

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/2_2021

УДК 550.834.53:553.98(470.13)

Мартынов А.В., Жарков А.М.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

Николаева А.М.

Акционерное общество «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (АО «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА

Представлены результаты анализа геологоразведочных работ на нефть и газ в южной части гряды Чернышева Предуральского краевого прогиба. В 2018-2019 гг. в пределах Сарьюгинского участка недр проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2D, уточнено его геологическое строение и выполнена оценка ресурсного потенциала. Наибольшие ресурсы углеводородов прогнозируются в каменноугольно-нижнепермских карбонатных отложениях. Высокие риски при проведении работ связаны с широким развитием надвиговой тектоники и сложным строением ловушек углеводородов.

***Ключевые слова:** геологоразведочные работы на нефть и газ, сейсморазведочные работы МОГТ-2D, карбонатный коллектор, каменноугольно-нижнепермские отложения, ресурсы углеводородов, гряда Чернышева, Предуральский краевой прогиб.*

В тектоническом отношении Сарьюгинский участок недр находится на востоке Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТП НГП). Территория исследований расположена, в основном, в пределах южной части гряды Чернышева Предуральского краевого прогиба. Большая часть участка приурочена к Шарью-Заостренскому и Яныюскому блокам (структурам II порядка), входящих в состав структуры I порядка – гряды Чернышева, юго-восточная – к Кочмесской ступени Косью-Роговской впадины. Согласно схемы нефтегазогеологического районирования ТП НГП (рис. 1) им соответствуют Хоседаюско-Воргамусюрский и Кочмесский нефтегазоносные районы (НГР) Северо-Предуральской нефтегазоносной области (НГО).

Северо-Предуральская НГО, площадью около 30 тыс. км² (9,3% к площади ТП НГП), по состоянию на 01.01.2019 г. характеризуется низкой степенью изученности сейсморазведкой МОГТ и глубоким бурением. Плотность сейсмопрофилей составляет 0,78 км/км², несмотря на то, что в последние годы здесь проводились сейсмические исследования в пределах Хоседаюско-Воргамусюрского и Интинско-Лемвинского НГР, а в 2013 г. выполнен региональный профиль 30-РС. Разбуренность Северо-Предуральской НГО составляет 21,7 м/км², разведанность глубоким бурением – 127,3 км²/скв.

