

УДК 553.98.042.003.1(571.5)

**Григорьев Г.А.**Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)**Боровинских А.П.**ЗАО «Нобель Ойл», Сыктывкар, Россия, [nobeloil@nobeloil.ru](mailto:nobeloil@nobeloil.ru)

## ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КАК ОСНОВА ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

*С геолого-экономических позиций охарактеризована ресурсная база углеводородов Восточной Сибири и потенциал развития добычи нефти и газа. На примере нефтяных объектов проанализирована взаимосвязь эффективности инвестиционных проектов и структуры ресурсной базы. Показано, что объем разведанных запасов нефти в пределах региона не обеспечивает прогнозируемых объемов добычи и заполнения нефтепровода Восточная Сибирь – побережье Тихого океана собственной нефтью, требуется проведение широкомасштабных геологоразведочных работ для наращивания активных запасов. Отмечается, что масштабное освоение ресурсов газа возможно только при решении проблемы утилизации гелия, содержание которого в регионе уникально.*

**Ключевые слова:** ресурсы углеводородов, нефтегазодобыча, геолого-экономическая оценка, Восточно-Сибирский регион.

В нефтегеологическом отношении Восточно-Сибирский регион включает, в первую очередь, территорию Непско-Ботуобинской и Байкитской нефтегазоносной области (НГО), административно приуроченных к Иркутской области, Эвенкийскому автономному округу и Республике Саха. В 80-х гг. минувшего столетия в их пределах был открыт целый ряд крупных и уникальных месторождений углеводородного сырья, которые в тот период так и не были востребованы. Формально в состав Сибирского федерального округа включается, и территория севера Красноярского края, в пределах которого выявлена Ванкорская группа месторождений и которая как географически, так и по геологическому строению относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис. 1).

Практический интерес к региону возобновился лишь в начале 2000-х гг. – и, в существенной мере, в связи с формированием нового направления сбыта углеводородов - Азиатско-Тихоокеанского. Стратегический характер данного вектора государственной экспортной политики должен был подкрепиться строительством магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – побережье Тихого океана (ВСТО) протяженностью более 4100 км и мощностью 80 млн. т в год.

Начальные извлекаемые ресурсы в пределах региона оцениваются на сегодня минимум

в 9-12 млрд. т по нефти и более 35-50 трлн. м<sup>3</sup> - по свободному газу. Определенным подтверждением высокого потенциала являются доказанные извлекаемые запасы нефти (более 1,5 млрд. т, включая запасы категории C<sub>2</sub>) и свободного газа (более 4,5 трлн. м<sup>3</sup>). Здесь открыты десятки нефтяных и газовых месторождений, в том числе нефтяные Среднеботуобинское, Верхнечонское, Талаканское, Ванкорское, газовые Ковыктинское, Чаяндинское.

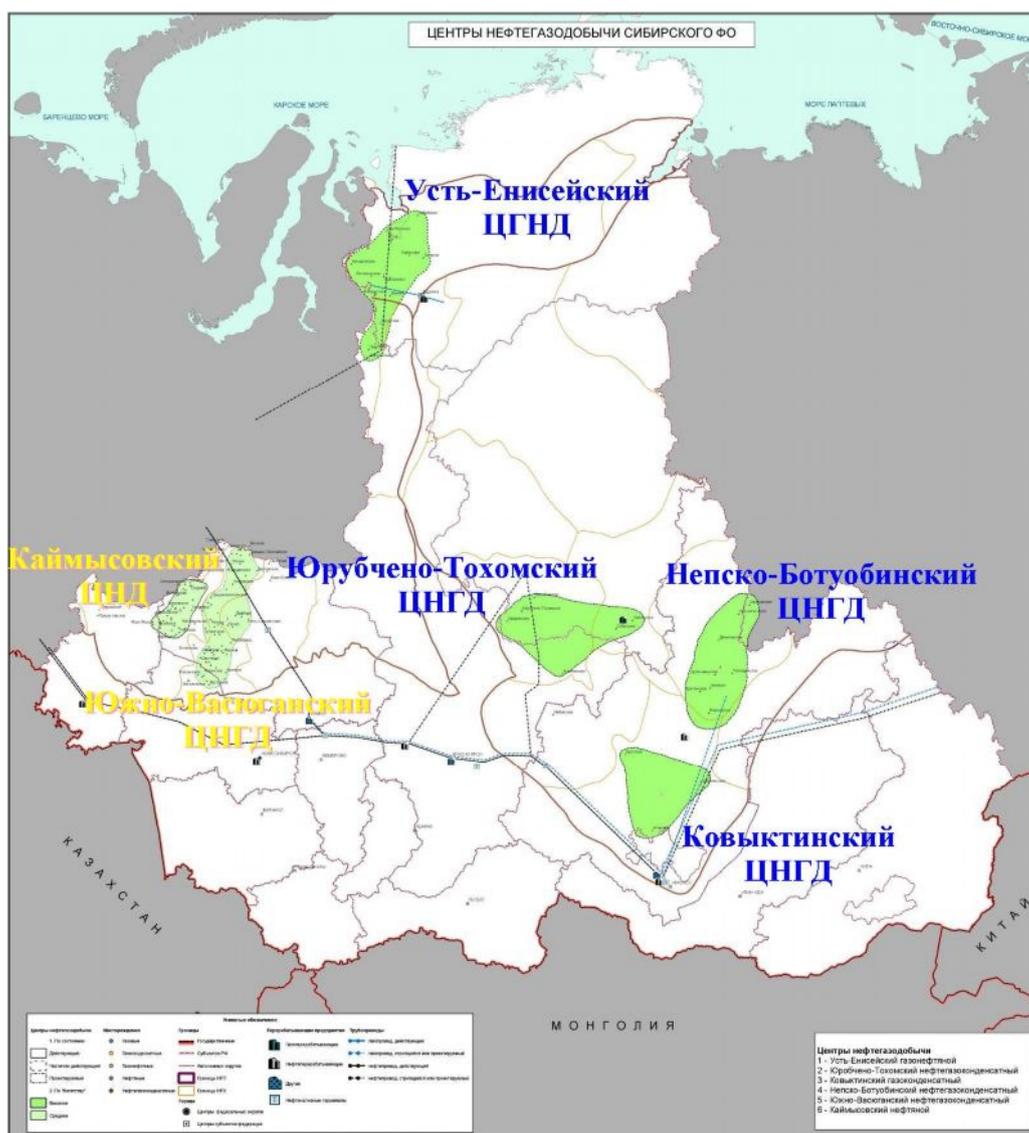


Рис. 1. Перспективные центры нефтегазодобычи Сибирского федерального округа  
(составили: И.В. Татаринов, В.И. Назаров и др., ВНИГРИ, 2007)

Считалось, что Восточная Сибирь способна за достаточно короткий период обеспечить добычу нефти на уровне до 50-100 млн. т (даже без Ванкорской группы) и газа до 80-120 млрд. м<sup>3</sup> (и более) и поддержание ее в течение длительного периода времени [Губарев, 2008; Ефимов, Герт, Старосельцев, 2008; Коржубаев, Филимонова, Эдер, 2010]. На максимальную мощность в 80 млн. т нефтепровод первоначально предполагалось вывести в 2020-х гг.

