

УДК 553.041

DOI 10.41748/0016-7894-2023-4-21-67

Методология, результаты работ и перспективы открытия месторождений нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

© 2023 г. | А.И. Варламов, П.Н. Мельников, А.С. Ефимов, В.А. Кринин, Ф.А. Мигурский, В.И. Пороскун, М.Н. Кравченко, М.Ю. Смирнов, Г.Д. Ухлова, Г.Н. Гогоненков, В.С. Парасына, М.Ю. Виценовский, Д.А. Комлев

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; info@vnigni.ru; melnikov@vnigni.ru; arkadyefimov@yandex.ru; vkrinin@vnigni.ru; fam@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; smirnov@vnigni.ru; ukhlova@vnigni.ru; gogonenkov@vnigni.ru; victorparasyna@mail.ru; vicin@vnigni.ru; komlev@vnigni.ru

Поступила 05.07.2023 г.

Доработана 17.07.2023 г.

Принята к печати 24.07.2023 г.

Ключевые слова: *Восточная Сибирь; Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция; нефть и газ; углеводородное сырье; ресурсы; прирост запасов; перспективы нефтегазоносности; зоны нефтегазоаккумуляции; геологоразведочные работы; параметрическое бурение.*

Аннотация: В статье рассмотрено состояние запасов и ресурсов наименее изученной из всех континентальных нефтегазоносных провинций России — Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Оценены перспективы прироста запасов: по данным проведенного во ВНИГНИ геолого-экономического анализа, прирост запасов углеводородов может составить не менее 4800–5000 млн т условного топлива, в том числе нефти — не менее 1500 млн т. Авторы статьи считают, что для обеспечения бесперебойной работы действующих магистралей трубопроводного транспорта, в первую очередь нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан, необходимо возобновить за счет федерального бюджета системные нефтегазопроисковые работы регионального этапа по обоснованию зон нефтегазоаккумуляции с обязательной заверкой объектов параметрическим бурением в наиболее перспективных районах провинции. К таковым относятся Оморино-Камовская зона нефтегазоаккумуляции, Моктаконо-Таначинская, Байкитская, Предпатомская, Приенисейская и Троицко-Михайловская прогнозируемые зоны нефтегазоаккумуляции, Путоранская и Усть-Майская нефтегазоперспективные зоны. Кроме того, поисковый интерес представляют системы кембрийских рифов, широко распространенные по всей территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Для всех вышеназванных перспективных зон рекомендованы конкретные геологоразведочные работы, в первую очередь — бурение параметрических скважин, необходимых для заверки подготовленных сейсморазведкой объектов и решения задачи прогноза нефтегазоносности потенциально нефтегазоносных комплексов. Рекомендуемые и последующие геологоразведочные работы будут высокоэффективными при обеспечении следующих условий: 1) анализ и обоснование оптимального комплекса геолого-геофизических методов поисковых работ для конкретных нефтегазопроисковых зон Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, выполняемых за счет государственного финансирования; 2) организация геологоразведочных работ должна строиться на основе разработанных и утвержденных на НТС Роснедра программ, то есть на основе программно-целевого подхода; 3) научное сопровождение и контроль за выполнением программ по опосредованному нефтегазоперспективных зон должны выполняться организацией назначенной Роснедра; 4) финансирование геологоразведочных и научно-исследовательских работ должно реализовываться в соответствии с программно-целевым принципом; 5) параметрические и колонковые скважины следует бурить только специализированной буровой организации (предприятию), имеющей соответствующий опыт и находящейся в ведении Роснедр.

Для цитирования: Варламов А.И., Мельников П.Н., Ефимов А.С., Кринин В.А., Мигурский Ф.А., Пороскун В.И., Кравченко М.Н., Смирнов М.Ю., Ухлова Г.Д., Гогоненков Г.Н., Парасына В.С., Виценовский М.Ю., Комлев Д.А. Методология, результаты работ и перспективы открытия месторождений нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. — 2023. — № 4. — С. 21–67. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-21-67.

Methodology, working results and potential for oil and gas fields discovery in Lena-Tungusky Petroleum Province

© 2023 | A.I. Varlamov, P.N. Mel'nikov, A.S. Efimov, V.A. Krinin, F.A. Migurskii, V.I. Poroskun, M.N. Kravchenko, M.Yu. Smirnov, G.D. Ukhlova, G.N. Gogonenkov, V.S. Parasyina, M.Yu. Vitsenovskii, D.A. Komlev

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; info@vnigni.ru; melnikov@vnigni.ru; arkadyefimov@yandex.ru; vkrinin@vnigni.ru; fam@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; smirnov@vnigni.ru; ukhlova@vnigni.ru; gogonenkov@vnigni.ru; victorparasyna@mail.ru; vicin@vnigni.ru; komlev@vnigni.ru

Received 05.07.2023

Revised 17.07.2023

Accepted for publication 24.07.2023

Key words: *Eastern Siberia; Lena-Tungusky Petroleum Province; oil and gas; hydrocarbon raw materials; resources; incremental reserves; petroleum potential; oil and gas accumulation zones; geological exploration works; stratigraphic drilling.*

Abstract: The authors discuss the current state of reserves and resources of the Lena-Tungusky Petroleum Province — most underexplored petroleum province among the Russian continental provinces. The possibility of reserves addition is evaluated; in accordance with the geoeconomical analysis carried out in VNIGNI, incremental hydrocarbon reserves can make at least 4800–5000 mln tons of fuel equivalent, including at least 1500 mln tons of oil. The authors believe that in order to ensure uninterrupted operation of the existing pipelines, primarily the East Siberia – Pacific Ocean oil pipeline, it is necessary to resume systematic regional oil and gas prospecting works to substantiate the oil and gas accumulation zones accompanied by mandatory verification of objects using parametric drilling in the most promising areas of the province. Among them are: Omorino-Kamovsky oil and gas accumulation zone, Moktakono-Tanachinsky, Baikitsky, Predpatomsky, Priyenseisky, and Troitsky-Mikhailovsky predicted oil and gas accumulation zones, Putoransky, and Ust'-Maisyky oil and gas promising zones. In addition, the Cambrian reef systems widely occurring throughout the Lena-Tungusky Petroleum Province are of exploratory interest. Certain geological exploration activities are recommended for all the mentioned promising zones, and first of all is drilling stratigraphic wells necessary to validate objects prepared using seismic data and predict oil and gas occurrence in the promising plays. Recommended and subsequent geological exploration works will be highly efficient subject to the following conditions: 1) analysis and substantiation of the optimal set of geological and geophysical prospecting methods to conduct the respective work funded from the state budget in certain oil and gas promising zones of the Lena-Tungusky Petroleum Province; 2) arrangement of geological exploration should be based on the programs developed and approved by Rosnedra Science and Engineering Board, i.e., on the result-oriented approach; 3) scientific support and supervision of oil and gas prospecting programs in promising zones should be carried out by the entity appointed by Rosnedra; 4) financing of geological exploration and research works should follow up the result-oriented approach; 5) only specialised drilling companies having the appropriate experience and reporting to Rosnedra must drill stratigraphic wells and core holes.

For citation: Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Efimov A.S., Krinin V.A., Migurskii F.A., Poroskun V.I., Kravchenko M.N., Smirnov M.Yu., Ukhlova G.D., Gogonenkov G.N., Parasyina V.S., Vitsenovskii M.Yu., Komlev D.A. Methodology, working results and potential for oil and gas fields discovery in Lena-Tungusky Petroleum Province. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(4):21–67. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-21-67. In Russ.

Введение

Современные мировые тенденции развития энергетики, направленные на увеличение доли возобновляемых ресурсов в общем энергетическом балансе, в первую очередь — водородная энергетика и увеличение использования энергии солнца и ветра имеют значительные перспективы развития. С этим связаны прогнозы экспертов, считающих, что потребление УВ, как энергоносителей, может в будущем снижаться. В то же время, многие ведущие эксперты в этой области прогнозируют абсолютное возрастание потребления УВ минимум до 2030 и даже до 2040 г. Как пример, уже в марте 2023 г. Министерство энергетики США повысило прогнозируемые объемы мирового потребления жидких УВ более чем на 400 тыс. бар/сут не только на 2023, но и на 2024 г.

Вышеприведенные прогнозы упомянуты, чтобы подтвердить убежденность авторов статьи в том, что в ближайшие десятилетия добыча и экспорт УВ-сырья будет оставаться для России одним из важнейших компонентов отечественной экономики. В свою очередь эта убежденность стимулирует проведение детального анализа состояния сырьевой базы УВ и путей ее развития для обеспечения внутренних и внешних потребностей отечественной экономики.

В табл. 1, 2 показаны объемы добычи в основных нефтегазоносных провинциях (НПП) России, их ресурсный потенциал, а также — степень разведанности и степень выработанности запасов нефти и газа.

Как видно из табл. 1, большинство провинций характеризуется показателями разведанности и выработанности ресурсного потенциала нефти и конденсата, превышающими 50 %. В старейших НПП России эти показатели достигают наивысших

значений. В Причерноморско-Северокавказской разведанность достигла 68,4 %, а выработанность — 86,8 %. В Волго-Уральской НПП эти показатели составляют 66,5 и 69,7 %. И только в Лено-Тунгусской провинции разведанность не превышает 25 %, а выработанность — 22,4 %.

Ситуация с запасами свободного газа и степень их разведанности и освоенности показана в табл. 2. Отмеченные для запасов нефти тенденции четко отражаются и здесь. Все же следует отметить, что степень освоенности ресурсов газа гораздо ниже их степени разведанности и существенно ниже степени освоенности ресурсов нефти.

В данной статье авторы постараются объективно оценить перспективы открытия новых месторождений в Лено-Тунгусской провинции, характеризующейся самой низкой в мире степенью разведанности, с одной стороны, и одновременно высокими перспективами прироста запасов — с другой. Такое положение дел имеет исторические корни. Дело в том, что к 1990-м гг. нефтегазопроисковые работы в Северо-Кавказской, Волго-Уральской, Западно-Сибирской и даже в Тимано-Печорской провинциях были выполнены в объемах, достаточных не только для регионального этапа, но был сделан существенный задел для поискового и даже разведочного этапов, а значительная часть открытых месторождений уже находилась на стадии активной добычи. И только в Лено-Тунгусской НПП к этому времени работы регионального этапа были успешно проведены лишь в трех наиболее перспективных регионах — в пределах Байкитской, Непско-Ботуобинской антеклиз и в зоне Ангаро-Ленской ступени, а большая часть территории провинции и до сих пор отличается весьма низкой геолого-геофизической изученностью. Так, плотность опорно-параметрического бурения к 1991 г. составляла 0,31 пог. м/км², а к 2023 г., более чем за 30 лет, выросла

Табл. 1. Современное состояние извлекаемых ресурсов нефти и конденсата в основных НГП России
Tab. 1. Current state of recoverable oil and condensate resources in main Russian petroleum provinces

НГП	Q накопленные, млн т	Запасы категорий A + B ₁ + B ₂ + C ₁ + C ₂ , млн т	Ресурсы категории D ₀ , млн т	Ресурсы категорий D ₁ + D ₂ , млн т	Разведанность НСР, %	Выработанность разведанных запасов категорий A + B ₁ + C ₁ , %
Западно-Сибирская	14178,9	18955,7	4653,8	20214	57,1	54,9
Волго-Уральская	8307,9	4360,4	291,5	6093,5	66,5	69,7
Лено-Тунгусская	310,9	2910,3	1495,4	8171,8	25	22,4
Тимано-Печорская	959,8	1782,1	1382,7	1926	45,3	43
Прикаспийская	1,9	390,8	275,8	257,2	42,4	6,8
Причерноморско-Северо-Кавказская	928,8	183	250,8	262,4	68,4	86,8

Табл. 2. Современное состояние извлекаемых ресурсов свободного газа в основных НГП России
Tab. 2. Current state of recoverable free gas resources in main Russian petroleum provinces

НГП	Q накопленные, млрд м ³	Запасы категорий A + B ₁ + B ₂ + C ₁ + C ₂ , млрд м ³	Ресурсы категории D ₀ , млрд м ³	Ресурсы категорий D ₁ + D ₂ , млрд м ³	Разведанность НСР, %	Выработанность разведанных запасов категорий A + B ₁ + C ₁ , %
Западно-Сибирская	21466,9	37668,1	17155,8	51301,7	46,3	46,3
Волго-Уральская	82,9	6926,2	5471,3	27065,3	17,7	2,1
Лено-Тунгусская	322	4727	2119,5	4575,3	43	8,6
Тимано-Печорская	1673,4	746,1	1336,5	1117,6	49,6	70,9
Прикаспийская	460	718	221,2	1445,1	41,4	43,7
Причерноморско-Северо-Кавказская	63,2	697	245,5	3247,3	17,9	10,8

до 0,35 пог. м/км², т. е. на 10 % (рис. 1). Изученность поисково-разведочным бурением к 1991 г. составляла 1,06 пог. м/км², а в настоящее время достигла 2,05 м/км². Для сравнения, в Западно-Сибирской НГП изученность поисково-разведочным бурением превышает 29 пог. м/км², а в Волго-Уральской — составляет 73 пог. м/км². Таким образом, изученность поисково-разведочным бурением в Лено-Тунгусской НГП ниже, чем в Западно-Сибирской почти в 15 раз, а в Волго-Уральской — более чем в 35 раз.

