

УДК 553.982.2

DOI 10.31087/0016-7894-2021-1-19-29

Прогноз нефтегазоносности карбонатных природных резервуаров Верхнепечорской впадины Предуралья Краевого прогиба

© 2021 г. | И.В. Колоколова, Д.И. Гурова, А.М. Хитров

ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук», Москва, Россия; ipngkolokolova@yandex.ru; dianamozg@mail.ru; ahitrov@ipng.ru

Поступила 27.11.2020 г.

Доработана 30.11.2020 г.

Принята к печати 07.12.2020 г.

Ключевые слова: *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция; Верхнепечорская впадина; объект; вероятность; риски; геолого-разведочные работы; рифы.*

Аннотация: В статье рассмотрены карбонатные природные резервуары Верхнепечорской впадины Предуралья Краевого прогиба. Анализ обширной геологической информации показал, что в центральной и северной частях впадины есть все необходимые условия для образования нефтяных залежей в рифовых объектах верхнего девона, среднего – верхнего карбона – нижней перми – высокочемических коллекторов, надежных флюидоупоров, нефтематеринских пород. Авторами статьи предложена схема эффективного управления процессом геолого-разведочных работ на основе системного подхода к прогнозированию нефтегазоносности на базе комплексной интерпретации данных каротажа и сейсморазведки с учетом геолого-экономических критериев (вероятность существования залежи, ресурсы, финансовые риски). На примере реальных объектов показано, что оценивать и управлять рисками геолого-разведочных работ можно с помощью достаточно простых процедур без применения сверхсложных математических расчетов на любой стадии изученности объекта. Представленные методические подходы разрабатываются специалистами ИПНГ РАН в течение 15 лет и уже использовались в практике поисковых и разведочных работ.

Для цитирования: Колоколова И.В., Гурова Д.И., Хитров А.М. Прогноз нефтегазоносности карбонатных природных резервуаров Верхнепечорской впадины Предуралья Краевого прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 19–29. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-19-29.

Финансирование: 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).

Verkhnepechorsky depression of Urals Foredeep: prediction of oil and gas occurrence in natural carbonate reservoirs

© 2021 | I.V. Kolokolova, D.I. Gurova, A.M. Khitrov

Institute of Oil and Gas Problems RAS, Moscow, Russia; ipngkolokolova@yandex.ru; dianamozg@mail.ru; ahitrov@ipng.ru

Received 27.11.2020

Revised 30.11.2020

Accepted for publication 07.12.2020

Key words: *Timan-Pechora Petroleum Province; Verkhnepechorsky depression; object; probability; risk; geological exploration; reef.*

Abstract: The authors discuss natural carbonate reservoirs of the Verkhnepechorsky depression of the Urals Foredeep. Analysis of rich geological information has shown that all the necessary conditions for the existence of oil deposits in reef objects of the Upper Devonian, Middle-Upper Carboniferous- Lower Permian are present in the central and northern parts of the depression, they are: high-capacity reservoirs, reliable seals, and oil source rocks. The authors propose a scheme of effective management of the exploration process based on systematic approach to predicting oil and gas content using an integrated interpretation of logging and seismic data taking into account geological and economic criteria (reservoir probability, resources, financial risks). By the example of real objects, it is shown that assessment and management of exploration risks using fairly simple procedures without the use of sophisticated mathematical calculations in any stage of the object studies is possible. The presented methodological approaches have been developed by specialists of the RAS Institute of Oil and Gas for 15 years, and there are examples of their actual use in the practice of prospecting and exploration.

For citation: Kolokolova I.V., Gurova D.I., Khitrov A.M. Verkhnepechorsky depression of Urals Foredeep: prediction of oil and gas occurrence in natural carbonate reservoirs. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(1):19–29. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-19-29. In Russ.

Funding: The paper is prepared as a part of execution of the State Order No. АААА-А19-119030690047-6 “Prediction of the state of the Russian oil and gas sector resource base on the basis of the system researches of natural reservoirs hydrocarbon potential in carbonate, terrigenous, and shale formations”.

Введение

На международной научно-практической конференции «О новой парадигме развития нефтегазовой геологии» (Казань, 09.2020) в докладах Р.Х. Муслимова, А.М. Хитрова, И.В. Колоколовой показано, что сегодня новые высокорентабельные залежи для добычи УВ могут быть открыты именно в традиционных объектах разведки (риффы нижней перми – карбона, верхнего девона) в районах с развитой инфраструктурой в известных нефтегазоносных провинциях и зонах нефтегазонакопления [1]. Объектами могут быть разбуренные и выведенные из бурения ловушки, пропущенные залежи и уже вскрытые пласты на месторождениях с подтвержденным продуктом, но не эксплуатируемые в связи с отсутствием промышленных притоков. Низкая детальность определения комплекса информативных критериев нефтегазоносности и подготовки таких объектов к бурению часто приводит к неудачам в геолого-разведочных работах и при эксплуатации месторождений нефти и газа.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции одним из направлений поисков ранее не обнаруженных залежей УВ в рифах являются северная и центральная части Верхнепечорской впадины. На территории впадины на Государственном балансе числится восемь месторождений: Козлаюское (газовая залежь визейского возраста), Вуктыльское (нефтегазоконденсатные залежи фаменского, визейского, башкирского, московского, позднекаменноугольного, раннепермского возраста), Мишпарминское (газоконденсатная массивная залежь московского, позднекаменноугольного возраста), Юрвож-Большелягское (газоконденсатная залежь позднедевонского возраста), Рассохинское (газовые залежи артинского, позднекаменноугольного + ассельского + сакмарского + артинского возраста), Курьинское (газовая залежь кунгурского возраста), Патраковское (газовая залежь бобриковского возраста), Анельское (газовая залежь позднекаменноугольного, сакмарского + артинского возраста). В пределах впадины находятся 7 подготовленных к бурению структур, 8 — в фонде структур, выведенных из бурения, 13 — в фонде выявленных. Изученность сейсморазведкой и бурением крайне неравномерная: плотность сейсмических данных МОГТ-2D, 3D составляет 0,8 усл. км/км², бурения — 89,5 км²/скв. Впадину пересекает 4 региональных профиля (26в, 29, 22, 21-РС).

Для оценки перспектив нефтегазоносности рифовых природных резервуаров нижней перми – карбона, верхнего девона авторы статьи использовали системный подход. Поставленные задачи решались на основе следующих критериев: литолого-палеогеографических и петрофизических, характеризующих качество резервуара (коллектор и флюидоупор); структурно-тектонических (строение ловушек); геолого-экономических, позволяющих определять ос-

новные приоритетные направления и первоочередные объекты поисков залежей УВ. В качестве базовой информации применялся полный комплекс геолого-геофизических материалов (литология, петрофизика, тектоника, палеотектоника, палеогеоморфология, сейсмостратиграфия и др.).