Вместе с тем, следует учитывать и ряд других обстоятельств. Геологоразведочные работы в пределах региона были прекращены практически с начала 1990-х гг., а их первоначальная локализация охватывала очень незначительную площадь. Большинство поисковых скважин концентрировались вокруг открытых месторождений, и огромные территории оказались совершенно неизученными. Проблема поиска залежей нефти и газа усугубляется разнообразием типов коллекторов и сложной структурой развития фильтрационно-емкостных свойств вмещающих отложений. Анализ эффективности геологоразведочных работ (ГРП) свидетельствует, что наряду с высокопродуктивными скважинами (дебиты нефти до 300 т/сут. и газа до 500 и более тыс. м<sup>3</sup>/сут.) существует значительное количество неуспешных поисковых и разведочных скважин. На сегодня по-прежнему большая часть перспективных территорий региона характеризуется неприемлемо низким уровнем изученности, и основной характеристикой богатства недр в их пределах являются оценки плотности ресурсов по перспективным комплексам отложений. Это предопределяет высокий уровень неопределенности в прогнозной оценке ресурсного потенциала.

Масштаб возможных погрешностей возрастает при переходе на локальный уровень прогноза углеводородных ресурсов. Преимущественная нефтегазоносность перспективной южной части рассматриваемого региона связана с венд-кембрийским терригенно-карбонатным комплексом, который характеризуется значительной изменчивостью коллекторских свойств в пространстве (по площади и по разрезу) и в существенной мере контролируется структурно-тектоническим и литологическим факторами. Вмещающие ловушки принадлежат к широкому диапазону их типов – структурные, структурно-стратиграфические, литологические и тектонически экранированные; весьма существенное влияние на коллекторские свойства вмещающих отложений и локализацию промышленных залежей оказывает развитие зон трещиноватости.

Эти особенности нефтегеологического строения региона, наряду со слабой и неравномерной геолого-геофизической изученностью, являются фактором, предопределяющим необходимость осторожного отношения к существующим оценкам его ресурсного потенциала, требуют более взвешенного подхода при оценке перспектив конкретных территорий, которые зачастую [Шемин, 2011] явно не согласуются с их нефтегеологической спецификой. Дополнительную настороженность приносят и результаты геологоразведочных работ последнего периода. Невзирая на высокие оценки ресурсного потенциала, несмотря на значительные объемы государственного

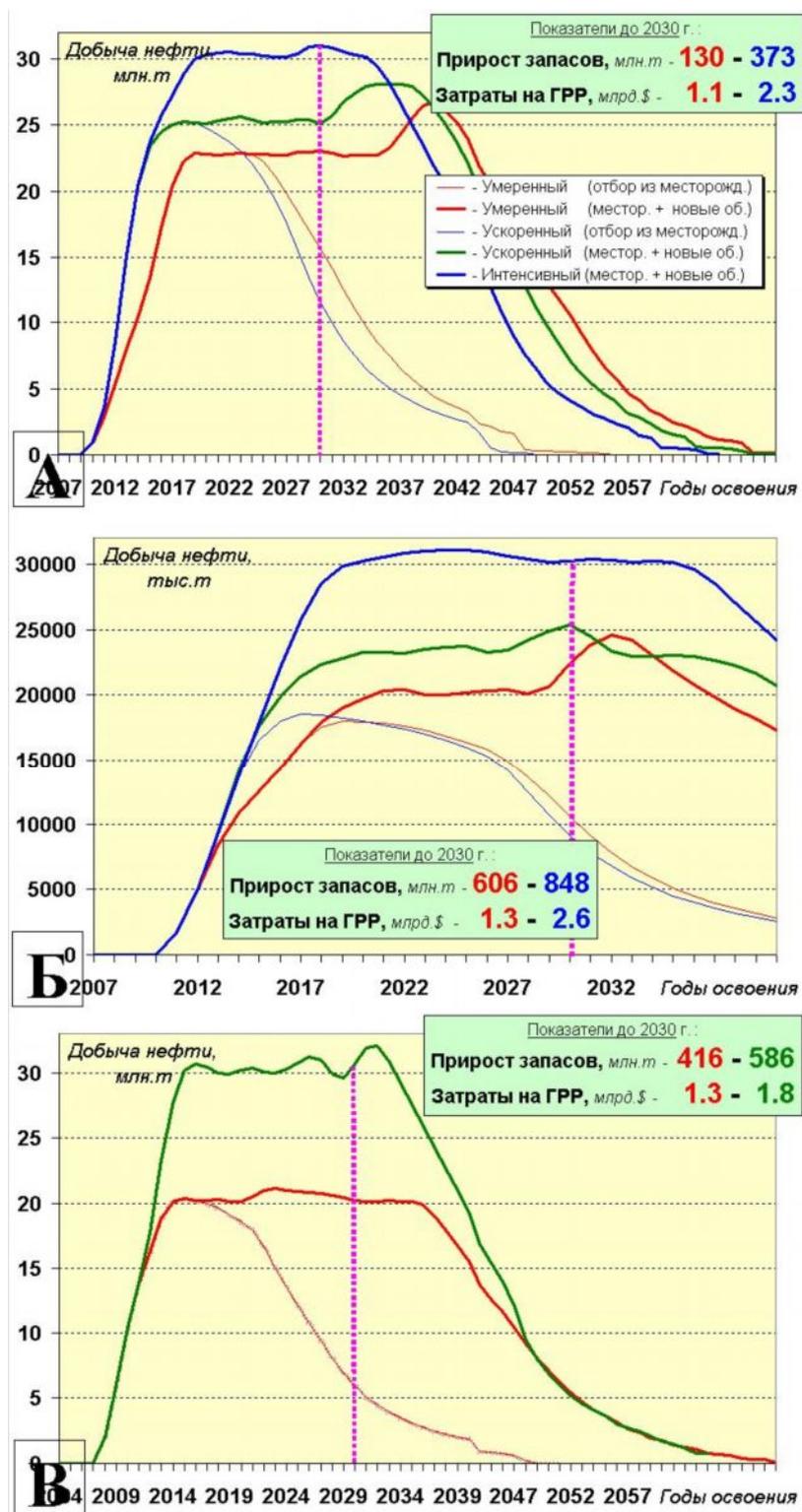
финансирования и существенные инвестиции компаний в геологоразведочные работы в последние годы, приросты запасов оцениваются более чем скромными цифрами и значительно не нарастили ресурсную базу, сложившуюся на начало постсоветского периода [Губарев, 2008; Прищепа, Подольский, 2010; Прищепа, Маргулис, Подольский, 2012]. И это при том, что львиная доля этих приростов относится к категории  $C_2$ , то есть к группе запасов, требующих доизучения и подтверждения, а другая существенная часть приростов обязана пересчетам КИН на уже разведанных объектах.

В 2002-2003 гг., а затем в период с 2006 по 2007 гг. во ВНИГРИ проводились комплексные геолого-экономические исследования ресурсной базы углеводородов Восточной Сибири с целью определения ее добычного потенциала [Григорьев, Самсонов, Кулакова, Кушмар, Назаров, 2004; Назаров, Григорьев, Татарин, Удот, Ефанова, Кузнецова, 2007; Григорьев, 2008]. Исследования предшествовали развертыванию широкомасштабных работ по вовлечению региона в промышленное освоение и должны были охарактеризовать его возможности по наращиванию добычи нефти и газа. На сегодня объем доказанных запасов, обязанный открытию новых объектов, практически не претерпел значимых изменений. Тем самым характеристики, полученные на тот период, в достаточной мере отражают и нынешнее состояние ресурсной базы углеводородов, могут служить приемлемой основой для обобщений по перспективам реализации существующих региональных программ развития нефтегазовой отрасли.

