SOCAR Proceedings

Oil and Gas Fields Exploration, Geology and Geophysics

journal home page: <http://proceedings.socar.az>

СРЕДНЕДЕВОНСКО-НИЖНЕФРАНСКИЕ ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ УГЛЕВОДОРОДОВ ШЕЛЬФА ПЕЧОРСКОГО МОРЯ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ СУШИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Е.Б. Риле*, А.В. Ершов

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

Middle Devonian-Lower Frasnian Natural Hydrocarbon Reservoirs of the Pechora Sea Shelf and Timan-Pechora Oil and Gas Province Adjacent Area

E.B. Rile*, A.V. Ershov

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract

The research is based on the three-layer natural hydrocarbon reservoirs theory, which allocates 3 layers in a natural reservoir – the genuine seal, the productive part and the intermediate layer situated between them - the false seal. The Middle Ordovician-Lower Frasnian terrigenous complex variable in thickness, composition and stratigraphic completeness sub-regional natural reservoir was identified in the northern part of the Timan-Pechora oil and gas province adjacent to the Pechora Sea. It includes several zonal and local natural reservoirs (Middle Ordovician-Lower Devonian, Middle Ordovician-Eiffelian, Zhivetian-Lower Frasnian and others). The distribution areas of these natural reservoirs were extrapolated to the Pechora Sea offshore. The areas with the highest prospects of oil and gas potential of the Pechora Sea offshore were delineated, basing on the Timan-Pechora oil and gas potential analysis. These are the northwest extensions into the Pechora Sea of the Denisov trough, the Kolva megaswell, as well as the Varandei-Adzva structural zone and the Karotaiha depression.

Keywords:

Natural Reservoir;
Genuine Seal;
False Seal;
Field; Pool;
Hydrocarbons

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Предлагаемая статья является второй из цикла статей, посвященного прогнозу природных резервуаров (ПР) и содержащихся в них запасов углеводородов (УВ) в акватории Печорского моря на основании исследований, проводимых на равной по площади и аналогичной по строению прилегающей части суши Тимано-Печорской НПП. Исследования проводятся снизу вверх по разрезу, исследования ПР среднеордовикско-нижнедевонского интервала осадочного чехла опубликованы в статье [1].

Исследования проведены по методике, основанной на теории трехслойного строения природных резервуаров, выделяющей в ПР 3 слоя – истинную покрывку (ИП), продуктивную часть (содержащую коллекторы толщу) и залегающий между ними промежуточный слой – ложную покрывку (ЛП) [2], с использованием

работ ученых ВНИГНИ, ВНИГРИ, ИПНГ РАН, ТП НИЦ и других организаций (В.Д. Ильина, Н.К. Фортунатовой, А.М. Хитрова, К.А. Мандель, О.М. Прищепы, В.И. Богацкого, М.Д. Белониной, Н.И. Никонова, В.А. Жемчуговой, Л.А. Филиной, П.Т. Савинкина, Е.Л. Теплова, В.В. Обметко, Е.А. Маргулиса и других исследователей), а также других опубликованных и фондовых материалов. Кроме того, использовались материалы Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации [3] и справочников [4, 5].

Печорское море в тектоническом смысле представляет собой продолжение Тимано-Печорской плиты [6-8]. Отложения среднедевонско-нижнефранского интервала осадочного чехла северной части Тимано-Печорской НПП, примыкающей к Печорскому морю, распространены на ограниченной площади, изменчивы по толщине от 20-50 до 1500-2000 м из-за многочисленных перерывов в осадконакоплении и размывов, и сложены,

*E-mail: lenailinka@yandex.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200539>

в основном, переслаивающимися песчаниками, алевролитами, аргиллитами, редко гравелитами, в северной и восточной части исследуемой территории появляются прослои известняков. Главным образом, это комплексы фаций дельтовых равнин, аванделът и мелководно-морского бассейна. В целом отмечается увеличение мощностей, уменьшение зернистости и повышение содержания морских глинистых и карбонатных отложений на восток, в сторону Уральского палеоокеана [9]. Наиболее значительный из перерывов в осадконакоплении предфранский, охвативший всю территорию.

Наибольшие толщины до 600 м в грабенах Печоро-Колвинского авлакогена, в Сев-Седухинском (Оксинском) прогибе западнее Колгуева, на севере Варандей-Адзвинской и в Гуляевско-Алексеевской структурных зонах [8].

В акватории Печорского моря среднедевонско-нижнефранские отложения занимают гораздо большую площадь [6].

Эйфельские отложения распространены в северной части Печорского моря (Северо-Печороморская моноклинал, Русская моноклинал, Приновоземельская депрессия), протягиваются вдоль Предуральского прогиба, захватывая приграничную часть Варандей-Адзвинской структурной зоны, и вдоль Колвинского мегавала и восточной части Денисовского прогиба, а также на севере Печоро-Кожвинского мегавала. На севере и востоке это преимущественно карбонаты, на остальной территории песчаники, вверх по разрезу появляются карбонаты.