Выделение и картирование рифовых объектов выполнялось по данным комплексной интерпретации современных материалов каротажа по 10 скважинам и 1000 км сейсморазведки МОГТ-2D путем интегрированного анализа данных о коллекторах, флюидоупорах и структурных формах. Для прогноза легких нефтей в средне-верхнекаменноугольно-нижнепермских карбонатных резервуарах использовался принцип дифференциального улавливания УВ. Для оценки рисков геолого-разведочных работ применялся линейно-вероятностный подход, где ключевым моментом является параметр вероятности существования залежи (Pз).

Перспективные объекты нераспределенного фонда выбирались по следующим факторам: ресурсной оценке (> 0,5 млн т), значению вероятности существования залежи (Pз) и финансового риска (< 0).

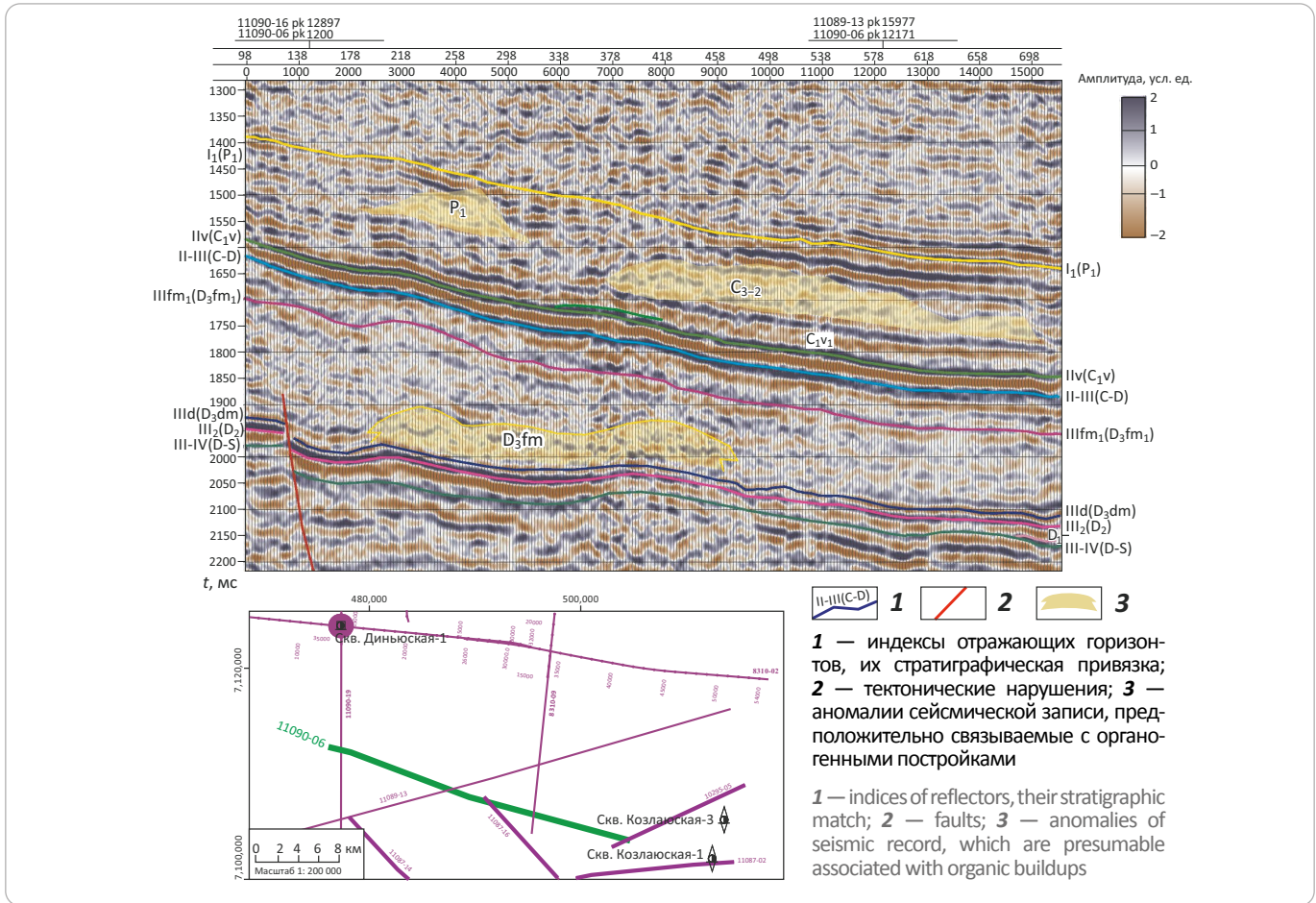
Рифовые постройки среднего – верхнего карбона – нижней перми

Нижнепермские карбонатные постройки в пределах Верхнепечорской впадины впервые были выделены в 1971 г. Г.А. Иоффе, Р.П. Сливковой, И.С. Муравьевым, М.В. Коноваловой, Т.Н. Козулиной в форме одиночных рифов¹. Впоследствии работы по изучению этих отложений не проводились. С 2015 по 2019 г. специалисты ИПНГ РАН выполняли работы по изучению перспектив нефтегазоносности Верхнепечорской впадины. В результате анализа сейсмических данных в волновом поле по ряду характерных признаков в интервале средне-верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений были выделены аномалии, отождествляемые с рифами (рис. 1). Постройки вытянуты в меридиональном направлении, имеют небольшие размеры (среднее значение ширины — около 4 км). Встречаются как одиночные рифы, так и сооружения в виде прямых разветвленных полос, осложненных отдельными куполами. Возможно, что выделенные аномалии могут быть частью одного большого или нескольких атолл. Перспективы органиогенных построек подтвердились интерпретацией данных ГИС, в результате которой были выделены надежные флюидоупоры и высокоемкие коллекторы, которые при благоприятных структурных условиях могут образовывать ловушки нефти и газа. Экранами для нижнепермских объектов являются регионально распространенная кунгурская глинистая толща в кровле карбонатов и локальные пласты глин в ар-

¹Иоффе Г.А., Сливкова Р.П., Муравьев И.С., Коновалова М.В., Козулина Т.Н. Литология, фации, стратиграфия и нефтегазоносность пермских отложений восточных и северных районов Тимано-Печорской провинции : отчет. – Ухта, 1971. – С. 250.

Рис. 1. Фрагмент временного разреза предполагаемых рифовых построек по линии профиля 11090-06 (средний – поздний карбон – ранняя пермь)

Fig. 1. Fragment of time section of the supposed reef buildups along 11090-06 Line (Middle – Late Carboniferous – Early Permian)



тинских и ассельско-сакмарских отложениях (рис. 2). В каменноугольных отложениях региональные покрывки не выделяются, поэтому флюидоупорами для залежей служат локальные пласты глин, мощность которых не превышает первых метров. Рифовый разрез в интервале среднего – верхнего карбона на исследуемой территории скважинами не вскрыт. На разрезе средне-верхнекаменноугольных отложений в скв. Еджидзельская-1 под тонкими глинистыми пластами (1–10 м) выделяются водонасыщенные коллекторы (рис. 3). Если бы скважина вскрыла риф, то вполне возможно, что под данными покрывками коллекторы были бы нефтенасыщены.

