

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЕ И КРИТЕРИИ ИХ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ

Д.В. Миляев*, А.Д. Савельева

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (АО «СНИИГГиМС»), Новосибирск, Россия

Актуальность исследования обусловлена сокращением количества нераспределенных перспективных участков недр Восточной Сибири и потребностью в осуществлении геологического и экономического анализа остальных потенциально привлекательных территорий.

Цель работы. Оценка ресурсного потенциала и выделение новых перспективных лицензионных блоков в Восточной Сибири на основе геологических и экономических критериев.

Методы и инструменты исследования. Для экономического анализа ресурсов, оценки эффективности и рисков изучения и освоения недр, использовались результаты регионального геолого-геофизического моделирования и экономического исследования, выполненного специалистами АО «СНИИГГиМС». Геолого-экономическая оценка каждой потенциальной залежи была проведена на авторском автоматизированном комплексе GeoProfi. При составлении экспертного прогноза авторами применялся вероятностный анализ и метод дисконтирования денежных потоков.

Результаты. Проведен комплексный обзор современного состояния и перспектив освоения нефтегазоносных недр Сибирской платформы в пределах Красноярского края, Иркутской области и Республики Саха (Якутия). Рассмотрены нефтегазоносные зоны первоочередного геологического изучения. Для выбранных территорий проведена геолого-экономическая оценка, построены карты плотности дохода и плотности извлекаемых рентабельных ресурсов. Вычислены критические значения параметров, обуславливающих нерентабельность отдельных объектов. Посредством совместного рассмотрения экономических и вероятностной карт выбраны наиболее перспективные для освоения участки недр.

Ключевые слова: нефть, газ, запасы, ресурсы, Восточная Сибирь, Сибирская платформа, геологоразведочные работы, добыча, участок недр, нефтегазоносная зона, критические параметры, чистый дисконтированный доход, анализ рисков, экономическая оценка, эффективность

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.2.1>

Для цитирования: Миляев Д.В., Савельева А.Д. Перспективные объекты геологоразведочных работ на Сибирской платформе и критерии их рентабельности. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 2. С. 88-96. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.2.1>

Восточносибирское направление является важнейшим для развития нефтегазового комплекса страны. Высокие темпы освоения подтверждают эффективность разработки месторождений, обуславливают необходимость выделения новых объектов поисковых работ. Поскольку наиболее изученные и перспективные участки недр уже распределены, возникает задача углубленного геологического и экономического анализа остальных территорий, потенциально привлекательных для недропользователей (Старосельцев, 2015).

Проблема выделения новых перспективных лицензионных блоков в Восточной Сибири стала основной в исследовании, освещенном в данной статье. Для детального экономического анализа ресурсов и оценки эффективности и рисков изучения и освоения недр, авторы статьи использовали результаты регионального геолого-геофизического моделирования и экономического исследования, выполненного АО «СНИИГГиМС» в 2016 году.

Состояние освоения

С 2005 года территория южной части Сибирской платформы из сырьевого резерва России превратилась в новый быстроразвивающийся регион нефтегазодобычи:

количество действующих лицензий увеличилось почти в четыре раза, открыто более 40 месторождений углеводородов, ежегодно выполняется около 20 тыс. км сейсмических маршрутов, бурится около 100 тыс. пог. м глубоких поисковых скважин. Введена в эксплуатацию нефтепроводная система «Восточная Сибирь – Тихий Океан», что позволило нарастить годовую добычу нефти в регионе до 45,9 млн т в 2016 году с перспективой выхода на 80 млн т/год. В январе 2017 года окончено строительство нефтепровода от Юрубчено-Куюмбинской зоны – это увеличит загрузку магистрального экспортного нефтепровода ещё на 8,6 млн т/год. Ведутся работы по созданию газопровода «Сила Сибири», приближая появление в Восточной Сибири газовой отрасли с потенциалом добычи не менее 60 млрд м³ в год (ОАО «Газпром», 2014).

Проведение региональных геологоразведочных работ, лицензирование и мониторинг недропользования курирует Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, что позволяет коллективу авторов статьи представить комплексный обзор современного состояния и перспектив освоения восточносибирских недр.

В настоящее время общий объем извлекаемых запасов и ресурсов нефти Сибирской платформы оценивается в 15,8 млрд т (из них конденсата – 3,2 млрд т). В том числе: в Красноярском крае – 8,9 млрд т (из них конденсата – 2,1 млрд т), Иркутской области – 3,2 млрд т (из них

*Ответственный автор: Дмитрий Владимирович Миляев
E-mail: mdv@sniiggims.ru

конденсата – 0,5 млрд т) и Якутии – 3,7 млрд т (из них конденсата – 0,6 млрд т). Общий объем запасов нефти категорий А+В+С1 и С2 – 2,8 млрд т.

Аналогично по газу – 52,2 трлн м³, из них на территории Красноярского края находится 26,4 трлн м³, Иркутской области – 12,0 трлн м³, Якутии – 13,8 трлн м³. Запасы природного газа категорий А+В+С1 и С2 – 9,2 трлн м³ (Государственный баланс запасов полезных ископаемых РФ, 2016; Ефимов и др., 2017).

На Государственном балансе в Красноярском крае (в пределах Сибирской платформы) числится 29 месторождений (в т.ч. 10 с содержанием нефти). К крупным – с начальными извлекаемыми запасами более 30 млн т (или 30 млрд м³) – относятся 4 месторождения нефти (в них содержится 93% разведанных запасов нефти) и 8 месторождений газа (в них содержится 69% разведанных запасов газа). В Иркутской – 38 месторождений (в т.ч. 25 с содержанием нефти). Около 87% разведанных запасов нефти сосредоточены в 9 крупных месторождениях, 95% запасов газа – в 13. Аналогично для Республики Саха (Якутия) – 52 месторождения (в т.ч. 17 с содержанием нефти), из них четыре крупных нефтяных содержат 76% всех разведанных запасов и семь крупных газовых – 40%, соответственно.