Живет развит почти так же, но отсутствует в Коротайхинской и Косью-Роговской впадинах. Представлен на севере Печорского моря преимущественно карбонатами, на остальной территории песчаниками, алевролитами, гравелитами. Вверх по разрезу увеличивается количество алевроитового и глинистого материала.

Нижнефранские отложения покрывают почти всю исследуемую территорию, залегают на породах различного возраста от рифея и венда до среднего девона. В литературе, как правило, описывается нерасчлененная тиманско-саргаевская (или кыновско-саргаевская) глинисто-алевритистая толща, которая является региональной покрывкой [10, 11], однако при исследовании конкретных месторождений и определении ИП резервуара выясняется, что глинистые пласты с необходимыми экранирующими свойствами залегают, главным образом, в нижней, тиманской, части этой толщи и имеют толщину несколько метров.

Глинистые породы нижнего франа распространены почти по всей изученной территории, за исключением западной части суши ТПП и небольших участков на остальной территории. Как правило, нижний выдержанный глинистый пласт этого возраста служит ИП нижележащим ПР – это единственная субрегиональная ИП. Экранированные ей ПР различаются стратигра-

фическим объемом – если во всем разрезе от среднего ордовика до нижнего франа нет выдержанного глинистого пласта, способного служить ИП для нижележащих залежей, то формируется среднеордовикско-нижнефранский субрегиональный ПР, если же такой пласт существует, то образуются ПР, более ограниченные стратиграфически и пространственно. Из-за глубокого размыва и спорадического распространения среднедевонских отложений все выявленные в них глинистые пласты, способные служить ИП для ПР, имеют локальное или, в лучшем случае, зональное распространение.

Основные слои коллекторов связаны с наиболее выдержанными песчаниковыми пластами (толщинами от единиц до десятков метров) в среднем девоне и нижнем фране. Главная коллекторская толща – песчаники живета. Коллекторы, как правило, низко-среднеемкие (пористость 8-15%, проницаемость до 50 мД) [12]. Коллекторы джьерского и тиманского горизонтов отличаются невыдержанностью и небольшими (единицы и первые десятки метров) толщинами [9], они, как правило, низкоемкие (пористость 8%, проницаемость более 5 мД) [12]. Коллекторские свойства улучшаются в зонах выклинивания среднего девона, где отложения залегают непосредственно под поверхностью предджьерского или предтиманского несогласия [13]. В западной части суши яранский горизонт представлен преимущественно туфогенными алевролитами и песчаниками [14].

Большинство месторождений содержат в исследуемых отложениях не одну нефтяную залежь, а несколько. При этом залежи могут быть гидродинамически связаны между собой, а могут быть изолированы друг от друга истинными покрывками и, соответственно, принадлежать к разным ПР.

Методика определения ПР, к которому принадлежит конкретная залежь УВ, подробно описана в предыдущих работах [15], и здесь приводится очень кратко. Между залежами УВ и антиклинальными структурами, их содержащими, согласно теории трехслойного строения ПР, существуют следующие взаимоотношения: контакт УВ-вода соответствует уровню подошвы ИП на критической седловине, высота залежи соответствует разности между высотой антиклинали и толщиной ЛП, соответственно гидродинамически изолированные залежи имеют приблизительно одинаковую площадь при совпадении структурных планов без учета литологического замещения и разницу водонефтяных контактов (ВНК), приблизительно равную толщине отложений между кровлями залежей. При опробовании между гидродинамически изолированными залежами может быть получена вода. У связанных залежей площадь нижней залежи без учета литологического замещения всегда меньше площади верхней и разница ВНК намного меньше, чем толщина отложений между кровлями продуктивных коллекторов; кроме того, нефти ниж-

ней залежи имеют, как правило, большую плотность и вязкость, чем нефти верхней. Каждая изолированная залежь принадлежит к собственному ПР и экранируется собственной ИП, связанные гидродинамически залежи принадлежат к одному ПР и имеют общую ИП над верхней залежью. По площади, занятой ПР, различаются региональные, субрегиональные, зональные и локальные ПР. Внутри регионального ПР выделяются более мелкие ПР.

Если взаимоотношения между залежами неясны, и границы ПР определить проблематично, месторождение предварительно относится к более крупному ПР.

Рассмотрим несколько примеров многопластовых месторождений.

Харьягинское месторождение, расположенное на Харьягинском валу в центральной части Колвинского мегавала Печоро-Колвинского авлакогена, содержит 6 залежей в среднедевонско-нижнефранском интервале разреза осадочного чехла. Три из них в эйфельских (афонинских) пластах (снизу вверх: «I пачка, пласт 1-1», «I пачка, пласт 1-2» и «III пачка»), две в живетских (старооскольский надгоризонт) и одна в нижнефранских (джерских) отложениях.