Как уже упоминалось выше, для прогноза состава нефтей был применен принцип дифференциального улавливания. Фазовая зональность распределения УВ во впадине имеет важное значение для оценки нефтегазоносного потенциала и планирования направлений геолого-разведочных работ. Концепция разработана С.П. Максимовым в 1954 г. и основывается на следующем: УВ заполняют встретившийся ряд последовательно расположенных по восстанию ловушек — вначале аккумулируется газ, затем нефть

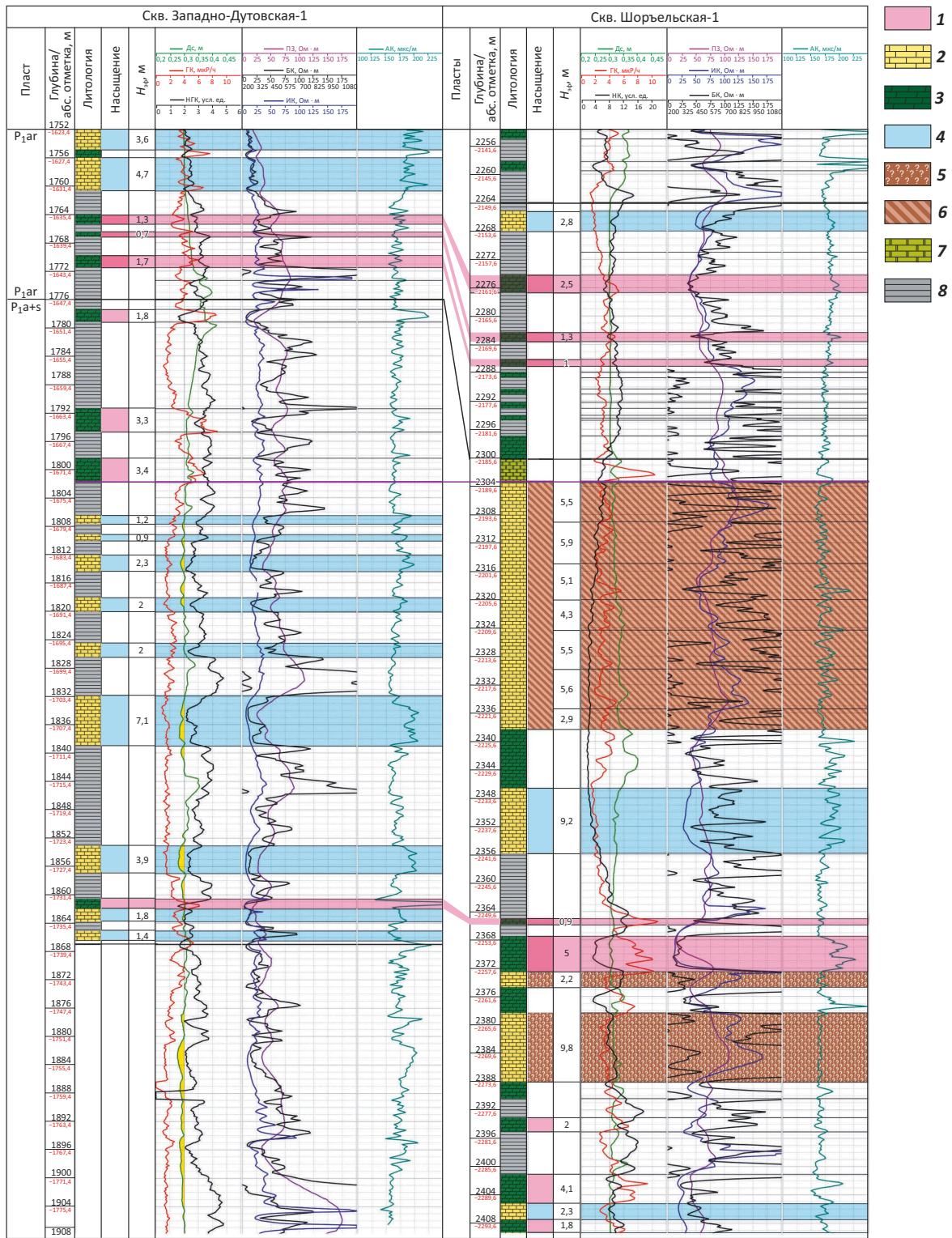
с газом, далее нефть, т. е. на характер размещения месторождений нефти и газа в пределах структуры влияет ее региональный наклон.

Одной из первых работ по фазовому составу УВ на отдельных структурах Предуральского прогиба является статья В.А. Кошляка и И.А. Якупова (1963). Авторами установлена закономерность распределения газовых и нефтяных залежей в рифовой полосе Башкирского Приуралья, которая основывается на принципе дифференциального улавливания, или ступенчатой миграции [2].

Принцип дифференциального улавливания справедлив как для нефтегазоносных провинций, так и отдельных тектонических элементов и природных резервуаров. Существует большое число работ, в которых авторы приводят примеры изменения фазового состава ловушек по латерали с изменением глубины. В 1983 г. Н.И. Никонов описал закономерное увеличение плотности нефти по латерали с севера на юг при уменьшении глубины залегания залежей в верхнепермских песчаниках, образующих группу небольших куполов в пределах Харьягинского

