

УДК 553.98.042(088.2)(470.111)

Прищепа О.М., Макаревич В.Н., Галимзянов Р.М.

## **ЭФФЕКТИВНОЕ ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ВОСПРОИЗВОДСТВА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА**

*Приводится характеристика состояния ресурсной базы углеводородного сырья в пределах Ненецкого автономного округа Тимано-Печорской провинции. В основу полноценного развития добывающей отрасли в регионе должна быть положена продуманная и всесторонне выверенная программа лицензирования, направленная на обеспечение наращивания добычи нефти и газа. В докладе предлагаются принципы построения и вариант такой программы, разработанный во ВНИГРИ. Оцениваются перспективы ее реализации и основные ожидаемые результаты. Решение рассмотренных задач в соответствии с разработанными и предлагаемыми подходами именно с системных позиций позволяет надеяться на то, что реализация такой программы может стать основой формирования Программы развития нефтегазового комплекса Северо-Западного региона России.*

*Ключевые слова: Ненецкий автономный округ, ресурсная база углеводородного сырья, лицензирование, добыча нефти и газа, прирост запасов, воспроизводство запасов.*

Управленческие решения в геологоразведочной отрасли во времена Советского Союза принимались в соответствии с задачами текущего периода на основе анализа эффективности геологоразведочных работ в том или ином регионе или направлении.

Переход на новую систему недропользования в начале 1990-х гг. привел, по сути, к полному разбалансированию между объемами добычи и объемами геологоразведочных работ, направленных на подготовку новых запасов нефти и газа (прирост запасов). При этом необходимо отметить, что большая часть прироста запасов была получена на ранее выявленных месторождениях. Ситуация «провала» в геологоразведочных работах середины 1990-х гг. стала выправляться с введением целевого налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ). В 2000 и 2001 гг. прирост запасов, как нефти, так и газа впервые после 1993 г. превысил их текущую добычу.

С введением Налогового кодекса в 2002 г. вновь наметилась негативная тенденция сокращения объемов ГРП (в 2003 и 2004 гг.) и, соответственно, подготовки новых запасов нефти и газа, что особенно тревожно на фоне постоянно растущей добычи нефти. Прирост запасов нефти в России, начиная с 2001 г., неуклонно снижался. Суммарно за пять лет прирост запасов нефти составил 1,46 млрд. т. Коэффициент воспроизводства составил 0,76, а если

говорить о периоде после отмены ВМСБ (2002 - 2004 гг.), то этот показатель еще ниже – 0,61.

Указанные процессы в последние 10 лет (отсутствие новой разведанной базы запасов для освоения) стали сказываться, несмотря на беспрецедентно хорошую конъюнктуру рынка нефти, на замедление темпов наращивания добычи.

Тенденции в динамике добычи нефти и воспроизводстве запасов углеводородов требует объективной оценки и принятия решений уже сегодня, пока благоприятная обстановка на мировом рынке углеводородов позволяет бюджету страны маневрировать и иметь значительный резерв для подготовки сырьевой базы, во многом утраченной в современный период недропользования.

Можно выделить несколько базисных посылок процесса подготовки запасов в современных условиях:

– сколько нужно «стране» запасов определяется не государственными структурами и ведомственными разработками и программами, а недропользователями и инвесторами и соответственно их стратегиями, исходя из собственных бизнес-планов и планов развития, имеющихся средств и желания вкладывать именно в эту отрасль и именно в России;

– компании не заинтересованы инвестировать ГРП на новых направлениях и в районах с неразвитой инфраструктурой ради призрачных перспектив далекого будущего;

– ГРП будут сконцентрированы в районах нефтедобычи пока конъюнктура и цена на внешнем рынке высокие;

– наиболее рискованные направления геологоразведочных работ (как геологических, так и технологических и политических) будут «простаивать» у недропользователей. Это относится как к новым направлениям работ, так и регионам в целом. Так, по совокупности технологических и политических рисков, без участия государства, вряд ли в ближайшие годы начнется разворот работ и на Арктическом шельфе и в Восточной Сибири;

– существенный сдвиг в воспроизводстве запасов возможен только при вовлечении инвесторов в крупные проекты с гарантиями государства или «разворотом» работ компаниями, которыми владеет государство.

Определение государственной обоснованной стратегии в каждом регионе, детальный анализ потенциала нефтегазоносных провинций, наряду с оценкой эффективности его вовлечения в хозяйственный оборот, путем непосредственного участия государства и координации (контроля) за действиями компаний в этом направлении позволило бы говорить

с большей обоснованностью о перспективах роста и поддержания добычи нефти в долгосрочной перспективе.

В последние годы в России сформировались две группы принципиально разных точек зрения относительно возможностей развития нефтегазодобывающей отрасли и перспектив ее роста. Одна поддерживаемая, в основном, всякого рода новообразованными экспертами и зачастую крупными компаниями, сводится к безграничности ресурсной базы углеводородов (в обозримом будущем) и приоритете конъюнктуры потребления для организации полного цикла подготовки запасов, их освоения, транспорта, переработки и реализации на внутреннем и внешних рынках. Основным критерием развития и определяющей стратегией при таком подходе является собственно предположение о возможности сбыта продукции.

Другими специалистами и экспертами, особенно на фоне резкого снижения темпов роста добычи в последние годы (по данным Росстата в 2003 г. добыча нефти в России выросла на 11%, в 2004 г. - на 8,9%, а в 2005 - 2006 гг. – только на 2%) ставятся под сомнение планы предусмотренные «Энергетической стратегией России до 2020 г.», несмотря на их существенное опережение в период 2003 - 2005 гг.

С учетом ранее разведанной базы нефти и газа большинством специалистов не ставится под сомнение возможность получения продекларированных уровней добычи, но ставятся другие вопросы - к каким последствиям это приведет.

Как показывает практика недропользования в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, эффективность лицензионной деятельности весьма невелика. С 1992 г. здесь выдано более 200 лицензий на геологическое изучение с последующей разработкой и на добычу углеводородного сырья (УВС) (95 из них – по территории Ненецкого автономного округа - НАО). Владельцы лицензий преимущественно не выполняют своих обязательств в части объемов и сроков проведения работ, тем самым не обеспечиваются в полной мере поступления платежей за недропользование в бюджет.

Новый этап недропользования, связанный с лицензированием в северо-западном регионе можно охарактеризовать как крайне не системный и не отвечающий как потребностям региона в подготовке новых запасов, так, по существу, и интересам компаний, непосредственно проводящих работы.