Всего в течение 2005-2016 гг. было распределено 159 участков недр. Истекли, были отозваны или сданы недропользователями 68 лицензий. Часть участков с закончившимися лицензиями были распределены повторно (Ефимов и др., 2017).

С 2005-го года на геологоразведочные работы в регионе потрачено 320,6 млрд руб. За счет данного финансирования в среднем за год проводилось 18,5 тыс. пог. км сейморазведочных работ 2D, 6,9 тыс. км² сейморазведочных работ 3D, 3,7 тыс. м параметрического бурения, глубокого – 140 тыс. м. В результате выполненных мероприятий было локализовано 871,7 млн т прогнозных ресурсов нефти и 4194,3 млрд м³ газа. Прирост запасов нефти составил 96,4 млн т, газа – 123,9 млрд м³.

Геолого-экономическое моделирование

Для определения перспективных объектов геологического изучения в АО «СНИИГГиМС» ведется планомерная деятельность по обобщению результатов полевых работ, их интеграции в рамках баз данных и геолого-экономическому анализу. В частности, в 2016 году завершён очередной этап этой фундаментальной работы: сформирован сейсмический проект общим объёмом порядка 34 тыс. пог. км разрезов с привязкой к 150 наиболее представительным скважинам, на региональном уровне прослежены основные сейсмические горизонты, подготовлен комплект карт и схем, позволяющий осуществлять моделирование процесса развития сибирского нефтегазоносного бассейна.

В рамках геолого-экономического исследования оценивались следующие нефтегазоносные области (НГО):

- Ангаро-Ленская;
- Байкитская;
- Катангская;
- Непско-Ботуобинская;
- Нижнеангарский СНГР;
- Присяно-Енисейская;

- Северо-Тунгусская;
- Южно-Тунгусская.

Ресурсы нефти, газа и конденсата дифференцировались по нефтегазоносным комплексам, типам флюидов, типам ловушек и классам крупности. Единичным (локальным) объектом геолого-экономической оценки принималась типовая прогнозируемая залежь. Предполагалось, что залежь потенциально может быть открыта в результате комплекса ГРП и в дальнейшем стать самостоятельным объектом разработки.

Таким образом были смоделированы 91 нефтяная и 104 газовые типовые залежи, а общее количество прогнозируемых объектов составило 3360 и 4500 с преобладанием соответственно нефтяной или газовой части. Параметры типовых залежей (объем и плотность запасов, тип ловушки, тип коллектора, тип флюида, фильтрационные свойства, глубина залегания и пр.) принимались в соответствии с утвержденным нефтегазогеологическим районированием и количественной оценкой ресурсов. При прогнозе исходных геологических характеристик использовался метод аналогий, метод средних значений и экспертная оценка, а также сочетание этих подходов.

Прогноз затрат на подготовку и освоение запасов проводился с использованием нормативов, полученных из отчетных данных о сметной стоимости работ по геологоразведочным организациям за 2015-2016 гг., которые вели работы на смежных участках. Капиталовложения в освоение объектов вычислялись на основе расчётных показателей процесса добычи (объемов бурения, фонда скважин, промышленного оборудования и пр.) и удельных нормативов по каждому виду работ. Соответствующие исходные данные получены посредством проведения аналогий с разрабатываемыми месторождениями, информация по которым приведена в технологических схемах, ТЭО КИН, проектах разработки, отчётах по добыче за 2015-2016 гг.

Прогноз динамики чистых денежных потоков (ЧДД) и показателей экономической эффективности проводился при цене нефти 45 долл./барр. и обменном курсе 65 руб./долл. Норматив дисконтирования принимался равным 10% с учётом особенностей реализации проектов по эксплуатации нефтегазовых месторождений (премия за риск) и установленной на период расчета ставке рефинансирования, принимая внимание, что расчёт проводится без учета инфляции.

Геолого-экономическая оценка каждой потенциальной залежи была проведена на авторском автоматизированном комплексе GeoProfi согласно алгоритму, представленному на рисунке 1. По имеющимся геологическим и географическим характеристикам были смоделированы динамики поисковых и разведочных работ, добычи нефти и/или газа, а также определены экономические показатели (рентабельность, срок окупаемости, динамика необходимых инвестиций, динамика налоговых отчислений, динамика ЧДД и т. д.), характеризующие инвестиционную привлекательность разработки изучаемого объекта (Варламов, Герт, Мильяев и др., 2015).

Наибольший интерес представляют доли рентабельных залежей и потенциальный доход от их освоения, вычисленные для каждого нефтегазоносного комплекса и класса крупности (Табл. 1, 2). Эта информация



Рис. 1. Алгоритм проведения геолого-экономической оценки

характеризует наиболее перспективные направления для постановки поисковых работ:

- вендский (V) нефтегазоносный комплекс в пределах Байкинской, Катангской, Непско-Ботуобинской и Южно-Тунгусской нефтегазоносных областей;
- кембрийский (Э) комплекс в Непско-Ботуобинской, Байкинской, Катангской, Ангаро-Ленской, Южно-Тунгусской и Северо-Тунгусской НГО;
- рифей (R) в Байкинской и Катангской НГО;
- ордовик и девон (O-D) в Северо-Тунгусской и, в меньшей степени, Катангской НГО (АО «СНИИГТиМС», 2016-2017).

Анализ рисков

Неопределённость, в условиях которой приходится работать нефтегазовым компаниям, чрезвычайно

высока для новых малоосвоенных территорий. Источниками рисков могут быть различные факторы: геологические, экономические, инфраструктурные или политические. Поэтому на этапе, предшествующем принятию инвестиционных решений, возникает необходимость проведения анализа рисков, которые могут стать причиной потери потенциального дохода (Миляев, 2007).