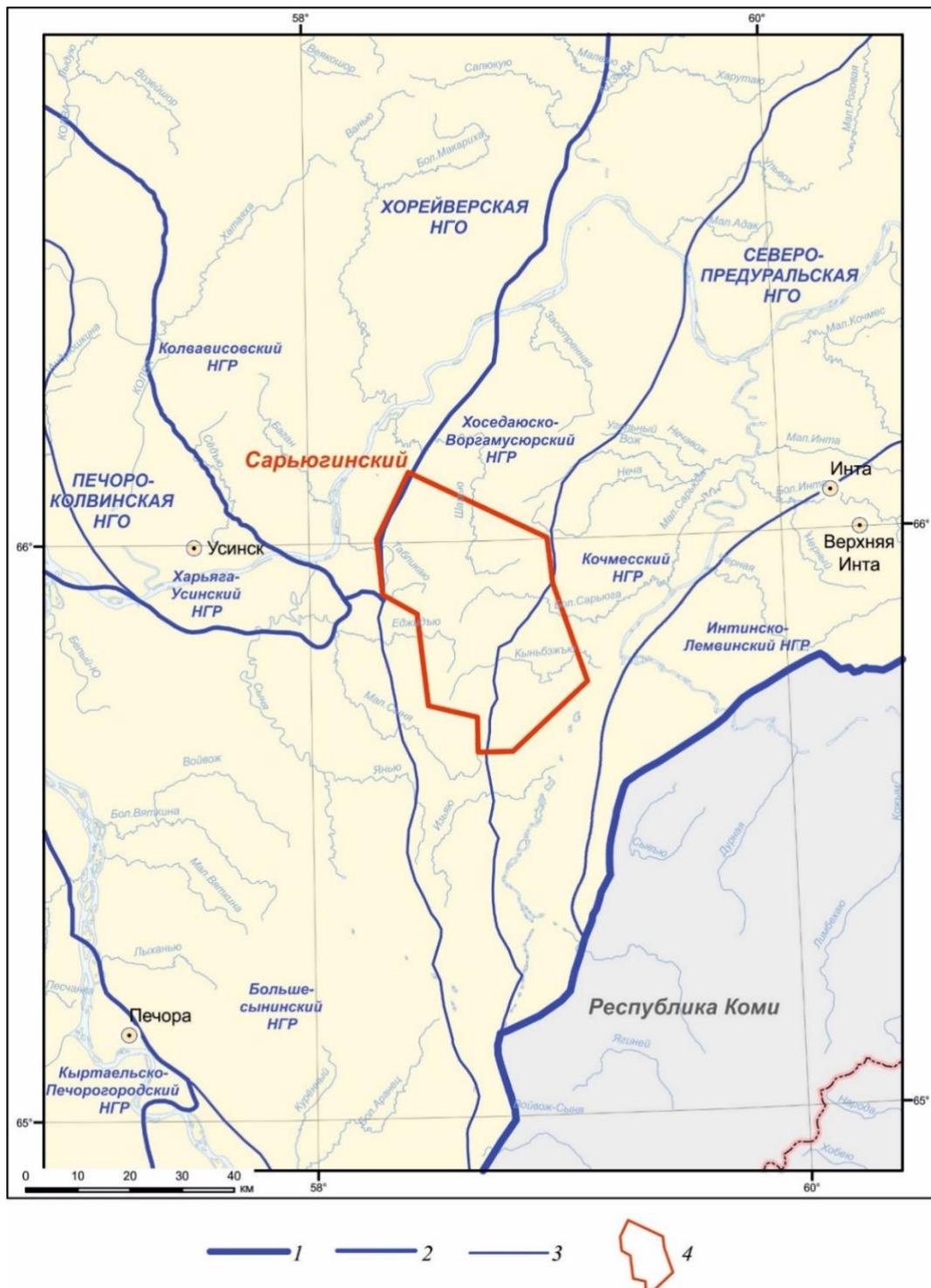


Рис. 1. Выкопировка из карты нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Границы нефтегазогеологического районирования: 1 – НГП; 2 – НГО; 3 – НГР; 4 – участок работ.

В пределах Сарьюгинского участка недр в полевой сезон 2018-2019 гг. ОАО «МАГЭ» выполнены 36 сейсмических профилей, общим объемом 488,4 пог. км. Помимо них, исходными данными для интерпретации сейсморазведочных данных на участке послужили 28 переобработанных сейсмопрофилей прошлых лет (545,8 пог. км) в формате SEG-Y и 10 архивных оцифрованных профилей (247,5 пог. км), использованных для привязки скважин и

уточнения модели (рис. 2). Для создания геологической модели территории использовались профили с максимальным уплотнением сейсмической информации на ранее выявленных структурах.