Основные причины этого кроются в разнонаправленных интересах территориальных органов недропользования, добывающих компаний и в отсутствии обоснованной позиции соответствующих управляющих органов власти государства и региона при проведении лицензирования. К сожалению, позиция региона чаще всего сводится к сбору информации от

потенциальных недропользователей (заявок) и подходу в распределении лицензий, основанному на востребованности того или иного участка или объекта лицензирования.

Одной из причин неудовлетворительного состояния дел является отсутствие обоснованной концепции лицензирования как составной части концепции комплексного освоения недр.

Подходы к формированию программы воспроизводства запасов (и в том числе - для условий Северо-Западного региона), основные принципы ее построения на сегодня вполне определены и в достаточной мере апробированы [Методология и практика..., 2000; Основные положения..., 2005; Прищепа, 2005; Сирьк, 2005 и др.]. Эти принципы в первую очередь обосновывают выделение лицензионных участков и регламентируют определение их оптимальных размеров.

Прежде всего, следует учитывать, что различия в площадях участков влияют на распределение показателей нефтегазоносности (плотность ресурсов и др.). При одинаковом количестве больших и малых по размерам участков равенство распределений соблюдается, если диапазон изменения их площадей не превышает двукратной величины. Это требование должно относиться к однотипным (однородным) по нефтегеологическим условиям участкам.

Другое условие нормального распределения плотностей ресурсов состоит в том, что в каждом участке должно быть, как правило, не менее 3 - 5 локальных структур, что в расчете на выявление 1 - 2 месторождений предопределяет его оптимальную площадь в размере 200 - 300 км<sup>2</sup>.

Третье условие относится к определению контуров участков, которые при достаточно хорошей изученности района должны проводиться по середине между месторождениями или перспективными локальными объектами, а в случаях неопределенности их положения – на удалении от центральной части участка, кратном расстоянию между локальными объектами, характерными для данного района (зоны).

При выделении лицензионных участков существенное значение имеет выполнение еще одного условия: каждый выделяемый участок должен, по возможности, не разделять разнотипные структурно-фациальные зоны, а находиться внутри них и быть однородным по общему геологическому строению и условиям нефтегазоносности. Соблюдение этого условия положительно сказывается не только на выполнении геолого-экономических расчетов, но и на технологических решениях и оценке затрат, связанных с освоением ресурсов.

При выделении лицензионных участков в пределах региона нужно стремиться (по возможности) к достижению их равноценности по экономической значимости. Данный принцип, как правило, не согласуется с условием соизмеримости площадей лицензионных участков, если они расположены в пределах структурно-фациальных зон, различающихся по характеру нефтегазоносности, и потому не является обязательным. В противном случае его соблюдение может приводить к сильной контрастности оценок их экономической ценности. Соответственно, данный критерий может регулироваться (в известной мере) за счет вариации размеров участков.

Понятно, что в зонах с повышенной концентрацией ресурсов, связанных обычно с крупными положительными структурами (вершинами сводов, валами и пр.) вероятность обнаружения значительных по запасам месторождений высока и, соответственно, площадь выделяемых лицензионных участков можно принимать в пределах оптимального интервала (порядка 200 - 300 км<sup>2</sup> и менее). В менее перспективных зонах, в районах, связанных преимущественно с впадинами, прогибами и региональными склонами, характеризующимися обычно меньшими размерами структурных ловушек и их частотой встречаемости по сравнению с прилегающими сводами и валами, вероятность обнаружения значительных по запасам месторождений меньше и, соответственно, площади лицензионных участков могут быть большими. Это позволяет осуществлять выбор в их пределах наиболее предпочтительных объектов из числа более многочисленных, но менее значимых, и тем самым повысить эффективность освоения участков.

И, наконец, при выделении лицензионных участков с соблюдением перечисленных условий необходимо стремиться к тому, чтобы они имели правильные геометрические формы – квадраты, прямоугольники, трапеции и пр., что облегчает их строгую пространственную привязку и выполнение разного рода расчетов.

Построенная с учетом перечисленных условий программа воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородного сырья должна гарантировать получение обоснованного прироста запасов и предполагать последовательное размещение необходимых объемов геологоразведочных работ на участках лицензирования, своевременно предоставленных для недропользования.

Фактический объем высокорентабельных запасов, представляющих интерес для инвесторов и компаний, в регионе не превышает 500 млн. т. Он может обеспечить добычу нефти на уровне 25 млн. т. Задачи его поддержания в различные периоды освоения сырьевой базы региона существенно различаются.

Очевидна необходимость дифференциации участков (объектов) по очередности вовлечения в лицензирование, поскольку лишь дифференцированный подход к представлению лицензионных участков на конкурс способен повысить интерес недропользователей к их изучению. На них должны быть определены минимальные и оптимальные объемы работ для эффективного геологического изучения. Оценка объемов геологоразведочных работ должна основываться на фактической изученности каждого участка и его геологическом строении. Приоритеты в планировании объемов работ должны быть направлены на наиболее изученную часть участков и на наиболее перспективные объекты в их пределах. На начальном этапе изучения должен намечаться комплекс современных сейсморазведочных работ (включая переобработку и переинтерпретацию ранее проведенных) с целью подтверждения характеристик выделенных объектов, а также выявления и подготовки новых.

В соответствии с этим программу лицензирования целесообразно разделить, по меньшей мере, на 3 этапа.

Первый этап - краткосрочная перспектива (до 5 лет). Целесообразно лишь частичное воспроизводство МСБ за счет выявления новых перспективных и высокоэкономичных объектов, характеризующихся большой инвестиционной привлекательностью. Такие объекты, как правило, должны тяготеть к центрам нефтедобычи и для их освоения не требуются дополнительные инвестиции на транспортную инфраструктуру. К ним, в частности, можно отнести участки, примыкающие к месторождениям центральной части Хорейверской впадины, ЦХП, Колвинского мегавала.

Второй этап - среднесрочная перспектива (до 10 лет). Необходимо полное воспроизводство МСБ. На этом этапе наряду с выделением новых лицензионных участков в районах нефтедобычи следует проводить лицензирование и в районах, относительно удаленных от транспортной инфраструктуры. При этом ресурсы, которые могут обеспечить соответствующий прирост запасов, должны характеризоваться высокой экономической эффективностью освоения.

Третий этап - долгосрочная перспектива (до 25 лет). В связи с извлечением значительной части разведанных запасов потребуются расширенное воспроизводство минерально-сырьевой базы (МСБ); в процесс лицензирования должны вовлекаться новые перспективные участки недр, обладающие рентабельными ресурсами.

Всего за 25-летний период для обеспечения устойчивого функционирования и компенсации добычи ежегодно должно приращиваться не менее 12 - 15 млн. т новых запасов (с учетом периода подготовки запасов, разведки и ввода их в освоение).