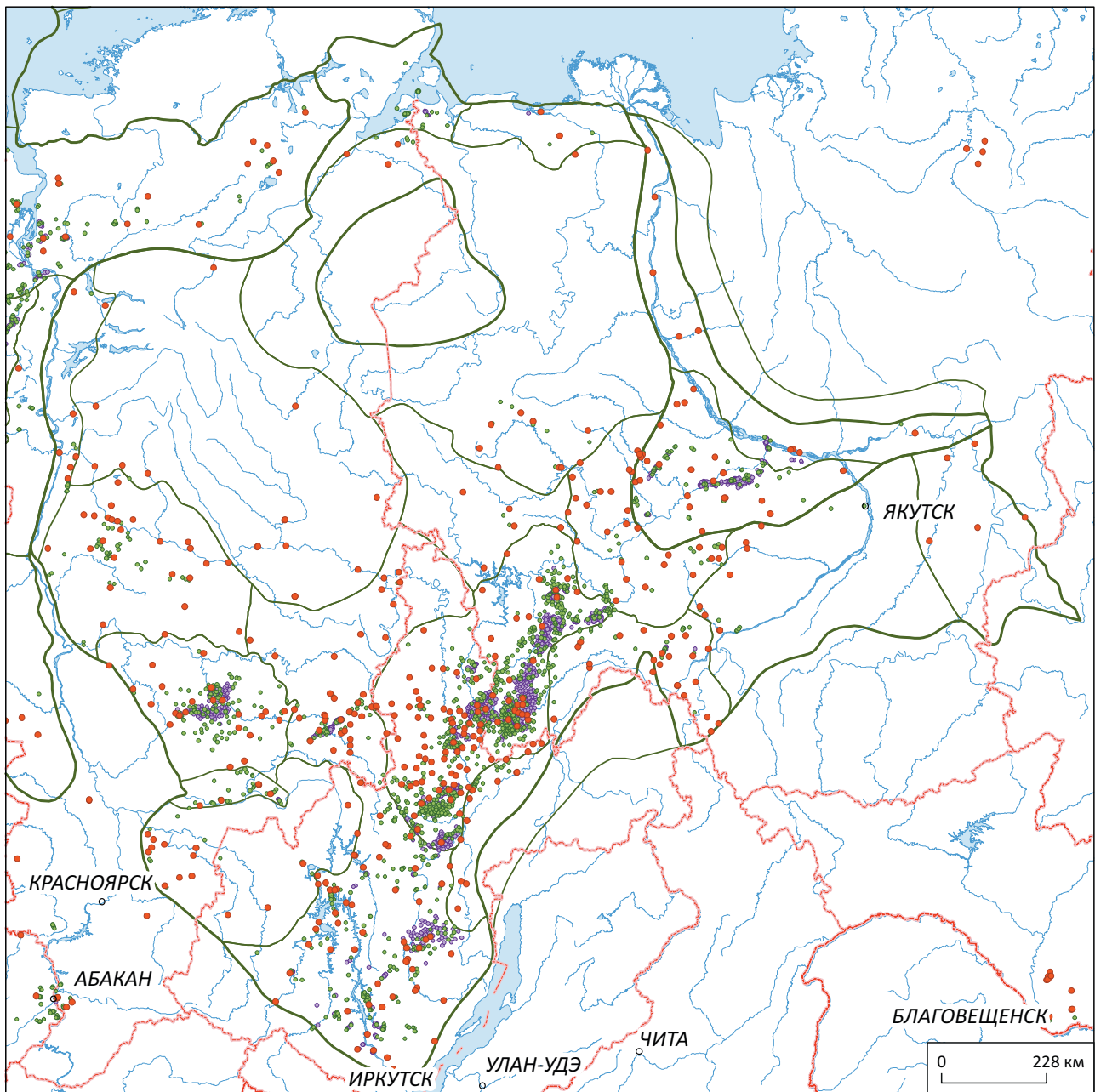
Изученность территории Лено-Тунгусской провинции сейсморазведкой МОГТ-2D к 1991 г. составила 0,12 пог. км/км², а к 2022 г. выросла до 0,24 пог. км/км², т. е. в 2 раза (рис. 2). Эта простая статистика отражает очень важный вывод о том, что параметрическое бурение на современном этапе было сильно заторможено, финансы были распределены в пользу сейсморазведки, в результате чего авторы статьи имеют огромные массивы интереснейших геофизических материалов, которые на многих площадях не заверены параметрическим бурением, и задача прогноза нефтегазоносности на них не решена.

Анализируя изменение плотности сейсморазведочных работ по территории Лено-Тунгусской НГП, легко заметить, что наибольшие плотности исследований локализованы в пределах так называемого главного пояса нефтегазоаккумуляции, охва-

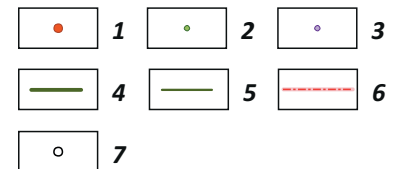
тывающего большую часть Байкитской антеклизы, Непско-Ботуобинскую антеклизу и Талакано-Верхнечонский район Ангаро-Ленской ступени. Также бросаются в глаза огромные пространства Северо-Тунгусской, Анабарской, Предверхожанской, Сюджерской, Присяжно-Енисейской нефтегазоносных областей (НГО) с крайне низкой плотностью сейсморазведочных работ или полным их отсутствием. Заметим, что в Волго-Уральской НГП плотность сейсморазведочных работ составляет 1,7 пог. км/км², а в Западно-Сибирской — 0,8 пог. км/км². Из приведенных показателей следует, что изученность сейсморазведкой территории Лено-Тунгусской НГП ниже, чем в Западно-Сибирской в 3,3 раза, и ниже, чем в Волго-Уральской — более чем в 7 раз.

На фоне этих цифр по изученности сейсморазведкой отставание по изученности поисково-разведочным бурением (в 15 и в 35 раз) кажется чудовищным. Это стало возможным по причине резкого сокращения государственного заказа на параметрическое бурение и полного отказа государства от всех видов геологоразведочных работ поисковой стадии, что, в свою очередь, привело к истощению поискового задела. Именно это обстоятельство объясняет тот негативный факт, что в настоящее время огромные территории с интереснейшими геофизическими данными многие годы не заверяются ни параметрическим, ни поисковым бурением.


Рис. 1. Изученность Лено-Тунгусской НГП глубоким бурением

Fig. 1. Exploration maturity (deep drilling) of the Lena-Tungusky Petroleum Province


Скважины	До 1991 г.	После 1991 г.
Опорные и параметрические	344	30
Поисковые и оценочные	677	511
Разведочные	743	600
ПЛОТНОСТЬ БУРЕНИЯ	2,4 пог. м/км², или 1 скв/тыс. км²	



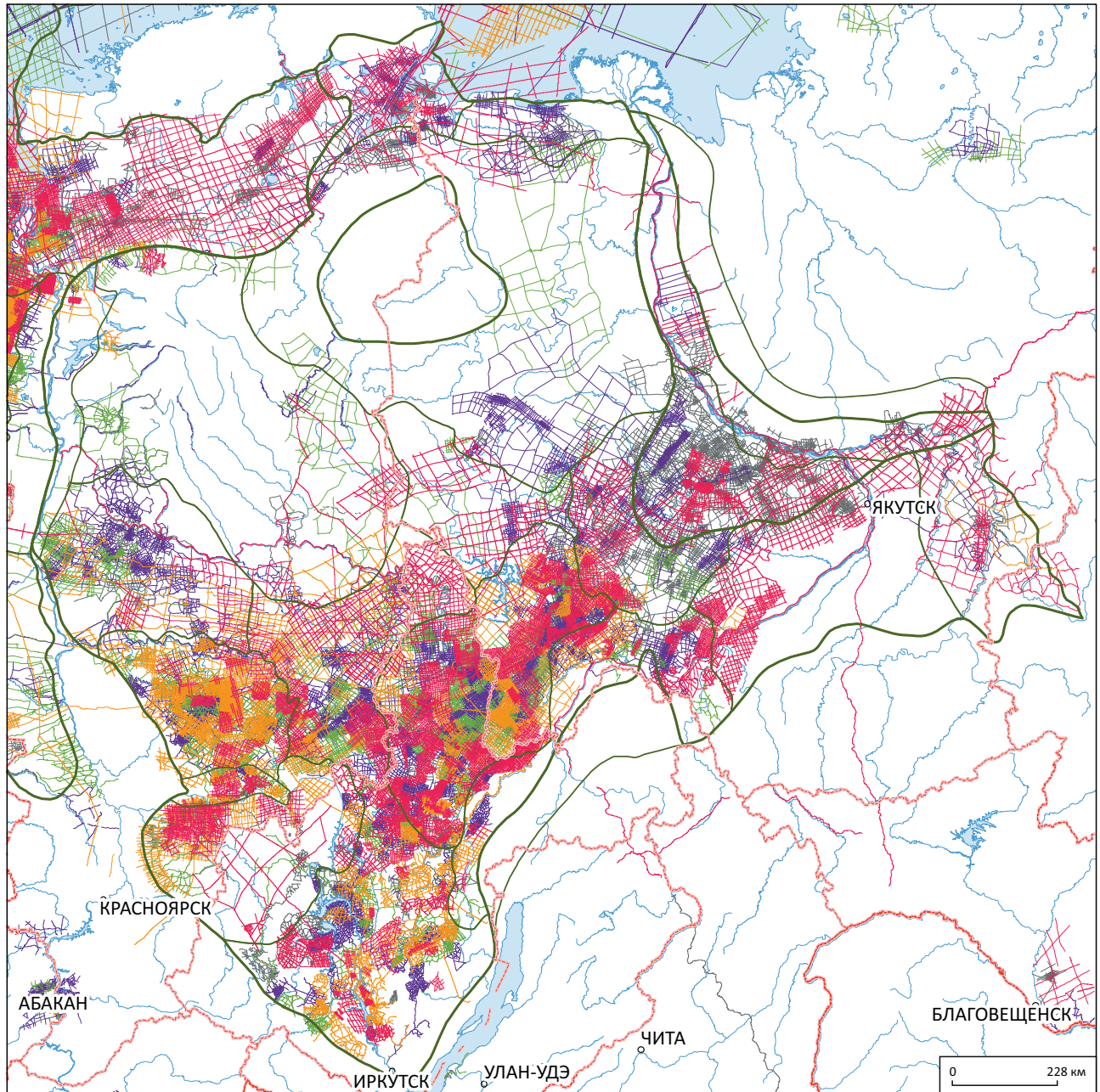
Скважины глубокого бурения (1–3): 1 — опорные и параметрические, 2 — поисковые и оценочные, 3 — разведочные; **нефтегазогеологические границы (4, 5):** 4 — НГП, 5 — НГО; 6 — границы субъектов РФ; 7 — административные центры

Deep wells (1–3): 1 — key and stratigraphic, 2 — prospecting and appraisal, 3 — exploratory; **geopetroleum boundaries (4, 5):** 4 — petroleum province, 5 — petroleum area; 6 — RF constituent entities; 7 — administrative centres

Приведенные цифры позволяют сделать вывод о том, что в советское время нефтегазопоисковые работы были сбалансированы по видам геологоразведочных работ (соотношение опорно-параметрического бурения к поисково-разведочному находи-

лось в интервале 1/3–1/4, в строгом соответствии с нормативными документами), а качественно подготовленные сейсморазведкой объекты разбуривались скважинами в необходимом и достаточном числе для обоснования зон нефтегазоаккумуляции.

Рис. 2. Изученность Лено-Тунгусской НГП сейсморазведкой МОГТ-2D
Fig. 2. 2D CDP seismic exploration maturity of the North Tungusky Petroleum Province



Изученность сейсморазведкой МОГТ-2D	До 1991 г.	После 1991 г.
		0,12 км/км ²



Отработанные профили МОГТ-2D (1–5): 1 — до 1980 г., 2 — в 1980–1989 гг., 3 — в 1990–1999 гг., 4 — в 2000–2009 гг., 5 — в 2010 г. и позднее.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Processes 2D CDP survey lines (1–5): 1 — before 1980, 2 — in 1980–1989, 3 — in 1990–1999, 4 — in 2000–2009, 5 — in 2010 and later.

For other Legend items see Fig. 1

За последние 30 лет соотношение опорно-параметрического бурения к поисково-разведочному составило 1/25, что является главной причиной недоизученности установленных и предполагаемых зон нефтегазоаккумуляции. Задача прогноза нефтегазоносности многих перспективных территорий Лено-Тунгусской НГП остается к настоящему времени нерешенной.

Лено-Тунгусская провинция была обоснована сибирскими геологами-нефтяниками и наиболее полно охарактеризована в прекрасной коллективной монографии 1981 г. под редакцией А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука [1]. В этой монографии были рассмотрены и спрогнозированы в деталях особенности геологии нефтегазоносных уровней всех областей Сибирской платформы.

Изучение Лено-Тунгусской провинции, открытие многих крупных и гигантских месторождений, обоснование зон нефтегазоаккумуляции и выявление всех продуктивных горизонтов проводилось под руководством выдающихся государственных деятелей, крупных ученых и командиров геологоразведочного производства, таких как Е.А. Козловский, В.И. Игrevский, А.А. Трофимук, В.С. Сурков, А.Э. Конторович, В.Е. Савицкий, В.С. Старосельцев, В.Д. Накаряков, В.Г. Сибгатулин, Б.Л. Рыбьяков, М.М. Мандельбаум, А.М. Зотеев, А.С. Ефимов, В.А. Кристин, Н.В. Мельников, Г.С. Фрадкин и многих других.

Лено-Тунгусская НГП охватывает большую часть (более 2,9 млн км²) территории древнего кратона — Сибирской платформы, в пределах которого с рифейского до позднепермского времени существовал осадочный морской бассейн с периодически сменяющимися терригенным и карбонатным, галогенно-карбонатным режимами седиментации, что и определило стратиграфическое положение территории распространения и вещественный состав нефтегазоносных комплексов.