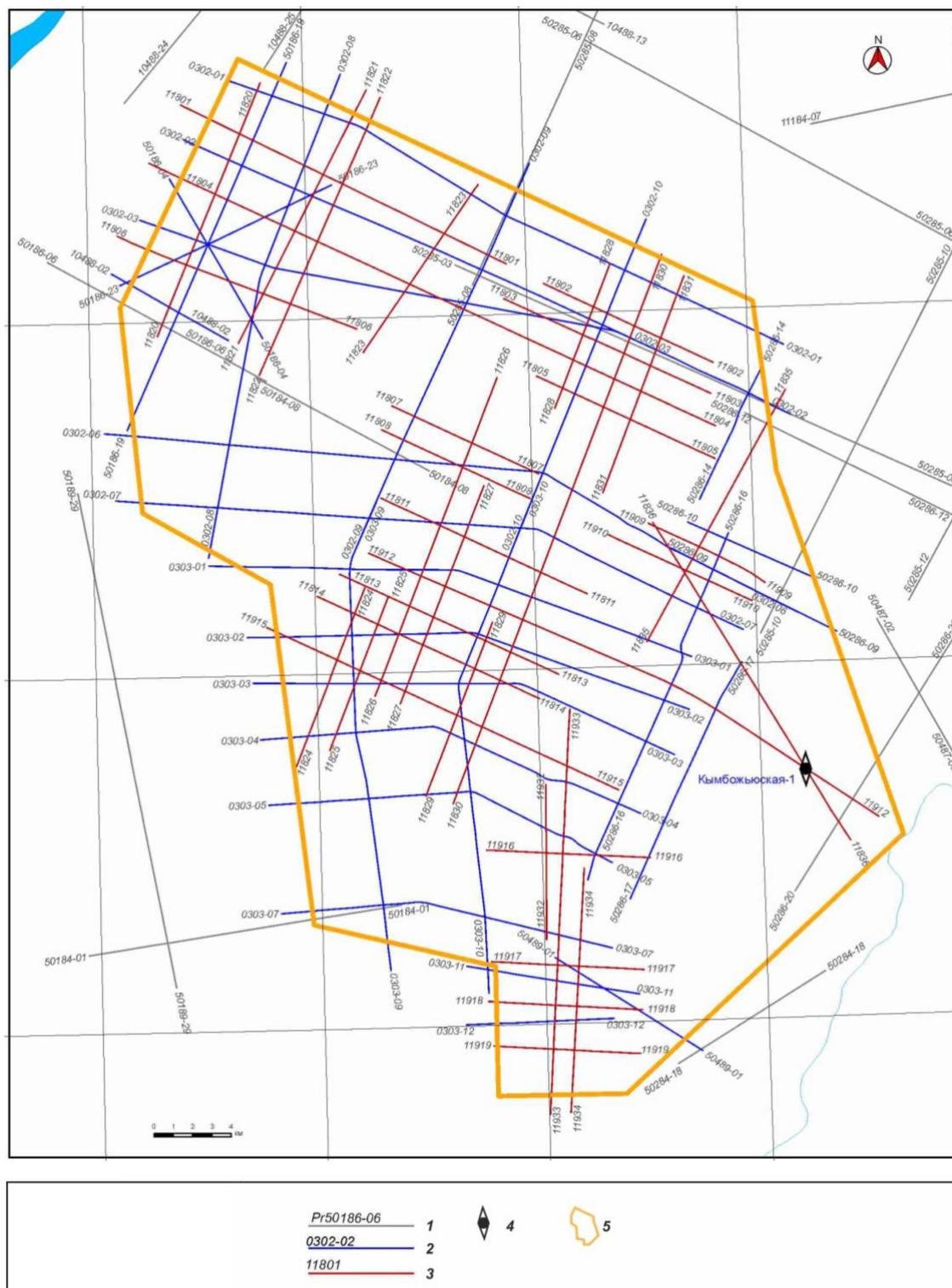


Рис. 2. Схема геолого-геофизической изученности Сарьюгинского участка
1-3 - сейсмические профили: 1 - площадные прошлых лет, 2 - переобработанные, 3 - МОГТ-2D, отработанные в 2018-2019 гг.; 4 - пробуренная поисковая скважина; 5 - контур участка работ.

В результате интерпретации сейсмического материала имеющихся материалов определены целевые отражающие горизонты (ОГ), приуроченные к следующим структурным поверхностям (рис. 3):