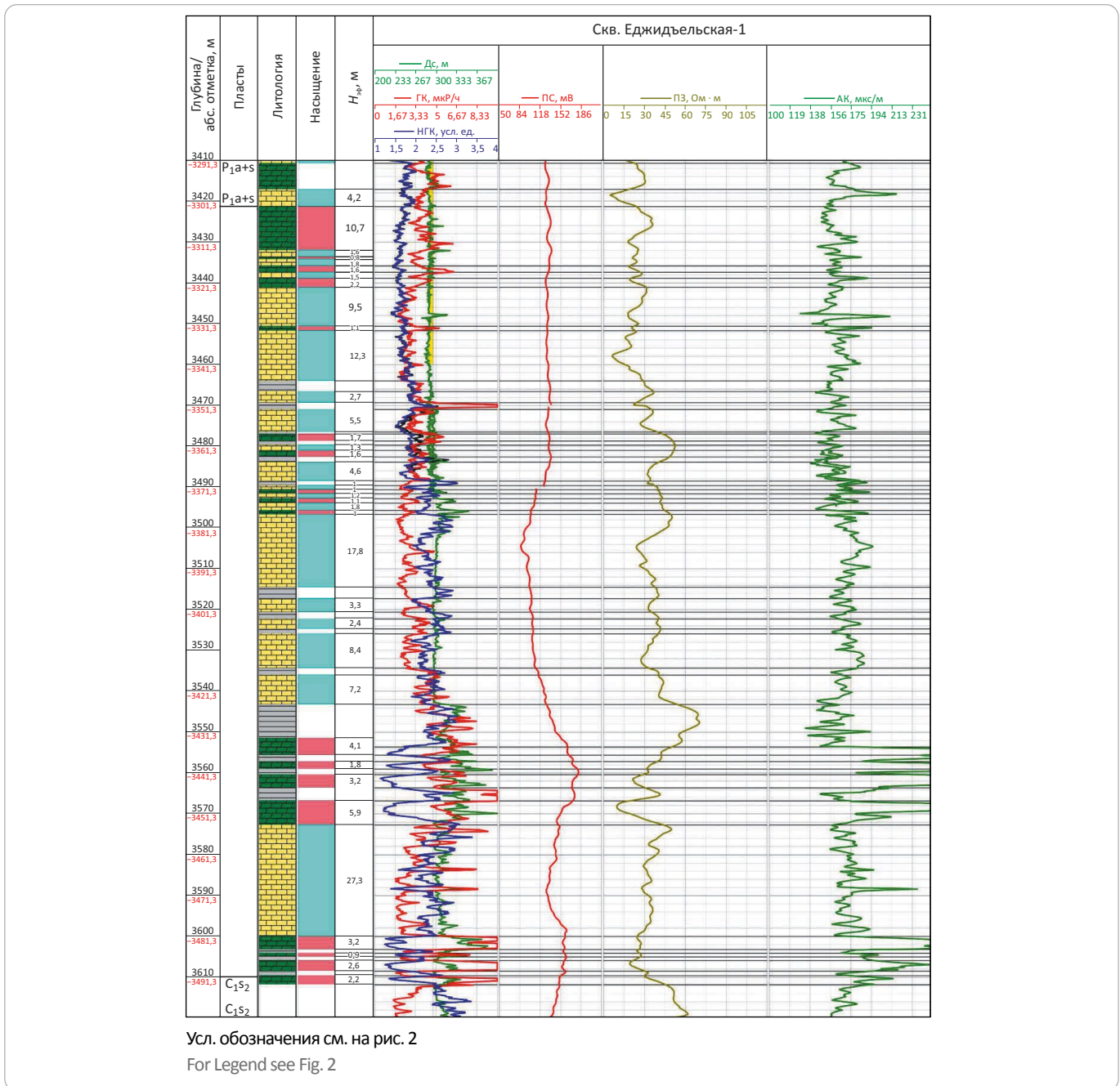
HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 2. Выделение коллекторов и флюидоупоров в нижнепермских отложениях
 Fig. 2. Identification of reservoirs and impermeables within Lower Permian series



1 — флюидоупор; 2 — известняк; 3 — глинистая порода; 4 — вода; 5 — возможный продукт; 6 — нефть; 7 — доломит; 8 — плотный неколлектор
 1 — seal; 2 — limestone; 3 — argillaceous rock; 4 — water; 5 — possible product; 6 — oil; 7 — dolomite; 8 — tight non-reservoir

Рис. 3. Планшет средне-верхнекаменноугольных отложений по скв. Еджидзельская-1 (интервал 3410–3610 м)
Fig. 3. Composite log of Middle-Upper Carboniferous series: Edzhidjel'sky-1 well (interval 3410–3610 m)



и Возейского месторождений (Колвинский мегавал) [3]. С.Ф. Федоров подобную закономерность установил для Ухто-Печорской, Кубанской областей, Куйбышевского и Саратовского Поволжья. В работах канадского геолога У.К. Гассоу по изучению барьерного рифа позднедевонского возраста Бони-Глен – Уизард-Лейк (штат Альберта) показано, что характер распределения залежей УВ по региональному наклону изменяется согласно ступенчатой миграции: ловушки в южной части рифа, расположенные ниже по падению (Кукинг-Лейк), содержат газ, ловушки в северной ча-

сти (Уизард-Лейк) заполнены нефтью, ловушки (Римби – Гомеглен) между ними содержат газ с нефтяными оторочками [4].

Такая зависимость наблюдается и в Верхнепечорской впадине: на юге месторождения имеют чисто газовый состав (Рассохинское, Патраковское и др.), севернее (Вуктыльское, Козлаюское месторождения) газоконденсатные залежи окантованы нефтяной оторочкой, а в северной части (скв. Новая-1) по данным ГИС в каменноугольных отложениях выделяется нефтенасыщенный коллектор. Такое распо-

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Таблица. Изменение фазового состава УВ-залежей Верхнепечорской впадины с юга на север
Table. Changes in phase composition of HC pools from south to north of Verkhnepechorsky depression

	Месторождение	Тип месторождения	Пласт	Тяжелые УВ без $C_{5+ВГ}$ %	Азот, %	Углекислый газ, %
Север	Скв. Новая-1	Н	C_{1s}	По данным ГИС		
	Вуктыльское	НГК	C_{1v} бобриковский	16,16	4,43	0,03
	Вуктыльское	НГК	P_1-C массивная залежь	15,49	4,19	0,03
	Мишпарминское	ГК	C_2m-C_3 массивная залежь	12,78	5,7	0,16
	Рассохинское	Г	$C_3 + P_1a + s + ar_1$	–	–	–
	Рассохинское	Г	P_1ar_2	–	–	–
	Пачгинское	Г	$P_1a + s + ar_1$	–	–	–
	Курьинское	Г	P_1ar	6,5	3,1	0,3
	Курьинское	Г	P_1k	5,4	4,8	0,1
Юг	Анельское	Г	P_1-C_3	0,96	0,67	0

ложение заполненных ловушек весьма интересно и, наверное, неслучайно.

Для выяснения наблюдаемых особенностей формирования залежей в каменноугольно-нижнепермском природном резервуаре исследована зависимость между свойствами УВ и их положением (таблица). Для анализа использованы данные по фазовому составу УВ из «Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации».

Результаты проведенного анализа свойств УВ, несмотря на отсутствие данных по двум месторождениям (Рассохинское и Пачгинское), демонстрируют закономерное увеличение содержания тяжелых УВ — смол и асфальтенов. Наличие данных зависимостей свидетельствует об определенной миграции УВ с юга на север по восстанию пластов (рис. 4). Таким образом, в Верхнепечорской впадине состав УВ меняется с юга на север: 1) в южной части (район Пачгинского, Рассохинского, Курьинского месторождений) открыты газовые месторождения; 2) в центральной части (район Вуктыльского, Козлауского месторождений) выявлены нефтегазоконденсатные залежи с нефтяными оторочками и 3) в северной части (район скв. Новая-1) прогнозируются преимущественно нефтяные месторождения.