В рамках исследования были определены индивидуальные для каждого рассматриваемого объекта критические (пороговые) значения параметров поисковых объектов, при которых освоение становится экономически не эффективным (АО «СНИИГТиМС», 2016-2017). Можно сделать общий вывод,

что с вероятностью 80% рентабельная нефтяная залежь в Восточной Сибири имеет плотность запасов не менее 3 тыс. т/км², залегают на глубине менее 3650 м и имеет начальный дебит скважин не ниже 11 т/сут; аналогично рентабельная газовая залежь – плотность запасов не менее 10 млн м³/км², глубину не ниже 3650 м и начальный дебит более 21 м³/сут.

В таблицах 3 и 4 перечислены нерентабельные объекты и выделены характеристики, которые послужили причиной отрицательного ЧДД. Нерентабельными оказались:

- нефтяные залежи крупностью до 10 млн т, как правило, вследствие низкого начального дебита и больших глубин, а также в определённой степени из-за низкой плотности ресурсов на поисковом этапе работ;
- газовые залежи, приуроченные к рифейскому комплексу и поэтому расположенные на больших глубинах

| НГО | | Ангаро-Ленская | Байкинская | Катангская | Непско-Ботуобинская | Нижнеангарский СНГР | Присяжно-Енисейская | Северо-Тунгусская | Южно-Тунгусская |
|-----|-----------------|----------------|------------|------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------|-----------------|
| НГК | Класс крупности | | | | | | | | |
| R | <1 | | | | | | | | |
| | 1-3 | | | | | | | | |
| | 3-10 | | | | | | | | |
| | 10-30 | | | | | | | | |
| V | 30-100 | | | | | | | | |
| | <1 | | | | | | | | |
| | 1-3 | | | | | | | | |
| | 3-10 | | | | | | | | |
| Э | 10-30 | | | | | | | | |
| | 30-100 | | | | | | | | |
| | 100-300 | | | | | | | | |
| | <1 | | | | | | | | |
| O-D | 1-3 | | | | | | | | |
| | 3-10 | | | | | | | | |
| | 10-30 | | | | | | | | |
| | 30-100 | | | | | | | | |
| O-D | 100-300 | | | | | | | | |
| | 100-300 | | | | | | | | |
| | >300 | | | | | | | | |

- меньше или равен 0 долл. /барр.
 - от 0 до 1 долл. /барр.
 - от 1 до 4 долл. /барр.
 - более 4 долл. /барр.

Табл. 1. Распределение прогнозируемого удельного дохода от освоения преимущественно нефтяных залежей

| НГО | | Ангаро-Ленская | Байкитская | Катангская | Непско-Ботубинская | Нижнеангарский СНГР | Присяяно-Енисейская | Северо-Тунгусская | Южно-Тунгусская |
|-----|-----------------|----------------|------------|------------|--------------------|---------------------|---------------------|-------------------|-----------------|
| НГК | Класс крупности | | | | | | | | |
| R | 1-3 | | | | | | | | |
| | 3-10 | | | | | | | | |
| | 10-30 | | | | | | | | |
| | 30-100 | | | | | | | | |
| | 100-500 | | | | | | | | |
| V | 1-3 | | | | | | | | |
| | 3-10 | | | | | | | | |
| | 10-30 | | | | | | | | |
| | 30-100 | | | | | | | | |
| | 100-500 | | | | | | | | |
| Э | 1-3 | | | | | | | | |
| | 3-10 | | | | | | | | |
| | 10-30 | | | | | | | | |
| | 30-100 | | | | | | | | |
| | 100-500 | | | | | | | | |
| O-D | 1-3 | | | | | | | | |
| | 3-10 | | | | | | | | |
| | 10-30 | | | | | | | | |
| | 30-100 | | | | | | | | |
| | 100-500 | | | | | | | | |

| | | | | | | | |
|--|--|--|---------------------------------------|--|---------------------------------------|--|-------------------------------------|
| | - меньше или равен 0 долл. /1000м ³ | | - от 0 до 1 долл. /1000м ³ | | - от 1 до 4 долл. /1000м ³ | | - более 4 долл. /1000м ³ |
|--|--|--|---------------------------------------|--|---------------------------------------|--|-------------------------------------|

Табл. 2. Распределение прогнозируемого удельного дохода от освоения преимущественно газовых залежей

(до 6000 м), а также, в ряде случаев, газовые залежи вендского комплекса, опять же из-за глубин и, кроме того, низкой плотности ресурсов.

Нерентабельность газоконденсатных объектов Ангаро-Ленской и Катангской НГО связана с необходимостью строительства газопровода-подключения большой протяженности, что усугубляется негибкостью налоговой системы, которая не учитывает факт несения компанией издержек такого масштаба (Табл. 5).

На данном этапе не существует проектов строительства магистральных нефтепроводов и газопроводов (НП и ГП), проходящих через Катангскую, Северо-Тунгусскую и Южно-Тунгусскую НГО. Фактически, освоение большинства перспективных участков этих областей в текущих реалиях невозможно. Экспресс-оценка показала, что стоимости строительства необходимых магистральных НП и ГП составляют от 5% до 31% от совокупного ЧДД, который может быть получен от освоения ресурсов соответствующей нефтегазоносной области. Следовательно, в перспективе вероятно появление систем транспортировки сырья из этих территорий.

| НГО | НГК | Крупность | Начальный дебит скважин т/сут. | Плотность ресурсов, тыс. т/км ² | Плотность запасов, тыс. т/км ² | Глубина эксплуатационных скважин, м |
|-------------------------------|-----|-----------|--------------------------------|--|---|-------------------------------------|
| <i>Условия рентабельности</i> | | | >11 | >0,36 | >3 | <3650 |
| Ангаро-Ленская | V | 3-10 | 10,0 | 0,373 | 10,00 | 3100 |
| Нижнеангарский | R | <3 | 10,0 | 0,702 | 90,00 | 3900 |
| | V | <10 | 10,0 | 3,348 | 35,00 | 3300 |
| Присяяно-Енисейская | R | <1 | 10,0 | 0,015 | 100,00 | 6000 |
| | V | <10 | 10,0 | 0,323 | 50,00 | 4500 |
| | Э | <10 | 10,0 | 0,353 | 90,00 | 3700 |
| Северо-Тунгусская | R | <10 | 10,0 | 0,188 | 90,00 | 6000 |
| | V | <10 | 10,0 | 0,346 | 100,00 | 5500 |
| Южно-Тунгусская | O-D | <3 | 10,0 | 0,183 | 2,00 | 2200 |
| | V | <1 | 45,0 | 0,107 | 100,00 | 4000 |