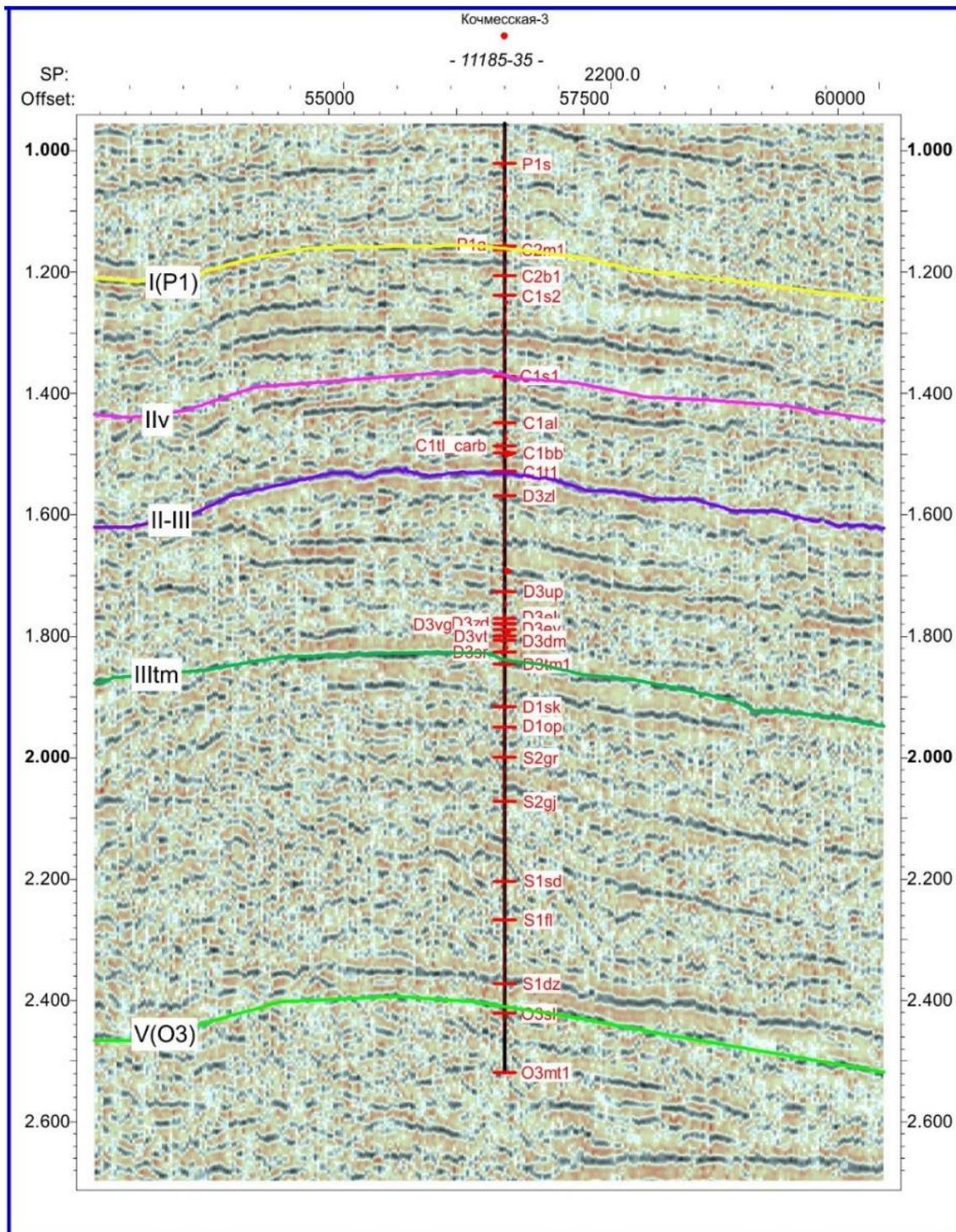


Рис. 3. Фрагмент временного разреза по профилю 11185-35 (через скв. Кочмеская-3) со стратиграфической приуроченностью горизонтов

ОГ I (P₁) – кровля карбонатов нижней перми,

ОГ IIv (C_{1v}) – кровля визейского яруса нижнего карбона,

ОГ II-III (C-D) – граница карбона-девона,

ОГ III_{tm} (D_{3tm}) – подошва тиманского горизонта верхнего девона,

ОГ V (O₃) – кровля малотавротинского горизонта верхнего ордовика,

ОГ VI (V-Є) – кровля фундамента (венд-кембрийских отложений).

Толща палеозойско-кайнозойских отложений прослежена в интервале от 0,170 до 4,195 с. Сейсмические профили, пересекающие вкрест гряды Чернышева, своими концами выходят в сопредельные территории - Большесынинскую и Косью-Роговскую впадины. Их сочленение происходит по серии субвертикальных тектонических нарушений и системе крупных взбросо-надвигов, выведших карбонатные палеозойские отложения на поверхность.

За основу при создании принципиальной модели строения структурных планов и локальных объектов взята точка зрения о шовной природе гряды Чернышева [Тектоника гряды Чернышева..., 1974], дополненная сведениями о послонных срывах [Орогенез севера Урала..., 1994] по эвапоритовым отложениям малотавротинского горизонта верхнего ордовика. Послойные срывы способствовали формированию чешуйчато-надвиговых дислокаций гряды Чернышева и примыкающих со стороны Косью-Роговской впадины приразломных ловушек типа Харутамыльской и Адакской (Воргамусюрской), где получены прямые признаки нефтеносности.

Чешуйчато-надвиговые структуры гряды Чернышева, предположительно, сформировались над системой разломов и древнего палеоподнятия в условиях сжатия. Наличие последнего доказывается значительным сокращением стратиграфических объемов и толщин по многим уровням осадочного чехла относительно Косью-Роговской впадины и развитием карбонатной рифовой банки доманиково-фаменского возраста на большей части гряды. Проведенные в последние годы сейсморазведочные работы и поисково-оценочное бурение (ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть») в пределах Хоседаюско-Воргамусюрского НГР вселили определенный оптимизм для продолжения здесь более полномасштабных геологоразведочных работ на углеводородное сырье.