Следовательно, залежи, приуроченные к карбонатным отложениям каменноугольно-нижнепермского возраста, образованы за счет генерации нефтематеринскими толщами, расположенными южнее впадины, и миграции УВ на север. Исходя из того, что в интервале данного резервуара от ловушки к ловушке происходит постепенное изменение фазового состава, можно утверждать, что все они, расположенные на пути миграции УВ, максимально заполнены — под гидродинамический замок. Это утверждение по-

зволяет прогнозировать фазовый состав и объемы УВ перспективных ловушек, расположенных на пути их миграции.

Рифовые постройки позднедевонского и раннекаменноугольного возраста

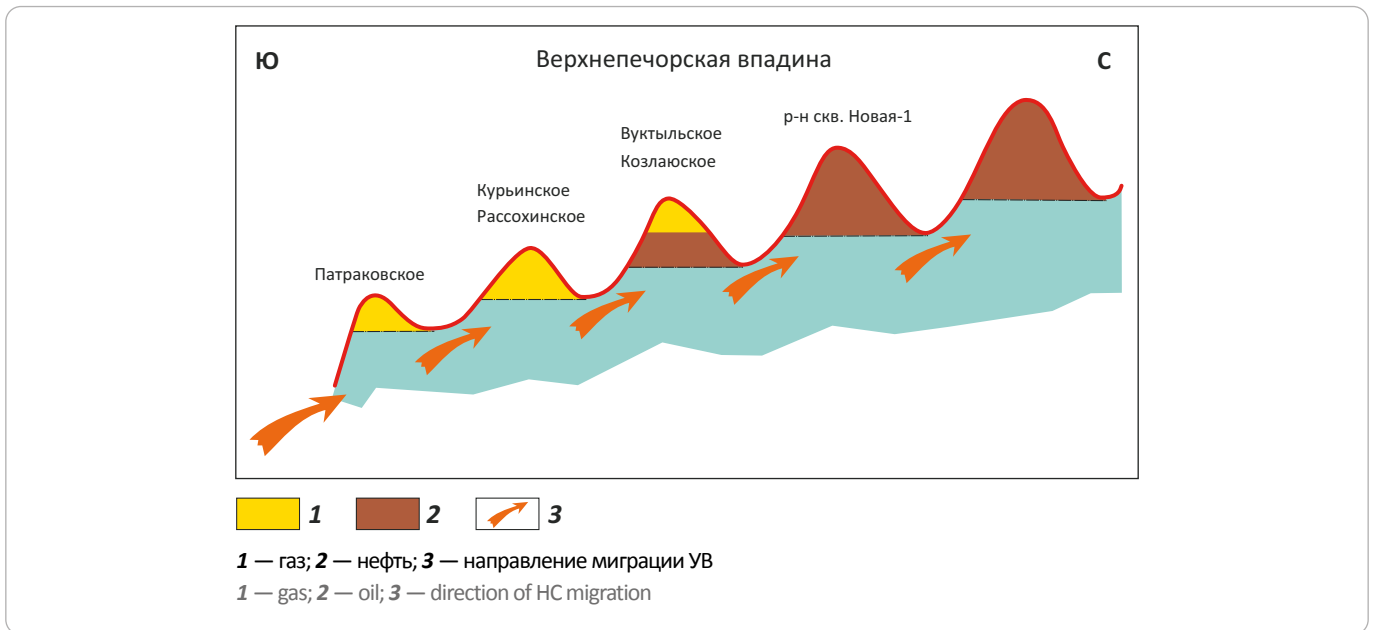
Рифы позднего девона в пределах Верхнепечорской впадины изучены достаточно хорошо. Здесь в 1980-е гг. был проведен большой объем сейсморазведочных работ, основной задачей которых было выявление ловушек УВ в карбонатных отложениях позднего девона.

Литологический комплекс представлен сложносочетающимися отложениями рифогенных, склоновых, депрессионных фаций и компенсирующих их толщ заполнения. Это связано с его формированием, которое происходило в условиях трансгрессивно-регрессивного цикла накопления осадков при общем погружении бассейна. Такая палеогеографическая ситуация способствовала широкому развитию органогенных образований, локализующихся в барьерные, колониальные и локальные рифогенные системы.

В доманиково-турнейском комплексе выделяют природные резервуары зонального и локального ранга следующих типов: мелководно-шельфовые, рифогенные, доманикоидные (депрессионные, относительно глубоководно-шельфовые), толщи заполнения относительно глубоководно-шельфовых впадин [5].

На исследуемой площади значительными перспективами нефтеносности обладает Динью-Югидельский атолл доманиково-задонского возраста, который занимает частично Ронаельскую ступень Ижма-Печорской и северную часть Верхнепечорской впадин. Атолл вскрыт скважинами Южно-Марьельская-2, Ронаельская-11, Диньюсская-1, Западно-Вук-

Рис. 4. Схема дифференциального улавливания УВ (Верхнепечорская впадина) (по Максимова С.П., 1954)
Fig. 4. Scheme of multistage HC migration (Verkhnepechorsky depression) (according to Maksimov S.P., 1954)



тыльская-1, Еджидьельская-1 и Лебяжья-2. По периметру атолла биогермные купола образуют внешнее кольцо, внутренняя часть заполнена лагунными осадками с мелкими биостромами (по сейсмозаписям). Контуры атолла уточнены по данным сейсмо-разведки.

В результате переинтерпретации данных ГИС были выделены локальные флюидоупоры внутри рифового массива и коллекторы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, что свидетельствует о возможности открытия многопластовых залежей внутри рифовых массивов позднего девона. Качество сейсмических данных позволило проследить в межскважинном пространстве границы пород-флюидоупоров и оконтурить локальные объекты (рис. 5, см. рис. 1).

Таким образом, детальные тематические исследования в северной и центральных частях подтвердили высокие перспективы многопластовых залежей УВ под региональными и локальными флюидоупорами в рифовых объектах верхнего девона – среднего – верхнего карбона – нижней перми. Результаты работ представлены на сводной карте перспективных объектов. По полученным данным для девяти объектов выполнены оценки ресурсов и вероятностей существования залежей УВ или коэффициента геологического успеха (P_3). Объекты выбирались по принципу открытия многопластовых залежей разного возраста (рис. 6).

В ведущих нефтяных компаниях и научных группах мира существуют собственные методики определения вероятности существования залежи. Отличие методик заключается в разном числе существенных множителей (факторов) достоверности и деталь-

ности их оценки. Они базируются на многогранной оценке возможной перспективности региона по ряду факторов, характеризующих разные элементы нефтяных систем (нефтегазоматеринскую породу, коллектор, флюидоупор, ловушку, время формирования структур, генерации и миграции УВ). Каждый из геологических признаков рассматривается как независимая величина, характеризующаяся вероятностью в диапазоне от 0 до 1 (либо в процентах), в зависимости от степени уверенности геологов в том или ином факторе. Как правило, степень уверенности определяется надежностью источника информации (кондиционные, косвенные и ограниченные данные) и профессиональным опытом геолога в оценке геологических признаков. Последовательное перемножение вероятностей наличия всех геологических признаков дает в результате число в долях единицы (либо в процентах), эквивалентное вероятности наличия скопления УВ – P_3 . В соответствии с этим $P_3 = 1$ характеризует выявленное месторождение, а $P_3 = 0$ свидетельствует о том, что открытие невозможно.