Методология нефтегазопроискового процесса

Первые открытия залежей нефти и газа на Сибирской платформе были сделаны в 1930-е гг. Почти одновременно были получены полупромышленные притоки тяжелой нефти из пермских отложений на самом севере платформы (мыс Нордвик, 1936), была открыта полупромышленная залежь газа в мезозойских отложениях на северо-западе Красноярского края (Малохетская структура, 1936), а в 1937 г. на юге Западной Якутии в бассейне р. Туолба, из кембрийских отложений получили притоки легкой нефти [2, 3]. Методико-методологической основой нефтегазопроисковых работ в то время являлось комплексирование структурно-геологической съемки, по результатам которой выявлялись антиклинальные структуры, и поискового бурения, размещавшегося на подготовленной съемкой объектах.

С начала 1950-х гг. для выявления антиклинальных структур стали применять сейсморазведку МОВ. Так, в 1956 г. в Якутии, на подготовленной геологической съемкой Таас-Тумусской структуре, сейсморазведкой МОВ была обоснована неантикли-

нальная ловушка, на которой бурение первой же скважины привело к открытию первого в регионе месторождения газа — Усть-Виллюйского.

С развитием научно-исследовательских работ и геофизических методов методический арсенал выявления и постановки объектов под поисковое бурение последовательно расширялся. В полной мере использовался опыт, накапливаемый геологами-нефтяниками при поисках и разведке месторождений нефти и газа в других НГП: Северо-Кавказской, Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской. Этот опыт по принципам организации геологоразведочных работ, методам и способам их комплексирования был проанализирован и систематизирован академиком А.А. Трофимук в работе 1964 г. [4]. В этой работе впервые была обоснована необходимость разделения всего нефтегазопроискового процесса на этапы для определения рациональной последовательности выполнения различных видов работ и принципов оценки получаемых результатов на единой методической основе.

Всего А.А. Трофимук выделял четыре этапа, каждый из которых имел ясно обозначенную цель и задачи. На первом этапе проводились опорное бурение, региональные геофизические исследования, геологосъемочные работы и профильное бурение. На втором этапе — площадные и детальные геофизические работы, направленные на поиски локальных ловушек и их картирование. На третьем — разбуривание подготовленных ловушек для открытия месторождений и выявление запасов категории С₁. И четвертый, разведочный этап, ставил целью подготовку месторождения к разработке и подготовку запасов категорий А + В.

Позднее идеи А.А. Трофимука были поддержаны Министерством геологии СССР и лично министром Е.А. Козловским и получили развитие в методологическом и методическом документе «Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», утвержденном сразу тремя министерствами — Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности и Министерством газовой промышленности [5]. В современной России была сделана попытка адаптировать этот документ к новым реалиям и Министерством природных ресурсов был подписан новый приказ, в приложении к которому дана новая, слегка измененная версия «Положения...» [6]. И в той, и в другой версиях «Положения...» аргументировано выделено три этапа геологоразведочных работ.

Цель **регионального этапа** — изучение основных закономерностей геологического строения слабоисследованных осадочных бассейнов, выделение в них потенциально нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов и обоснование зон нефтегазоаккумуляции. Региональный этап подразделяется на две стадии: 1) прогноз нефтегазоносности и 2) обоснование и оценка зон нефтегазоаккумуляции.

На стадии прогноза нефтегазоносности основными объектами исследования являются осадочные бассейны и их части. При этом обосновываются наиболее перспективные направления геологоразведочных и научно-исследовательских работ, выделяются потенциально нефтегазоносные комплексы и оконтуриваются нефтегазоперспективные районы и зоны.

Основными задачами этой стадии являются: выявление стратиграфических уровней, структурных и литолого-фациальных зон, благоприятных для аккумуляции УВ; выделение нефтегазоперспективных комплексов (резервуаров) и зон нефтегазонакопления; качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности.

Типовой состав видов работ, выполняемых на этой стадии, следующий: тематические и научно-исследовательские работы; опытно-методические и полевые геолого-геофизические работы; опорное и параметрическое бурение. В свою очередь тематические работы включают обобщение и анализ результатов выполненных геологоразведочных работ, стратиграфические, литолого-фациальные и сейсмостратиграфические исследования, седиментационное и бассейновое моделирование, составление и актуализацию структурно-тектонических и нефтегазогеологических карт и многое другое.

Основой полевых геофизических работ являются комплексные сейсморазведочные работы 2D, организуемые по системе взаимоувязанных профилей и отличающиеся довольно низкой плотностью (не выше $0,1 \text{ км/км}^2$), часто комплексируемые с электроразведочными и геохимическими исследованиями.

Главными результатами стадии прогноза нефтегазоносности являются выявленные зоны нефтегазонакопления, которые и подтверждаются при бурении параметрических скважин. Оценка в их пределах ресурсов проводится в основном по категориям D_2 и D_1 .

Объектами работ на стадии обоснования и оценки зон нефтегазонакопления являются нефтегазоперспективные зоны или их части, потенциально продуктивные, выявленные по более плотной сети наблюдений и с укрупнением масштаба исследований.

Решаемые задачи: выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными комплексами и горизонтами; обоснование границ между литолого-фациальными зонами; установление закономерностей распространения пород-коллекторов и флюидоупоров в разрезе и по площади, изучение их фильтрационно-емкостных свойств; уточнение выявленных зон нефтегазогеологического районирования и выделение наиболее крупных ловушек; количественная и качественная оценка перспектив нефтегазоносности; выбор районов, определение видов и установление очередности проведения геологоразведочных работ.

Типовой состав работ, проводимых на этой стадии, близок к таковым предыдущей стадии, но существенно отличается большей плотностью геофизических и буровых работ, более крупным масштабом исследований и их локализацией в пределах установленных зон нефтегазонакопления. Еще большее значение на этой стадии приобретают тематические и научно-исследовательские работы.

Основными результатами работ на стадии обоснования и оценки зон нефтегазонакопления являются определение степени перспективности выявленных зон, доказательство необходимости проведения в их пределах поисковых работ или рекомендации по прекращению геологоразведочных работ в зонах с отрицательным прогнозом. На этой стадии оценка ресурсного потенциала проводится по категориям D_L и D_0 .

Цель **поискового этапа** — открытие новых месторождений и залежей нефти и газа, оценка их запасов и промышленной значимости. Достижение обозначенной цели обеспечивается последовательным решением задач по выявлению, подготовке к поисковому бурению, опoискованию и оценке продуктивности резервуаров или ловушек. В рамках поискового этапа проводится дальнейшая локализация ресурсов категории D_0 , а затем — опoискование объектов и, в случае открытия месторождений или залежей, оценка запасов по категории C_2 и частично по категории C_1 . В составе поискового этапа так же выделяется две стадии: 1) выявления и подготовки объектов к поисковому бурению и 2) поиска и оценки месторождений (залежей).

На стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению объектами являются обоснованные на предыдущей стадии зоны нефтегазонакопления, и все геологоразведочные работы ведутся уже в их пределах.

Решаемые задачи: определение условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных комплексов и горизонтов; выявление и детализация перспективных ловушек, уточнение пространственно-стратиграфического положения прогнозируемых месторождений и залежей; уточнение ресурсного потенциала категорий D_L и D_0 ; выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение.

Типовой состав работ: обобщение и анализ геолого-геофизической информации в целях уточнения геологического разреза и локального прогноза нефтегазоносности; структурно-тектонические, литолого-фациальные и сейсмостратиграфические исследования; площадная сейсморазведка 2D по системе взаимоувязанных профилей плотностью от $0,4$ до $0,8 \text{ км/км}^2$, в зависимости от степени сложности геологического строения, при выявлении структур и от $0,8$ до 2 км/км^2 — при подготовке объектов. При необходимости сейсморазведочные работы комплексируются с электроразведкой, геохимической съемкой и другими работами; сейсморазведочные работы МОГТ-3D на участках с очень сложным геологическим строением.

В результате работ этой стадии выявляются и подготавливаются объекты к поисковому бурению, составляются отчеты по оценке ресурсов категорий $D_{л}$ и D_0 .

Выявленные и подготовленные поднятия и ловушки становятся объектами работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей). Основными решаемыми задачами этой стадии являются: выявление в разрезе нефтегазоносных комплексов и горизонтов, коллекторов и покрышек, изучение их геолого-геофизических свойств; опробование и испытание нефтегазоносных пластов и горизонтов, получение притоков нефти и газа, изучение фильтрационно-емкостных характеристик пород и свойств флюидов; выбор объектов для проведения детализационных геофизических и оценочных работ; установление основных характеристик месторождений (залежей), их геометризация и подсчет запасов по категориям C_1 и C_2 ; выбор объектов и этажей для дальнейших разведочных работ.

В составе работ этой стадии основными являются следующие виды: геолого-геофизическое моделирование и специальные геофизические работы в целях прогноза геологического разреза, определения контуров и элементов ограничения залежи; детализационные сейсморазведочные работы 3D, организуемые на участках с наиболее сложным геологическим строением; строительство поисковых скважин, сопровождаемое комплексом геофизических и геохимических исследований, опробование и испытание перспективных горизонтов и пластов; отбор и исследование керна и пластовых флюидов; комплексная интерпретация геолого-геофизических данных.

Разведочный этап предусматривает изучение характеристик месторождений (залежей), подсчет запасов и подготовку месторождений к разработке. Так же, как и предыдущие этапы, подразделяется на две стадии: 1) оценки месторождений (залежей) и 2) подготовки месторождений (залежей) к разработке.

Учитывая, что проблемы разведки и разработки месторождений выходят за рамки данной статьи, здесь авторы ограничатся краткой информацией о разведочном этапе.

Заметим, что в «Положении об этапах и стадиях...» виды работ, их масштабность и конкретные методы исследования рекомендованы гораздо шире, чем привели авторы статьи в вышерасположенной части данного раздела. Объясняется это тем, что авторы представили только обязательный список видов работ, а полный перечень определяется при проектировании работ, исходя из степени сложности и специфики изучаемых объектов. Важно подчеркнуть, что на всех этапах и стадиях предусматривались тематические обобщения, научно-исследовательские и научно-аналитические работы. Успех всего нефтегазопроцесса в значительной мере определялся комплексным подходом и эффективным взаимодействием про-

изводственных организаций с подведомственными Мингео СССР научно-исследовательскими институтами и институтами Академии наук СССР.

Таким образом, методология нефтегазопроцесса, оформившаяся в 1970-х гг., базировалась на «трех китах»:

- четкой последовательности постановки и исполнении геологоразведочных и научно-исследовательских работ в соответствии с установленными этапами и стадиями;

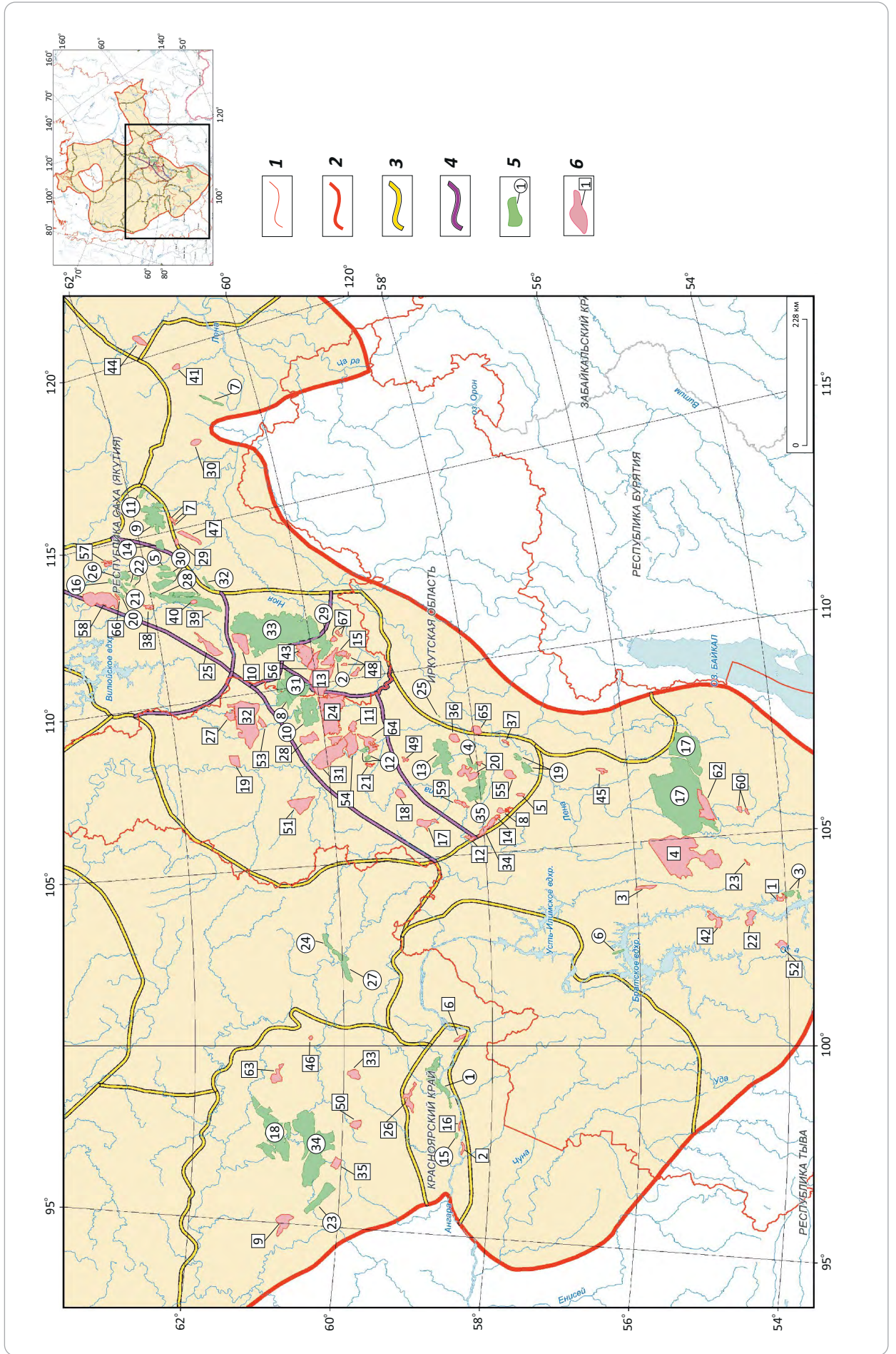
- комплексном подходе при определении методов исследований для всех видов геологоразведочных и научно-исследовательских работ; оптимальном соотношении и сбалансированности финансирования между основными видами геологоразведочных работ — сейсморазведкой, бурением, тематическими и научно-исследовательскими работами;

- эффективном взаимодействии производственных предприятий, отраслевых и академических научно-исследовательских институтов, проводимом на постоянной основе.