В результате интерпретации новых и переинтерпретации сейсмических материалов прошлых лет построены структурные карты по основным ОГ, детализированы и подготовлены к бурению ранее выявленные структуры. На широтных профилях уверенно прослеживается валообразное поднятие, разделенное тектоническими нарушениями на разновысокие блоки. В пределах этих блоков выделяются структуры: на северо-востоке участка – Шарьюская, Восточно-Шарьюская, Табликаюская приразломные антиклинальные складки. В зоне сочленения Шарью-Заостренского и Яньюского блоков выявлены Западно-Сарьюгинская, Западно-Еджидьюская, Еджидьюская, Северо-Еджидьюская структуры. В прибортовой части Косью-Роговской впадины наблюдается монотонное воздымание в

сторону гряды Чернышева субпараллельно расположенных отражающих границ, что обусловило формирование в пределах зоны сочленения гряды Чернышева с Косью-Роговской впадиной тектонически ограниченных антиклинальных складок - Восточно-Сарьюгинской и Западно-Кымбожьёвской.

Таким образом, в результате интерпретации сейсморазведочных материалов в комплексе с анализом имеющейся геолого-геофизической информации в пределах Сарьюгинского участка недр выделены тектонические пластины, разделенные надвигами, а во фронтальных частях надвигов детализировано строение Восточно-Шарьёвской, Табликаёвской, Западно-Сарьюгинской, Западно-Еджидьёвской, Еджидьёвской, Северо-Еджидьёвской, Восточно-Сарьюгинской и Западно-Кымбожьёвской структур по нижнедевонским (ОГ III_{тн}), верхнедевонским (ОГ II-III), нижнекаменноугольным (ОГ IV) и нижнепермским (ОГ I) отложениям. Площади структур изменяются от 5,59-9,77 до 32,92 км², амплитуды составляют 100-350 м, реже - до 800 м, глубины залегания – 1,9-4,3 км. Для всех структур Сарьюгинского участка недр выполнена оценка ресурсов углеводородов по категории D₀. Еще две структуры (Еджидьёвская и Северо-Еджидьёвская) оценены по категории D_л вследствие невысокой вероятности существования.

Подсчетные параметры для оценки ресурсов нефти взяты по нефтяным месторождениям-аналогам, расположенным в пределах Северо-Предуральской НГО в непосредственной близости от Сарьюгинского участка, в пределах однотипных структурно-формационных и литолого-фациальных зон. Для нижнедевонских карбонатных отложений и франско-нижнефаменских доманикитов за аналог принято Южно-Степковожское месторождение (Хоседаёвско-Воргамусюрский НГР), для среднефаменских карбонатных отложений – Восточно-Пыжьельское месторождение (Большесынинский НГР), для нижнесерпуховских карбонатных отложений – Нерцетинское месторождение (Кочмесский НГР), для среднекаменноугольно-нижнепермских карбонатных отложений – Кожимское и Интинское месторождения (Интинско-Лемвинский НГР).

Заполнение ловушек регламентировалось амплитудой приразломных структур и статистическими выборками по базе данных (ВНИГРИ) предыдущих открытий в ТП НГП.

Комплексный геолого-геофизический анализ полученных материалов показал значительную морфологическую дифференциацию и пространственные несоответствия структурных планов для основных поверхностей осадочного чехла, обусловленные широким развитием тектонических нарушений взбросо-надвигового и сдвигового характера. Сложная геометрия нефтегазоперспективных объектов требует взвешенного подхода для их опознания, когда помимо ресурсного потенциала объектов необходимо учитывать приоритет целевых горизонтов, глубины их залегания и конструктивные особенности

скважин для корректировки направления бурения и переориентровки его на другой стратиграфический уровень с целью снижения рисков вскрытия непродуктивных интервалов.

В целом территория Сарьюгинского участка может быть разделена на 3 блока (участка) для лицензирования – Шарьюский, Еджидьюский, Восточно-Сарьюгинский (рис. 4).