Если считать, что в среднем ресурсы каждого лицензионного участка составляют около 7 млн. т, то с учетом коэффициентов подтверждаемости ресурсов категорий  $C_3$  и  $D_1$ , а также периода времени от лицензирования до начала освоения, связанного с периодом геологического изучения участка, следует говорить о необходимости ежегодного ввода в изучение не менее 5 - 6 участков. Учитывая отсутствие задела (с середины 1990-х гг. работы фактически не проводились), в первые несколько лет это количество следует увеличить до 7 - 9 участков в год.

При проведении геологоразведочных работ на новых участках для геологического изучения в случае получения прироста запасов нефти и газа и подготовке их к освоению будет компенсирован дефицит добычи нефти, который может возникнуть после активного ввода в освоение выявленных месторождений НАО и прохождения периода стабильного отбора (а это произойдет через 10 - 15 лет).

Программа ГРП по каждому перспективному участку, как отмечалось, должна строиться исходя из особенностей геологического строения территории и состава перспективных нефтегазоносных комплексов, должна учитывать прогнозную структуру ресурсов перспективного участка и наличие подготовленных и выявленных нефтегазовых объектов, а также специфику строения перспективных нефтегазовых объектов (особенности структурного плана ловушек и специфику коллекторов, наличие нескольких залежей и т. п.). При этом программа ГРП по участку складывается из перспективных программ подготовки каждого из перспективных самостоятельных объектов разработки, выступающих на стадии ГРП зачастую и как самостоятельные объекты геологического изучения.

В качестве комплексного критерия, регламентирующего минимальный объем программы геологического изучения - с одной стороны – и ее предельный уровень (который, по сути, определяет максимальную глубину изучения ресурсного потенциала, определяемую как соотношение объема подготовленных к освоению запасов к первоначальной оценке начальных суммарных ресурсов участка) - с другой, следует принять приведенную эффективность ГРП. Это эффективность, оцененная с учетом успешности поискового бурения. Данный показатель формируется исходя из условия, что гарантируется последующий рентабельный ввод в освоение всего объема запасов, приращенного по результатам проведенных ГРП.

Из этого вытекает необходимость максимально обоснованного подхода к формированию состава участков для включения их в программу и принципиальная значимость при оценке лицензионных участков корректного определения геолого-промысловых характеристик в пределах перспективных территорий (оцениваются по конкретным районам-аналогам, что позволяет составить достаточно надежные представления о строении перспективных месторождений – их многозалежности, фазовом составе, запасах и площадях нефтегазоносности, дебитах скважин и т. д.).

Все эти материалы необходимы для обоснования технологических схем разработки будущих месторождений и общей стратегии освоения районов (включающих, в том числе, и группы лицензионных участков), а также для выполнения детальных экономических расчетов.

Реализация подобного последовательного вовлечения в лицензирование перспективных объектов и территорий гарантирует их рациональный характер, и при корректном построении такой программы должны последовательно изменяться такие параметры, связанные с изученностью региона и района работ, как:

- объем последовательно вовлекаемых в лицензирование ресурсов нефти и газа;
- полнота (доля) ресурсов, переводимых в запасы (отдельно по видам и фазовому составу);
- собственно прирост запасов УВ (отдельно по видам и фазовому составу);
- эффективность ГРП по удельным и комплексным показателям.

При обнаружении противоречий в системе последовательного изменения рассматриваемых параметров необходимо итерационное исправление ошибок, то есть пересмотр выбора или нарезки участков.

Площадь перспективных территорий в пределах Ненецкого автономного округа составляет 115 тыс. км<sup>2</sup> (36 % от площади перспективных территорий ТПП). Всего за современный период недропользования в распределенный фонд недр было переведено 15% площади перспективных земель (16,8 тыс. км<sup>2</sup>). В распределенном фонде недр находится 31 месторождение (из них 24 нефтяных, 5 нефтегазоконденсатных, 1 газоконденсатное, 1 газонефтяное), при этом 16 месторождений разрабатываются, 4 – подготовлены к промышленному освоению и 11 находятся в разведке. Всего на месторождениях распределенного фонда недр сосредоточено 64 % извлекаемых запасов нефти категории С<sub>1</sub> и 54 % свободного газа. В нераспределенном фонде находится 1.6 млрд. т нефти (по НСР), и только 0.25 млрд. т сосредоточены на территориях поисковых лицензий.

Общее число действующих лицензий на территории Ненецкого АО в последние три года варьирует на уровне около 50 - 60 шт. Из них в последние годы на разведку и разработку выдано 23 лицензии, а на геологическое изучение и последующее освоение - 8 лицензий. Всего по действующим лицензиям на территории НАО работают более 20 предприятий - недропользователей (основные - ОАО «ЛУКОЙЛ» с дочерними и аффилированными предприятиями - 20 лицензий, включая 18 на разработку, ОАО НК «Роснефть» – 8 лицензий, включая 7 на геологическое изучение и добычу УВС, и ОАО «Севергазпром»).

Во ВНИГРИ для территории НАО (в рамках программы лицензирования по Северо-Западному региону в целом) разработана программа лицензирования на период 2006 - 2020 гг. [Основные положения..., 2005; Прищепа, 2005]. Эта программа, наряду с предложениями к программе воспроизводства запасов нефти и газа, принята Роснедра и МПР в качестве базы реализации «Основных положений программы Комплексного освоения углеводородного сырья северо-западного региона на период до 2020 г.».

Все объекты геологического изучения (участки недропользования и лицензирования), включенные в рассматриваемую программу, можно разделить на следующие группы: 1 - участки нераспределенного фонда, лицензированные с целью геологического изучения до начала действия данной программы; 2 - участки, включенные в перечень объектов пользования недрами, утвержденные МПР до начала действия данной программы; 3 - участки, предлагаемые к лицензированию в 2007 г., 4 – участки, предлагаемые к лицензированию в 2008 г., 5 – участки, предлагаемые к лицензированию в 2009 - 2010 гг. На период 2011 - 2020 гг. определены основные направления работ с размещением на них необходимых объемов ГРП.