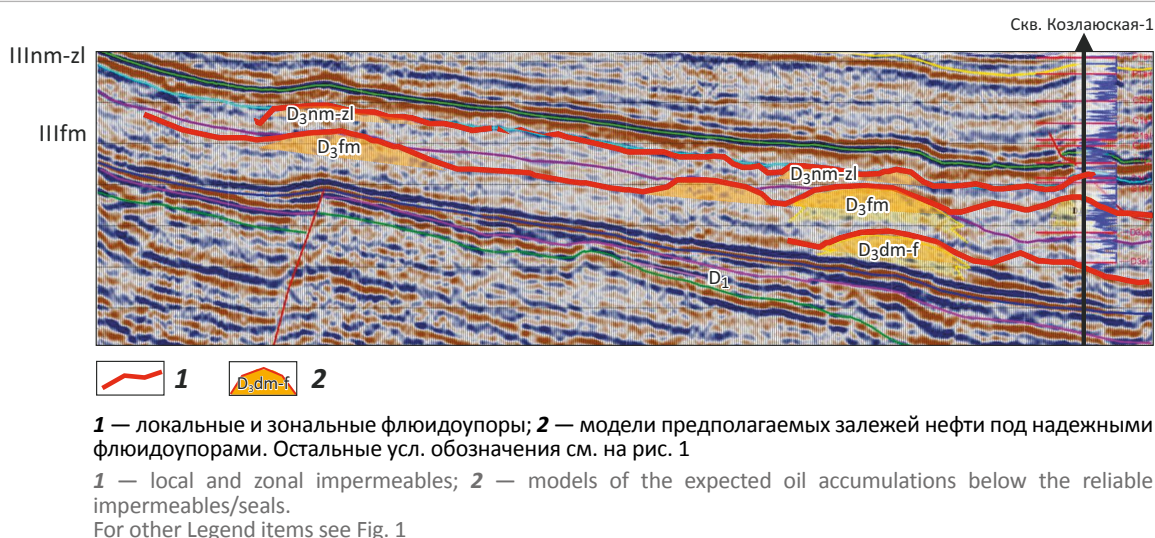
Вариативность величины P_3 напрямую связана с этапностью геолого-разведочных работ, причем изменения значений по мере прироста геологической информации возможны как в сторону увеличения вероятности успеха, так и в сторону ее снижения.

В настоящих исследованиях расчет P_3 проводился с учетом анализа семи факторов, сгруппированных для характеристики УВ-систем и ловушки: 1) нефтегазоматеринская порода (наличие и зрелость); 2) коллектор (условия осадконакопления); 3) флюидоупор (наличие); 4) ловушка (достоверность выделения); 5) качество продуктивного пласта; 6) сохранность залежи; 7) миграция УВ.



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 5. Пример выделения и прослеживания по сейсмическим данным локальных флюидоупоров
Fig. 5. An example of local impermeables identification and tracing in seismic data



Оценка степени уверенности и диапазон параметров для оценки значения вероятности каждого фактора риска основаны на материалах, опубликованных в 2000 г. ССОП (The Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes). Территория исследований находится в достаточно хорошо изученном районе Тимано-Печорской провинции [6]. Наличие нефтегазоматеринских толщ, уверенное выделение флюидоупоров и коллекторов по материалам ГИС дает основание предположить, что вероятности существования перечисленных геологических факторов достаточно высоки, т. е. 6 сомножителей (1–3, 5–7) в формуле вычисления вероятности существования залежи варьируют от 0,7 до 0,9. В результате оценки качества объектов по степени вероятности существования структуры отнесены к «вероятным» из-за крайне низкой плотности сейсмических профилей (< 0,7 км/км²). Учитывая данный фактор, вероятность существования структуры принимаем равной 0,55–0,7.

Коэффициенты геологического успеха для структур варьируют от 10 до 37 %.

Для оценки и ранжирования всего набора рассматриваемых объектов с точки зрения коэффициентов успешности авторами статьи были введены условные граничные значения P_3 : 1) 10–14 % — рискованные; 2) 14–22 % — умеренного риска (рекомендуемые); 3) >22 % — низкого риска (первоочередные).

Таким образом, по результатам ранжирования для постановки дальнейших геолого-разведочных работ наиболее перспективны объекты 2, 4–6 (рис. 7). При этом по количеству извлекаемых ресурсов по категории D_{1n} наиболее перспективными являются объекты 4–6, 8 (рис. 8).

Для принятия окончательного решения о том, насколько рискованно ведение геолого-разведоч-

ных работ, и определения приоритетных объектов поисков и разведки выполнена оценка финансовых рисков по формуле, разработанной специалистами ИПНГ РАН в 2005 г.²:

$$R = C_s + 10 \cdot C_w - C_{oil} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot Q_i,$$

где R — финансовый риск; C_s — стоимость сейсмических и геофизических данных; C_w — стоимость скважины; C_{oil} — стоимость нефти; P_i — вероятность существования залежи; Q_i — объем перспективных ресурсов; n — число залежей; i — номер залежи.

Если значение финансового риска R отрицательно, то заключение об успешной выполнимости проекта положительно. И наоборот, если значение R положительно, то заключение — отрицательно.

Если провести сравнительный анализ между прогнозируемыми залежами для перспективных объектов, то минимальные риски геолого-разведочных работ отмечаются для объекта 5, немного выше — для объектов 6, 4, 2 и 8 (рис. 9).

В целом для всех перспективных объектов значение рисков отрицательно: это означает, что все проекты будут успешными и являются независимыми с точки зрения дальнейшего освоения месторождений.