Оценка перспектив наращивания добычи углеводородов в регионе осуществлялась с учетом разведанных запасов, имевшихся на то время и составлявших чуть более 1200 млн. т по нефти и около 4.5 млрд.  $m^3$  по газу, и прогнозных ресурсов (оценки СНИИГГиМС), при характеристике которых была учтена и точка зрения специалистов ВНИГРИ на некоторые параметры нефтегазоносности региона. Эти оценки приведены для основных зон концентрации нефтегазового потенциала - Непско-Ботуобинской НГО, Юрубчено-Тохомской зоны и Усть-Енисейского района (рис. 2).

В основу геолого-экономического анализа юга Восточной Сибири была положена ресурсная база наиболее перспективных территорий, примыкающих к трассе ВСТО и включенных в региональную программу лицензирования, разработанную СНИИГГиМС. Выделение лицензионных участков в их пределах и оценка ресурсов нефти и газа по каждому из них осуществлены преимущественно на базе оценок плотности ресурсов в пределах исследуемой территории; оценка ресурсов сопровождалась дифференциацией по основным прогнозным нефтегазоносным комплексам [Инструкция ..., 1983; Методические

..., 1989; Подсчет запасов ..., 1989; Сверчков, Назаров, 1999; Назаров, 2000; Герт, 2008; Ефимов, Герт, Старосельцев, 2008]. Выделенные участки включали выявленные и подготовленные к освоению месторождения и прогнозные ресурсы.



**Рис. 2. Прогноз добычи нефти в пределах Восточно-Сибирского региона при различных вариантах ввода месторождений (по состоянию на 2007 г.)**

*А – Ненско-Ботубинская НГО (республика Саха + Иркутская обл.); Б – Юрубчено-Тохомская зона (Эвенкия); В – Усть-Енисейский район (север Красноярского края).*

Были рассмотрены технико-экономические варианты ввода в освоение, формировавшиеся на основе одной и той же ресурсной базы, но характеризующиеся разной интенсивностью вовлечения ее в промышленный оборот и, соответственно, темпами наращивания добычи. Реализуемость того или иного сценария объективно обусловлена двумя важнейшими факторами – наличием транспортной инфраструктуры (системы магистральных и региональных трубопроводов, транспортных магистралей необходимой категории) и объемами инвестиций в освоение – включая затраты на ГРП, обустройство промыслов, разработку запасов. В условиях ограниченного объема геологоразведочных работ в пределах большей части перспективных территорий проблема обоснованности оценок ресурсной базы углеводородного сырья, принятых в качестве геологической основы в представленных результатах расчетов, оставалась открытой - она в существенной мере остается таковой и на сегодня – по крайней мере, для юга Восточной Сибири.

Согласно полученным оценкам, в пределах Непско-Ботуобинской НГО все выявленные на момент оценки месторождения региона были способны обеспечить максимальные отборы нефти на уровне не более 22-25 млн. т в год (рис. 2А). В зависимости от интенсивности ввода их в освоение (умеренный и ускоренный варианты) на пиковые уровни теоретически можно было выйти, соответственно, к 2018 г. или к 2015 г. (и вряд ли раньше). Но при этом уже к 2030 г. дефицит запасов из месторождений, имевшихся на момент оценки, составил бы в годовом отборе от 8 до 14 млн. т от достигнутого уровня. Для поддержания отборов нефти на заданном уровне до 2030 г. уже к 2024 г. и 2019 г. соответственно должны быть подготовлены новые запасы из перспективной ресурсной базы, с тем чтобы восполнить намечающийся к этому времени дефицит.

В случае более динамичного развития добычи с целью выхода на уровень 30 млн. т в год (интенсивный вариант) запасов имевшихся месторождений недостаточно для обеспечения таких отборов и уже к 2015 г. должна быть подготовлена новая ресурсная база. В зависимости от сценария развития добычи к 2030 г. должно быть подготовлено от 260 до 500 млн. т новых запасов, что потребует от 1,9 до 3,1 млрд. долл. США инвестиций в ГРП (исходя из нормативной базы на момент оценки).

Аналогичная ситуация характерна и для двух других базовых центров нефтедобычи – Юрубчено-Тохомского и Усть-Енисейского. При выходе на уровни добычи в 20 и 30 млн. т по каждому из них необходимо подготовить соответственно 600–850 и 420–590 млн. т новых запасов, а затраты на ГРП должны составить не менее 1,3–2,6 по ЮТЗ и 1,3–1,8 млрд. долл. США по Усть-Енисейскому району (рис. 2Б-В).

Представленные сценарии развития добычи по перечисленным трем центрам могут обеспечить поставку на потребительский рынок от 60 до 90 млн. т нефти, но для этого необходимо уже к 2030 г. обеспечить прирост новых активных запасов в объемах, соответственно, не менее 1280–1940 млн. т и ввести их в освоение. При этом затраты на ГРП могут составить за этот же период не менее 4,5-7,5 млрд. долл. США (только по нефти и в ценах 2003 г.). Подчеркнем, динамика отвечает оценкам с позиций 2007 г.

Учет экономического фактора лишь обостряет проблему гарантий обеспеченности заложенных проектных уровней добычи ресурсным потенциалом. Ситуация усугубляется высоким уровнем неопределенности структуры ресурсной базы углеводородного сырья (распределение прогнозных ресурсов по крупности объектов, глубинам залегания, продуктивности вмещающих отложений) и необходимостью ее более глубокого исследования. Решение этой задачи применительно к нефтегеологическим особенностям Восточно-Сибирского региона дополнительно усложняется.

Вместе с тем неадекватный учет этой составляющей самым очевидным образом влияет на промыслово-технологические и, как следствие, на экономические показатели будущих проектов. Согласно оценкам экспертов ВНИГРИ [Григорьев, Самсонов, Кулакова, Кушмар, Назаров, 2004; Назаров, Григорьев, Татаринцев, Удот, Ефанова, Кузнецова, 2007], объем геологоразведочных работ в пределах Восточно-Сибирского региона (без учета севера Красноярского края), гарантирующий воспроизводство минерально-сырьевой базы в необходимом объеме (по нефти и газу), до 2030 г. может оцениваться почти в 180 тыс. пог. км сейсмических профилей 2D и 7,5 млн. м глубокого бурения. То есть минимальная среднегодовая потребность в ГРП составляет 7,1 тыс. пог. км сейсмических исследований и 120 поисково-разведочных скважин средней глубиной 2500 м.

На сегодня (по состоянию на начало 2013 г.) промышленная добыча нефти в Сибирском федеральном округе достигает 15-16 млн. т плюс около 18-19 млн. т в Ванкорской группе. Соответственно, динамика развития добывающего комплекса будет определяться темпами наращивания добывающих мощностей и вводом в освоение разведанных запасов, а главное - подготовкой новых запасов промышленных категорий и вводом их в освоение.