К основным особенностям лицензирования в НАО можно отнести следующие:

- наличие большого числа месторождений нефти и газа в нераспределенном фонде;
- концентрация большинства эксплуатационных лицензий и межпромысловых нефтепроводов у ограниченного количества недропользователей (ОАО «Лукойл» и ОАО «Роснефть»);
- отсутствие геологоразведочных работ или проведение их в ограниченных объемах на участках геологического изучения независимых предприятий;
- резкое уменьшение изученности и перспектив, а также сокращение этажа нефтегазоносности при переходе от центральной (в основном, залицензированной) к периферийным частям (к западу и востоку);

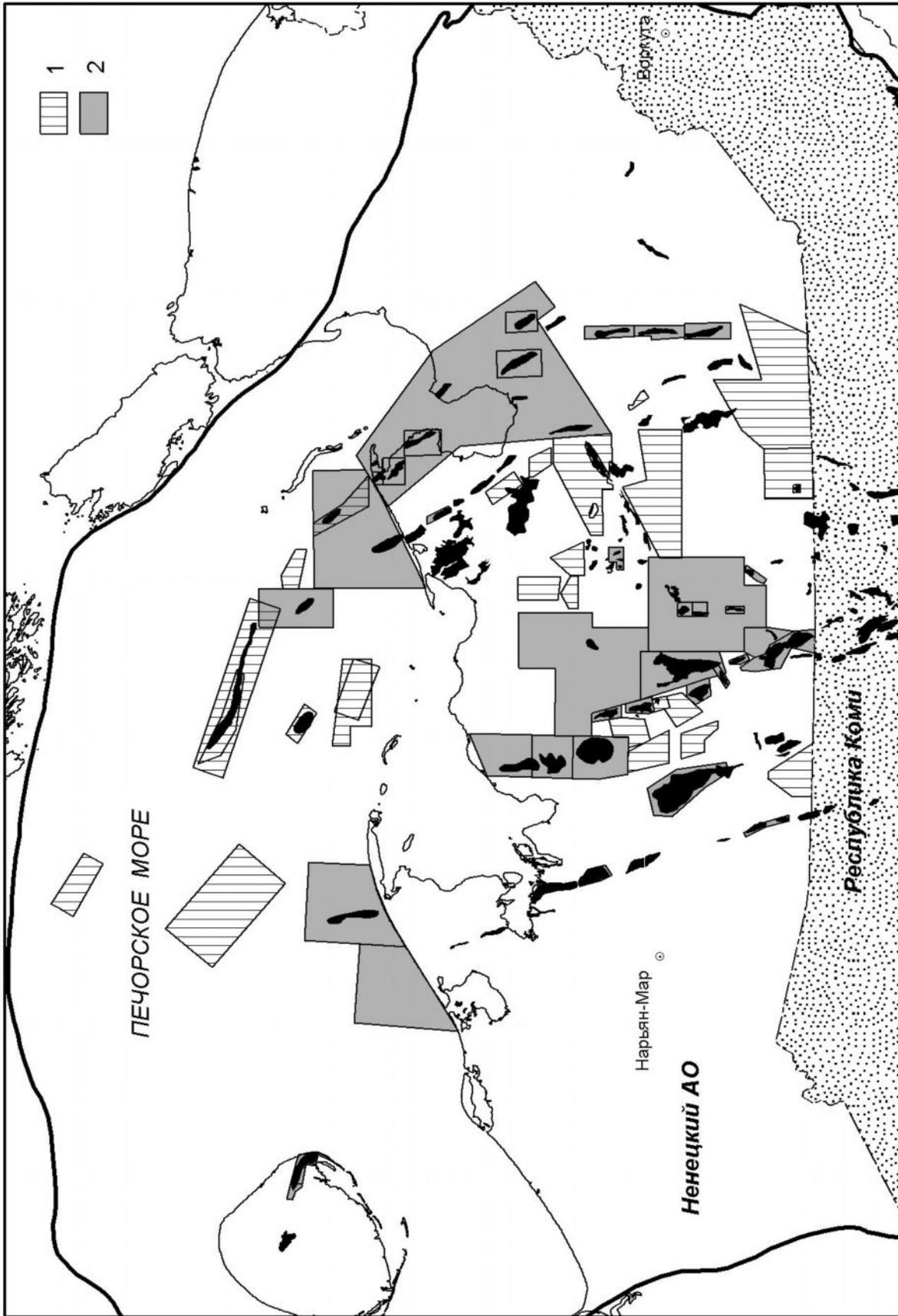
- тенденция изменения фазового состава перспективных объектов от нефтяных и смешанных к газовым и газоконденсатным как вдоль осей валов, так и от стабильных в тектоническом отношении районов к мобильным.

Эти специфические особенности необходимо учитывать при создании системы лицензирования и они (по возможности) были учтены в процессе разработки рассматриваемой программы.

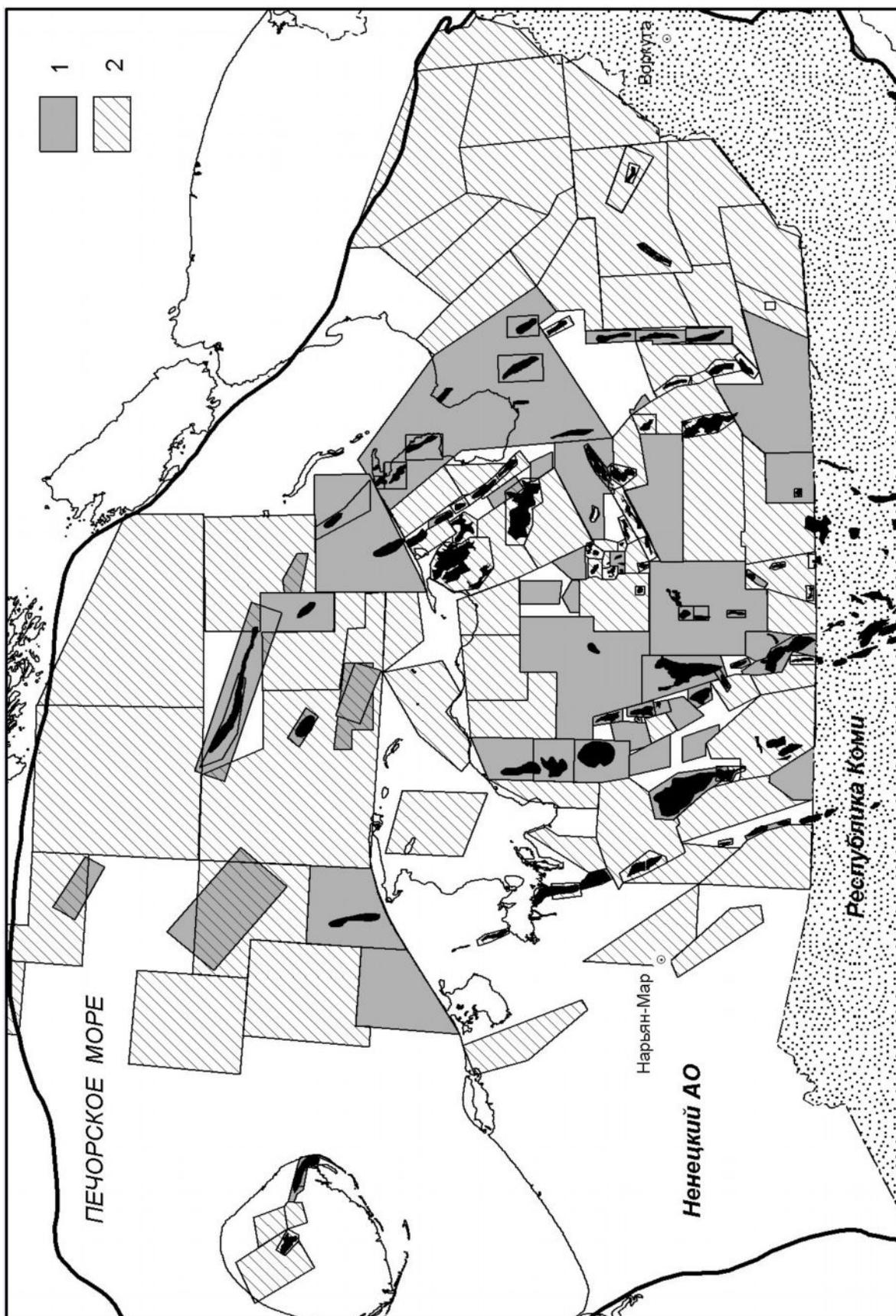
Для создания исходного каркаса на первом этапе предлагается провести аукционы на базовые нефтяные месторождения нераспределенного фонда, ввод которых определит развитие нефтетранспортной инфраструктуры и позволит сформировать систему взаимодействия при их освоении с ранее распределенными месторождениями региона. Это наиболее значимые месторождения Хорейверской впадины (им. А. Титова, им. Р. Требса, Северо-Хоседаюское, Западно-Хоседаюское, Висовое), месторождения центральной и южной частей вала Сорокина (Наульское, Лабаганское, Южно-Торавейское, Хосолтинское и Осовейское).