Научное сопровождение, игравшее ключевую роль при анализе результатов геологоразведочных работ и выборе поисковых объектов, проводилось в соответствии с утвержденными Министерством геологии СССР «Проблемными планами научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ», что обеспечивало системность исследований, высокий профессионализм и преемственность проводимых исследований. Высокая подтверждаемость подготавливаемых к поисковому бурению объектов, успешность в открытии месторождений нефти и газа, сравнительно низкая себестоимость приращиваемых запасов нефти и газа — все это на практике подтвердило принципиальную правильность и эффективность разработанной методологии и системы исследования недр, проводимых в период 1960–1980-х гг.

Нефтегазопроцессовые работы, осуществляемые в пределах Восточно-Сибирской мегапровинции в советский период, почти полностью базировались на данной методологии и отличались впечатляющими достижениями. Так была создана детальная стратиграфическая основа, необходимая для успешных поисков месторождений нефти и газа, включающая детально проработанные ярусные и зональные шкалы нижнего палеозоя и прекрасно увязанные между собой корреляционные схемы верхнего докембрия и палеозоя; выполнены литолого-фациальные исследования; обоснованы зоны нефтегазонакопления; и установлены практически все известные на сегодня нефтегазоносные комплексы и продуктивные горизонты. Наиболее значимые результаты исследований своевременно публиковались в многочисленных статьях и монографиях ([1, 7–11] и др.). Следует также отметить, что к 1991 г. были открыты многие месторождения нефти и газа, в том числе почти все крупные и уникальные (рис. 3).

Рис. 3. Месторождения нефти и газа Лено-Тунгусской НПП по данным Государственного баланса
Fig. 3. Oil and gas fields of Lena-Tungusky Petroleum Province according to the State Register of Reserves



Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

Границы (1–4): 1 — административные, 2 — НПП, 3 — НГО, 4 — НДР; **месторождения (5, 6):** 5 — открытые до 1991 г. (1 — Ага-леевское, 2 — Алинское, 3 — Атовское, 4 — Аянское, 5 — Бесюряхское, 6 — Братское, 7 — Бысахтахское, 8 — Вакунайское, 9 — Верхневилучанское, 10 — Верхнечонское, 11 — Вилуйско-Джербинское, 12 — Даниловское, 13 — Дулисьминское, 14 — Ик-техское, 15 — Имбинское, 16 — Иреляхское, 17 — Ковыктинское, 18 — Куюмбинское, 19 — Марковское, 20 — Маччобинское, 21 — Мирнинское, 22 — Нелбинское, 23 — Оморинское, 24 — Пайгинское, 25 — Пилюдинское, 26 — Северо-Нелбинское, 27 — Собинское, 28 — Среднеботуобинское, 29 — Талаканское, 30 — Тас-Юряхское, 31 — Тымпучиканское, 32 — Хотого-Мур-байское, 33 — Чаяндинское, 34 — Юрубчено-Тохомское, 35 — Ярактинское), 6 — открытые после 1991 г. (1 — Абайское, 2 — Абаканское, 3 — Ангаро-Илимское, 4 — Ангаро-Ленское, 5 — Бариктинское, 6 — Беряминское, 7 — Бетинчинское, 8 — Большетирское, 9 — Борщевское, 10 — Бюкское, 11 — Верхнеищерское, 12 — Верхненепское, 13 — Верхнепеледуйское, 14 — Верхнетирское, 15 — Восточно-Алинское, 16 — Восточно-Имбинское, 17 — Вятшинское, 18 — Гораздинское, 19 — Ер-богаченское, 20 — Западно-Аянское, 21 — Западно-Даниловское, 22 — Заславское, 23 — Знаменское, 24 — Игнялинское, 25 — Илгычакское, 26 — Ильбокичское, 27 — им. Б. Синявского, 28 — им. В.Б. Мазура, 29 — им. И.М. Меньшикова, 30 — им. И.Н. Кульбертинова, 31 — им. Н. Лисовского, 32 — им. Савостьянова, 33 — Исчухское, 34 — Ичединское, 35 — Камов-ское, 36 — Киренское, 37 — Криволюкское, 38 — Кубалахское, 39 — Курунгское, 40 — Кыттыгасское, 41 — Кэдэргинское, 42 — Левобережное, 43 — Ленское, 44 — Мухтинское, 45 — Нарьягинское, 46 — Ново-Юдуконское, 47 — Отраднинское, 48 — Пеледуйское, 49 — Ромашихинское, 50 — Салаирское, 51 — Санарское, 52 — Саянское, 53 — Северо-Вакунайское, 54 — Северо-Даниловское, 55 — Северо-Марковское, 56 — Северо-Талаканское, 57 — Станакское, 58 — Сьюльдюкарское, 59 — Токминское, 60 — Тутурское, 61 — Чиканское, 62 — Шушукское, 63 — Южно-Даниловское, 64 — Южно-Киренское, 65 — Южно-Сьюльдюкарское, 66 — Южно-Талаканское)

Boundaries (1–4): 1 — administrative, 2 — Petroleum Province, 3 — Petroleum Area, 4 — Petroleum District; **field (5, 6):** 5 — discovered before 1991 (1 — Agaleevsky, 2 — Alinsky, 3 — Atovsky, 4 — Ayansky, 5 — Besyuryakhsky, 6 — Bratsky, 7 — Bysakhtakhsy, 8 — Vakunaisky, 9 — Verkhnevilyuchansky, 10 — Verkhnechonsky, 11 — Vilyuisky-Dzherbinsky, 12 — Danilovsky, 13 — Dulis'minsky, 14 — Iktekhsy, 15 — Imbinsky, 16 — Irelyakhsky, 17 — Kovyktinsky, 18 — Kuyumbinsky, 19 — Markovsky, 20 — Machchobinsky, 21 — Mirninsky, 22 — Nelbinsky, 23 — Omorinsky, 24 — Paiginsky, 25 — Pilyudinsky, 26 — North Nelbinsky, 27 — Sobinsky, 28 — Srednebotuobinsky, 29 — Talakansky, 30 — Tas-Yuryakhsky, 31 — Tympuchikansky, 32 — Khotogo-Murbaisky, 33 — Chayandinsky, 34 — Yurubcheno-Tokhomsy, 35 — Yarakhtinsky), 6 — discovered after 1991 (1 — Abaisky, 2 — Abakansky, 3 — Angaro-Ilimsky, 4 — Angaro-Lensky, 5 — Barikinsky, 6 — Beryambinsky, 7 — Betinchinsky, 8 — Bol'shetirsky, 9 — Borshevsky, 10 — Byuisky, 11 — Verkhnecherky, 12 — Verkhnenepsky, 13 — Verkhnepeleduysky, 14 — Verkhnetirsky, 15 — East Alinsky, 16 — East Im-binsky, 17 — Vyatshinsky, 18 — Gorazdinsky, 19 — Erbogachensky, 20 — West Ayansky, 21 — West Danilovsky, 22 — Zaslavsky, 23 — Znamensky, 24 — Iglychakhsy, 25 — Il'gokochsky, 27 — B. Sinyavsky, 28 — V.B. Mazur, 29 — I.M. Men'shi-kov, 30 — I.N. Kul'bertinov, 31 — N. Lisovsky, 32 — Savostianov, 33 — Ischukhsy, 34 — Ichedinsky, 35 — Kamovsky, 36 — Kirensky, 37 — Krivoluksky, 38 — Kubalakhsky, 39 — Kurungsky, 40 — Kyttygassky, 41 — Kederginsky, 42 — Levoberezhny, 43 — Lensky, 44 — Mukhtinsky, 45 — Nar'yaginsky, 46 — Novo-Yudukonsky, 47 — Otradninsky, 48 — Peleduisy, 49 — Romashikhinsky, 50 — Salairsky, 51 — Sanarsky, 52 — Sayansky, 53 — North Vakyunaisky, 54 — North Danilovsky, 55 — North Markovsky, 56 — North Talakansky, 57 — Stanakhsy, 58 — Syul'dyukarsky, 59 — Tokminsky, 60 — Tutursky, 61 — Chikansky, 62 — Shushuksy, 63 — South Danilovsky, 64 — South Kirensky, 65 — South Syul'dyukarsky, 66 — South Talakansky)

Открытию этих месторождений предшествовали системные геологоразведочные работы, сосредоточенные главным образом в Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклизе, Ангаро-Ленской ступени и на Катангской седловине. Наиболее высокие результаты в Красноярском крае были достигнуты в период 1986–1991 гг. За эти годы силами ПГО «Енисейнефтегазгеология» было открыто 9 месторождений с запасами нефти 132,31 млн т, газа — 208,5 млрд м³ и конденсата — 11,93 млн т. Самый высокий объем бурения скважин (параметрических, поисковых и разведочных) был достигнут в 1988 г. — 123 396 м. В этом же году было пробурено 371 173 м колонковых скважин и выполнено 17 000 км сейсморазведочных профилей.

В Иркутской области в 1970-е гг. тоже были сделаны интересные открытия — Ярактинское (1971), Аянское (1975), Даниловское (1977), Верхнечонское (1978) месторождения и др. Огромный вклад в подготовку объектов поискового бурения внесли геологи ПГО «Иркутскгеофизика» и в первую очередь — главный геолог М.М. Мандельбаум. Уже в 1970-е гг. под его руководством и при непосредственном участии была разработана методика выявления «аномалий типа залежь — АТЗ», основанная на комплексировании сейсморазведки и электроразведки [8]. Эта методика успешно применялась на территории

Непско-Ботуобинской НГО в зонах развития карбонатных коллекторов нижнего кембрия и венда. Благодаря такому подходу были открыты многие месторождения и залежи в Иркутской области и в Якутской АССР, в том числе такие крупные и гигантские, как Талаканское, Чаяндинское, Даниловское, Вакунайское.

На территории Якутии интенсивность геологоразведочных работ с 1960-х гг. по 1990 г., также как и в других регионах Сибирской платформы, постоянно возрастала. За период с 1981 по 1990 г. было отработано 77 900 км сейсморазведочных профилей, подготовлено 69 объектов для поискового бурения. Максимальные объемы глубокого бурения (параметрические, поисковые и разведочные скважины) в Якутии, выполненные силами ПГО «Ленанефтегазгеология», так же, как и в Красноярском крае, были достигнуты в 1988 г. и составили 113 885 м.

После развала СССР, с образованием Российской Федерации, кардинально изменилась ситуация во всем минерально-сырьевом комплексе. Несмотря на декларирование непоколебимости государственной собственности на недра, почти весь фонд рентабельных месторождений и качественно подготовленных к поискам объектов до-вольно быстро перешел в пользование к образова-

шимся частным нефтедобывающим компаниям в соответствии с Законом «О недрах» на основе установившейся системы лицензирования.

Именно лицензирование недр стало основой новой методологии нефтегазопроискового процесса. К сожалению, ни в одном из нормативно-правовых документов этого столетия, включая «Основы государственной политики в области использования минерально-сырьевой базы России» [12], не сформулированы главные принципы новой, современной методологии, четко не установлены границы компетенций Государства и компаний-недропользователей, и очень расплывчато сформулированы требования к подготовке участков недр, включаемых в перечни проводимых аукционов и конкурсов.

В это же время потеряла свое значение и методология советского периода. Следует отметить, что даже на региональном этапе, который полностью финансируется из государственного бюджета и находится в компетенции государственных органов, определяющих нормативно-правовое поле и обеспечивающих процесс управления фондом недр (Минприроды РФ и Роснедра), как-то сама собой утратилась стадийность работ, нарушился баланс между видами геологоразведочных работ, и почти перестала решаться задача выявления и изучения зон нефтегазонакопления.

В результате накопилось много негативных моментов, снижающих эффективность нефтегазопроисковых работ во многих НГО Лено-Гунгусской НПП:

- объемы параметрического бурения очень сильно отстают от выполненных объемов сейсморазведки 2D, поэтому на многих перспективных территориях со сравнительно высокой плотностью региональных профилей и даже на участках с площадной сейсморазведкой нет ни одной параметрической скважины, а там, где скважины пробурены, они должным образом не испытаны. Это, в свою очередь, является причиной того, что за последние 20 лет ни на одной перспективной площади не завершены работы регионального этапа, и ни одна площадь не выведена из нефтегазопроискового процесса с отрицательным результатом;

- на территориях с неустановленной нефтегазоносностью выполнены площадные работы и локализованы ресурсы, но перспективы их опосредования в ближайшие годы не просматриваются;

- в составе конкурсных объектов, финансируемых из государственного бюджета, уже 15 лет нет научно-исследовательских работ, поэтому нет глубокого анализа и детальных обобщений результатов геологоразведочных работ, выверенных рекомендаций по доизучению установленных и предполагаемых зон нефтегазонакопления, нет преемственности между завершаемыми и новыми объектами, сильно понижен уровень подготовки геологических заданий;

- за последние годы до требуемой кондиции не изучена ни одна из установленных ранее зон

нефтегазонакопления, и ни одна из нефтегазоперспективных зон не переведена в статус «зоны нефтегазонакопления», что и привело к почти полному истощению поискового задела.