Табл. 3. Нерентабельные нефтяные объекты и значения критических параметров

| НГО | НГК | Крупность | Начальный дебит скважин, тыс. м ³ /сут. | Плотность ресурсов, млн м ³ /км ² | Плотность запасов, млн м ³ /км ² | Глубина эксплуатационных скважин, м |
|-------------------------------|-----|-----------|--|---|--|-------------------------------------|
| <i>Условия рентабельности</i> | | | >21 | >2,2 | >10 | <3650 |
| Ангаро-Ленская | V | 1-3 | 100,0 | 15,67 | 27,00 | 3100 |
| Катангская | R | <100 | 50,0 | 3,426 | 60,00 | 2950 |
| Нижнеангарский | R | <10 | 100,0 | 3,348 | 100,00 | 3900 |
| Присяяно-Енисейская | R | <500 | 16,0 | 0,724 | 50,00 | 6000 |
| | V | <30 | 200,0 | 6,204 | 100,00 | 4500 |
| | Э | 1-3 | 320,0 | 1,969 | 100,00 | 3700 |
| Северо-Тунгусская | R | <500 | 300,7 | 3,885 | 60,00 | 6000 |
| | V | <100 | 50,0 | 1,426 | 100,00 | 5500 |
| Южно-Тунгусская | O-D | <30 | 60,0 | 0,758 | 8,00 | 2200 |
| | R | <30 | 20,0 | 8,457 | 85,00 | 4150 |
| | V | <100 | 50,0 | 2,121 | 100,00 | 4000 |

Табл. 4. Нерентабельные газоконденсатные объекты и значения критических параметров

| НГО | НГК | Крупность, млн т. | Расстояние до системы транспортировки сырья, км | Кап. затраты на инфраструктуру, млн долл. | Удельный ЧДД до уплаты налогов, долл./т (долл./1000м ³) | Располагаемый удельный ЧДД после уплаты налогов, долл./т (долл./1000м ³) |
|---------------------|-----|-------------------|---|---|---|--|
| Ангаро-Ленская | V | 3-10 | 68 | 4,39 | 15,36 | -5,14 |
| Катангская | R | 1-3 | 54 | 8,35 | 11,29 | -13,83 |
| | R | 3-10 | 54 | 11,55 | 14,79 | -7,91 |
| | R | 10-30 | 54 | 14,10 | 14,67 | -6,19 |
| | R | 30-100 | 54 | 19,92 | 15,81 | -1,24 |
| Присяяно-Енисейская | V | 1-3 | 58 | 10,81 | 7,29 | -14,22 |
| | V | 3-10 | 58 | 12,40 | 17,98 | -1,50 |
| | V | 10-30 | 58 | 15,15 | 17,85 | -0,17 |
| | Э | 1-3 | 58 | 10,81 | 9,61 | -10,71 |
| Северо-Тунгусская | R | 3-10 | 94 | 17,22 | 10,31 | -10,56 |
| | R | 10-30 | 94 | 21,03 | 13,39 | -4,83 |
| | R | 30-100 | 94 | 36,01 | 14,51 | -1,13 |
| | R | 100-500 | 94 | 77,50 | 16,38 | -0,29 |
| | V | 30-100 | 94 | 29,71 | 3,64 | -14,47 |
| Южно-Тунгусская | O-D | 1-3 | 58 | 8,07 | 18,25 | -3,44 |
| | O-D | 3-10 | 58 | 10,34 | 17,69 | -2,65 |
| | O-D | 10-30 | 58 | 12,98 | 13,97 | -4,85 |

Табл. 5. Влияние удалённости объекта от системы транспортировки сырья на ожидаемый доход

Итоговые оценки

Экспертами АО «СНИИГГиМС» составлен прогноз пятнадцатилетнего изучения нефтегазоносных зон, в том числе потенциально возможных открытий за этот период и необходимых геологоразведочных работ.

В таблице 6 представлены основные параметры геолого-экономической оценки объекта: количество и запасы рентабельных залежей, потенциальная добыча, затраты, калькуляция которых на весь период расчётов выполняется в постоянных ценах (без применения дефляторов) и

| НГО | Прогнозируемые залежи, шт | Рентабельные залежи, шт | Запасы рентабельных залежей | | Накопленная добыча | | Удельные затраты недропользователей, долл./т УУВ | | | | Чистый дисконтированный доход, млн долл. |
|----------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|--------------------|--------------------------------------|--|-------|------|-------|--|
| | | | нефти, млн т | природного газа, млрд м ³ | нефти, млн т | природного газа, млрд м ³ | на поиски и разведку | CAPEX | OPEX | Всего | |
| Ангаро-Ленская | 58 | 41 | 9 | 598,9 | 6,3 | 435,7 | 1,9 | 9 | 54,6 | 65,6 | 1725,9 |
| Байкитская | 86 | 86 | 235 | 348,8 | 202,7 | 257,2 | 2,9 | 22,5 | 62,5 | 88 | 3872,3 |
| Катангская | 84 | 66 | 200,5 | 386,8 | 167,1 | 330,9 | 2,2 | 14,8 | 60 | 77 | 3506,6 |
| Непско-Ботуобинская | 216 | 210 | 464,4 | 885,5 | 380,8 | 752,1 | 2,3 | 11,6 | 59,7 | 73,6 | 9404,5 |
| Нижнеангарский СНР | 48 | 35 | 1,6 | 266,6 | 1,1 | 239 | 4 | 7,4 | 50,9 | 62,3 | 900,4 |
| Присяяно-Енисейская | 53 | 1 | 0 | 50,8 | 0 | 40,3 | 4,8 | 20,4 | 52,2 | 77,3 | 19 |
| Северо-Тунгусская | 105 | 63 | 43,1 | 174,4 | 36,5 | 141,6 | 6,8 | 12,3 | 60,1 | 79,1 | 1349,2 |
| Южно-Тунгусская | 58 | 30 | 107,5 | 320,9 | 91,5 | 264,6 | 3,2 | 15,5 | 56,6 | 75,3 | 2124,3 |
| Суммарные показатели | 708 | 532 | 1061,2 | 3032,7 | 886 | 2461,4 | | | | | 22902,3 |