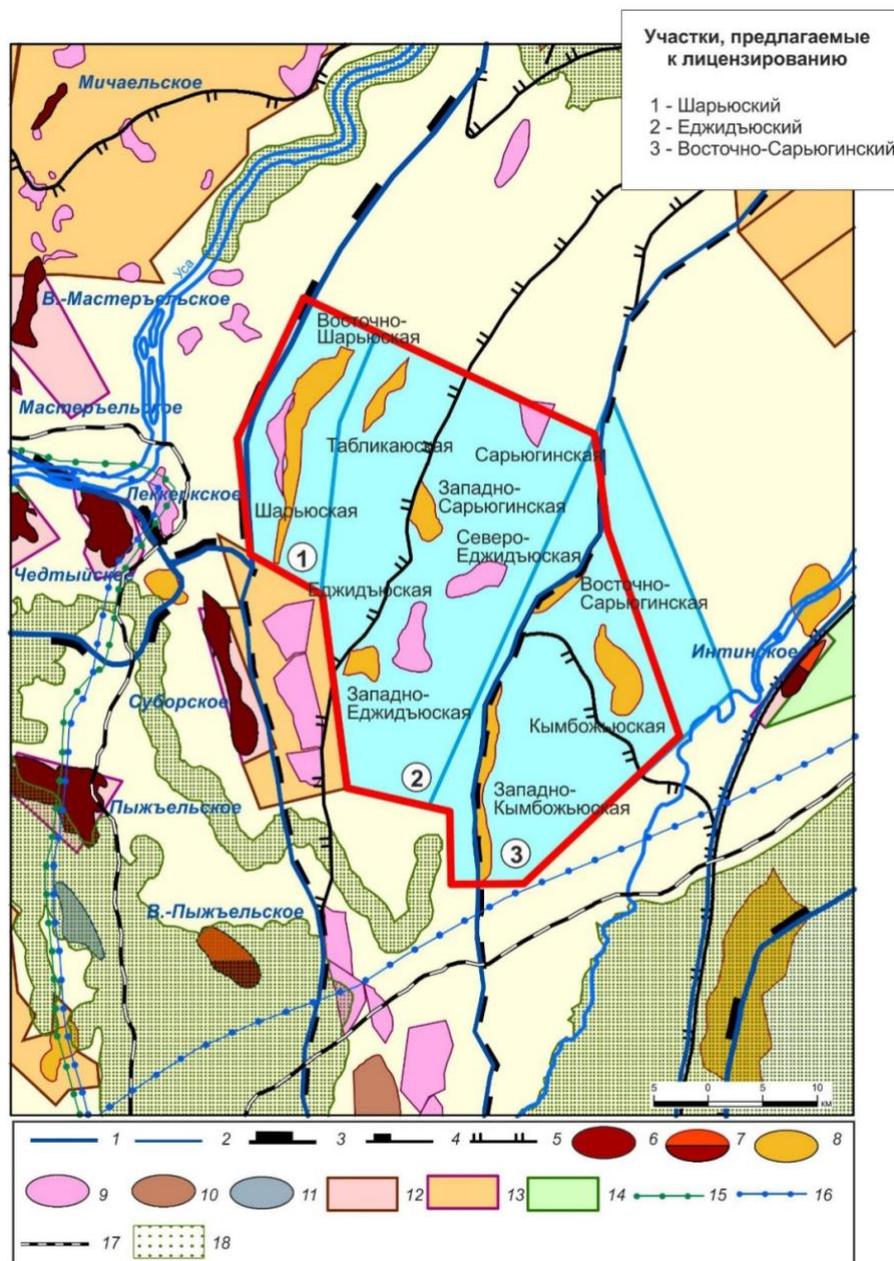


Рис. 4. Карта перспективных участков возможного лицензирования

Границы нефтегазогеологического районирования: 1 - НГО; 2 - НГР; границы тектонического районирования: 3 - надпорядковые, 4 - I порядка, 5 - II порядка, месторождения: 6 - нефтяные, 7 - смешанного состава, структуры: 8 - подготовленные, 9 - выявленные, 10 - опоскованные бурением, 11 - вне фонда, лицензии: 12 - на право добычи углеводородов (эксплуатационные), 13 - на право геологического изучения, разведки и добычи (поисковые), 14 - для геологического изучения недр (на условиях риска); инфраструктура: 15 - нефтепровод, 16 - газопровод, 17 - железная дорога, 18 - особо охраняемые природные территории.

Наиболее перспективным (первоочередным) является Шарьюский участок с Восточно-Шарьюской подготовленной к глубокому бурению тектонически экранированной структурой, выраженной по всем ОГ настоящего проекта. Ее ресурсный потенциал составляет 8,62 млн. т.

