия нефти на Субботинском месторождении, сделанные Украинской компанией Черноморнефтегаз в Майкопской структуре, доказывают существование активной нефтяной формации на этой площади.

В Охотском море две площади могут быть развиты в новые центры добычи в течение следующих 10 лет. Одна расположена у Северного Сахалина, другая у Западной Камчатки. Северно-Сахалинская территория - это цепь гигантских нефтегазовых месторождений, задействованных в широкомасштабном проекте разработки Сахалин-1 и Сахалин-2. Сложная природа дельтовых и турбидитных коллекторов и ловушек, включая стратиграфическую и структурную составляющие, порождает много непроверенных ловушек на площади. Находки Пела-Лаше и Удачная, сделанные недавно объединением ВР-Роснефть, показали, что нефть может быть найдена к северу от известного месторождения. Территория у Западной Камчатки является очень слабоизученной. Четыре маленьких открытия были сделаны на суше, но ни одна скважина не была пробурена в прибрежной зоне. Сейсмические данные показывают огромные структурные ловушки, способные задержать громадные количества углеводородов, если только там есть хороший коллектор (Рис. 6). Существование качественных коллекторов в прибрежной зоне - несомненно, спорный вопрос.

Предполагается, что они могут быть представлены периферическими турбидитами. Бурение на этих площадях запланировано Роснефть-KNOC на 2008 год.

Основываясь на доступных геологических данных, упомянутые выше месторождения могут быть разработаны в новые развивающиеся производственные центры к 2020 году. Новая информация может добавить некоторые дополнительные элементы к этой картине, изменяя географию нефтедобычи. Тем не менее, кажется очевидным то, что для поддержания текущих уровней и растущей со временем добычи нефти в России, в ближайшем будущем на разведку должны быть брошены значительные силы.

## Литература

- Алекперов В. [2008] Снижение добычи - это тенденция. *SmartMoney*, 16(106), [www.smoney.ru](http://www.smoney.ru). (на русском).
- Федун Л. [2008] Пик пройден -16.04.2008. [www.rbcdaily.ru](http://www.rbcdaily.ru). (на русском).
- Фелдер Т. и Мякишев В. [2008] Обзор добывающей активности России. *First Break*, 26(4), 56-61.
- Клещев К. [2007] Основные направления разведки нефти и газа в России. *Geology of Oil and Gas*, 2, 18-23. (на русском).
- Ставский А., Егорова Л., Москвин А., Пузанова М. и Япаскурт Л. [2007] Прогнозирование добычи нефти и газа в России до 2030. *First Break*, 25, 87-93.
- Трутнев Ю. [2007] Русские запасы не станут скудными. *Drilling and Oil*, 3, 3-7. (на русском).