К первоочередным объектам лицензирования могут быть отнесены предложенные для аукционного распределения месторождения Центрально-Хорейверской группы. Все месторождения расположены компактно, разбиты на четыре блока (запасы блоков варьируют от 16 до 25 млн. т нефти) и при сегодняшних ценах оцениваются как высокоэффективные для освоения даже с учетом необходимости строительства нового нефтепровода до системы магистральных трубопроводов ОАО «Транснефть». К сожалению, проведение аукционов на эти блоки под разными предложениями тормозится уже несколько лет и из перечня участков, предполагаемых к проведению аукционов на 2006 г. (опубликованны Роснедра), они без объяснения причин исключены, что идет в явное противоречие с программой, разработанной и утвержденной этой же структурой.

С целью проведения геологического изучения, направленного на выявление единичных скоплений в новых зонах нефтегазонакопления, а также выявления новых залежей в ранее выявленных зонах нефтегазонакопления, в 2006 г. предлагалось включить в программу лицензирования 10 участков (они отличаются как степенью изученности, так и большой неоднозначностью в оценке ресурсной базы) и три мелких по величине запасов месторождения с извлекаемыми запасами нефти по категории  $ABC_1$  16,7 млн. т, категории  $C_2$  – 2,0 (рис. 1, 2).



Условные обозначения: 1 – нераспределенный фонд, 2 – распределенный фонд  
 Рис. 1. Состояние лицензирования на территории Ненецкого АО на 01.01.2006



Условные обозначения: 1 – действующие лицензии, 2 – участки, предлагаемые к лицензированию в 2006 - 2010 гг.  
 Рис. 2. Состояние лицензирования на территории Ненецкого АО с учетом предложений на 2006 - 2010 гг.

Наиболее крупным по величине извлекаемых запасов нефти (из предлагаемых месторождений) является Южно-Торавейское. Начальные суммарные ресурсы нефти по участкам, предлагаемым для геологического изучения составляют 57,0 млн. т, свободного газа – 57,8 млрд. м<sup>3</sup>.

В 2007 г. для лицензирования с целью геологического изучения будет предоставлено 9 участков, сосредоточенных в трех НГО: Печоро-Колвинской, Хорейверской, Варандей-Адзвинской и Малоземельско-Колгуевском НГР. Начальные суммарные ресурсы нефти по этим участкам составляют 119,7 млн. т, свободного газа – 13,8 млрд. м<sup>3</sup>, в том числе локализованные ресурсы нефти категории С<sub>3</sub> на подготовленных структурах составляют 15,5 млн. т, Д<sub>1</sub> на выявленных объектах – 9,9 млн. т. Из выделенных участков наиболее значительные объемы НСР нефти содержат Каминский (30,8 млн. т) и Весенний (29,7 млн. т).

Также предусмотрено включение 6 месторождений для проведения аукциона (3 из них на разведку и добычу). Из наиболее крупных месторождений, предлагаемых к включению в лицензирование в 2007 г., по величине извлекаемых запасов отличается расположенное в центральной части вала Сорокина Наульское (39 млн. т). Запасы нефти по месторождениям составляют по категории АВС<sub>1</sub> – 56,0 млн. т, по категории С<sub>2</sub> – 32,5 млн. т.

В 2008 г. для лицензирования с целью геологического изучения будет предоставлено 10 участков. Из выделенных участков наиболее значительные объемы НСР нефти содержат Колвинский (39,3 млн. т) и Садаггинский (27 млн. т). Начальные суммарные ресурсы нефти по этим участкам составляют 115,9 млн. т, свободного газа – 5,6 млрд. м<sup>3</sup>, в том числе локализованные (категории С<sub>3</sub>) – 5,6 млн. т нефти.

В 2008 г. на территории НАО предлагается включить в программу лицензирования 11 месторождений, находящихся в нераспределенном фонде недр. Таким образом, практически все выявленные на 01.01.2005 г. месторождения с запасами нефти будут вовлечены в освоение. Всего на месторождениях, предлагаемых к включению в программу лицензирования в 2008 г., извлекаемые запасы нефти категории С<sub>1</sub> составляют 41,0 млн. т, категории С<sub>2</sub> – 34,9 млн. т, газа категории С<sub>1</sub> – 0,2 млрд. м<sup>3</sup>, категории С<sub>2</sub> – 0,3 млрд. м<sup>3</sup>.

Из наиболее крупных месторождений, предлагаемых к включению в лицензирование в 2008 г., по величине извлекаемых запасов отличаются Лабаганское (23 млн. т) и Колвинское (6,5 млн. т).