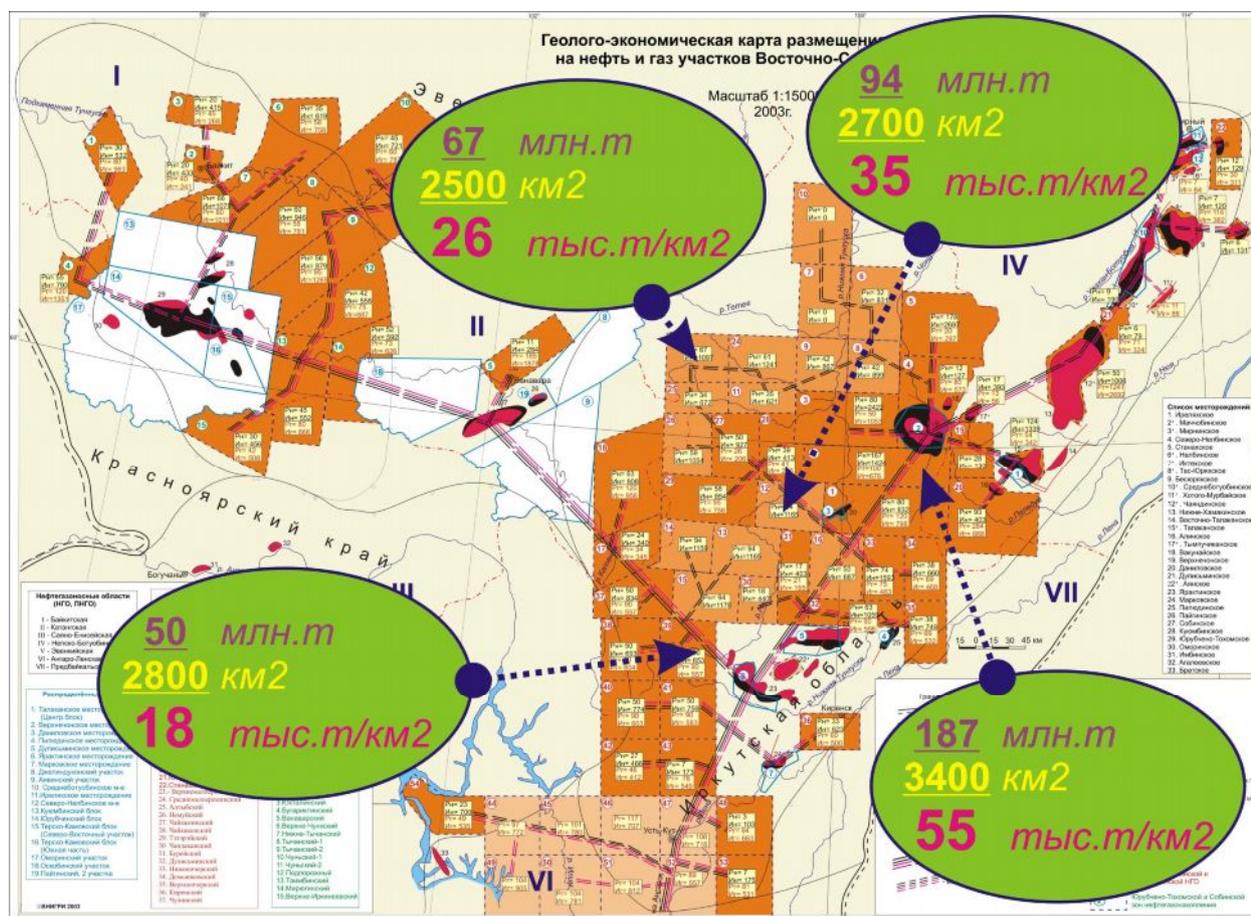
Как отмечалось выше, характеристика богатства недр большей части территорий находит отражение преимущественно лишь в оценке плотности ресурсов. Однако очевидно, что их реальный потенциал будут определять конкретные залежи, локализующиеся в пределах перспективных участков и представляющие из себя непосредственно объекты

разработки. Без детального исследования перспективных территорий выявить их наличие, определить пространственную локализацию (по площади и в разрезе), оценить их ресурсный потенциал и геолого-промысловые характеристики и, тем самым, охарактеризовать добычный потенциал попросту невозможно.

Формирование стратегий развития нефтегазодобычи на столь раннем этапе изученности региона безусловно необходимо и возможно. Однако в конкретных сложившихся условиях такие стратегии должны носить самый общий характер, и одна из их главнейших целей – координация по времени и масштабам плановых показателей по развитию добычи и программ ГРП, нацеленных в первую очередь на ресурсное обеспечение этих показателей. В случае необходимости должна осуществляться своевременная корректировка тех и других с целью согласования. Слабая разведанность ресурсной базы Восточной Сибири и высокий уровень неопределенностей в ее характеристике предопределяют именно такую последовательность ее включения в освоение и учета при формировании отраслевых стратегий. Их более детальная проработка и конкретизация концептуальных технологических решений по вовлечению региона в реализацию подобных стратегий должна осуществляться по мере получения более надежных представлений о ресурсном потенциале региона, более полных и комплексных характеристик его структуры. Опережающее воплощение в жизнь других, вторичных элементов таких стратегических решений (строительство трубопроводов, контрактование экспортных поставок сырья) без подтверждения базовых характеристик ресурсной базы результатами ГРП чревато крупными финансовыми, политическими и даже имиджевыми потерями для компаний и государства в целом. К сожалению, именно данный сценарий превалирует на сегодня в программах освоения нефтегазового потенциала Восточной Сибири.

Как отмечалось, сам по себе показатель плотности ресурсов недостаточно характеризует добычный потенциал и с этих позиций малоинформативен. Как показали результаты геолого-экономических исследований 2002-2007 гг., даже в пределах наиболее перспективных лицензионных участков (а их площадь составляла в среднем 2-4 тыс. км<sup>2</sup>) плотность рентабельной части ресурсного потенциала в пересчете на всю его территорию не превышает 25-55 тыс. т/км<sup>2</sup> (извлекаемые) (рис. 3). Соответственно главная задача этапа ГРП – выделение наиболее перспективных зон возможной концентрации нефти и локализация потенциальных объектов поиска и последующего освоения в пределах перспективных территорий, оценка их геолого-промысловых характеристик. Вполне очевидно, что существенная часть ресурсного потенциала на том или ином этапе ГРП будет выпадать из

дальнейшего изучения как инвестиционно не привлекательная и должна исключаться из дальнейших процедур формирования решений по стратегии развития региона.



**Рис. 3. Схема расположения перспективных лицензионных участков в зоне ВСТО и результаты их геолого-экономической оценки**  
 (составили: В.В. Самсонов, В.И. Назаров и др., ВНИГРИ, 2003)

Проведение ГРП позволяет определить структуру прогнозных ресурсов, оценить наиболее существенные геолого-промысловые показатели, характеризующие прогнозируемые к открытию объекты и во многом предопределяющие эффективность их освоения, и, тем самым, детализировать показатель плотности ресурсов. Попытаемся экстраполировать данный показатель в конкретные геолого-промысловые характеристики, но уже применительно к локальным прогнозным объектам.

Рассмотрим диапазон плотностей ресурсов (по извлекаемым) в интервале 50-250 тыс. т/км<sup>2</sup>. При средней пористости продуктивного пласта 10% и КИН=0.250 (примерные значения по целому ряду выявленных нефтяных объектов Восточной Сибири) средняя нефтенасыщенная мощность пласта должна варьировать в диапазоне 2-10 м. Соответственно, объекты с извлекаемыми запасами 1 млн. т при таких мощностях продуктивного пласта

будут иметь площадь залежи от 20 до 4 км<sup>2</sup>, объекты с запасами 20 млн.т от 400 до 80 км<sup>2</sup> (табл. 1). Вполне очевидно, что чисто по технологическим основаниям (обеспечение эффективного дренирования запасов сетками скважин средней плотности – около 36 га/скв.) освоение объектов первых двух групп (с мощностью пласта до 4 м) представляет собой трудно разрешимую проблему. Более того, эти объекты характеризуются и неприемлемо низкими геолого-промысловыми показателями - в частности, низким показателем отбора на скважину (при плотности эксплуатационной сетки 36 га/скв. и плотности ресурсов 100 тыс.т/км<sup>2</sup> это не более 35-40 тыс. т/скв.).