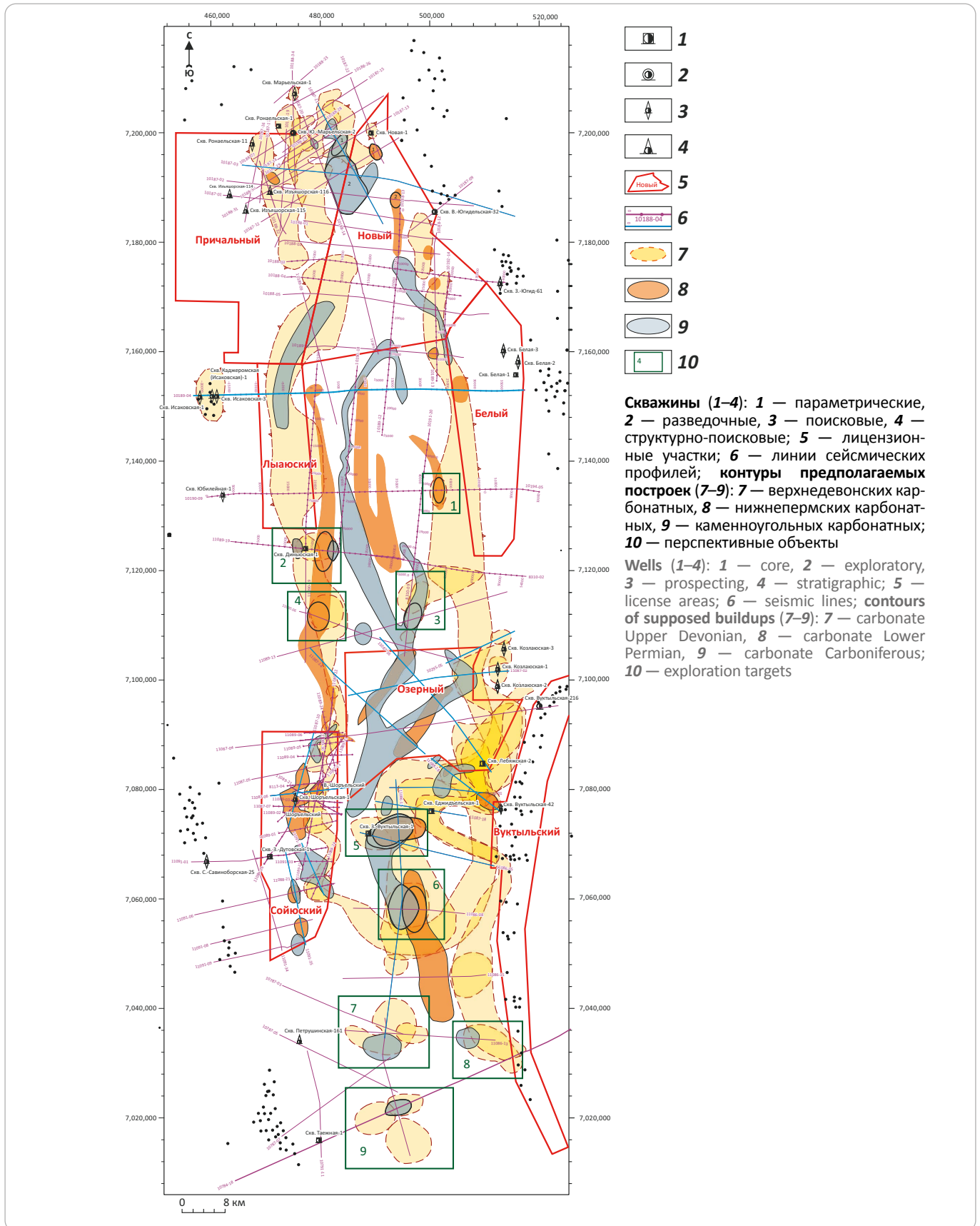
Выводы

1. В центральной и северной частях Верхнепечорской впадины есть все необходимые условия для формирования и накопления нефтяных залежей в рифовых объектах верхнего девона, среднего – верхнего карбона – нижней перми — высокоемкие коллекторы, надежные флюидоупоры, нефтематерин-

²Хитров А.М. и др. Научные основы прогнозирования разномасштабных месторождений нефти и газа в осадочных бассейнах: отчет о научно-исследовательской работе. – М., 2006.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

Рис. 6. Сводная карта перспективных объектов
Fig. 6. Composite map of exploration targets





HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 7. Результаты ранжирования перспективных объектов по параметру P_3

Fig. 7. The results of probability ranking of exploration targets (according to P_3 parameter)

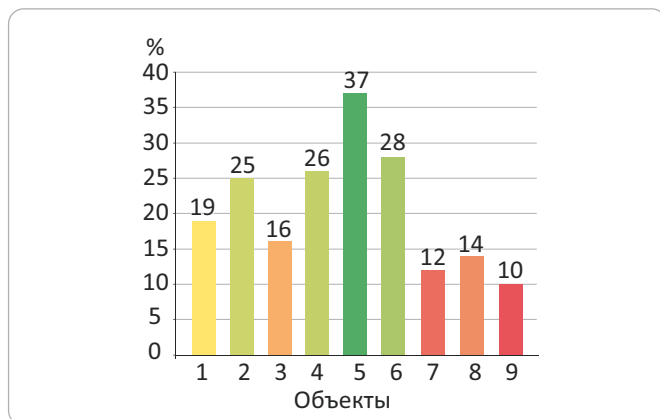


Рис. 8. Извлекаемые ресурсы по категории $D_{1л}$ для перспективных объектов, млн т

Fig. 8. Recoverable resources of $D_{1л}$ Category in exploration targets, million tons

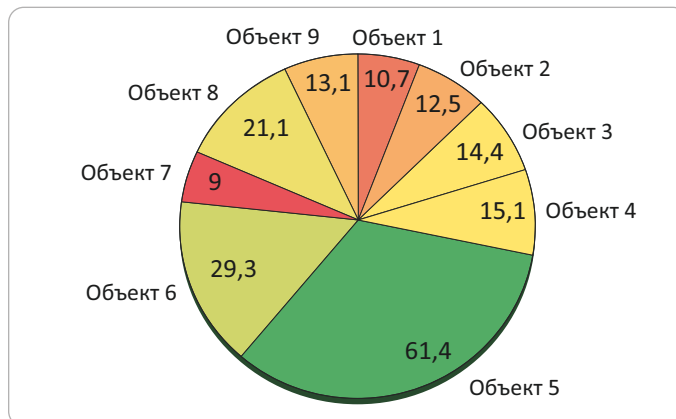
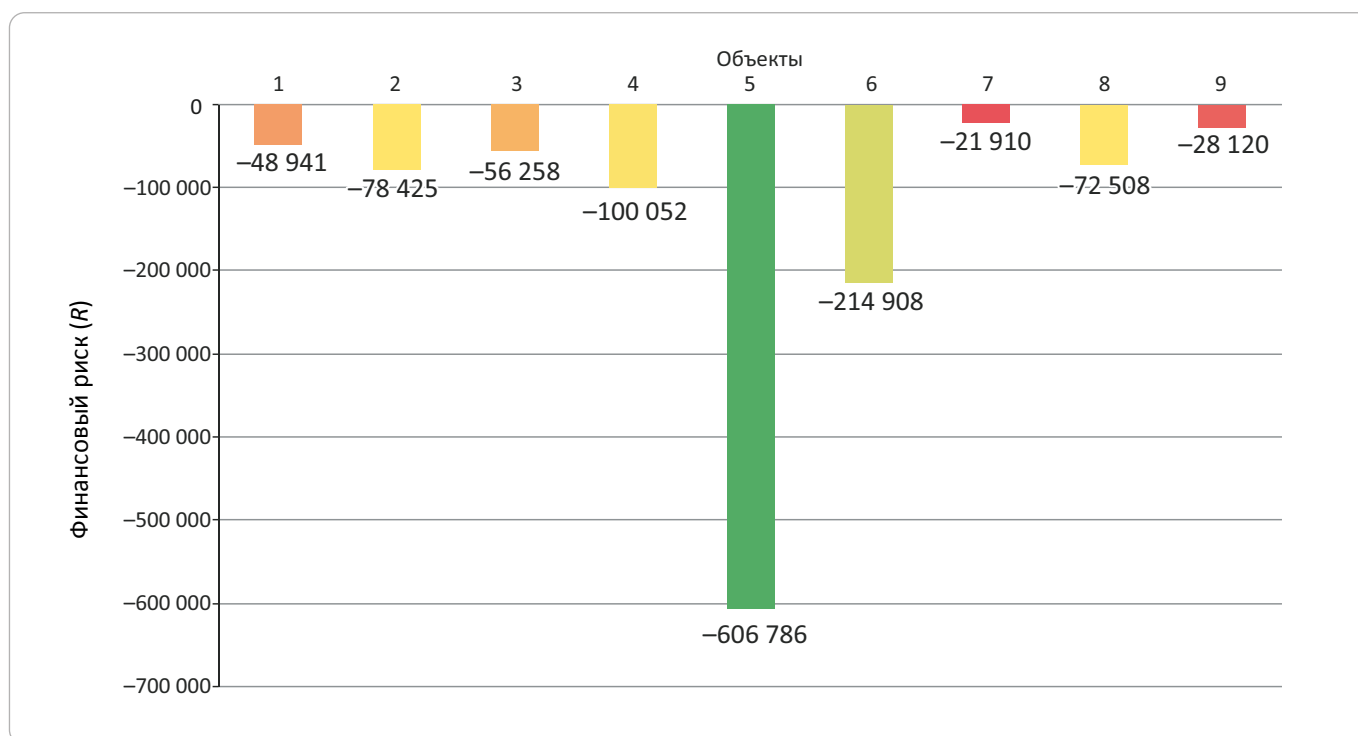