Весьма положительную динамику в геологоразведочный процесс в Лено-Гунгусской НПП внесла утвержденная Министерством природных ресурсов РФ (приказ Министра Ю.П. Трутнева № 219 от 29.07.2005 г.) «Программа геологического изучения и предоставления в пользование месторождений УВ-сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)». Этой «Программой...» геологоразведочные работы в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) возводились в статус приоритетных для всех регионов России. В ее рамках предусматривалось проведение региональных геологоразведочных работ в объеме более чем 430 тыс. пог. км, сейсморазведки 2D и параметрического бурения — более 6700 тыс. пог. м. Финансирование этих работ планировалось из двух источников: 90 млрд р. — за счет средств госбюджета и 366 млрд р. — за счет средств российских недропользователей на период с 2005 до 2020 г.

В ходе выполнения программных мероприятий сейсморазведкой (часто в комплексе с электроразведкой) было изучено более 130 новых площадей, и плановые показатели по геофизическим исследованиям были перевыполнены. Гораздо хуже обстояло дело с глубоким бурением. Если компании-недропользователи за редким исключением обеспечили запланированные объемы поискового и разведочного бурения, то обеспечить ежегодное выполнение объемов бурения за счет госбюджета не удалось. Из запланированных 200 скважин, в том числе 50 параметрических, было пробурено значительно меньше половины.

Несмотря на отмеченные негативные моменты и значительные потери, которые понесла Государственная геологическая служба, в 1990-е гг. и более чем за 20 лет XXI в. открыто довольно много месторождений, в том числе 26 крупных и одно уникальное (рис. 4). Понятно, что, благодаря оставшемуся от советского времени значительному поисковому заделу, многие месторождения в 1990-е гг., да и в 2000-е гг., были открыты на ловушках, подготовленных в 1980-е гг. Из рис. 4 также следует давно известная тенденция — уменьшение среднего объема запасов открываемых месторождений. Если в советское время средний объем запасов газовых месторождений составлял 155,4 млрд м³, то за последние 30 лет он снизился более чем в 4 раза и составляет 33,5 млрд м³. Для нефтяных месторождений снижение средних объемов не такое контрастное — с 67,7 до 29,7 млн т, т. е. менее чем в 3 раза.

Тем не менее 69 открытых месторождений с суммарными запасами нефти, превышающими 1200 млн т, и газа с запасами более 1700 млрд м³ — это прекрасный результат, который обеспечен в основном компаниями-недропользователями. Этот факт еще раз подтверждает низкую степень разведе-

Рис. 4. Сравнительная характеристика месторождений нефти и газа, открытых в СССР и в современной России
Fig. 4. Comparison of the characteristics of the fields discovered in the USSR and in modern Russia

Лено-Тунгусская НГП	Общее число месторождений	Свободный газ и газовые шапки, млрд м ³	Нефть, млн т	Конденсат, млн т
Месторождения, открытые до 1991 г.				
Запасы на 01.01.1992 г. (A+B ₁ +B ₂ +C ₁ +C ₂)		1942	618,2	73,4
Число месторождений	35	34	25	30
Среднее арифметическое запасов		57,1	24,7	2,4
Доля месторождений по запасам				
Уникальные — более 300 млн т нефти или 300 млрд м ³ газа	3 (6 %)	2	1	
Крупные — от 30 до 300 млн т нефти или от 30 до 300 млрд м ³ газа	32 (71 %)	21	11	
Месторождения, открытые с 1992 по 2022 г.				
Запасы на 01.01.2022 г. (A+B ₁ +B ₂ +C ₁ +C ₂)		1643,7	1218,5	57,9
Число месторождений	67	49	41	37
Среднее арифметическое запасов		33,5	29,7	1,6
Прирост запасов месторождений, открытых до 1991 г. (на 2022 г.)		3340,5	1073,6	274,8
Доля месторождений по запасам				
Уникальные — более 300 млн т нефти или 300 млрд м ³ газа	1 (0,7 %)	1	0	
Крупные — от 30 до 300 млн т нефти или от 30 до 300 млрд м ³ газа	26 (37 %)	17	9	
ИТОГО запасы на 01.01.2023 г.		6926,2	2910,3	406,1

данности нефтегазоносных комплексов Лено-Тунгусской НГП и высокие перспективы новых открытий месторождений нефти и газа.

Перспективы открытия новых месторождений нефти и газа в Лено-Тунгусской НГП

Неравномерная изученность нефтегазоносных провинций — характерная черта большинства НГП. В этом смысле Лено-Тунгусская НГП не является исключением. Из 16 выделяемых НГО наилучшим образом изучены территории Ангаро-Ленской и Непско-Ботуобинской НГО, разведанность которых приближается к 50 %, и Байкитской НГО, разведанность которой составляет 30 % (рис. 5).

Это вполне закономерно, поскольку большая часть извлекаемого ресурсного потенциала всей провинции сосредоточена именно в этих НГО (рис. 6).

Как видно из рис. 6, из 16 НГО Лено-Тунгусской НГП промышленные запасы в настоящее время имеются только в шести — Ангаро-Ленской, Непско-Ботуобинской, Байкитской, Катангской, Предпатомской и Анабаро-Хатангской, да еще в одном самостоятельном нефтегазоносном районе (СНГР) — Нижнеангарском. Территории остальных НГО изучены значительно хуже, хотя по многим геолого-геофизическим параметрам являются в различной степени перспективными.

В данной статье авторы рассматривают следующие категории перспективных земель: 1) зоны нефтегазонакопления (ЗНГН) установленные, с доказанной промышленной нефтегазоносностью; 2) ЗНГН прогнозируемые, в которых имеются нефте- или газопроявления или даже открыты отдельные залежи, имеются перспективные объекты с

потенциальными ловушками, но месторождения, представляющие промышленный интерес, еще не открыты; 3) нефтегазоперспективные зоны (НГПЗ) — территории, близкие по геологическому строению к установленным зонам нефтегазонакопления и имеющие потенциально нефтегазоносные комплексы, в пределах которых еще не открыты ни месторождения, ни залежи УВ, а имеющиеся признаки нефтегазоносности носят разрозненный характер. Именно эти территории представляют первоочередной интерес для проведения региональных нефтегазопроисловых работ.

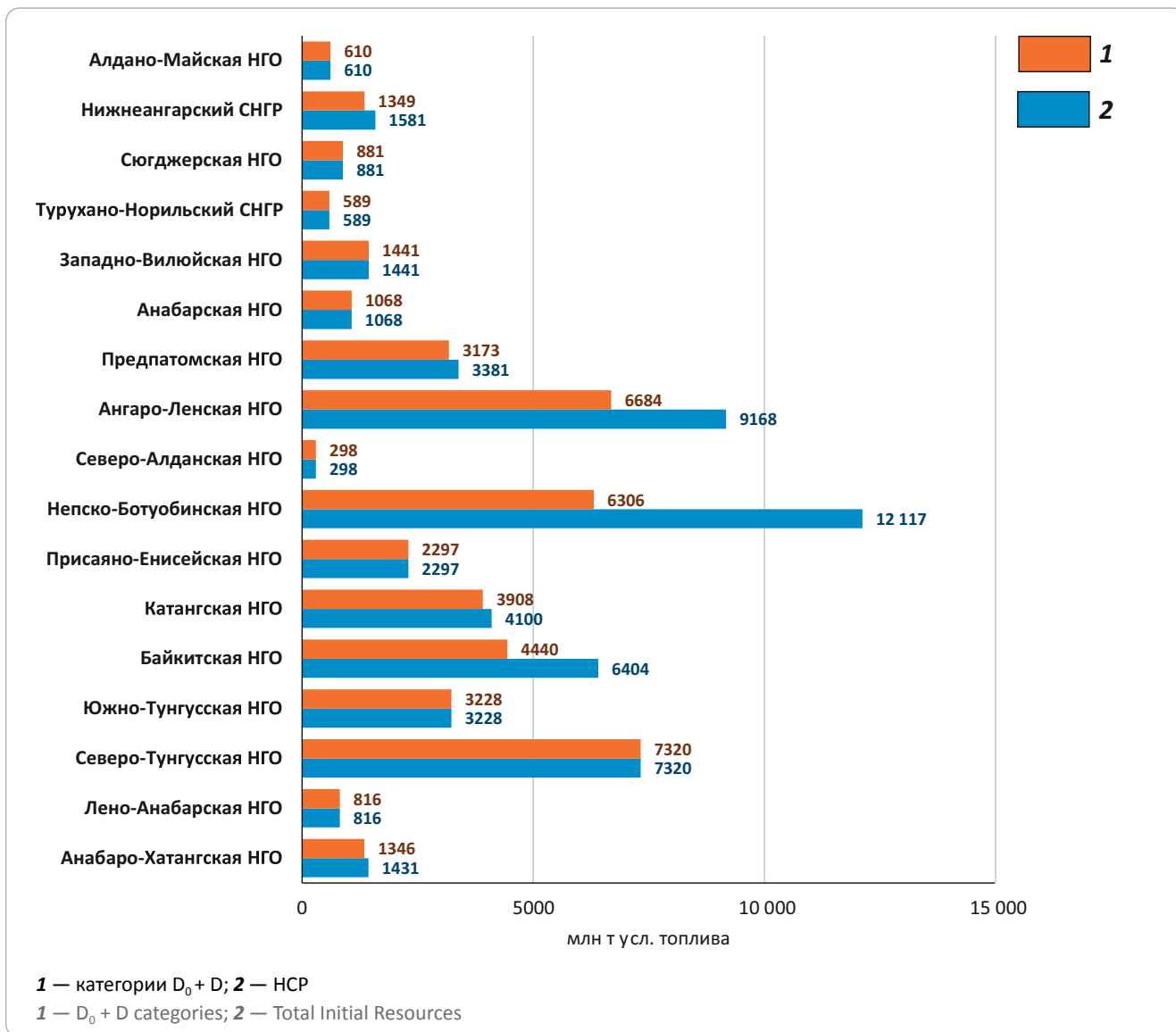
Пространственное расположение названных категорий перспективных земель в Лено-Тунгусской НГП показано на рис. 7.

Термин «зона нефтегазонакопления» различными исследователями понимается по-разному. Наиболее полный обзор толкования этого термина в работах последних лет выполнен О.М. Прищепой в работе [13], где автор основным критерием для понимания термина считает генетический. В ранней работе О.М. Прищепы определяет зону нефтегазонакопления так: «совокупность ловушек, выделяемая в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза и характеризующаяся едиными условиями формирования содержащихся в них залежей — генерацией, миграцией, аккумуляцией и сохранностью УВ».

Близкое по смыслу определение этого термина дано Ф.А. Мигурским: «Зона нефтегазонакопления» — локализованная система парагенетически родственных ловушек, промышленная нефтегазоносность одной или нескольких из которых доказана» [14]. Основываясь на генетическом подходе, Ф.А. Мигурский провел большую работу по выделе-

Рис. 5. Распределение извлекаемых НСР УВ и неразведанных ресурсов в НГО Лено-Тунгусской провинции по состоянию на 01.01.2017 г.

Fig. 5. Distribution of the recoverable Ultimate Potential Resources and undiscovered resources in the petroleum areas of the Lena-Tungusky Province as on 01.01.2017



нию, обоснованию и систематизации ЗНГН территории всей Сибирской платформы, не ограничиваясь областями Лено-Тунгусской НГП.