Пачка D₂af I имеет общую толщину порядка 50 м. В ее составе выделяются два продуктивных маломощных прерывистых пласта песчаников I-1 и I-2, разделенных между собой прослоем глинистых отложений толщиной около 40 м (Гудошников, 2005). Нижний пласт I-1 представляет собой большое количество песчаных линз, заключающих в себе литологически ограниченные залежи нефти в пластах I-1 и I-2 на глубинах 3913 (пласт I-2) и 3934 м (пласт I-1), с различными уровнями ВНК (Гудошников, 2005). Их взаимоотношения неясны, возможно, каждая из них принадлежит к собственному локальному ПР, но более вероятно, что все эти линзы контролируются одной ИП в нижней части афонинского горизонта и относятся к среднеордовикско-эйфельскому ПР.

Разница между глубинами верхней залежи пачки D₂af I и залежью пачки D₂af III 128 м, разница в гипсометрическом положении ВНК больше 200 м. Это означает, что залежи I пачки отделены от пачки III собственной ИП, залегающей непосредственно на продуктивных коллекторах. ЛП, соответственно, отсутствует. Это внутриэйфельский ПР.

Пачка D₂af III представлена чередованием пористых и проницаемых слоев песчаника толщиной 0.9-4.7 м и глинистых разностей толщиной 0.5-7.2 м. Общее количество песчаных пропластков 2-4. По данным сейсморазведки 3Д и бурения установлены многочисленные зоны замещения коллекторов плотными породами, чаще тяготеющие к крыльям и периклиналям структуры. Колебание нижней границы нефтенасыщения наблюдается в интервале абсолютных отметок минус 3694.7–3764.47 м (Гудошников, 2005). Разница в глубинах

этой залежи с вышележащей старооскольской 78 м, разница принятых ВНК 62 и более метров, между залежами получена вода, то есть афонинская залежь экранирована собственной ИП. Это глинистый пласт старооскольского возраста толщиной 2-4 м, залегающие на 15-20 м выше кровли афонинских отложений. ЛП соответственно 20-25 м. Соответственно, эта залежь принадлежит эйфельско-нижнеживетскому ПР.

В живетских (старооскольских) отложениях, сложенных неравномерным чередованием песчаников, кварцевых, тонко-мелко-зернистых, алевролитов и аргиллитов, заключены две залежи, разделенные выдержанным глинистым прослоем толщиной 3-20 м. Коллекторы представляют собой песчаники с высокой степенью отсортированности в верхней залежи и более неоднородные в нижней. Нефтенасыщенные толщины по залежам изменяются в широких пределах от 4.5 м (скв.1136) до 63.1 м (скв.1068). Разница глубин залежей 58 м, а ВНК они имеют одинаковый (-3632 м). Следовательно, залежи связаны между собой и контролируются одной ИП. Глинистые пласты, имеющие возможность по своим свойствам служить ИП, встречаются в верхней части старооскольского горизонта, однако они распространены не на всей площади месторождения. Все месторождение перекрывается глинами нижней части джерского горизонта, они и являются ИП для обеих старооскольских залежей. ЛП 3-20 м. Так что обе эти залежи относятся к живетско-нижнефранскому ПР.

Верхняя в исследуемом интервале джерская залежь заключена в песчаных коллекторах толщиной 1-2 м, имеющих ограниченное распространение в толще неравномерного переслаивания песчано-глинистых пород. Песчаники полностью выклиниваются к крыльям структуры. Залежь литологически экранирована, ВНК не выявлен, нижняя абсолютная отметка нефтенасыщенных песчаников -3556.5 м. Залежь экранируется глинами верхней части джерского или нижней части тиманского горизонта и принадлежит джерско-тиманскому ПР.

На Харьягинском месторождении в среднедевонско-нижнефранском интервале выделяется 5 ПР: среднеордовикско-эйфельский, внутриэйфельский, эйфельско-нижнеживетский, живетско-нижнефранский и джерско-тиманский ПР.

В пределах Верхнегубешорского месторождения, расположенного в южной части Шапкина-Юрьянского вала Денисовского прогиба Печоро-Колвинского авлакогена открыто 3 залежи в нижнефранских (яранских и джерских) отложениях. Более глубокие отложения изучены очень слабо – вскрытая мощность среднедевонской толщи в составе живетского яруса составляет всего 176 м. Здесь открыты яранская залежь D₃ jar II пачка на глубине 3879 м (нижняя яранская), яранская D₃ jar I пачка на глубине 3785 м (верхняя яранская) и джерская на глубине 3766 м. Площади залежей соответственно 3714.5, 2456.5

и 1526.8 тыс. м², абсолютные отметки ВНК (для верхней залежи уровень подсчета) -3789, -3684 и -3663 м (Иудова, 2008). Нефти близки по составу и свойствам, в верхних двух залежах одинаковы. Разность уровней ВНК всех залежей примерно равна разности их глубин, что характерно для гидродинамически изолированных залежей.

Над нижней (нижнеяранской) залежью во всех скважинах четко прослеживается глинистый пласт толщиной 1-5 м, обладающий свойствами ИП, он и экранирует нижнюю яранскую залежь. Этот глинистый пласт становится проницаемым и перестает служить ИП в скважине 2-UG, но эта скважина находится на юго-восточной периклинали Верхнегубешорской структуры на 200 м ниже ВНК, так что это замещение глин на проницаемые алевролиты и песчаники не влияет на заполнение структуры УВ. ЛП имеет переменную толщину от 1 до 40 м и представлена глинистыми алевролитами. Между двумя яранскими залежами и на крыльях и в своде антиклинали получена вода. Следовательно, нижнеяранская залежь изолирована от вышележащих и принадлежит среднеордовикско-нижнефранскому ПР.