На период 2009-2010 г. для лицензирования с целью геологического изучения будет представлено 11 участков. Из выделенных участков наиболее значительные объемы НСР

свободного газа содержат Янгарейский (36,1 млрд. м<sup>3</sup>) и Сярнаюский (28,9 млрд. м<sup>3</sup>); нефти – Сизимшорский (25,2 млн. т). Всего по участкам 2009 - 2010 гг. НСР нефти составят 69,6 млн. т, свободного газа 167,1 млрд. м<sup>3</sup>.

Также на период 2009 - 2010 гг. предлагается включить в программу лицензирования семь месторождений с извлекаемыми запасами нефти категории С<sub>1</sub> – 16,2 млн. т, категории С<sub>2</sub> – 8,3 млн. т; газа категории С<sub>1</sub> – 223,5 млрд. м<sup>3</sup>, категории С<sub>2</sub> – 10,5 млрд. м<sup>3</sup>.

*Из наиболее крупных месторождений, предлагаемых к включению в лицензирование в 2009 - 2010 гг. с целью разведки и добычи, по величине извлекаемых запасов отличаются три газоконденсатных компактно расположенных на Шапкина–Юрьяхинском валу: Кумжинское (94 млрд. м<sup>3</sup>), Ванейвиское (85 млрд. м<sup>3</sup>), Коровинское (40,8 млрд. м<sup>3</sup>). На остальных месторождениях требуется проведение дополнительных геологоразведочных работ для вовлечения их в освоение.*

Всего на территории Ненецкого АО на период 2006 - 10 гг. предлагается включить в программу лицензирования 42 месторождения нераспределенного фонда недр с суммарными извлекаемыми запасами нефти по категориям АВС<sub>1</sub> – 297,8 млн. т, свободного газа – 223,7 млрд. м<sup>3</sup>, категории С<sub>2</sub> – соответственно, 145,6 млн. т и 10,8 млрд. м<sup>3</sup>.

Последовательное вовлечение в лицензирование и реализация необходимых объемов геологоразведочных работ в пределах участков позволяют надеяться на реализацию программы воспроизводства на территории НАО (рис. 3).

Анализ показывает, что по мере смещения акцентов в лицензировании от участков, оцениваемых как высокоперспективные (по плотности ресурсов) к участкам со средними и неясными перспективами возрастает объем вовлеченных в освоение ресурсов УВ, необходимых для получения сопоставимых результатов ГРП, и падает эффективность работ (рис. 4 - 8). То же самое можно сказать и об универсальной критерии - полноте перевода ресурсов нефти и газа в запасы.

При варианте высокой эффективности геологоразведочных работ на территории Ненецкого АО все тенденции сохраняются, хотя для выполнения программы воспроизводства запасов не потребуется лицензирования периферийных перспективных участков НАО до 2010 г.

В качестве критериев, определяющих инвестиционную привлекательность, и как следствие - очередность вовлечения, а также, соответственно, возможности аукционной формы предоставления участка в пользование, кроме собственно богатства недр (оценки ресурсов УВ) используются характеристики эффективности геологоразведочных работ и

эффективности освоения, представленные, в свою очередь, набором стандартных экономических показателей.



Рис. 3. Изменение площадей участков, вовлеченных в лицензирование в Ненецком АО

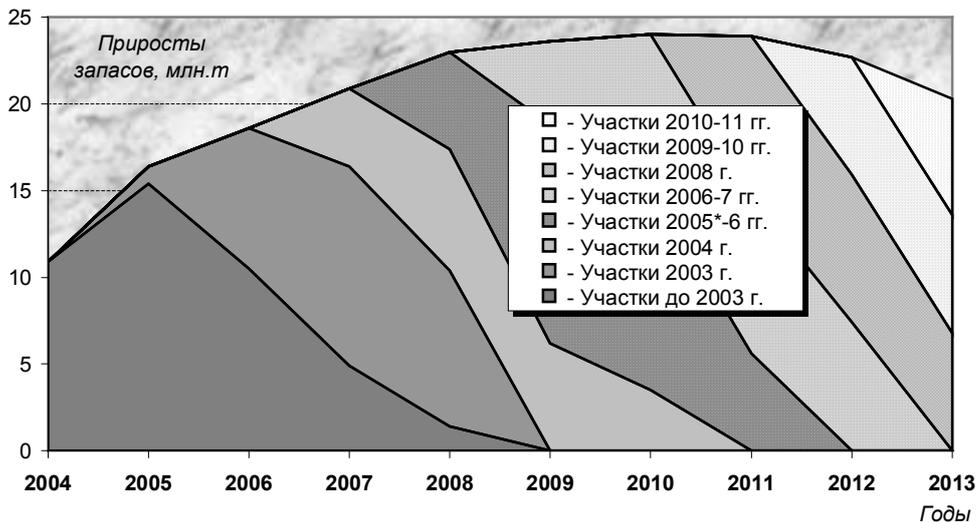
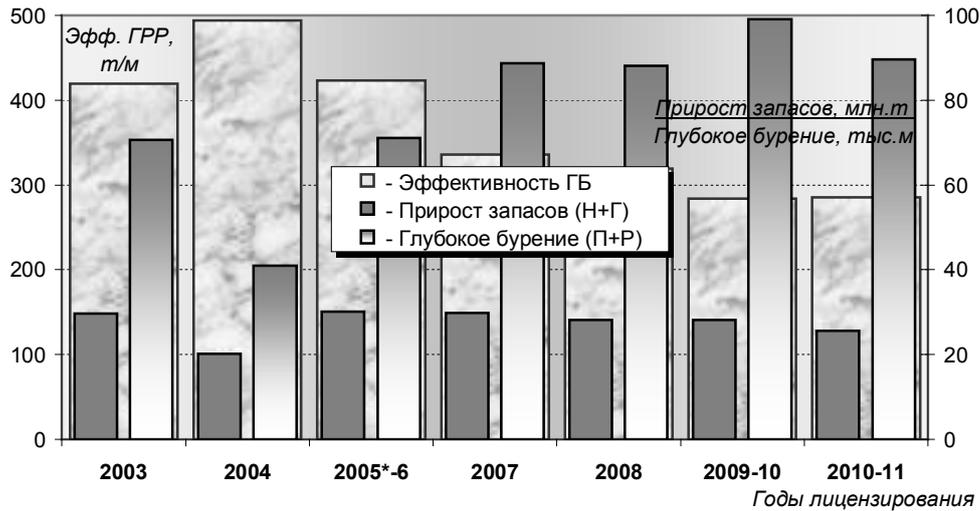