Табл. 6. Результат определения инвестиционной привлекательности перспективных нефтегазоносных зон (в рамках пятнадцатилетнего периода геологического изучения)

получаемый денежный поток, который дисконтируется к году начала расчетов.

Суммарный потенциальный прирост рентабельных запасов может достигнуть 1,06 млрд т нефти и 3,03 трлн м³ природного газа. Затраты недропользователей на поиски залежей, освоение и транспортировку сырья составят в среднем 74,8 долл./т условных углеводородов (УУВ), в зависимости от НГО варьируются в диапазоне 62,3-88 долл./т УУВ. Суммарный ЧДД оценивается в 22,9 млрд долл., причём более 70% этой суммы приходится на три перспективные области: Непско-Ботуобинскую, Байфкитскую и Катангскую.

На рассматриваемых территориях возможно добыть более 886 млн т нефти и 2,5 млрд м³ природного газа. Наибольший объем УВ приходится на те же три НГО: Непско-Ботуобинскую – 381 млн т нефти и 753 млрд м³ газа, Байфкитскую – 203 млн т нефти и 257 млрд м³ газа, Катангскую – 167 млн т нефти и 331 млрд м³ газа.

Для визуализации полученного результата построены геолого-экономические карты, а именно, карта плотности

дохода от освоения недр (Рис. 2) и карта плотностей рентабельных извлекаемых ресурсов (Рис. 3). Можно отметить, что в 80% случаев плотность дохода находится в диапазонах:

- 0,259-4,229 млн долл. на км² для подготовленных структур;
- 0,014-0,096 млн долл. на км² для выявленных структур;
- 0,009-0,014 млн долл. на км² для нелокализованных ресурсов.

Плотность дохода для нелокализованных ресурсов по сравнению с ресурсами подготовленных и выявленных структур составляет гораздо меньшую величину. Это объясняется как более высоким уровнем неопределённости, так и существенным (до 10 лет) временным лагом, предшествующим началу их освоения. Полученные геолого-экономические карты наглядно отражают наиболее высокодоходные территории и служат основой для выделения инвестиционно-привлекательных участков (АО «СНИИГГиМС», 2016-2017).