При совместном опробовании джьерской и верхнеяранской залежи на крыле (скв. 602) получена нефть с водой, обводненность 79.8%. Из этих данных можно сделать вывод, что эти залежи изолированы собственными ИП. Однако между джьерской и верхней яранской (средней) залежами отложения, обладающие свойствами ИП, встречаются лишь в некоторых скважинах, вместо

уровня ВНК джьерской залежи приблизительно определен уровень подсчета. Нефти джьерской и верхнеяранской залежи одинаковы. Из этого следует, что джьерская и верхнеяранская залежи гидродинамически связаны, контролируются общей региональной ИП в подошве тимано-саргаевской глинистой толщи. В таком случае ВНК джьерской залежи ниже принятого уровня подсчета запасов и близок к ВНК верхнеяранской залежи (-3684 м). Обе эти залежи принадлежат яранско-джьерскому ПР.

Верхняя, джьерская, залежь совместно с верхнеяранской контролируется нижним глинистым пластом толщиной 5-10 м тимано-саргаевской преимущественно глинистой толщи, иногда с этим пластом сливается самая верхняя часть джьерского горизонта. Залегающие ниже глинистые алевролиты толщиной 2-12 м составляют ЛП, в сводовой скважине 1-UG весь разрез джьерского горизонта (23 м) представлен плотными глинистыми алевролитами.

На основании анализа взаимоотношений между залежами нефти выявлены следующие основные ПР северной части ТПП: среднеордовикско-нижнефранский субрегиональный, среднеордовикско-нижнедевонский зональный, среднеордовикско-эйфельский зональный, среднеордовикско-живетский зональный, нижнедевонско-нижнефранский зональный, эйфельско-нижнефранский зональный, живетско-нижнефранский зональный, а также довольно большое количество локальных ПР (рис.1).

Среднеордовикско-нижнефранский региональный ПР распространен на большей части исследуемой территории, охватывает Денисовский прогиб, Колвинский мегавал, Хорейверскую впадину и Варандей-Адзвинскую структурную зону (рис.2). Месторождения содержат в исследуемом разрезе одну (Пашшорское, Командиршорское, Западно-Командиршорское, Верхнелайское, Седьягинское) или две связанные гидрогеологически залежи нефти (Нирмалинское). Продуктивная часть этого ПР представлена карбонатами среднеордовикско-раннедевонского возраста и преимущественно терригенными породами среднего девона-нижнего франа. Стратиграфическая полнота и толщина разреза продуктивной части изменчива. ИП – нижний выдержанный по площади глинистый пласт раннефранского (чаще всего тиманского, но на отдельных участках и яранского, и джьерского) возраста, обладающий необходимыми для ИП экранирующими свойствами (отношением $I_{гк}/I_{гк}$ меньше 0.38) [16]. ЛП состоит из плотных глинистых карбонатов или глинистых алевролитов и алевроитистых глин в зависимости от того, средний ордовик-нижний девон или средний девон залегают под ИП.

Многочисленные размывы сыграли двойную роль в формировании среднедевонско-нижнефранских ПР: отрицательную – они уничтожили

значительную часть коллекторов и покрышек, и положительную – глинистые породы, образующие ИП, часто налегают непосредственно на песчаные коллекторы, так что ЛП часто маломощна или отсутствует, так как тиманские глины залегают с размывом непосредственно на коллекторах.

В Хорейверской впадине и на юго-востоке Варандей-Адзвинской структурной зоны среднеордовикско-нижнефранский региональный ПР не содержит более мелких ПР, а на территории Денисовского прогиба, Колвинского мегавала и северо-западной части Варандей-Адзвинской структурной зоны внутри него выделяется большое количество локальных и зональных ПР (рис.2).

В западной части исследуемой части суши Тимано-Печорской провинции (Ижма-Печорская синеклиза, Малоземельско-Колгуевская моноклинал) среднеордовикско-нижнефранский ПР предположительно отсутствует, так как нижнефранские глинистые пласты с экранирующими свойствами достаточными, чтобы служить ИП, выклиниваются и замещаются более алевроитистыми разностями [13]

В северо-западной части Варандей-Адзвинской структурной зоны, в Медыно-Сарембойской антиклинальной зоне, предыдущими исследованиями [15] был выявлен среднеордовикско-сочемкюртинский зональный ПР с нижнедевон-

ской ИП (Тобойско-Мядсейское месторождение). Соответственно над ним в среднедевонско-нижнефранском интервале под субрегиональной тиманской ИП сформировался *нижнедевонско-нижнефранский зональный ПР*.