Таблица 1

**Зависимость геолого-промысловых характеристик перспективных объектов освоения от оценок плотности прогнозных ресурсов**

Плотность ресурсов (в тыс.т/км <sup>2</sup> , по извлекаемым)	Оценки Нср.н/насыщ. (в м, по геол.) - для пористости 10% и КИН=0.250	Крупность нефтяных объектов (в млн.т, по извл.)					
		1	3	5	10	15	20
50	2,0	20,0	60,0	100,0	200,0	300,0	400,0
100	4,0	10,0	30,0	50,0	100,0	150,0	200,0
150	6,0	6,7	20,0	33,3	67,0	100,0	133,0
200	8,0	5,0	15,0	25,0	50,0	75,0	100,0
250	10,0	4,0	12,0	20,0	40,0	60,0	80,0

Мощность продуктивной толщи в существенной мере предопределяет продуктивность коллектора, ограничивая возможный уровень начального рабочего дебита скважин, а также себестоимость освоения этих объектов (табл. 2) (приведена т.н. технологическая себестоимость, то есть сумма удельных капитальных и эксплуатационных затрат без учета транспортных расходов). Как видим, по объектам первых двух групп себестоимость не опускается ниже 160 долл. США/т (здесь и далее приведены оценки себестоимости для глубины залегания 2500 м).

Рассмотрим экономические характеристики инвестиционных проектов, связанных с освоением рассматриваемых групп объектов. Приведены оценки внутренней нормы рентабельности (ВНР) соответствующих проектов (табл. 3, 4). Оценки отвечают сегодняшней макроэкономической ситуации и действующей налоговой системе (в частности, предусмотрены каникулы по НДС на период до 10 лет с момента начала добычи, что охватывает данной льготой до 2/3 объема ресурсной базы каждого из оцениваемых нефтяных объектов), цена экспорта 110 долл. США/барр. или 803 долл. США/т, равнодоходность

экспортных и внутренних поставок при доле экспорта 50%, экспортный транспортный тариф 65 долл. США/т, тариф внутренних поставок – 15 долл. США/т.

Таблица 2

**Зависимость оценок себестоимости освоения перспективных нефтяных объектов  
Восточной Сибири от плотности прогнозных ресурсов (H=2500 м)**

Плотность ресурсов (в тыс.т/км <sup>2</sup> , по извлекаемым)	Оценки возможного уровня Do (в т/сут, отработ. 300 сут.) - для сетки ~36 га/сква.	Крупность нефтяных объектов (в млн.т, по извл.)					
		1	3	5	10	15	20
50	15			244,0	236,3		
100	20	194,9	174,1	170,2	165,7	163,5	162,0
150	30	137,8	126,6	120,1	117,9	116,3	115,3
200	40	122,1	99,1	97,6	94,5	92,2	91,1
250	50	108,8	89,1	84,5	80,4	78,3	76,9

Таблица 3

**Зависимость оценок внутренней нормы рентабельности инвестиционных проектов  
по прогнозным нефтяным объектам Восточной Сибири  
от геолого-промысловых характеристик и параметров макроэкономической среды**

Плотность ресурсов (по извл.) Qизвл	150 тыс.т/км <sup>2</sup> 1,0 млн.т					150 тыс.т/км <sup>2</sup> 5,0 млн.т					150 тыс.т/км <sup>2</sup> 20,0 млн.т				
	Хуже на 25%	Хуже на 20%	Хуже на 10%	Базовый уровень	Лучше на 10%	Хуже на 25%	Хуже на 20%	Хуже на 10%	Базовый уровень	Лучше на 10%	Хуже на 25%	Хуже на 20%	Хуже на 10%	Базовый уровень	Лучше на 10%
Параметры МЭС															
Цены на нефть	6,7	8,0	10,7	13,2	15,5	10,7	12,4	15,5	18,5	21,3	13,3	15,2	18,9	22,3	25,5
Капитальные затраты	8,4	9,2	11,1	13,2	15,6	12,8	13,8	16,0	18,5	21,4	15,6	16,8	19,4	22,3	25,6
Эксплуатационные затраты	12,5	12,7	12,9	13,2	17,9	17,8	17,9	18,2	18,5	18,8	21,5	21,7	22,0	22,3	22,6
Продуктивность скважин (отработка 300 сут.)	22,5	24,0	27,0	30,0		22,5	24,0	27,0	30,0		22,5	24,0	27,0	30,0	
Межпромысловая инфраструктура	30 км	20 км	15 км	10 км	5 км	60 км	40 км	30 км	20 км	10 км	120 км	80 км	60 км	40 км	20 км
Программа ГРП	3+1	2+1	1+1	1+0		3+3	2+3	1+3	1+2		3+8	2+8	1+8	1+6	
	7,5	9,1	10,9	13,2		15,8	16,7	17,7	18,5		20,8	21,2	21,7	22,3	
Плотность ресурсов (по извл.) Qизвл	200 тыс.т/км <sup>2</sup> 1,0 млн.т					200 тыс.т/км <sup>2</sup> 5,0 млн.т					200 тыс.т/км <sup>2</sup> 20,0 млн.т				
Параметры МЭС															
Цены на нефть	11,1	12,6	15,5	18,2	20,8	16,7	18,4	21,7	24,8	27,8	20,6	22,6	26,3	29,8	33,2
Капитальные затраты	12,9	13,8	15,9	18,2	20,9	18,8	19,9	22,2	24,8	27,8	23,1	24,3	26,9	29,8	33,2
Эксплуатационные затраты	17,7	17,8	18,0	18,2	18,4	24,3	24,4	24,6	24,8	25,0	29,3	29,4	29,6	29,8	30,1
Продуктивность скважин (отработка 300 сут.)	30,0	32,0	36,0	40,0		30,0	32,0	36,0	40,0		30,0	32,0	36,0	40,0	
Межпромысловая инфраструктура	30 км	20 км	15 км	10 км	5 км	60 км	40 км	30 км	20 км	10 км	120 км	80 км	60 км	40 км	20 км
Программа ГРП	3+1	2+1	1+1	1+0		3+3	2+3	1+3	1+2		3+8	2+8	1+8	1+6	
	10,9	12,9	15,5	18,2		21,0	22,2	23,7	24,8		27,5	28,2	29,0	29,8	
Плотность ресурсов (по извл.) Qизвл	250 тыс.т/км <sup>2</sup> 1,0 млн.т					250 тыс.т/км <sup>2</sup> 5,0 млн.т					250 тыс.т/км <sup>2</sup> 15,0 млн.т				
Параметры МЭС															
Цены на нефть	13,6	15,2	18,3	21,2	24,0	21,5	23,4	26,9	30,3	33,6	24,0	25,9	29,5	33,0	36,2
Капитальные затраты	15,5	16,5	18,7	21,2	24,1	23,8	24,9	27,5	30,3	33,6	26,4	27,6	30,1	33,0	36,2
Эксплуатационные затраты	20,7	20,8	21,0	21,2	21,4	29,8	29,9	30,1	30,3	30,5	32,5	32,6	32,8	33,0	33,2
Продуктивность скважин (отработка 300 сут.)	37,5	40,0	45,0	50,0		37,5	40,0	45,0	50,0		37,5	40,0	45,0	50,0	
Межпромысловая инфраструктура	30 км	20 км	15 км	10 км	5 км	60 км	40 км	30 км	20 км	10 км	120 км	70 км	53 км	35 км	17 км
Программа ГРП	3+1	2+1	1+1	1+0		3+3	2+3	1+3	1+2		3+7	2+7	1+7	1+5	
	12,9	15,2	18,1	21,2		25,4	27,0	29,0	30,3		29,6	30,6	31,8	33,0	