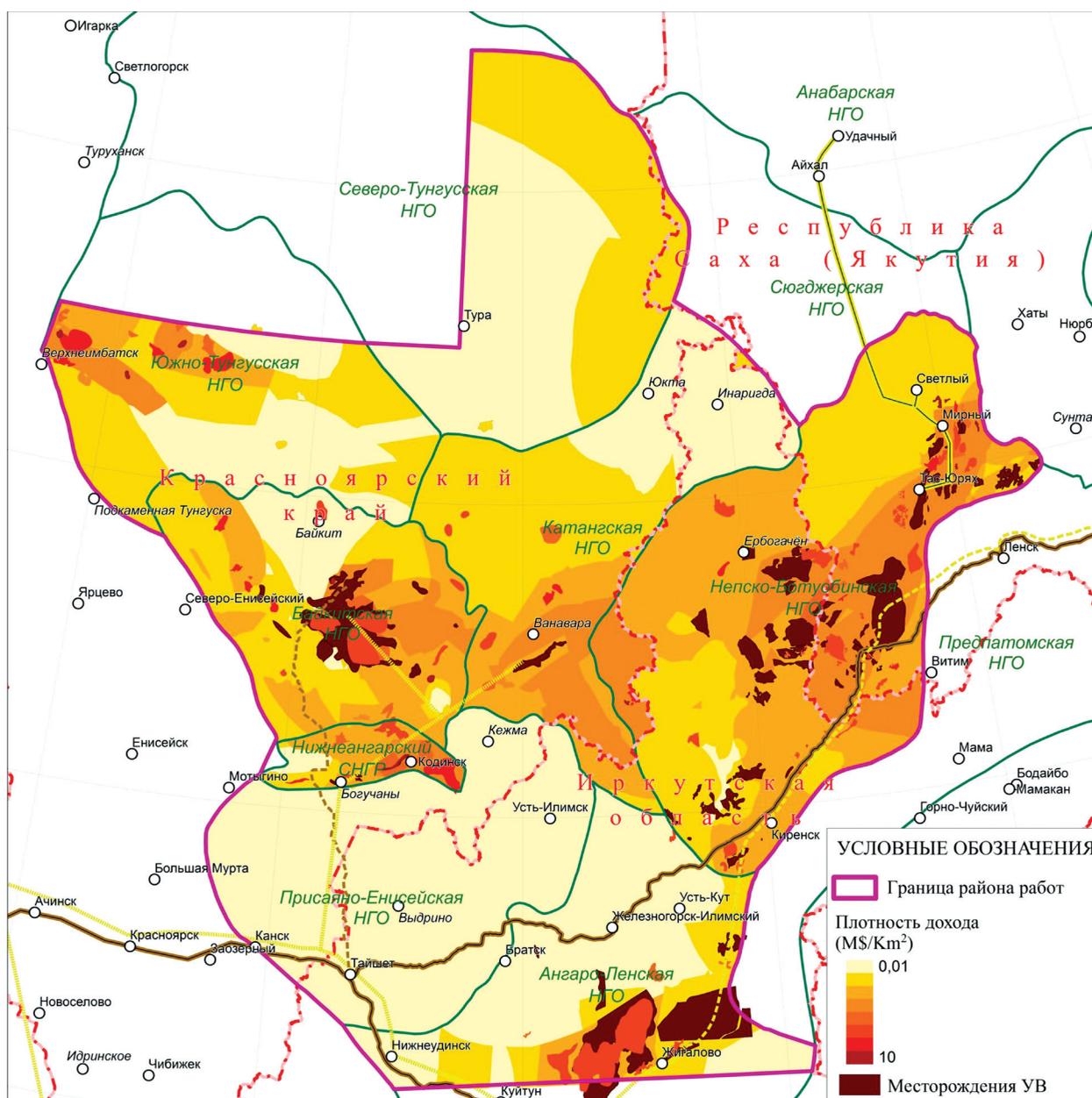


Рис. 2. Карта плотности дохода

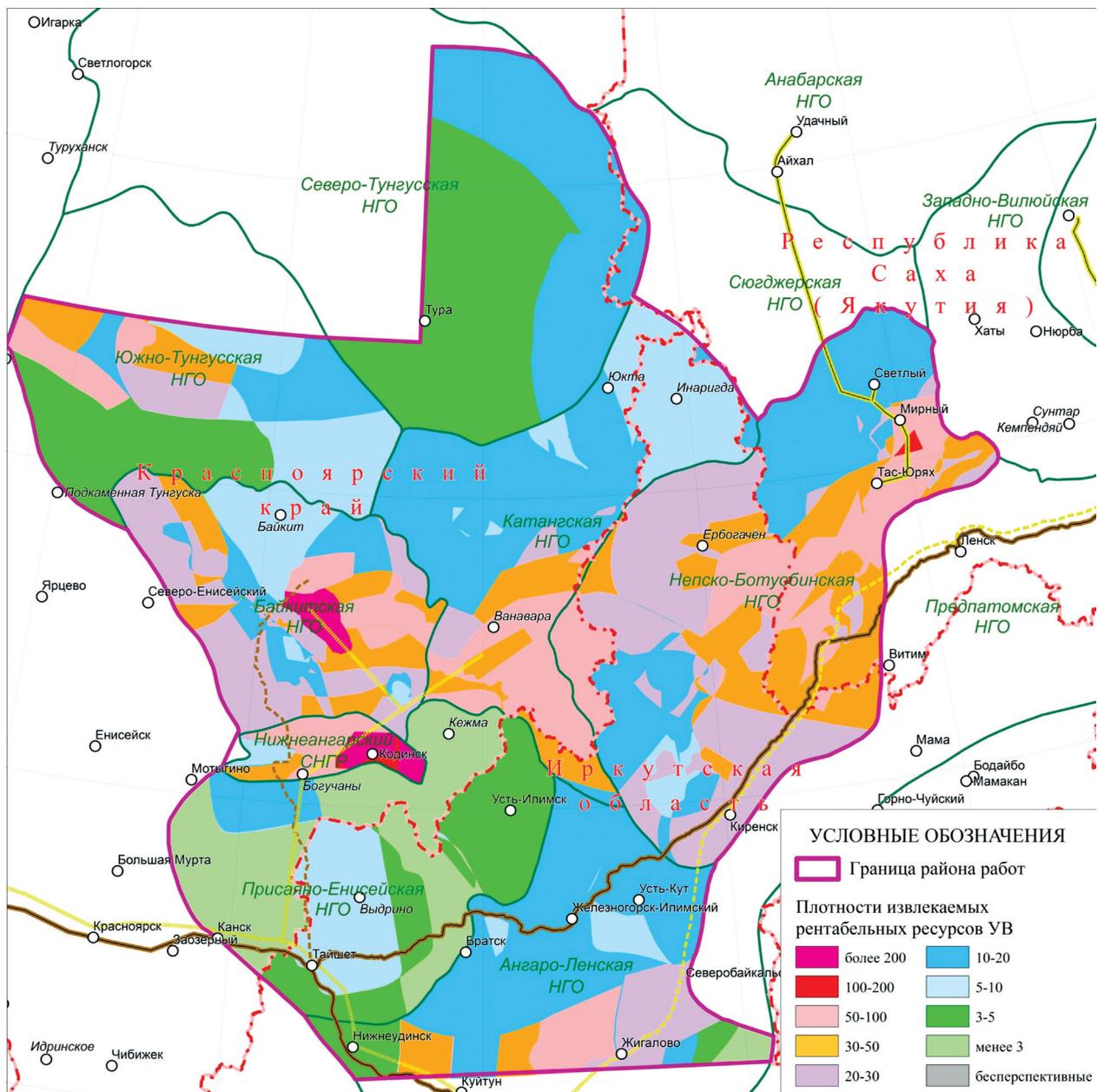


Рис. 3. Карта плотностей рентабельных извлекаемых ресурсов

Выбор перспективных участков

Определение наиболее перспективных для освоения участков является поэтапным процессом, исходной базой для которого служит обширный комплекс исследований, на постоянной основе осуществляющихся в АО «СНИИГТиМС». Работы ориентированы как на задачи государственного заказчика, так и геологоразведочных, и добывающих компаний: сбор, обработка и систематизация данных по геологии и недропользованию, ведение электронных баз данных; планирование и анализ результатов региональных геологоразведочных работ; разработка и применение геофизических технологий; технико-технологическое обеспечение геологоразведочных работ; лабораторные исследования и прочее.

Для выделения участков были построены карты:

- вероятностная карта, характеризующая успешность подтверждения запасов того или иного нефтегазоносного комплекса;
- карта лицензионных блоков, право пользования

которыми может быть приобретено через государственную процедуру или выкуплено у действующих недропользователей;

- геолого-экономические карты по каждому нефтегазоносному комплексу.