Среднеордовикско-эйфельский зональный ПР охватывает часть территории Колвинского мегавала (Харьягинский вал) и содержит залежи на Восточно-Сарутаюском, Харьягинском, Осокинском, Ошском и Южно-Ошском месторождениях. Полноценную корреляцию индивидуальных глинистых пластов провести сложно, глинистый пласт, который, по нашему мнению, служит ИП этого ПР, на Восточно-Сарутаюском месторождении залегает на 15-20 м выше залежи эйфельского пласта III, на Ошском, Осокинском и Харьягинском месторождениях – в верхней части эйфеля. Местами он залегает непосредственно над эйфельской залежью (скв. Осокинская 3), местами – выше на 8-20 м (скв. Осокинские 1 и 64). Предположительно, это один и тот же пласт, но этот вопрос требует дальнейшего уточнения. ЛП этого ПР изменяется по толщине от 0 до 20 м.

В этой зоне над *эйфельской зональной ИП* развит эйфельско-нижнефранский зональный ПР с нефтеносными живетскими песчаниками. На Харьягинском и Восточно-Сарутаюском месторождениях, где нефтеносны и нижнефранские (джьерские) отложения, ИП четко определяется как глинистый пласт в нижней части джьерского горизонта. На остальных месторождениях зоны предполагается то же строение ПР, однако это предположение нуждается в проверке.

Восточнее среднеордовикско-эйфельского ПР прослеживается *среднеордовикско-живетский зональный ПР*. ИП этого ПР имеет живетский (старооскольский) возраст и экранирует залежи в живетских отложениях таких месторождений, как им. Юрия Россихина, Инзырейское, предположительно, Нирмалинское, (Харьягинский вал Колвинского мегавала), а также, вероятно, Западно-Лекеягинское (Медынско-Сарембойская антиклинальная зона).

Над среднеордовикско-живетским ПР существует *живетско-нижнефранский зональный ПР*, характеризующийся таким же строением, что и эйфельско-нижнефранский ПР, отличаясь только положением нижней границы в живетских отложениях. Верхняя его граница – ИП – четко определена на месторождениях им. Ю. Россихина в нижней части джьерского горизонта, эта ИП предполагается и на Инзырейском месторождении.

На исследуемой территории выявлено несколько локальных ПР: *внутриэйфельский ПР* на Харьягинском месторождении, *эйфельско-нижнеживетский ПР* на Восточно-Сарутаюском и Харьягинском, *внутриживетский* на Инзырейском (рис.2), *яранско-тиманский* на Верхнегубешорском, *джьерский и тиманский* на Восточно-Сарутаюском и им. Ю. Россихина, *тиманский* на Тобойско-Мядсейском и *джьерско-тиманский* на Харьягинском и Западно-

Лекеягинском месторождениях (рис.3).

В среднедевонско-нижнефранском разрезе наибольшее количество ПР – пять – открыто на Центральном куполе Харьягинского месторождения, четыре на Восточно-Сарутаюском, Инзырейском и им. Ю. Россихина месторождениях, два на Верхнегубешорском, Западно-Лекеягинском, Осокинском, Пашшорском, Ошском и Южно-Ошском месторождениях и один на Верхнелайском, Западно-Командиршорском, Командиршорском, Леххарьягинском, Седьягинском, Западно-Сарутаюском, Центрально-Сарутаюском месторождениях, а также на Медынском, Мядсейском, Перевозном, и Тобойском участках Тобойско-Мядсейского месторождения.

В среднедевонско-нижнефранских ПР на исследуемой территории открыто 19 месторождений [3], все нефтяные, большая часть многопластовые. Из них 5 содержат залежи в эйфельских отложениях (Осокинское, Ошское, Южно-Ошское, Восточно-Сарутаюское, Харьягинское, Тобойско-Мядсейское месторождения), 10 – в живетских (Восточно-, Центрально- и Западно-Сарутаюские, Инзырейское, Осокинское, Ошское, Южно-Ошское, Пашшорское, Харьягинское месторождения), 4 – в нерасчлененных среднедевонских слоях (на Западно-Командиршорском, Командиршорском, им. Ю. Россихина и Западно-Лекеягинском месторождениях) и 9 в нижнефранских отложениях (Верхнегубешорское, Верхнелайское, Западно-Лекеягинское, им. Ю. Россихина, Инзырейское, Леххарьягинское, Седьягинское, Тобойско-Мядсейское, Харьягинское месторождения). Всего открыто 42 залежи. Начальные извлекаемые запасы нефти исследованной части суши ТПП в среднедевонско-нижнефранских отложениях достигают 59 млн т.

В акваториальной части месторождений в среднедевонских и нижнефранских отложениях пока не открыто. Изученность глубоким бурением акватории Печорского моря очень низка – одна пробуренная скважина приходится на 8.8 тыс км² [17].

В более молодых отложениях осадочного чехла в акватории открыты следующие нефтяные месторождения (баланс): Варандей-море (нижняя пермь), Варандейское (нижняя пермь-триас), Восточно-Перевозное (турне), Долгинское (средний-верхний карбон-нижняя пермь, верхняя пермь), Медынское (нижний девон, карбонатный фран, нижний и средний карбон, пермь), Приразломное (верхний карбон-нижняя пермь), Тобойско-Мядсейское (нижний девон, эйфель, тиман, фамен-нижний карбон), нефтегазоконденсатное Северо-Гуляевское (верхняя пермь) и газоконденсатное Поморское (верхний карбон). На острове Колгуев расположены нефтяное Таркское (триас) и нефтегазоконденсатное Песчаноозерское (средний-верхний карбон, нижняя пермь, триас) месторождения.