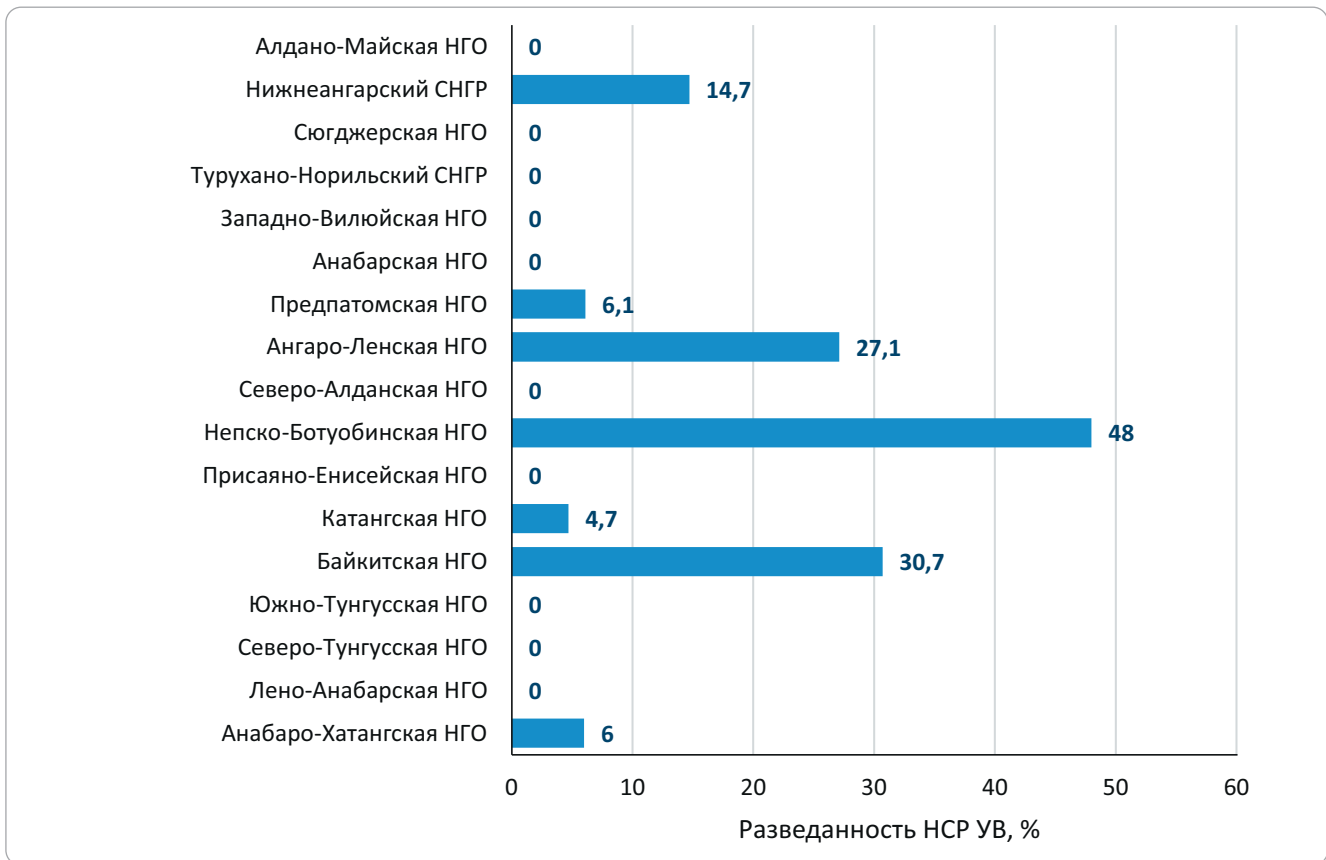
На рис. 7 видно, что большая часть выделенных им зон на территории Лено-Тунгусской НГП расположена в пределах Непско-Ботуобинской НГО. Три ЗНГН занимают обширную территорию в центральной части Ангаро-Ленской НГО. В Байкитской НГО кроме Юрубчено-Куюмбинской зоны, расположенной в центральной части, южнее и западнее нее находится Оморинско-Камовская ЗНГН, предположительно протягивающаяся в северо-западном направлении далеко за пределы Байкитской НГО через территорию Южно-Тунгусской НГО. Две ЗНГН (Предпатомская и Бысыхтахская) располагаются в пределах северо-восточной части Предпатомской НГО.

В местах скопления ЗНГН хорошо видно, что они территориально пересекаются. Особенно это

характерно для зон, расположенных в Непско-Ботуобинской НГО, где на значительной территории пересекаются контуры Ербогаченской, Преображенской, Чонско-Ереминской, Осинской, Непской ЗНГН, а в южной части — Аянской и Пилюдинской зон. Все дело в том, что генетическое понимание термина ЗНГН обязывает исследователей разделять системы территориально сближенных ловушек по общности их типов и способов формирования, направлениям путей миграции УВ и т. д. По мнению большинства авторов статьи, главное назначение термина «зона нефтегазонакопления» — служить объектом геологоразведочных работ на региональном и поисковом этапах, когда в процесс вовлекаются не только установленные нефтегазоносные комплексы, но и потенциально перспективные, в которых могут содержаться ловушки различных типов и различного генезиса, не говоря уже о путях миграции — предмета бесконечных споров.



Рис. 6. Распределение извлекаемых НСР УВ Лено-Тунгусской провинции по НГО по состоянию на 01.01.2017 г.
Fig. 6. Distribution of the recoverable Ultimate Potential Resources in petroleum areas of the Lena-Tungusky Province as on 01.01.2017



По этим причинам авторы статьи разделяют мнение тех геологов, которые считают «ЗНГН» термином свободного пользования и дают максимально упрощенное определение: «зона нефтегазонакопления — это часть разреза осадочного чехла, отличающаяся от смежных общностью литолого-стратиграфических характеристик, определенной структурно-тектонической позицией и содержащая пространственно сближенную группу или систему ловушек нефти, газа и конденсата вне зависимости от генезиса последних». При таком понимании термина число установленных ЗНГН в Лено-Тунгусской НГП равняется семи — Юрубчено-Куюмбинская, Нижнеангарская, Ангаро-Ленская, Аянско-Ичединская, Центрально-Ботубобинская, Вилючанско-Ботубобинская и Предпатомская. Тем не менее Ф.А. Мигурским при систематизации ЗНГН получены прекрасные результаты, использование которых очень полезно как при доизучении установленных, так и при изучении прогнозируемых ЗНГН.

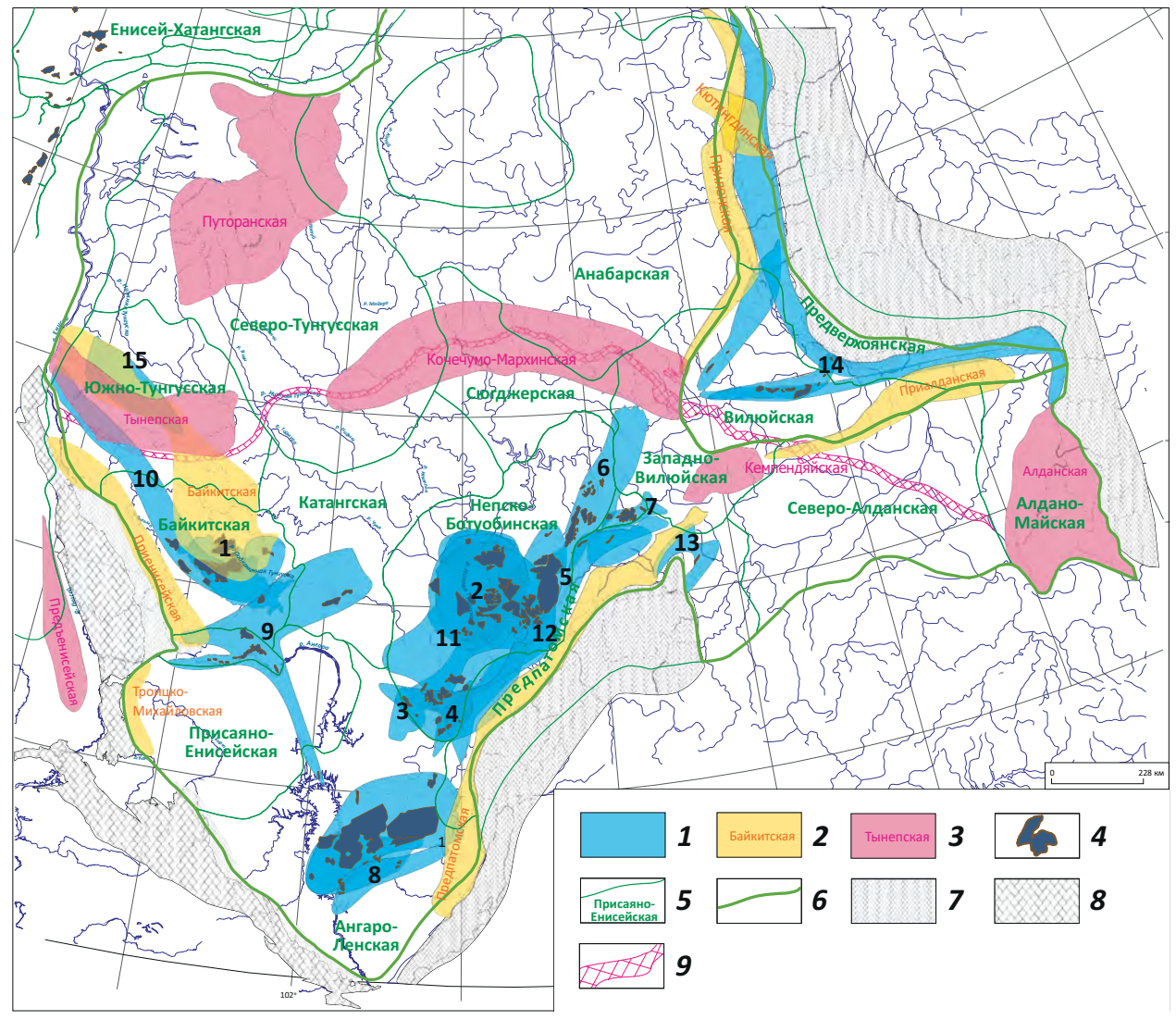
Следует отметить, что границы зон довольно условные, могут изменяться в зависимости от открытия новых месторождений или залежей. Если сопоставить местоположения рассматриваемых ЗНГН (рис. 7) и их геолого-геофизическую изученность (см. рис. 1, 2), то отчетливо определяется закономерность — значительные территории с относи-

тельно высокой плотностью сейсморазведки почти не изучены параметрическим и поисковым бурением как в пределах установленных ЗНГН, так и даже в большей степени — в прогнозируемых. При этом перспективные территории установленных ЗНГН в значительной степени залицензированы и доизучение и опоскование этих территорий выполняется компаниями-недропользователями. Большая часть прогнозируемых ЗНГН и территорий НГПЗ находится в нераспределенном фонде недр (рис. 8).

Формат статьи не позволяет поместить весь накопившийся интереснейший геолого-геофизический материал по обоснованию перспективных объектов геологоразведочных работ в Лено-Тунгусской НГП, поэтому авторы ограничатся рекомендациями по постановке геологоразведочных работ в прогнозируемых ЗНГН и НГПЗ.

Моктаконно-Таначинская прогнозируемая ЗНГН располагается на значительной территории Южно-Тунгусской НГО. Перспективы нефтегазонакопления связываются с карбонатно-галогенными отложениями венд-нижнекембрийского нефтегазонаосного комплекса — тэтэрская, абакунская и моктаконская свиты и рифогенными отложениями нижне-среднекембрийского нефтегазонаосного комплекса — дельтулинская и таначинская свиты. Первоначально эта зона в литературе встречалась под названием «Таначи-Моктаконская» [15, 16].

Рис. 7. Схема нефтегазогеологического районирования Лено-Тунгусской НГП и расположения различных категорий нефтегазоперспективных земель
Fig. 7. Scheme of geopotroleum zoning of the Lena-Tungusky Petroleum Province and location of oil and gas promising lands of different categories



1 — зоны нефтегазонакопления установленные, регионально-изученные и недоизученные региональными геолого-разведочными работами; **2** — прогнозируемые зоны нефтегазонакопления; **3** — нефтегазоперспективные территории; **4** — месторождения УВ; **5** — границы и названия НГО; **6** — границы НГП; **7** — складчатые образования; **8** — высокометаморфизованные, транспрессионные образования; **9** — нижне-среднекембрийская барьерно-рифовая система.

Установленные зоны нефтегазонакопления:

1 — Юрубчено-Куюмбинская, **2** — Ербогаченская, Преображенская, Чонско-Ереминская, Осинская, **3** — Ичединская, **4** — Марковская и Аянская, **5** — Чайандинская, **6** — Ботубобинская, **7** — Вилючанская, **8** — Ангаро-Ленская, Базальная и Верхне-Ангарская, **9** — Нижне-Ангарская, **10** — Оморинско-Камовская, **11** — Непская, **12** — Пилудинская, **13** — Бысыхтахская, **14** — Предверхоанская, **15** — Моктаконская

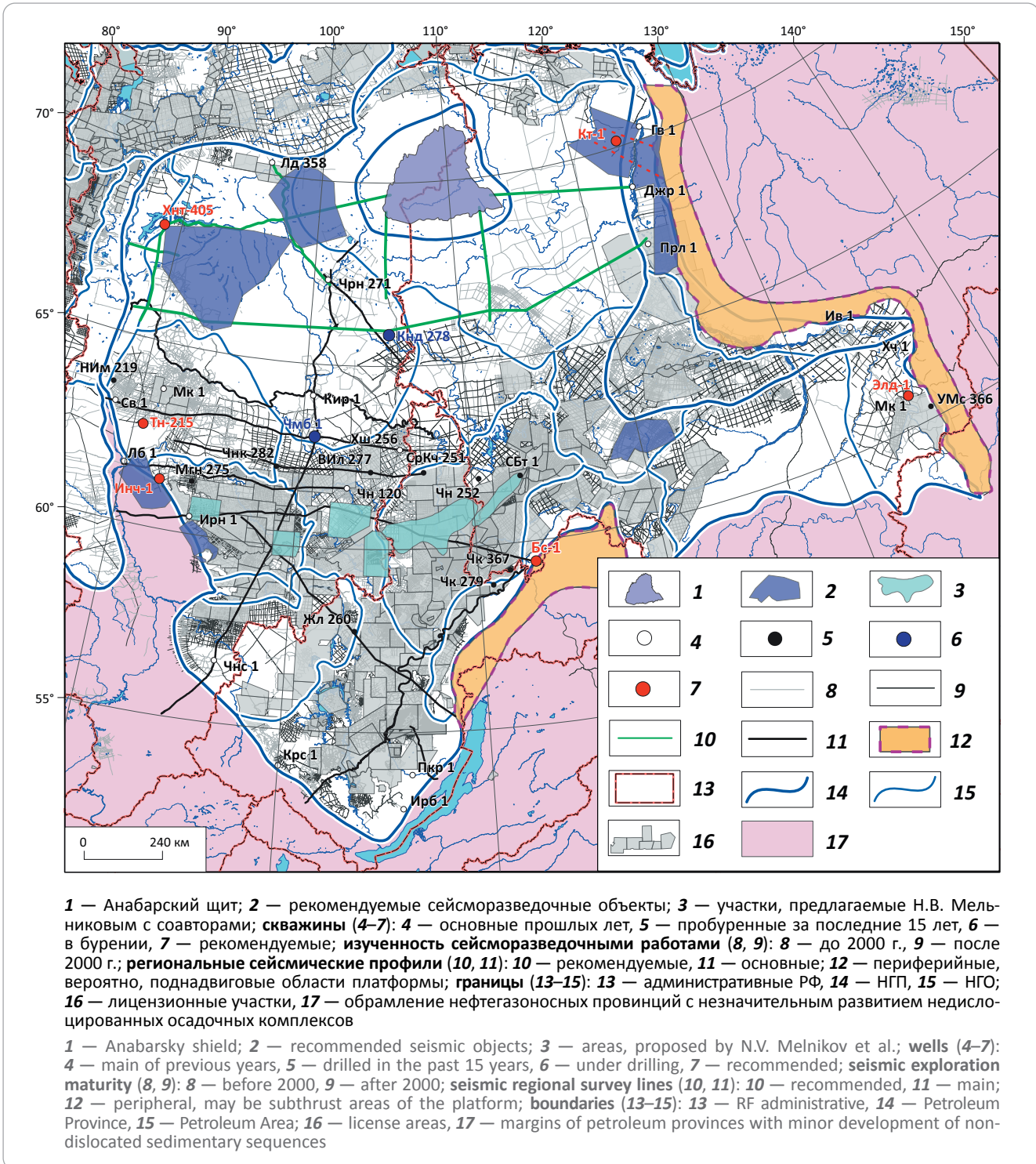
1 — known oil and gas accumulation zones, explored and underexplored by regional E&P works; **2** — predicted oil and gas accumulation zones; **3** — oil and gas promising territories; **4** — HC fields; **5** — Petroleum Area name and boundary; **6** — Petroleum Province boundary; **7** — folded formations; **8** — highly metamorphized, transpressional formations; **9** — Lower-Middle Cambrian barrier reef system.