Таблица 4

**Зависимость оценок внутренней нормы рентабельности инвестиционных проектов по прогнозным нефтяным объектам Восточной Сибири от геолого-промысловых характеристик, глубины залегания и параметров налоговой системы**

Плотность ресурсов (по изел.)	150 тыс. т/км <sup>2</sup>					200 тыс. т/км <sup>2</sup>					250 тыс. т/км <sup>2</sup>				
	4000 м	3500 м	3000 м	Глубина 2500 м	2000 м	4000 м	3500 м	3000 м	Глубина 2500 м	2000 м	4000 м	3500 м	3000 м	Глубина 2500 м	2000 м
Глубина залегания продуктивного горизонта	1,0 млн. т / 30 м/сут					1,0 млн. т / 40 м/сут					1,0 млн. т / 50 м/сут				
Q <sub>изел.</sub> / До	-					0,8					2,7				
ВНР без льгот по НДС	-					-					-				
ВНР с учетом каникул по НДС	4,9	8,6	10,7	13,2	16,4	10,1	13,6	15,8	18,2	21,3	13,1	16,6	18,8	21,2	24,3
Q <sub>изел.</sub> / До	5,0 млн. т / 30 м/сут					5,0 млн. т / 40 м/сут					5,0 млн. т / 50 м/сут				
Q <sub>изел.</sub> / До	0,7					5,3					8,5				
ВНР без льгот по НДС	-					-					-				
ВНР с учетом каникул по НДС	6,9	12,1	15,1	18,5	23,1	13,7	18,6	21,5	24,8	29,2	18,9	23,8	26,8	30,3	34,9
Q <sub>изел.</sub> / До	20,0 млн. т / 30 м/сут					20,0 млн. т / 40 м/сут					15,0 млн. т / 50 м/сут				
Q <sub>изел.</sub> / До	2,2					7,7					10,7				
ВНР без льгот по НДС	-					-					-				
ВНР с учетом каникул по НДС	7,9	14,4	18,1	22,3	28,0	16,1	22,2	25,8	29,8	35,2	20,7	26,0	29,3	33,0	37,8

Наряду с оценками базового варианта макроэкономической среды (столбик в таблицах с зеленым полем) анализировалось влияние наиболее существенных геолого-промысловых и макроэкономических факторов на оценки экономической эффективности.

Инвестиции в объекты первых двух групп не окупаются; экономическая эффективность проектов возрастает по мере улучшения геолого-промысловых характеристик прогнозных объектов; при этом с возрастанием «качества» ресурсной базы, то есть по мере улучшения геолого-промысловых параметров объектов, возрастает устойчивость проектов к вариациям исследуемых характеристик, а значит - снижаются инвестиционные риски.

В ряду наиболее значимых кроме общего уровня капитальных затрат на освоение (затраты на ГРП, обустройство и эксплуатационное бурение) существенную роль играют такие факторы, как затраты на межпромысловую инфраструктуру (автодороги и трубопроводы подсоединения к магистральному нефтепроводу) и цены на нефть. При этом риски, связанные с межпромысловой инфраструктурой, усугубляются масштабностью перспективных территорий и практически полной их необустроенностью. Наоборот, риски возможного снижения цен на нефть скорее всего минимальны, и большинство прогнозных оценок развития конъюнктуры рынка углеводородного сырья на среднесрочную и долгосрочную перспективу предполагает их рост – при неизбежных вариациях по источникам подобных прогнозов динамики и абсолютных показателей этого параметра.

Как видно из приведенных материалов (см. табл. 4), огромное влияние на экономические показатели оказывает наличие налоговых льгот. В частности, практически все рассмотренные объекты в случае отсутствия льгот по НДС не достигали бы заложенного минимально приемлемого уровня рентабельности в 10%, а единственный рентабельный проект из группы рассмотренных уже при возрастании глубины залегания до 3000 м переходит в низкорентабельные (ВНР снижается за критический порог в 10%). В то

же время вполне очевидно, что и стимулирование добычи с целью обеспечения экспортных поставок посредством наращивания налоговых льгот имеет определенные пределы, так как напрямую затрагивает интересы государства – снижается бюджетная эффективность эксплуатации природных ресурсов, «консервируется» сырьевая направленность развития экономики региона и отрасли.

Представленные результаты характеризуют инвестиционную привлекательность ресурсной базы с точки зрения ее геолого-промысловых характеристик. Однако на сегодня геологическая основа для подобной дифференциации ограничена, мы не в состоянии надежно охарактеризовать структуру ресурсной базы региона (в ее прогнозной части) и, тем самым, дать количественную оценку перспектив развития добычи нефти (а также и газа) в Восточной Сибири. Недостаточная степень изученности углеводородного потенциала по-прежнему предопределяет высокий уровень геологических и как следствие – инвестиционных рисков, сводит к минимуму интерес недропользователей к региону – невзирая на беспрецедентное налоговое стимулирование инвестиций со стороны государства. Ситуацию не переломил даже ввод первой очереди магистрали ВСТО.

Решение проблемы наращивания добычного потенциала региона и обеспечения необходимых уровней поставок нефти сопряжено в первую очередь с проведением масштабных по объему и географии размещения геологоразведочных работ, нацеленных не столько на подтверждение общего потенциала региона, сколько на обоснование наиболее перспективных зон и выявление объектов для постановки детальных поисково-оценочных работ.

Учитывая низкую степень разведанности ресурсного потенциала региона и сложность его нефтегеологического строения, при оценках добычных возможностей следует проявлять определенную осторожность. Это тем более важно, когда принимаются стратегические решения по развитию региона, характеризующиеся необратимостью и связанные как, например, с определением мощности экспортного трубопровода и сроков массивированного ввода ресурсов в освоение, так и с формированием экспортных обязательств государства.

Их окончательное формирование должно основываться исключительно на результатах предварительного проведения масштабных и широких по географии развития геологоразведочных работ в регионе - как региональных, так и детализационных - в случае получения положительных результатов. На настоящий момент, уже по прошествии 7–8 лет с момента формального возрождения интереса к региону, о существенных объемах и уж тем более о масштабности ГРП говорить пока не приходится. Следовательно, практически на

прежнем недопустимо низком уровне находится и достоверность существующих представлений о его ресурсном потенциале, о перспективах существенного наращивания добычи, о каких-то временных вехах в ее динамике.

Дополнительным существенным фактором, ограничивающим и растягивающим во времени возможную динамику развития добычи углеводородного сырья в регионе, является практически полное отсутствие производственной и транспортной инфраструктуры в глубинных районах региона, острый недостаток материальных и кадровых ресурсов. Все это требует привлечения не только огромных дополнительных финансовых средств (помимо инвестиций непосредственно в добычу, которые только по нефти оцениваются, в соответствии с рассмотренными сценариями, минимум в 33–47 млрд. долл. США – в ценах 2003 г.), но и колоссальных организационных мероприятий, которые способно осуществить исключительно государство.

При этом транспортная инфраструктура требует отдельного комментария. Стоимость строительства ВСТО с первоначальных 11–12 млрд. долл. США уже к 2008 г. выросла до 29 млрд. долл. США (с учетом увеличения первоначальной проектной мощности в 50 млн. т в год до 80 млн.) [Петров, 2008]. Стоимость трубопровода автоматически поднимает тарифы прокачки по нему, а это неизбежно сказывается и на экономических показателях добычных проектов, и на объеме инвестиционно привлекательной ресурсной базы. Эксплуатация трубопровода в режиме недозагруженности несет дополнительные технологические и, как следствие, финансовые издержки, увеличивая негативное воздействие данного фактора на коммерческую привлекательность нефтегазовых объектов.