Большинство геологов, прогнозирующих нефтегазоносность Печорского моря, не считают

Рис.3. Среднеордовикско-нижнефранский субрегиональный природный резервуар

терригенный девон перспективным комплексом, прогнозируя только нефтегазоносность неантиклинальных ловушек в зонах выклинивания комплекса, несколько выше оцениваются перспективы нижнефранских отложений. Проведенное исследование сосредоточено на прогнозе антиклинальных залежей УВ.

В близкой к Тимано-Печорской НГП по строению герцинского структурного этажа нефтегазоносной провинции – Волго-Уральской – терригенный комплекс девона играет важную роль в суммарных начальных извлекаемых запасах, а на юго-западе провинции главенствующую. В акватории Печорского моря среднедевонские отложения развиты гораздо шире, чем на прилегающей суше, занимают площадь в 2-2.5 раза большую, чем на суше, и имеют аналогичные толщины [6], локальные структуры тоже имеются. Так что можно ожидать в пределах акватории наличия по крайней мере такого же количества ресурсов УВ, что и на суше, а скорее всего вдвое больше. Наиболее перспективными является продолжение на северо-запад в акваторию Печорского моря Денисовского прогиба и Колвинского мега-

вала (рис.2). Эти тектонические элементы на суше характеризуются самым большим количеством локальных и зональных ПР, аналогичное строение среднедевонско-нижнефранского ПР прогнозируется и в Печорском море.

Также перспективы связываются с продолжением на северо-запад в акваторию Печорского моря Варандей-Адзвинской структурной зоны и Коротайхинской впадины, включающим Южно-Долгинскую депрессию, Алексеевскую мегаантиклиналь, Гуляевско-Алексеевскую структурную зону и Гуляевскую мегаантиклиналь (рис.3). Хотя на большей части Варандей-Адзвинской структурной зона средний девон отсутствует, в месторождениях прибрежной зоны имеются залежи УВ в нижнефранских отложениях, а в акватории северо-западнее прогнозируется открытие залежей УВ в локальных и зональных ПР по всему разрезу среднедевонско-нижнефранского субрегионального ПР.

Кроме того, на севере Малоземельско-Колгуевской моноклинали в нижнефранских отложениях прогнозируется развитие глинистых слоев, обладающих свойствами ИП, а, следова-

тельно, и среднеордовикско-нижнефранского ПР.

Под большинством из расположенных в Печорском море месторождений прослеживаются локальные антиклинали в среднедевонско-нижнефранских отложениях, весьма вероятно содержащие залежи УВ. Так, локальные антиклинали выявлены под Поморским, Варандей-

море, Медынь-море, Долгинским и Гуляевским месторождениями.

Конечно, среднедевонско-нижнефранские природные резервуары не станут самым перспективным объектом акватории Печорского моря, но они могут внести свою долю в суммарные ресурсы углеводородов региона.

Выводы

- Основным природным резервуаром севера Тимано-Печорской провинции является среднеордовикско-нижнефранский субрегиональный. Он состоит из мощной продуктивной толщи, включающей карбонатные отложения ордовика, силура, нижнего девона, песчано-глинистые породы среднего девона и нижнего франа, истинной покрывки – нижних глинистых слоев тиманского горизонта и малоомощной ложной покрывки между ними. Ложная покрывка часто отсутствует, так как глины истинной покрывки залегают на нижележащих коллекторах с размывом.
- В среднедевонско-нижнефранском интервале среднеордовикско-нижнефранского субрегионального природного резервуара выделяется несколько более мелких, разрозненных из-за спорадического распространения среднедевонских отложений, локальных и зональных природных резервуаров. Наибольшее их количество отмечается на Харьягинском, Восточно-Сарутаюском, Инзырейском месторождениях и месторождении им. Ю. Россихина (Колвинский мегавал).
- В среднедевонско-нижнефранских отложениях исследованной суши Тимано-Печорской НПП открыто 19 месторождений с начальными извлекаемыми запасами около 59 млн. т. у. т. В акватории Печорского моря среднедевонские отложения развиты гораздо шире, чем на прилегающей суше, занимают площадь в 2-2.5 раза большую, чем на суше, и имеют приблизительно такие же толщины, как на суше. В них можно прогнозировать примерно в 2 раза больше условного топлива.
- Наиболее перспективными являются продолжение на северо-запад в акваторию Печорского моря Денисовского прогиба и Колвинского мегавала, а также Варандей-Адзьвинской структурной зоны. Кроме того, перспективны продолжение Каротаихинской впадины и северная часть Малоземельско-Колгуевской моноклинали.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания (тема «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях», № АААА-А19-119030690047-6).