Known zones of oil and gas accumulation:

1 — Yurubcheno-Kuyumbinsky, **2** — Erbogachensky, Preobrazhensky, Chonsko-Ereminsky, Osinsky, **3** — Ichedinsky, **4** — Markovsky and Ayansky, **5** — Chayandinsky, **6** — Botuobinsky, **7** — Vilyuchansky, **8** - Angaro-Lensky, Basal'ny and Verkhne-Angarsky, **9** — Nizhne-Angarsky, **10** — Omorinsko-Kamovsky, **11** — Nepsky, **12** — Pilyudinsky, **13** — Bysyhtakhsy, **14** — Predverkhoyansky, **15** — Moktakonsky



Рис. 8. Карта рекомендуемых объектов геологоразведочных работ на территории Лено-Тунгусской НГП
Fig. 8. Map of the objects recommended for geological exploration in the Lena-Tungusky Petroleum Province

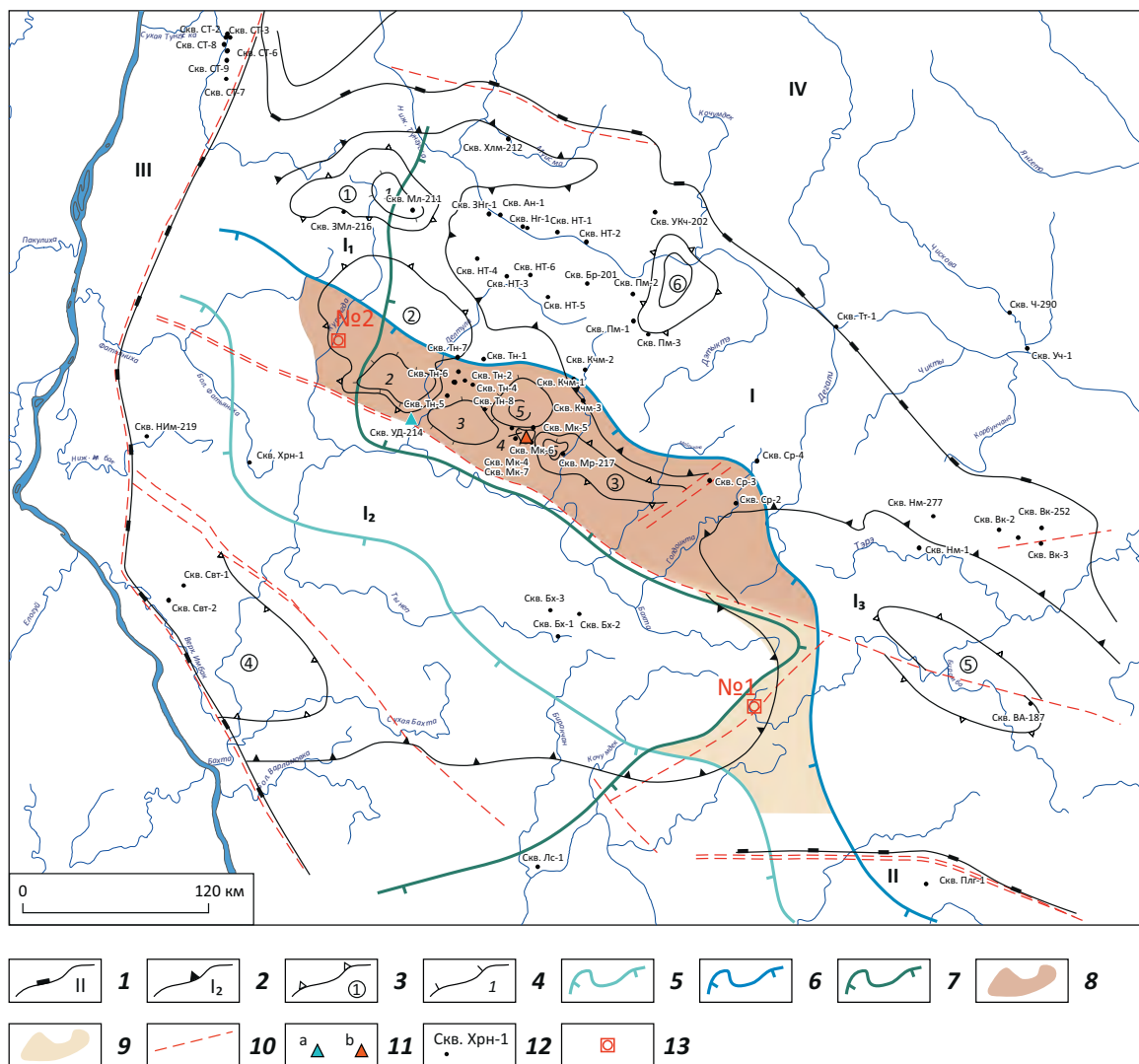


Детальное обоснование и название «Моктаконо-Таначинская ЗНГН» приведено в работе В.А. Кринина [17]. Там же рекомендованы объемы и виды геологоразведочных работ, нацеленные на доказательство промышленной нефтегазоносности расположенных в зоне ловушек. В данной статье, не повторяя материалы, изложенные в опубликованных работах, авторы ограничатся сделанными В.А. Криным рекомендациями по производству сейсмо-

разведочных работ и бурению параметрических скважин. Рекомендуется отработка сетки региональных профилей суммарной протяженностью около 4000 пог. км и бурение трех параметрических скважин с общей проходкой 13 тыс. пог. м (рис. 9).

Здесь же показаны места заложения параметрических скважин. Скважину Дельтулинская-220 предлагается заложить в бассейне р. Хурингда на Верхнем локальном поднятии, осложняющем

Рис. 9. Схема прогнозируемых ЗНГН в отложениях усольского горизонта (по [17])
Fig. 9. Scheme of predicted oil and gas accumulation zones in the deposits of Usolsky Horizon (from [17])



Границы структурно-тектонических элементов (1–4): 1 — надпорядковых (I — Бахтинский мегавыступ, II — Байкитская антеклиза, III — Турухано-Норильская гряда, IV — Курейская синеклиза), 2 — I порядка (I₁ — Хурингинский выступ, I₂ — Тынепская впадина, I₃ — Учаминский вал), 3 — II порядка (1 — Малкитконский вал, 2 — Дельтулинское куполовидное поднятие, 3 — Сурингдаконский вал, 4 — Имбакский прогиб, 5 — Бираминский вал, 6 — пойменное куполовидное поднятие), 4 — локальных поднятий (1 — Сиговое, 2 — Усть-Дельтулинское, 3 — Таначинское, 4 — Северо-Моктаконское, 5 — Восточно-Моктаконское); **суммарная мощность солей, м (5, 6):** 5 — в усольском горизонте (штрих — направление увеличения мощности), 6 — в сурингдаконской свите и ее аналогах; 7 — расстояние интрузии от кровли усольского горизонта (штрих — направление увеличения расстояния локализации интрузии от кровли горизонта), м; **прогнозные зоны нефтегазоаккумуляции (8, 9):** 8 — Моктаконо-Таначинская, 9 — Верхне-Учаминская; **10** — разломы; **11** — скважины с промышленными притоками (a — газа, b — нефти); **12** — глубокие скважины; **13** — рекомендуемые параметрические скважины (1 — Верхнеучаминская, 2 — Дельтулинская)

Boundaries of structural and tectonic elements (1–4): 1 — super-order (I — Bakhtinsky mega-uplift, II — Baikitsky antecline, III — Turukhano-Norilsky ridge, IV — Kureisky syncline), 2 — I-st order (I₁ — Khuringdinsky uplift, I₂ — Tynepsky depression, I₃ — Uchaminsky megaswell), 3 — II-nd order (1 — Malkitkonky swell, 2 — Deltulinsky dome, 3 — Suringdakonsky swell, 4 — Imbaksky trough, 5 — Biraminsky swell, 6 — Poimenny dome), 4 — local highs (1 — Sigovy, 2 — Ust-Deltulinsky, 3 — Tanachinsky, 4 — North Mokatkonky, 5 — East Mokatkonky); **total thickness of salt, m (5, 6):** 5 — in Usolsky Horizon (hature shows the direction of thickness growth), 6 — in Suringdakonsky Fm and its analogues; 7 — distance between the intrusion and Usolsky Horizon Top (hature shows the growth direction of distance between intrusion localization and horizon top), m; **predicted zones of oil and gas saturation (8, 9):** 8 — Mokatkonno-Tanachinsky, 9 — Upper Uchaminsky; **10** — faults; **11** — wells with commercial inflows (a — gas, b — oil); **12** — deep wells; **13** — recommended locations of stratigraphic wells (1 — Upper Uchaminsky, 2 — Deltulinsky)

Дельтулинское куполовидное поднятие II порядка. Цели бурения скважины: изучение нефтегазоносности нижнекембрийских рифогенных отложений, уточнение литолого-фациальной зональности

нижне-среднекембрийских отложений, изучение характеристик экранирующей средне-верхнекембрийской толщи и оценка перспектив нефтегазоносности вендских и рифейских отложений.

Проектный горизонт — фундамент, проектная глубина скважины — 5200 м. Предполагается, что при такой глубине скважина пройдет по рифейским отложениям около 1200 м.

Параметрическую скв. Верхнеучаминская-221 предлагается заложить на Восточно-Майгунском локальном поднятии, вблизи истока р. Учами. Скважина закладывается в грабене, предположительно заполненном рифейскими отложениями в непосредственной близости с контактом с Нижне-Тунгусским выступом фундамента, перекрытым верхневендскими отложениями. Проектная глубина скважины — 4500 м, проектный горизонт — фундамент. Ожидается, что при данной глубине скважина пройдет по рифейским отложениям около 700 м и на десятки метров войдет в фундамент. Цели бурения — изучение строения и оценка нефтегазоносности нижнекембрийского, вендского и рифейского нефтегазоносных комплексов Моктаконо-Таначинской прогнозируемой НППЗ.

Скважину Тынепская-215 рекомендуется заложить как для уточнения строения рифового массива, так и для того, чтобы установить наличие отложений рифея и, возможно, терригенного венда. Точка заложения скважины расположена в верховьях р. Майгуша, левого притока р. Тынеп. Проектная глубина скважины — 4500 м (рис. 10).

Ожидается, что в интервале глубин от 2700 до 4000 м будут вскрыты отложения рифового массива. При такой глубине предполагается также вскрыть до 300 м рифейских отложений. Такая мощность выбрана с учетом того, что основные коллекторы расположены в верхней части рифейских отложений. Здесь предполагается приклинивание рифейских отложений в предвендской эрозионной поверхности с угловым и стратиграфическими несогласиями. По результатам бурения скважины планируется подтвердить намеченную по данным сейсморазведки зону развития рифейских отложений на западном склоне Бахтинского мегавыступа, возможно установить наличие отложений терригенного венда и уточнить положение южных краевых кембрийских рифов.

Учитывая, что отложения, формирующие нижне-среднекембрийский нефтегазоносный комплекс, находятся в зоне развития лоскутных и изолированных рифов, т. е. в условиях весьма сложного палеорельефа, а перекрывающие их горизонты солей могут существенно меняться по мощности, весьма эффективным для изучения строения этого нефтегазоносного комплекса может оказаться применение на наиболее интересных площадях сейсморазведки 3D, по результатам которой точки заложения скважин будут определены в оптимальных местах.

В пределах Моктаконо-Таначинской прогнозируемой зоны нефтегазоаккумуляции (ПЗНГН) находится Моктаконский лицензионный участок, введенный в недропользование в 2015 г. По оперативным данным мониторинга лицензионных

участков, геологоразведочные работы за последние 8 лет не проводились и, по-видимому, проводиться в ближайшие годы не будут. Рекомендуется вернуть этот участок в нераспределенный фонд недр и его территорию включить в рекомендуемую программу геологоразведочных работ.