Их совместное рассмотрение позволяет определить лицензионные участки (Рис. 4), наиболее перспективные по совокупности критериев:

- ресурсный потенциал;
- распространение продуктивных нефтегазоносных комплексов;
- результаты проведенных геологоразведочных работ;
- транспортная инфраструктура;
- возможность приобретения права пользования;
- геолого-экономическая оценка.

Для всех перспективных участков составляются электронные паспорта, включающие геофизические и скважинные материалы, с последующим углубленным геологическим и экономическим исследованием

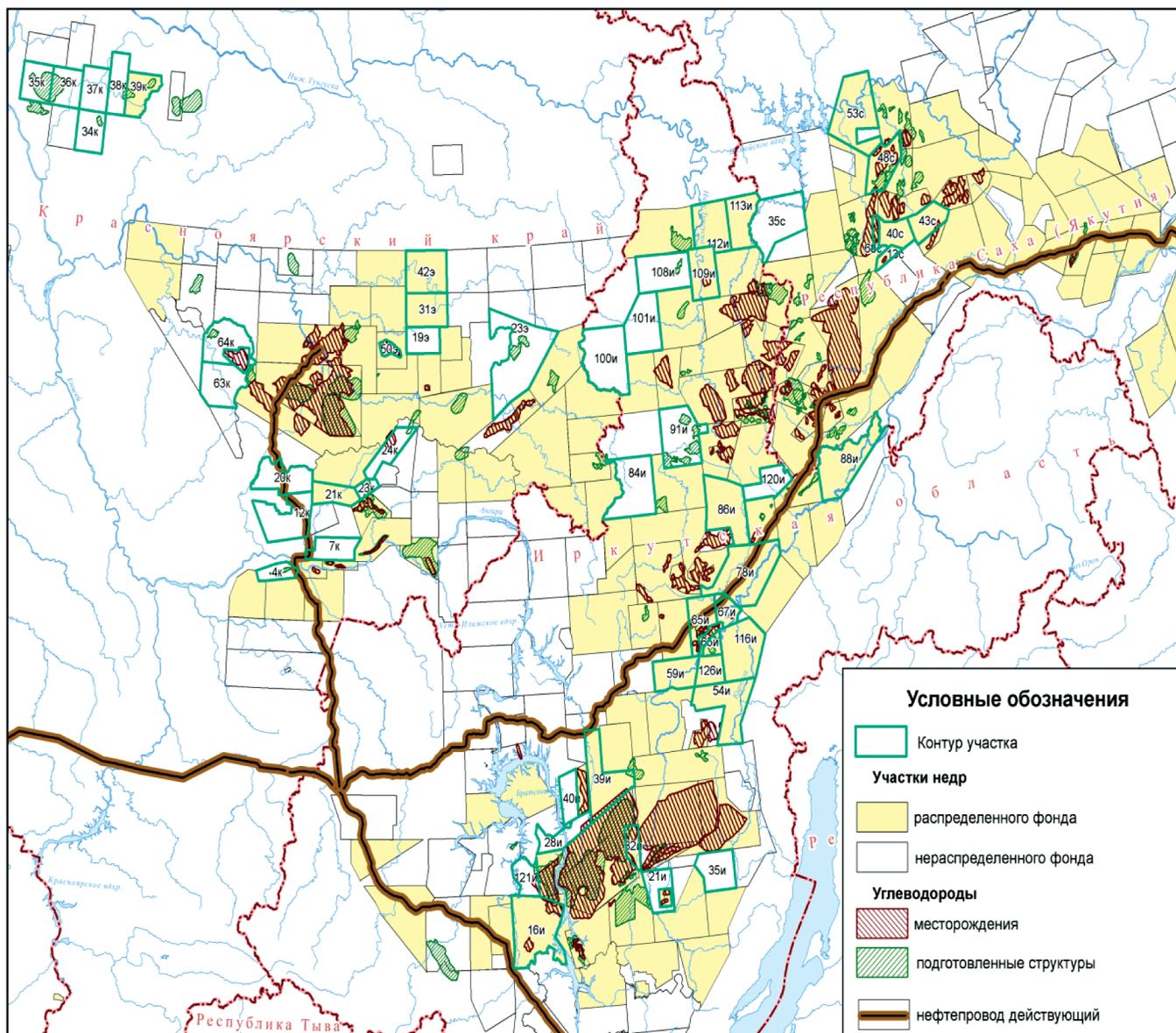


Рис. 4. Карта перспективных лицензионных участков

и подготовкой технико-экономических предложений по приобретению участков. В сжатом виде эти данные представлены в альбоме «Перспективные лицензионные участки Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» (Мильев, 2017).

Заключение

В результате исследования было выявлено, что 80% извлекаемых запасов углеводородов Восточной Сибири являются рентабельными даже при цене на нефть в 45 долл./барр. Установлено, что отрицательный ЧДД может являться следствием низкой плотности запасов, ожидаемых дебитов, а также больших глубин залегания продуктивных горизонтов, и определены конкретные пороговые значения перечисленных параметров. Причиной нерентабельности отдельных участков послужили не геологические, а инфраструктурные и политические факторы: удаленность от действующих магистральных трубопроводов и недостаточная гибкость налоговой системы.

Вместе с тем, осуществляется стимулирующая государственная политика, направленная на разработку

недропользователями удаленных перспективных территорий с высоким ресурсным потенциалом: региональные геологоразведочные работы, строительство магистральных трубопроводов («Восточная Сибирь – Тихий Океан», «Сила Сибири», «Куюмба-Тайшет»), налоговые каникулы на начальных этапах разработки. Это повышает привлекательность участков Восточной Сибири наряду с их высоким неосвоенным ресурсным потенциалом добычи традиционной «легкой» нефти. В краткосрочной перспективе приоритетными для разработки являются Байkitская, Катангская и Непско-Ботуобинская области, в дальнейшем – проекты освоения Северо-Тунгусской и Южно-Тунгусской НГО.