Рис. 9. Финансовые риски

Fig. 9. Financial risks



ские породы. Основные неопределенности связаны с конфигурацией и наличием структур из-за низкой плотности сейсмических данных МОГТ-2D.

2. Нефти в ловушках легкие в соответствии с принципом дифференциального улавливания.

3. Наиболее приоритетными являются объекты, где прогнозируется открытие многопластовых залежей в рифах разного возраста.

4. По результатам оценки ресурсов, вероятности существования залежи, финансового риска проведения геолого-разведочных работ приоритетным объектом поисков и разведки является 5-й объект с

ресурсной оценкой по категории $D_{1л}$ 61,4 млн т извлекаемых запасов и коэффициентом геологической успешности 37 %. Остальные объекты также рентабельны, но уже более рискованны.

5. Для всех участков рекомендуется проведение сейсморазведки МОГТ-3D, которая позволит уменьшить неопределенности по морфологии структур по целевым горизонтам, выполнить количественный прогноз максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин, выделить зоны высокоемких коллекторов, значительно снизив при этом риски при бурении.

Литература

1. Хитров А.М., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н. Петрофизика и парадигмы нефтегазовой геологии // Георесурсы. – 2020. – Спецвыпуск. – С. 10–14. DOI: 10.18599/10.18599/grs.2020.SI.10-14.
2. Кошляк В.А., Якупов И.А. О формировании залежей нефти и газа в рифовой зоне Предуральского прогиба // Геология нефти и газа и газа. – 1963. – № 4.
3. Никонов Н.И., Головань А.С. Важное направление поисковых работ в верхнепермских отложениях Колвинского мегавала // Геология нефти и газа. – 1983. – № 1. – С. 8–13.
4. Гассоу У.К. Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. – Л. : Гостоптехиздат, 1961. – 232 с.
5. Теплов Е.Л. и др. Природные резервуары нефтегазовых комплексов Тимано-Печорской провинции // Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми «Тимано-Печорский науч.-исслед. центр». – СПб. : ООО «Реноме», 2011. – 285 с.
6. Грунис Е.Б., Колоколова И.В., Ростовщиков В.Б., Ульянов Г.В. Особенности применения методики оценки рисков при обосновании перспектив нефтегазоносности доманиково-турнейских карбонатов (Тимано-Печорский нефтегазовый бассейн) // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 21–33. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-21-33.

References

1. Khitrov A.M., Danilova E.M., Konvalova I.N., Popova M.N. Petrophysics and paradigms of oil and gas geology. *Georesursy = Georesources*. 2020;(Special issue):10–14. DOI: 10.18599/10.18599/grs.2020.SI.10-14. In Russ.
2. Koshlyak V.A., Yakupov I.A. O formirovaniy zalezhei nefiti i gaza v rifovoi zone Predural'skogo progiba [Formation of oil and gas pools in reef zone of Urals Trough]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1963;(4). In Russ.
3. Nikonov N.I., Golovan' A.S. Vazhnoe napravlenie poiskovykh rabot v verkhnepermskikh otlozheniyakh Kolvinskogo megavala [Prospecting priority area in Upper Permian formations of Kolvinsky mega-swell]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1983;(1):8–13. In Russ.
4. Gassou U.K. Problemy neftyanoi geologii v osveshchenii zarubezhnykh uchennykh osnove [Aspects of petroleum geology in the works of foreign authors]. Leningrad: Gostoptekhizdat; 1961. 232 p. In Russ.
5. Teplov E.L. et al. Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoi provintsii [Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province]. In: Ministerstvo prirodnykh resursov i okhrany okruzhayushchei sredy Respubliki Komi "Timano-Pechorskii nauch.-issled. tsentr". Saint-Petersburg: ООО "Renome"; 2011. 285 p. In Russ.
6. Grunis E.B., Kolokolova I.V., Rostovshchikov V.B., Ul'yanov G.V. Substantiation of petroleum potential of the Domanik-Tournaisian carbonates: specifics of applying the risk assessment methodology (Timan-Pechora Petroleum Basin). *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(1):21–33. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-21-33. In Russ.

Информация об авторах

Колоколова Ирина Владимировна

Научный сотрудник
ФГБУН «Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук»,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: ipngkolokolova@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-1576-3858

Гурова Диана Ирхамовна

Научный сотрудник
ФГБУН «Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук»,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: dianamozg@mail.ru

Хитров Алексей Михайлович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель директора по научной работе
ФГБУН «Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук»,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: ahitrov@ipng.ru

Information about authors

Irina V. Kolokolova

Research Associate
Institute of Oil and Gas
Problems RAS,
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: ipngkolokolova@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-1576-3858

Diana I. Gurova

Research Associate
Institute of Oil and Gas
Problems RAS,
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: dianamozg@mail.ru

Aleksei M. Khitrov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General for Science
Institute of Oil and Gas
Problems RAS,
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: ahitrov@ipng.ru