Прокачка по ВСТО нефти Ванкорской группы сопряжена с дополнительным плечом более 2000 км, что наращивает и без того высокий тариф, который на сегодня для ВСТО составляет 60–70 долл. США/т, почти втрое – с учетом дополнительного плеча прокачки – превышая тариф западного экспортного направления для нефти Западной Сибири. И это тоже серьезный предмет для всеобъемлющего анализа технико-технологических, ресурсных и геолого-экономических перспектив развития данного стратегического направления.

Все сказанное в определенной мере относится и к газовым ресурсам региона. Однако газовая составляющая Восточно-Сибирского региона имеет существенную специфику [Григорьев, Самсонов, Кулакова, Кушмар, Назаров, 2004; Назаров, Григорьев, Татаринцев, Удот, Ефанова, Кузнецова, 2007; Григорьев, 2008].

Ресурсный потенциал разведанных и подготовленных к освоению запасов газа формально позволяет говорить как о возможном уровне добычи в 90–100 млрд м<sup>3</sup> в год.

Однако его реализация также тормозится отсутствием производственно-технологической базы и газотранспортной системы.

Дополнительной проблемой при реализации газовой компоненты сырьевой базы является наличие в ряде крупнейших месторождений региона гелия, содержание которого по современным меркам уникально (до 0,3–0,6 %) [Якуцени, 2001, 2009; Конторович, Коржубаев, Эдер, 2006; Губарев, 2008]. Это стратегическое сырье, без решений по утилизации которого освоение запасов газа соответствующих месторождений недопустимо.

Например, при выходе на проектную мощность Ковыктинского ГКМ (35–40 млрд. м<sup>3</sup>, содержание гелия 0,28 %) объемы гелия в добываемой продукции превысят 2/3 сегодняшних объемов мирового потребления этого сырья (около 150-160 млн. м<sup>3</sup> в год). Технические и технологические проблемы выделения гелия на сегодня не представляют принципиальных трудностей и гарантированно разрешимы. Но утилизация гелия (например, выделение азотно-гелиевого концентрата и его закачка в специальные хранилища) потребует определенных дополнительных капитальных вложений. Существенно возрастут эксплуатационные расходы (по меньшей мере, на 60–70 долл. США/тыс. м<sup>3</sup> по сравнению с вариантом реализации чисто трубного газа). Более того, вариант утилизации гелия повлечет принципиальное изменение логистики проекта - строительство газохимического комплекса в районе Саянска не решает проблему его утилизации, так как единственная промышленная технология выделения связана с криогенными технологиями, то есть со сжижением природного газа. А заводы СПГ (в силу целого ряда особенностей данной технологии и специфики конечного товарного продукта) должны строиться на побережье. Это позволит транспортировать газ в сжиженном виде танкерами-газовозами, но при этом потребуются специальная организация транспортировки газа от месторождения до завода СПГ, которая исключала бы потери содержащего гелий природного газа (например, по автономной нитке трубопровода и без использования гелийсодержащего газа на нужды прокачки и на удовлетворение энергетических потребностей процесса сжижения).

Все эти проблемы помимо чисто финансовой нагрузки (и весьма существенной) требуют не менее масштабных стратегических решений и организационных усилий, реализация которых опять же возможна лишь усилиями государства. Но на сегодня, по сути, даже не определена позиция государства в вопросе необходимости утилизации гелия, не говоря о более прагматичных аспектах – например, источниках финансирования решений по данной проблеме. Без решения этих вопросов масштабное освоение газовых ресурсов Восточно-Сибирского региона остается практически невозможным.

Таким образом, на сегодня, в условиях явно недостаточной степени разведанности ресурсного потенциала данного региона (а она и по нефти и по газу не превышает 8-12 %) следует весьма осторожно подходить к определению роли Восточной Сибири в обеспечении добычного потенциала отрасли даже на среднесрочную перспективу. И уж тем более без глубокого и всеобъемлющего изучения основных характеристик структуры ресурсной базы недопустимо формирование масштабных стратегий развития добывающего комплекса, сырьевой и экспортной политики страны в пределах данного региона.

#### **Выводы:**

1) Ресурсная база углеводородов Восточной Сибири характеризуется низким уровнем разведанности и высокими геологическими рисками, что ограничивает ее инвестиционную привлекательность и подрывает перспективы реализации крупных нефтегазовых проектов;

2) Возможности привлечения недропользователей в регион только посредством расширения налоговых льгот ограничены и не способны решить проблему наращивания здесь добычи нефти и газа в объемах, предусмотренных существующими программами развития отрасли;

3) Решение проблемы эффективного вовлечения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири в промышленную эксплуатацию возможно только посредством опережающего проведения масштабных по объему и широких по географии геологоразведочных работ, нацеленных на выявление первоочередных направлений и зон для необходимого увеличения запасов и их последующего освоения;

4) По мере подготовки ресурсной базы углеводородов должна развиваться промышленная и транспортная инфраструктура региона, в формировании и оптимизации которых максимальное участие должно принимать государство с учетом долгосрочных стратегических интересов в этом регионе;

5) Массированная эксплуатация газового потенциала Восточной Сибири нецелесообразна без гарантий комплексного и эффективного решения проблемы утилизации гелия – стратегического сырья, ресурсы которого здесь уникальны и имеют общемировое значение.

#### **Литература**

*Герт А.* От программы ГРП и лицензирования к федеральной программе изучения и освоения // Нефтегазовая вертикаль, 2008. - №3. - С. 74-77.

*Григорьев Г.А.* Новые нефтегазовые регионы и стратегия развития ТЭК России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2008. - №2. - С. 3-10.

*Григорьев Г.А., Самсонов В.В., Кулакова З.С., Кушмар И.А., Назаров В.И.* Геолого-экономические проблемы освоения ресурсной базы углеводородного сырья Восточной

Сибири // Сб. докл. междунар. научно-практ. конф. «Стратегия развития и освоения сырьевой базы основных энергоносителей России» (26 апреля-1 мая 2004 г., С.-Петербург). – СПб.: Недра, 2004. - С. 103-114.

*Губарев А.* Чем заполнить трубу // Нефть и капитал, 2008. - №1-2. - С. 14-22.

*Ефимов А.С., Герт А.А., Старосельцев В.С.* Состояние освоения ресурсной базы углеводородов Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2008. - №1. - С. 9-18.

Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов и горючих газов. – М.: ГКЗ СССР, 1983.

*Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В.* Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2006. - №2. - С. 17-24.

*Коржубаев А., Филимонова И., Эдер Л.* Движение на восток продолжается // Нефть России, 2010. - №2. - С. 60-67.

Методические указания по прогнозированию нефтеотдачи на стадии разведки месторождений. – М.: Мингео СССР, ВНИГНИ, 1989.

*Назаров В.И.* Теоретические и методические основы экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов // Методология и практика геолого-экономической оценки краевых систем древних платформ (на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции). – СПб.: ВНИГРИ, 2000. - С. 65-136.

*Назаров В.И., Григорьев Г.А., Татаринцев И.В., Удот Г.Д., Ефанова Л.В., Кузнецова Н.Т.* Геолого-экономическая оценка углеводородной сырьевой базы России и прогноз развития новых центров добычи. - Сб. матер. междунар. научно-практ. конф. «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии» (3-5 октября 2007 г., С.-Петербург). – СПб.: ВНИГРИ, 2007. - С. 17-28.

*Петров Р.* Когда построят ВСТО? // Нефть России, 2008. - №5. - С. 40-42.

Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов. Справочник / Под ред. *В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана.* – М.: Недра, 1989.- 270 с.

*Прищепина О., Маргулис Л., Подольский Ю.* Нефть Восточной Сибири: ресурсный потенциал и возможности наращивания ее добычи // Oil & Gas Journal Russia, 2012. - №1-2. - С. 40-46.

*Прищепина О., Подольский Ю.* Мнение ВНИГРИ: нет по нефти и возможно по газу // Нефтегазовая вертикаль, 2010. - №20. - С. 28-30.

*Сверчков Г.П., Назаров В.И.* Геолого-экономическая классификация запасов и ресурсов нефти и газа // Сб. докл. конф. «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений» (19-22 октября 1999 г., С.-Петербург), т. 3. – СПб.: ВНИГРИ, 1999. - С. 217-222.

*Шемин Г.Г.* Ереминско-Чонское скопление нефти в преображенском резервуаре – крупнейший объект по подготовке запасов и добыче углеводородного сырья в Восточной Сибири. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 122 с.

*Якуцени В.П.* Сырьевая база гелия: состояние, перспективы освоения и использования // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2001. - №2. - С. 10-21.

*Якуцени В.П.* Сырьевая база гелия в мире и перспективы развития гелиевой промышленности // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - Т.4. - №2. - [http://www.ngtp.ru/rub/3/15\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/15_2009.pdf)

**Grigor'ev G.A.**

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

**Borovinskikh A.P.**

CJSC «Nobel Oil», Syktyvkar, Russia, nobeloil@nobeloil.ru

**GEOLOGICAL AND ECONOMIC CHARACTERISTICS  
AS A BASIS FOR EVALUATION OF PETROLEUM PRODUCTION PROSPECTS  
IN EASTERN SIBERIA**

*The hydrocarbon resources and petroleum production prospects in Eastern Siberia are characterized from the geological and economic positions. The relationship between investment projects and structure of resource base is analyzed. It is shown that the amount of proven oil reserves within the region does not provide projected production volumes and filling of the Eastern Siberia - Pacific Ocean pipeline by oil. The extensive exploration is required to increase active reserves. The large-scale development of gas resources is only possible providing the solution of the problem of disposing of the helium, which content is unique in the region.*

**Keywords:** hydrocarbon resources, petroleum production, geological and economic evaluation, East-Siberian region.

**References**

Efimov A.S., Gert A.A., Starosel'tsev V.S. *Sostoyanie osvoeniya resursnoy bazy uglevodorodov Vostochnoy Sibiri i Dal'nego Vostoka* [State of development of hydrocarbon resource base in Eastern Siberia and the Far East]. Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie, 2008, no. 1, p. 9-18.

Gert A. *Ot programmy GRR i litsenzirovaniya k federal'noy programme izucheniya i osvoeniya* [From exploration and licensing program to the federal program of studying and development]. Neftgazovaya vertikal', 2008, no. 3, p. 74-77.

Grigor'ev G.A. *Novye neftgazovye regiony i strategiya razvitiya TEK Rossii* [New oil and gas regions and Energy Development Strategy of Russia]. Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie, 2008, no. 2, p. 3-10.

Grigor'ev G.A., Samsonov V.V., Kulakova Z.S., Kushmar I.A., Nazarov V.I. *Geologo-ekonomicheskie problemy osvoeniya resursnoy bazy uglevodorodnogo syr'ya Vostochnoy Sibiri* [Geological and economic problems of the hydrocarbon resource base development in Eastern Siberia]. Saint Petersburg: Nedra, 2004, p. 103-114.

Gubarev A. *Chem zapolnit' trubu* [What to fulfill the pipeline]. Neft' i kapital, 2008, no. 1-2, p. 14-22.

Kontorovich A.E., Korzhubaev A.G., Eder L.V. *Syr'evaya baza i perspektivy razvitiya gelievoy promyshlennosti Rossii i mira* [The raw material base and prospects of development of the helium industry in Russia and the world]. Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie, 2006, no. 2, p. 17-24.

Korzhubaev A., Filimonova I., Eder L. *Dvizhenie na vostok prodolzhaetsya* [Movement to the east continues]. Neft' Rossii, 2010, no. 2, p. 60-67.

Nazarov V.I. *Teoreticheskie i metodicheskie osnovy ekonomicheskoy otsenki raznomasshtabnykh neftgazovykh ob'ektov* [Theoretical and methodological background of economic evaluation of multiscale oil and gas objects]. Metodologiya i praktika geologo-ekonomicheskoy otsenki kraevykh sistem drevnykh platform (na primere Timano-Pechorskoj neftgazonosnoj provintsii). Saint Petersburg: VNIGRI, 2000, p. 65-136.

Nazarov V.I., Grigor'ev G.A., Tatarinov I.V., Udot G.D., Efanova L.V., Kuznetsova N.T. *Geologo-ekonomicheskaya otsenka uglevodorodnoj syr'evoy bazy Rossii i prognoz razvitiya novykh*

*tsentrov dobychi* [Geological and economic evaluation of hydrocarbon resources in Russia and forecast of development of new production centers]. Saint Petersburg: VNIGRI, 2007, p. 17-28.

Petrov R. *Kogda postroyat VSTO?* [When will the Eastern Siberia - Pacific Ocean pipeline be built?]. *Neft' Rossii*, 2008, no. 5, p. 40-42.

*Podschet zapasov nefi, gaza, kondensata i sodержashchikhsya v nikh komponentov. Spravochnik* [Estimation of oil, gas, condensate and components contained therein]. Editor V.V. Stasenkov, I.S. Gutman. Moscow: Nedra, 1989, 270 p.

Prishchepa O., Margulis L., Podol'skiy Yu. *Neft' Vostochnoy Sibiri: resursnyy potentsial i vozmozhnosti narashchivaniya ee dobychi* [Eastern Siberia Oil: resource potential and the possibility of increasing production]. *Oil & Gas Journal Russia*, 2012, no. 1-2, p. 40-46.

Prishchepa O., Podol'skiy Yu. *Mnenie VNIGRI: net po nefi i vozmozhno po gazu* [VNIGRI opinion: "no" in terms of oil and "may be" in terms of oil gas]. *Neftegazovaya vertikal'*, 2010, no. 20, p. 28-30.

Shemin G.G. *Ereminsko-Chonskoe skoplenie nefi v preobrazhenskom rezervuare – krupneyshiy ob"ekt po podgotovke zapasov i dobyche uglevodorodnogo syr'ya v Vostochnoy Sibiri* [Eremin-Chonskoe accumulation of oil in the Preobrazhensky reservoir - the largest object for the preparation of reserves and production of hydrocarbons in the Eastern Siberia]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 122 p.

Sverchkov G.P., Nazarov V.I. *Geologo-ekonomicheskaya klassifikatsiya zapasov i resursov nefi i gaza* [Geological and economic classification of resources and reserves of oil and gas]. Saint Petersburg: VNIGRI, 1999, p. 217-222.

Yakutseni V.P. *Syr'evaya baza geliya v mire i perspektivy razvitiya gelievoy promyshlennosti* [The raw material base of helium in the world and the prospects for the development of helium industry]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2009, vol. 4, no. 2, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/3/15\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/15_2009.pdf)

Yakutseni V.P. *Syr'evaya baza geliya: sostoyanie, perspektivy osvoeniya i ispol'zovaniya* [The raw material base of helium: current state, prospects of development and use]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, 2001, no. 2, p. 10-21.

© Григорьев Г.А., Боровинских А.П., 2013