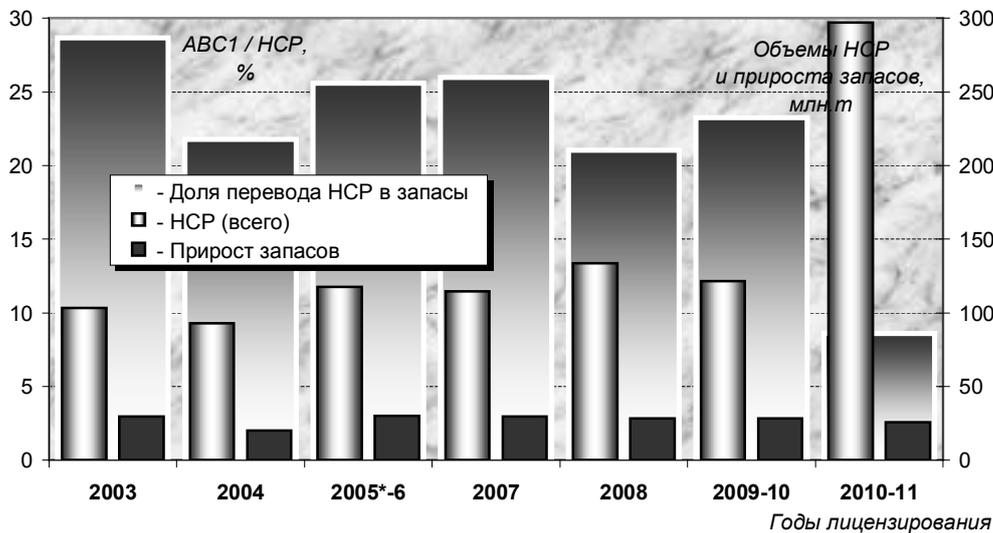
Рис. 4. Планируемый прирост запасов УВ по участкам НАО разных лет лицензирования (вариант высокой эффективности ГРП)

Для их оценки в Северо-Западном регионе, включая Ненецкий АО, на основе методических разработок ВНИГРИ выполнена геолого-экономическая оценка ресурсов нефти и газа нераспределенного фонда недр Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Калининградской области [Основные положения..., 2005].

При реализации рассмотренной программы лицензирования по Ненецкому АО площадь распределенного фонда будет закономерно увеличиваться (от 15,2 % в 2005 г. до 32,2 – в 2020 г.). Та же тенденция намечается и с площадью участков, лицензированных с целью геологического изучения.



**Рис. 5. Динамика эффективности (прогнозной) при ГРП на новых участках лицензирования Ненецкого АО (вариант высокой эффективности ГРП)**

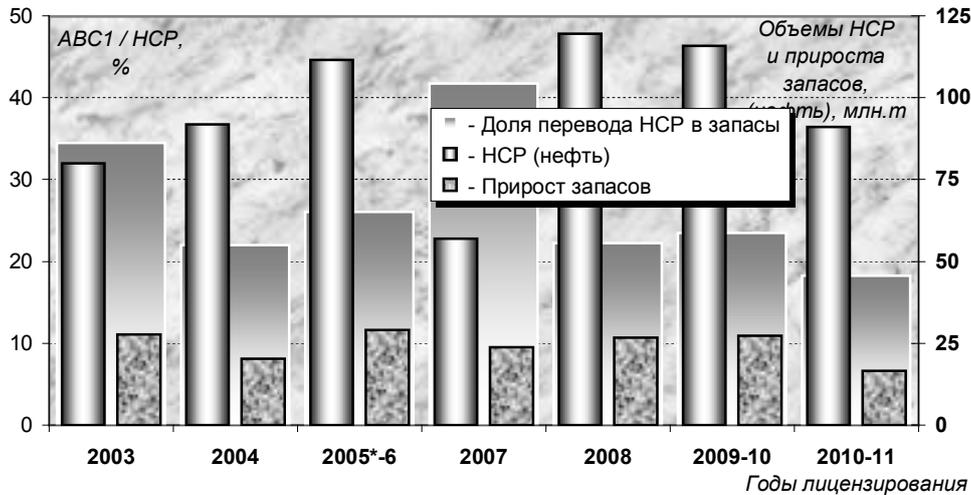


**Рис. 6. Полнота перевода ресурсов нефти и газа в запасы на участках лицензирования Ненецкого АО (вариант высокой эффективности ГРП)**

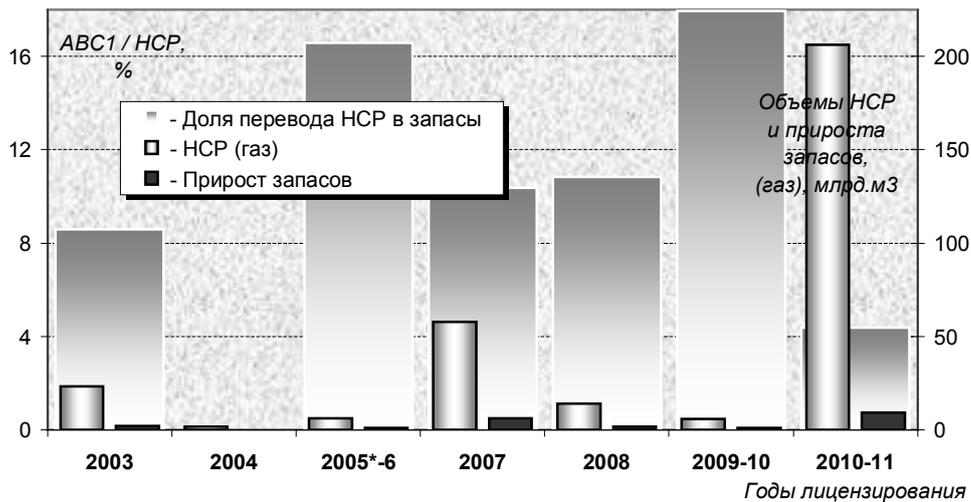
Изменение текущих запасов нефти и газа в период 2006 - 2020 гг. будет происходить как в результате добычи (разработки), так и в результате перевода части запасов из категории  $C_2$  в  $C_1$  и выпадения из баланса запасов (в следствие неподтверждения) части  $C_2$  в результате доразведки месторождений а также за счет новых приростов запасов на объектах распределенного и нераспределенного фондов.

В целом при реализации предложенной модели лицензирования и проведения ГРП до 2016 г. извлекаемые запасы нефти категории  $C_1$  в пределах Ненецкого АО будут оставаться на стабильном и близком к современному уровню (за счет опережения подготовки запасов по сравнению с добычей) и достигнут максимума (850,2 млн. т) в 2009 г. Затем (в связи с резко

растущей добычей нефти) они начнут убывать (до 817,8 млн. т к 2016 г. и до 753 млн. т – к 2021 г.). Эта тенденция продолжится и в дальнейшем.