Литература

1. Риле, Е. Б., Ершов, А. В. (2019). Среднеордовикско-верхнедевонские природные резервуары шельфа Печорского моря и прилегающей суши Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 4(27).
2. Ильин, В. Д. (1982). Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре. Методические рекомендации. Москва: ВНИГНИ.
3. (2019). Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017 г. Москва: ФГУНПП «Росгеолфонд».
4. Большаков, Р. Г., Кончиц, Е. Н., Лавриненко, И. А. (2004). Атлас нефтегазоносности и перспектив освоения запасов и ресурсов углеводородного сырья Ненецкого автономного округа. *Нарьян-Мар: Ненецкий информационно аналитический центр*.
5. Клещев, К. А., Шеин, В. С. (2010). Нефтяные и газовые месторождения России. Справочник. Москва: ВНИГНИ.
6. (2000). Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт. *Ухта: ТП НИЦ*.
7. Мандель, К. А. (2005). Нефтегазоносность и перспективы освоения северной части Тимано-Печорской провинции (Печорское море). Автореферат на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Санкт-Петербург: ВНИГРИ.
8. Прищепа, О. М., Богацкий, В. И., Орлова, Л. А. и др. (2009). Прогноз нефтегазоносности области северного замыкания Тимано-Печорского осадочного бассейна. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 4(3).
9. Окнова, Н. С. (2010). Зоны концентрации углеводородов суши и акваторий в нефтегазоносных бассейнах окраин Восточно-Европейской платформы (Баренцево-Каспийский пояс нефтегазоносности). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 5(4).

10. Холодилов, В. А. (2006). Геология, нефтегазоносность и научные основы стратегии освоения ресурсов нефти и газа Баренцева и Карского морей. Автореферат на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.
11. Теплов, Е. Л., Коростыгова, П. К., Ларионова, З. В. и др. (2011) Природные резервуары нефтегазовых комплексов Тимано-Печорской провинции. Санкт-Петербург: Реноме.
12. Белонин, М. Д., Прищепа, О. М. (2004). Тимано-Печорская провинция. Москва: Недра.
13. Обметко, В. В. (2007). Перспективы нефтегазоносности акваториальной части Печоро-Колвинского авлакогена. Автореферат на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва: ФГУП ИГиРГИ.
14. Маргулис, Е. А. (2009). Нефтегазовые комплексы Печорского шельфа. Нефтегазовая геология. Теория и практика, 4(3).
15. Риле, Е. Б., Ершов, А. В., Попова, М. Н. (2019). Экранирование фаменских залежей нефти Хорейверской впадины и прилегающих территорий (Тимано-Печорская НПП). Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 11, 4-12.
16. Хитров, А. М. (2013). Покрышки залежей углеводородов и ресурсный потенциал недр. Актуальные проблемы нефти и газа. www.oilgasjournal.ru
17. Прищепа, О. М., Богацкий, В. И. (2009). Нефтегазовый потенциал акваториальной части севера Тимано-Печорской нефтегазовой провинции. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 6, 2-9.

References

1. Rile, E. B., Ershov, A. V. (2019). Middle ordovician-upper devonian natural reservoirs of the Pechora sea shelf and adjacent Timan-Pechora oil and gas province. *Actual Problems of Oil and Gas*, 4(27).
2. Ilyin, V. D. (1982). Local forecast of oil and gas content based on the analysis of the structure of traps in a three-layer reservoir. Guidelines. Moscow: VNIGNI.
3. (2019). Gosudarstvennyy balans zapasov poleznykh iskopaemykh Rossijskoj Federacii po sostoyaniyu na 01.01.2017 g. Москва: FGUNPP «Rosgeolfond».
4. Bol'shakov, R. G., Konchic, E. N., Lavrinenko, I. A. (2004). Atlas neftegazonosnosti i perspektiv osvoeniya zapasov i resursov uglevodorodnogo syr'ya Neneckogo avtonomnogo okruga. Nar'y-an-Mar: Neneckij informacionno analiticheskij centr.
5. Kleshev, K. A., Shein, V. S. (2010). Oil and gas fields of Russia. Guidelines. Moscow: VNIGNI.
6. (2000). Timano-Pechorskij sedimentacionnyj bassejn. Atlas geologicheskikh kart. Uhta: TP NIC.
7. Mandel', K. A. (2005). Neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya severnoj chasti Timano-Pechorskoj provincii (Pechorskoe more). avtoreferat na soiskanie uchenoj stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. Sankt-Peterburg: VNIGRI.
8. Prishchepa, O. M., Bogatsky, V. I., Orlova, L. A., et al. (2009). Forecast of petroleum potential of the district of the timan-pechora petroleum basin northern closure. *Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies*, 4(3).
9. Oknova, N. S. (2010). Hydrocarbon concentration zones of land and offshore areas in the oil and gas basins of the East European platform margins (Barents-Caspian oil belt). *Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies*, 5(4).
10. Holodilov, V. A. (2006). Geologiya, neftegazonosnost' i nauchnye osnovy strategii osvoeniya resursov nefiti i gaza Barenceva i Karskogo morej. Avtoreferat na soiskanie uchenoj stepeni doktora geologo-mineralogicheskikh nauk. Moskva: RGU nefiti i gaza im. I.M. Gubkina.
11. Teplov, E. L., Kostygova, P. K., Larionova, Z. V., et al. (2011). Natural reservoirs of oil and gas complexes of Timan-Pechora province. St.-Petersburg: Renome.
12. Belonin, M. D., Prishchepa, O. M. (2004). Timano-Pechorskaya provintsiya. Moscow: Nedra.
13. Obmetko, V. V. (2007). Perspektivy neftegazonosnosti akvatorial'noj chasti Pechoro-Kolvinskogo avlakogena. Avtoreferat na soiskanie uchenoj stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. Moskva: FGUP IGI RGI.
14. Margulis, E. A. (2009). Oil-gas complexes of the Pechora shelf. *Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies*, 4(3).
15. Rile, E. B., Ershov, A. V., Popova, M. N. Famenian oil pools of Khoreyversky depression and neighboring territory sealing (Timan-Pechora oil and gas province). *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 11, 4-12.
16. Hitrov, A. M. (2013). Pokryshki zalezhej uglevodorodov i resursnyj potencial neдр. Aktual'nye problemy nefiti i gaza. www.oilgasjournal.ru
17. Prishchepa, O. M., Bogatsky, V. I. (2009). The petroleum potential of the offshore area in the north of the Timan-Pechora petroleum province. Mineral Recourses of Russia. *Economics and Management*, 6, 2-9.