Литература

Варламов А.И., Герт А.А., Мильев Д.В. и др. Методические рекомендации по геолого-экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата. Новосибирск, Москва. 2015. Новосибирск: Свинья и сыновья. 2016. С. 59, прил. 3

Государственный баланс запасов полезных ископаемых РФ. Нефть, газ, конденсат. Республика Саха (Якутия). М. 2016

Дан старт строительству «Силы Сибири». <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/september/article199948>

Ефимов А.С. и др. Состояние сырьевой базы углеводородов в Сибирском Федеральном Округе. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. 2017 (в печати)

Миляев Д.В. Риски недропользователей как сдерживающий фактор инвестиционной активности при реализации долгосрочных проектов в районах нового освоения. *Проблемы привлечения инвестиций в освоение ресурсов нефти и газа*: Материалы международной научной конференции. Новосибирск: СНИИГГиМС. 2007. С. 129-137

Перспективные лицензионные участки Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Отв. исполнитель Миляев Д.В. Новосибирск. 2017

Старосельцев В.С. Геолого-геофизические предпосылки юго-восточного продолжения Сибирской платформы. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. 2015. №4. С. 3-10

Формирование информационной геологической основы для определения направлений развития сырьевой базы ООО «Стагойл Раша АС». Отв. исполнитель Миляев Д.В. и др. Отчет АО «СНИИГГиМС», Новосибирск. 2016-2017

Сведения об авторах

Дмитрий Владимирович Миляев – заведующий отделом, канд. экон. наук, Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (АО «СНИИГГиМС»)

Россия, 630091, Новосибирск, Красный проспект, 67
E-mail: mdv@sniiggims.ru

Анастасия Денисовна Савельева – инженер, Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (АО «СНИИГГиМС»)

Россия, 630091, Новосибирск, Красный проспект, 67

Статья поступила в редакцию 29.03.2017;

Принята к публикации 10.05.2017; Опубликована 30.06.2017

Prospective targets of geological exploration in the Siberian platform and criteria of their feasibility

D.V. Milyaev, A.D. Savelyeva*

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia

**Corresponding author: Dmitrii V. Milyaev, e-mail: mdv@sniiggims.ru*

Abstract. *The relevance of the study* is due to the reducing number of prospective blocks remaining unlicensed in Eastern Siberia and the need for feasibility study of the remaining potentially attractive blocks.

The aim of the study is evaluation of the resource potential and allocation of new prospective license blocks in Eastern Siberia based on geological and economic criteria.

The methods and instruments used in the study. To perform the economic analysis of resources and to assess the efficiency and risks of subsoil exploration and development, the authors used the results of in-house regional geological and geophysical modelling and economic research. A feasibility study of each potential pool was conducted on the author's automated complex GeoProfi. The authors used probabilistic analysis and the cash flow discounting method to draw up an expert forecast.

The results of the study. The study covers the present state and development prospects of oil and gas fields in the Siberian Platform within the Krasnoyarsk Territory, the Irkutsk Region, and the Sakha (Yakutia) Republic. The top priority petroleum zones were analysed. A feasibility study of selected areas was conducted. The income density and feasible recoverable reserves density were mapped. The critical parameters that indicate unprofitable targets were calculated. The most feasible subsoil blocks were determined based on the correlation of economic and probability parameters.

Keywords: oil, gas, reserves, resources, Eastern Siberia, the Siberian Platform, geological exploration, production, subsoil block, petroleum zone, critical parameters, net present value, risks analysis, economic assessment, efficiency

For citation: Milyaev D.V., Savelyeva A.D. Prospective targets of geological exploration in the siberian platform and criteria of their feasibility. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 2. Pp. 88-96. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.2.1>

References

Efimov A.S. The state of the hydrocarbon resource base in the Siberian Federal District. *Mineral Resources of Russia. Economics and Management*. 2017 (in print). (In Russ.)

Formation of information geological basis for determining the directions of development of the mineral resources base of Statoil Russia AS. Coordinator Milyaev D.V. et al. Report of SNIIGGiMS, Novosibirsk. 2016-2017. (In Russ.)

Launched construction of Sila Sibiri [Electronic resource]. Available at: <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/september/article199948/?from=baner>. (In Russ.)

Milyaev D.V. Risks of subsoil users as a deterrent to investment activity in the implementation of long-term projects of the development of new areas. *Problems of investments attracting in the development of oil and gas resources*: Proc. International scientific conference. Novosibirsk, SNIIGGiMS. 2007. Pp. 129-137. (In Russ.)

Prospective license blocks of Eastern Siberia and the Sakha (Yakutia) Republic. Coordinator Milyaev D.V. Novosibirsk. 2017. (In Russ.)

Staroseltsev V.S. Geological and geophysical conditions of the southeastern extension of the Siberian Platform. *Geology and mineral resources of Siberia*. 2015. No.4. Pp. 3-10. (In Russ.)

The state balance of mineral resources of the Russian Federation. Oil, gas, condensate. The Sakha (Yakutia) Republic. Moscow. 2016. (In Russ.)

Varlamov A.I., Gert A.A., Milyaev D.V. et al. Methodological recommendations on geological and economic assessment of oil, gas and condensate resources. Novosibirsk, Moscow. 2015. Novosibirsk: Svin'in i sy'nov'ya. 2016. P. 59, appx. 3. (In Russ.)

About the Authors

Dmitrii V. Milyaev – PhD in Economics, Head of the Division, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS)

Russia, 630091, Novosibirsk, Krasnyi prospekt, 67

Anastasiya D. Savelyeva – Engineer, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS)

Russia, 630091, Novosibirsk, Krasnyi prospekt, 67

Manuscript received 29 March 2017; Accepted 10 May 2017;

Published 30 June 2017