Участком II очереди является Еджидьюский с подготовленными Западно-Сарьюгинской (ресурсный потенциал 4,58 млн. т) и Западно-Еджидьюской (ресурсный потенциал 3,22 млн. т) тектонически экранированными ловушками.

К участку III очереди отнесен Восточно-Сарьюгинский с подготовленными Западно-Кымбожьюской и Восточно-Сарьюгинской тектонически экранированными ловушками, из-за значительных неопределенностей, как в структурном плане, так и в величине ресурсов углеводородов, сосредоточенных в перспективных структурах.

Реализация минимальной программы геологоразведочных работ (проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2D в объеме 100-150 пог. км или МОГТ-3D (40-80 км²) и бурение 2-х скважин на первоочередных объектах) позволяет прогнозировать открытие, по крайней мере, 2-3 нефтяных объектов, ресурсы которых на сегодняшний день оцениваются суммарным объемом 6,20-7,54 млн. т.

Уже по результатам проведения сейсмических исследований и после бурения первой скважины оценки нефтегазонасного потенциала могут претерпеть коррективы и стратегия проведения дальнейших геологоразведочных работ на данной территории, в том числе ее инвестиционная привлекательность.

Литература

Мартынов А.В. Емкостной потенциал силурийско-нижнедевонской карбонатной формации поднятия Чернышева // Рассохинские чтения: материалы межрегионального семинара (г. Ухта, 4-5 февраля 2010 г.); под ред. Н.Д. Цхадая. - Ухта: УГТУ, 2010. - С. 98-103.

Мартынов А.В. Строение нижнепалеозойского природного резервуара гряды Чернышева // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: материалы XV геологического съезда Республики Коми. Том III. - Сыктывкар, 2009. - С. 94-96.

Орогенез севера Урала и Пай-Хоя / В.В. Юдин. - Екатеринбург: УИФ Наука, 1994. - 289 с.

Тектоника гряды Чернышева (Северное Приуралье) / Н.И. Тимонин. - Л.: Наука, 1974. - 130 с.

Martynov A.V., Zharkov A.M.

Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

Nikolaeva A.M.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia

GEOLOGICAL MODEL AND PETROLEUM PERSPECTIVES OF THE SOUTHERN PART OF THE CHERNYSHOV RIDGE

The results of the analysis of geological petroleum exploration in the southern part of the Chernyshev ridge, Pre-Ural Foredeep are presented. In 2018-2019, 2D seismic surveys were carried out within the Sar'yugin subsurface area, its geological structure was clarified, and the resource potential was evaluated. The greatest hydrocarbon resources are predicted in the Carboniferous - Lower Permian carbonate section. High exploration risks are related with the widespread development of thrust tectonics and the complex structure of hydrocarbon traps.

Keywords: *petroleum exploration activity, 2D-seismic, carbonate reservoir, Carboniferous - Lower Permian carbonate section, hydrocarbon resources, Chernyshev ridge, Pre-Ural Foredeep.*

References

Martynov A.V. *Emkostnoi potentsial siluriysko-nizhnedevoiskoy karbonatnoy formatsii podnyatiya Chernyshova* [The potential Silurian - Low Devonian carbonate formation of the Chernyshev ridge]. Rassokhinskie chteniya: materialy mezhhregionalnogo seminarâ (Ukhta, 4-5 Feb 2010); editor N.D. Tskhadaya, Ukhta: UGTU, 2010, pp. 98-103.

Martynov A.V. *Stroenie nizhnepaleozoiskogo prirodnoho rezervuara gryady Chernyshova* [Structure of the Low Paleozoic carbonate reservoir of the Chernyshev ridge]. Geologiya i mineral'nye resursy evropeiskogo severo-vostoka Rossii: materialy XV geologicheskogo s'ezda Respubliki Komi. Vol. III. Syktyvkar: 2009, pp. 94-96.

Orogenez Severnogo Urala i Pai-Khoya [Orogeny of the Northern Urals and Pai-Khoy]. V.V. Yudin, Ekaterinburg: UIF Nauka, 1994, 289 p.

Tektonika gryady Chernyshova (Severnoe Priural'e) [Tectonics of the Chernyshev ridge (Northern Urals)]. N.I. Timonin, Leningrad: Nauka, 1974, 130 p.

© Мартынов А.В., Жарков А.М., Николаева А.М., 2021