**Среднедевонско-нижнефранские природные резервуары
углеводородов шельфа Печорского моря и прилегающей суши
Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции**

Е.Б. Риле, А.В. Ершов

Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук, Москва, Россия

Реферат

Исследования основаны на теории трехслойного строения природных резервуаров углеводородов, выделяющей в природном резервуаре 3 слоя – истинную покрывку, продуктивную часть (содержащую коллекторы толщ) и залегающий между ними промежуточный слой – ложную покрывку. В терригенных отложениях изменчивого по толщине, составу и стратиграфической полноте разреза среднедевонско-нижнефранского интервала осадочного чехла северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, примыкающей к Печорскому морю, выявлен среднеордовикско-нижнефранский субрегиональный природный резервуар углеводородов, имеющий сложное строение и включающий несколько зональных и локальных природных резервуаров (среднеордовикско-нижнедевонский, среднеордовикско-эйфельский, живетско-нижнефранский и другие). Площади распространения этих природных резервуаров проэкстраполированы в акваторию Печорского моря. На основании анализа нефтегазоносности севера суши Тимано-Печорской НГП в Печорском море оконтурены области с наиболее высокими перспективами нефтегазоносности – северо-западное продолжение Денисовского прогиба, Колвинского мегавала, а также Варандей-Адзвинской структурной зоны и Каротаихинской впадины.

Ключевые слова: природный резервуар; истинная покрывка; ложная покрывка; месторождение; залежь; углеводороды.

**Peçora dənizi şelfinin və Timan-Peçora neftli-qazlı
əyalətinin ona bitişik quru ərazisinin Orta Devon-Aşağı Frasnks
təbii karbohidrogen rezervuarları**

E.B. Rile, A.V. Yerşov.

Rusiya Elmlər Akademiyasının
Neft və Qaz Problemləri İnstitutu, Moskva, Rusiya

Xülasə

Tədqiqat təbii rezervuarda məhsuldar hissənin (tərkibində laylar olan) həqiqi örtüyü və onların arasında yatan qatlararası qat – yalançı örtük olmaqla, 3 qata ayrılan təbii karbohidrogen rezervuarlarının üçqatlı strukturu nəzəriyyəsinə əsaslanır. Peçora dənizinə bitişik Timan-Peçora neft-qaz əyalətinin şimal hissəsinin çöküntü örtüyünün Orta Devon-Aşağı Frasnks intervalının qalınlığına, tərkibinə və stratiqrafik təmliyinə görə dəyişkən kəşiyinin terrigen yataqlarında mürəkkəb struktura malik və özündə bir neçə zonal və lokal təbii rezervuarı (Orta Ordovik-Aşağı Devon, Orta Ordovik-Eyfel, Jivetsk-Aşağı Frasnks və s.) birləşdirən Orta Ordovik-Aşağı Frasnks subregional təbii karbohidrogen rezervuarı aşkar edilmişdir. Bu təbii rezervuarların yayılma sahəsi Peçora dənizinin akvatoriyasında ekstrapolyasiya edilmişdir. Peçora dənizindəki Timan-Peçora neft və qaz əyalətinin quru sahəsinin şimal hissəsinin neft-qazlılığının analizi əsasında neft-qazlılıq perspektləri ən yüksək olan bölgələr – Denisov əyrisinin şimal-qərb davamı, Kolvinsk meqavalı, həmçinin Varandey-Adzvinsk struktur zonası və Karotaixinsk çökəkliyi konturlanmışdır.

Açar sözlər: təbii rezervuar; həqiqi örtük; yalançı örtük; yataq; karbohidrogenlər.