**Рис. 7. Полнота перевода ресурсов нефти в запасы на участках лицензирования Ненецкого АО (вариант высокой эффективности ГРП)**



**Рис. 8. Полнота перевода ресурсов газа в запасы на участках лицензирования ненецкого АО (вариант высокой эффективности ГРП)**

На распределенном фонде максимальная величина запасов нефти категории  $C_1$  также будет достигнута в 2009г. (816,3 млн. т), когда будут залицензированы все основные месторождения с разведанными запасами нефти. Соответственно, запасы месторождений нераспределенного фонда недр будут закономерно уменьшаться и достигнут минимума к 2009 г. (34 млн. т).

Величина предварительно оцененных запасов нефти категории  $C_2$  будет постоянно сокращаться и составит к 2016 г. 401 млн. т.

Запасы свободного газа категории  $C_1$  в пределах Ненецкого АО достигнут максимума в 2016 г. (493,6 млрд. м<sup>3</sup>), а затем (после 2016 г.) они начнут убывать до 479,1 млрд. м<sup>3</sup> в 2020 г. Эта тенденция продолжится и в дальнейшем.

На распределенном фонде максимальная величина запасов газа категории  $C_1$  будет достигнута в 2011 г. и составит 484,5 млрд. м<sup>3</sup>, когда будут залицензированы все основные месторождения с разведанными запасами газа. Соответственно, запасы газа месторождений нераспределенного фонда недр будут закономерно уменьшаться и достигнут минимума также в 2011 г. (примерно 3 млрд. м<sup>3</sup>).

Величина предварительно оцененных запасов газа категории  $C_2$  будет изменяться незначительно. По состоянию на 01.01.2005 г. запасы свободного газа категории  $C_2$  составляли 40,2 млрд. м<sup>3</sup>, на 01.01.2021 г. они достигнут, согласно нашим оценкам, 48 млрд. м<sup>3</sup>.

Разведанность запасов нефти (с учетом накопленной добычи и запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$ ) увеличится с 52 до 60 %, а сам регион будет относиться к хорошо изученным. Разведанность запасов газа (с учетом накопленной добычи и запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$ ) увеличится с 51,3 до 56,1 %.

Изменение величины текущих ресурсов нефти и газа в период 2005 - 2020 гг. будет происходить как в результате неподтверждения части  $C_2$  по результатам доразведки месторождений, так и за счет новых открытий на объектах распределенного и нераспределенного фондов.

Изменение запасов газа ограничится исключительно перераспределением между фондами, то есть при передаче месторождений с ранее разведанными запасами газа в распределенный фонд.

В процессе реализации программы лицензирования и геологического изучения остаточные прогнозные ресурсы нефти, составляющие на 01.01.2005 г. 1294,5 млн. т, будут уменьшаться начиная с 2008 г. и составят к 2021 г. 1102,7 млн. т. Прогнозные ресурсы газа будут также уменьшаться и составят по состоянию на 01.01.2021 г. 450,5 млн. м<sup>3</sup>, тогда как на 01.01.2005 г. они оценивались в 500,2 млрд. м<sup>3</sup>.

Локализованные ресурсы категории  $C_3$  на подготовленных и выявленных объектах в структуре ресурсов будут составлять 23 % по нефти и 22 % - по газу, что позволяет надеяться на поддержание добычи нефти и газа и в дальнейшем - после 2020 г.

В соответствии с программой воспроизводства и основываясь на физических и стоимостных показателях геологоразведочных работ, принятых в ней, можно оценить

объемы финансирования, необходимые для проведения ГРП, обеспечивающих прирост запасов углеводородного сырья, достаточный для компенсации добычи.

Объем финансирования по Ненецкому АО в 2006 - 2020 гг. из всех источников должен составить 84,4 млрд. руб., в том числе финансирование из федерального бюджета и бюджетов субъекта составит около 10 % или 8,44 млрд. руб.

Одним из важнейших вопросов, который должен быть решен на законодательном уровне, является вопрос совершенствования лицензирования как механизма достижения целей государства по обеспечению своевременной подготовки и передачи запасов углеводородов в освоение. Эта проблема в последние годы обсуждается на разных уровнях и разработано много предложений по ее совершенствованию [Методология и практика..., 2000; Основные положения..., 2005; Прищеп, 2005; Сирьк, 2005 и др.]. Необходимо принятие действенных и эффективных законодательных актов, регламентирующих эту сторону процесса недропользования. Существующее положение дел, и тем более постоянное «изменение правил игры», наблюдающееся в настоящее время, далеко не способствуют проведению целенаправленной и понятной инвесторам политики в области недропользования, толкает ее к стагнации и даже деградации.

И в этих условиях любая, даже самая совершенная и глубоко проработанная программа лицензирования, может так и остаться никому не нужным документом, а решение проблем нефтегазового комплекса будет происходить по принципу броуновского движения или так горячо отстаиваемому компаниями «заявительному» принципу. Учитывая специфику этой области хозяйства, ее доминирующую роль в экономике страны, допустить подобного нельзя и следует незамедлительно принять необходимые меры в сфере упорядочивания лицензионной политики.

Решение рассмотренных задач в соответствии с разработанными и предлагаемыми подходами именно с системных позиций позволяет надеяться на то, что реализация такой программы может стать основой формирования Программы развития нефтегазового комплекса Северо-Западного региона России.

### **Литература**

*Боровинских А.П.* Минерально-сырьевая база Республики Коми: состояние, проблемы и инвестиционные перспективы геологического изучения недр // Топливо-энергетический комплекс России: региональные аспекты: Докл. на Форуме. СПб.: ВНИГРИ, 2002.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата. М.: ВНИГНИ, 2000, 189с.

Методология и практика геолого-экономической оценки краевых систем древних платформ (на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) / Л.З. Аминов, М.Д. Белонин, В.И. Богацкий и др. СПб.: ВНИГРИ, 2000, 311 с.

Основные положения Программы комплексного освоения ресурсов углеводородного сырья Северо-Западного региона России до 2020 г. / Под ред. М.Д. Белонина, О.М. Прищепы. СПб.: ВНИГРИ, 2005, 276 с.

*Прищепа О.М.* Методология и практика воспроизводства запасов нефти и газа (северо-западный регион) в современных условиях. СПб.: Недра, 2005, 492 с.

*Сирьк С.И.* Методологические основы формирования эффективной системы регионального недропользования в нефтегазовом секторе. СПб.: Недра, 2005, 388 с.