Оморинско-Камовская и Байкитская прогнозируемая ЗНГН

Оморинско-Камовская ЗНГН (рис. 11) выделена как система литологически экранированных ловушек, контролируемых разведываемые залежи УВ Камовского, Оморинского и Борщевского месторождений преимущественно на юго-западном, южном склонах Байкитской антеклизы, приуроченных к терригенному вендскому нефтегазоносному комплексу. Площадь Оморинско-Камовской ЗНГН — 35 110 км². Здесь открыты четыре месторождения: Оморинское нефтегазоконденсатное, Камовское и Борщевское нефтяные, а также Шушукское газонефтяное, получены притоки нефти, газа и конденсата из горизонтов вендского нефтегазоносного комплекса. Н.В. Мельниковым, П.Н. Мельниковым и Е.В. Смирновым на этой территории выделено две зоны нефтегазоаккумуляции — Вайвидинская выявленная и Оморинская установленная [18].

Западная часть зоны протягивается вдоль западной границы Сибирской платформы и отличается увеличенными мощностями горизонтов отложений терригенного венда, плюс нижнеданиловского резервуара (низы катангской свиты), представленного пластом песчаников Б-VII. К нему приурочена основная залежь Оморинского нефтегазоконденсатного месторождения. Залежь классифицируется как пластовая, литологически и тектонически экранированная. Промышленные притоки Оморинского и Камовского месторождений приурочены к продуктивному пласту Б-VIII оскобинской свиты венда, представленному алевролитами, ангидритами, доломитоангидритами, оскобитами, алевроаргиллитами. Пласт-коллектор Б-VIII перекрыт в большинстве скважин сульфатно-карбонатным пластом мощностью от 7 до 10 м.

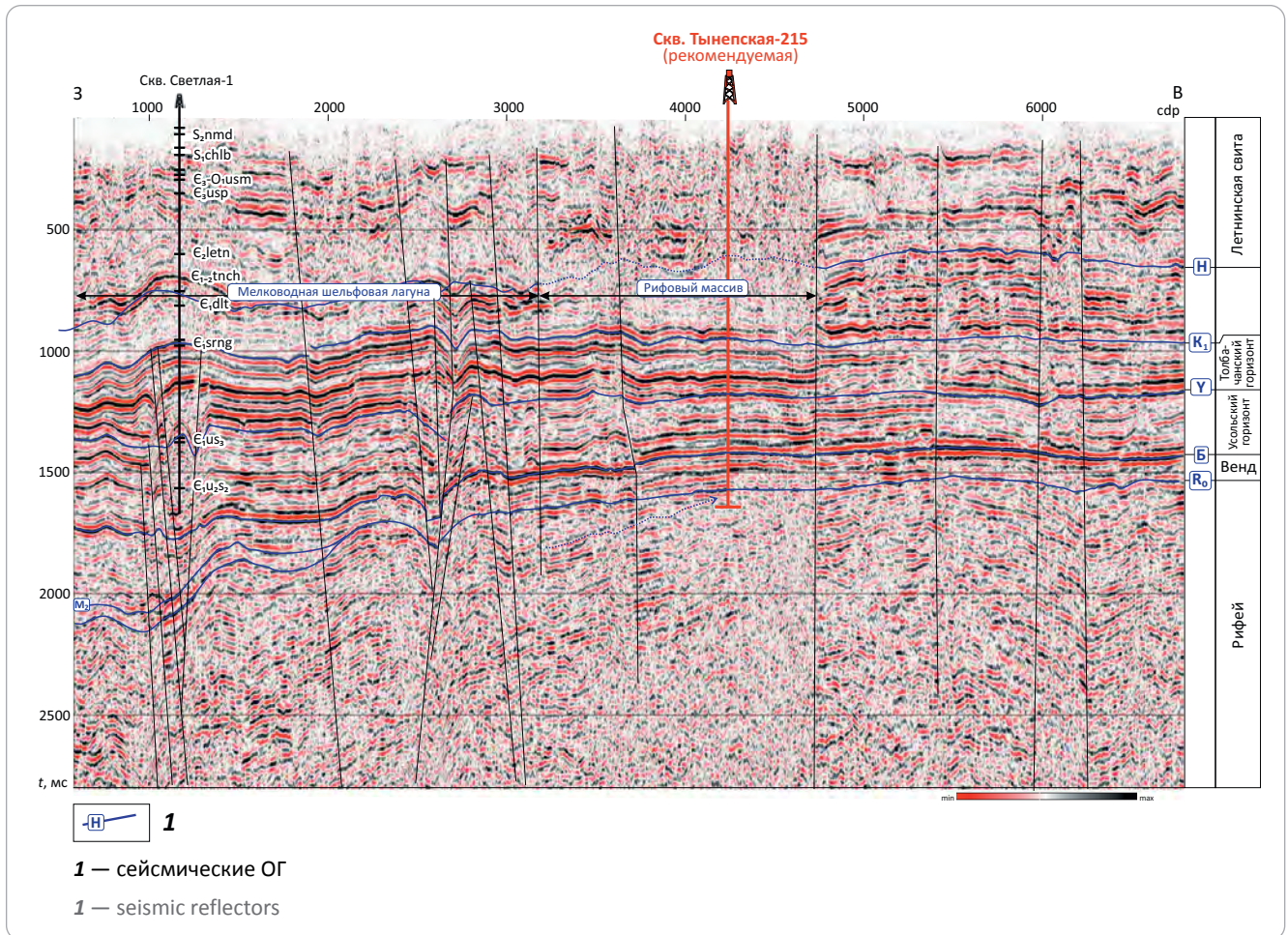
В средней части оскобинской свиты выделен еще один пласт-коллектор Б-VIII-1, сложенный песчаниками и алевролитами преимущественно кварцевого состава. Залежи пластовые, сводовые, литологически и тектонически ограниченные.

На Борщевском и Шушукском месторождениях притоки получены из карбонатов оскобинской свиты — пласт Б-IX. Продуктивные отложения представлены доломитами кавернозными, сильнотрещиноватыми. Залежи имеют структурно-литологические ограничения.

Перспективные извлекаемые ресурсы нефти категории D₀ на западном склоне Байкитской антеклизы посчитаны для Мокуйской и Чандашеминской площадей в объеме 24,306 млн т и на северном — в объеме 56,107 млн т для Туколано-Светланинской и Верхнеюктаконской площадей.

Рис. 10. Фрагмент регионального сейсмического профиля скважин Светлая-1 — Хошонская-256, пересекающего кембрийский рифовый массив, на котором рекомендуется заложение скв. Тынepская-215

Fig. 10. Fragment of regional seismic line between Svetlaya-1 — Khoshonskaya-256 wells, which crosses Cambrian reef massif where Tynapskaya-215 well location is recommended



На начало 2020 г. в пределах Оморинско-Камовской ЗНГН запасы составляли: газа категорий A + B₁ + C₁ — 16,2 млрд м³, B₂ + C₂ — 262,9 млрд м³; нефти (извлекаемые/геологические) категорий A + B₁ + C₁ — 2/6,6 млн т, B₂ + C₂ — 89,5/302 млн т.

На северном окончании Оморинско-Камовской ЗНГН расположена Бахтинская площадь с локализованными извлекаемыми ресурсами в песчаниках неантиклинальных ловушек порядка 376 млн т усл. топлива. Предполагается, что ловушки в резервуарах терригенного венда Бахтинской площади будут сходны с ловушками Оморинского месторождения. Ожидаются пластовые, сводовые, литологически и тектонически ограниченные залежи. Коллекторы ловушек относятся к непскому, тирскому, возможно, даниловскому горизонтам венда.

Байкитская перспективная ЗНГН выделена Ф.А. Мигурским [14] как возможный аналог Чонско-Ереминской зоны (см. рис. 11). Положительными критериями нефтегазоносности являются наличие мощной региональной соляной покрывки, относительно пониженная интенсивность траппового магматизма, существенные перепады кровли фундамента. Хотя продуктивные горизонты (ре-

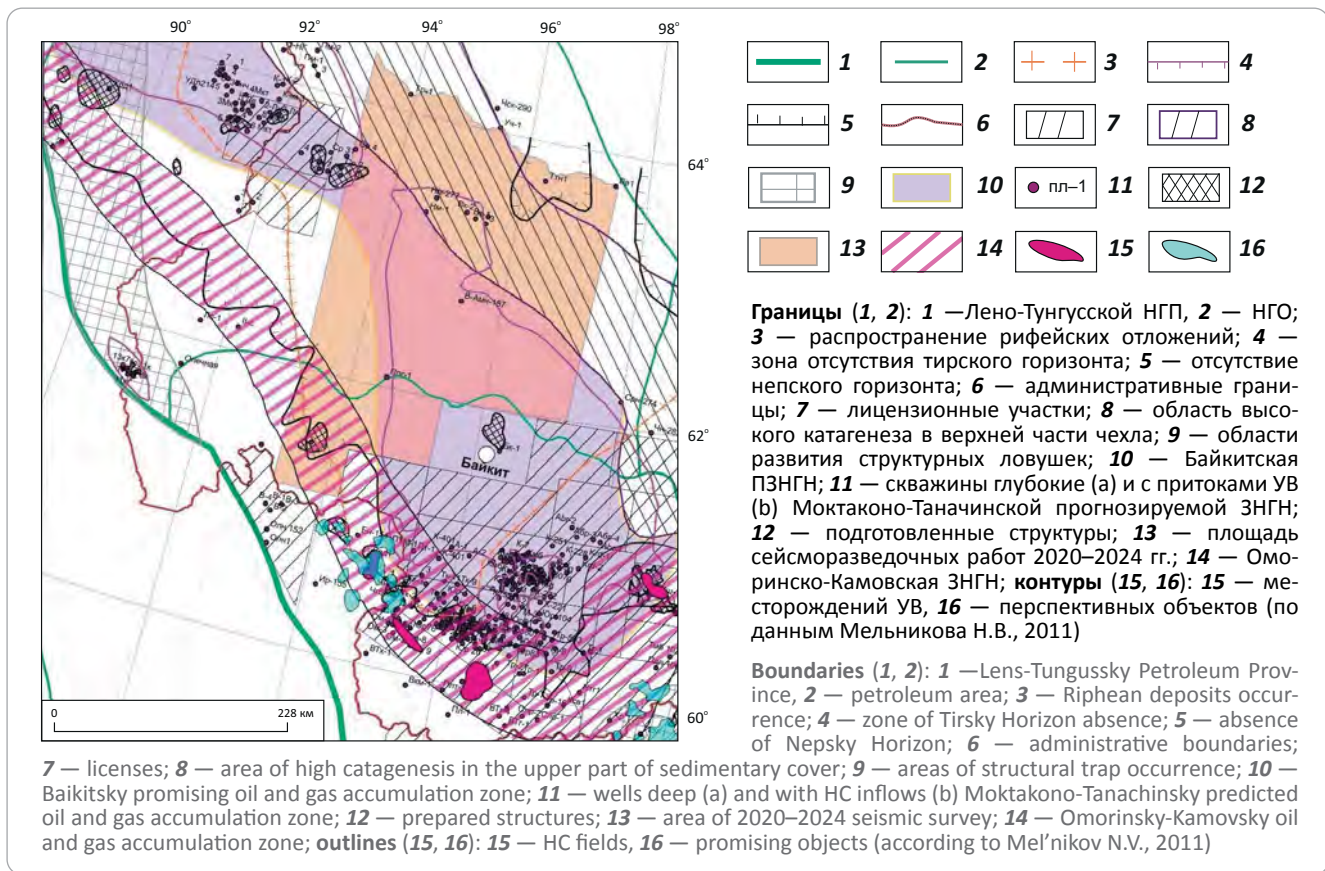
зервуары) карбонатного венда в этой зоне достоверно не установлены, по аналогии с подсолевым интервалом отложений венда Непско-Ботубинской НГО они могут быть локализованы над выступами фундамента.

Известно, что важнейшими процессами, существенно улучшившими коллекторские свойства карбонатных продуктивных горизонтов, стали выщелачивание и растворение открытого пустотного пространства первичной пористости и по вторичным трещинам, соединявшим отдельные, первоначально закрытые поры. Этот процесс достаточно подробно изложен в соответствующей литературе [19, 20].

Закономерности формирования вторичных промышленно значимых коллекторов по типу резервуаров Даниловского месторождения по матрице первичной пористости проявляются в первую очередь в региональном масштабе. На территории Непско-Ботубинской антеклизы, в центральной части, располагается гигантское по масштабам поле отсутствия отложений тирского (по другим взглядам непского) стратиграфического горизонта, так называемое тирское окно. Именно над этим окном



Рис. 11. Байкитская прогнозируемая ЗНГН (по [18])
Fig. 11. Predicted Baikitsky oil and gas accumulation zone (from [18])



сформированы значительные по запасам преимущественно нефтяные залежи в преобразенском и усть-кутском продуктивных горизонтах. Формирование крупной зоны нефтегазоаккумуляции, связанной с карбонатными коллекторами существенного вторичного выщелачивания, возможно и на территории центральной и северной частей Байкитской НГО. Распределение коллекторских свойств в таких зонах весьма причудливо. Площадного распространения высокодебитные коллекторы не имеют. Таким образом, локальный прогноз высокодебитных участков весьма затруднен. Одним из немногих эмпирически обоснованных (в первую очередь недоропользователями) направлений является поиск ловушек над выступами фундамента.

Транзит УВ-флюидов, вероятно, мог осуществляться по площадным терригенным пластам венда, развитым на западном склоне Байкитской антеклизы, языками и заливами, проникающими к ее присводовым частям [21]. Учитывая низкую степень разбуренности рассматриваемой территории, предполагается по завершении проводимых в настоящее время сейсморазведочных работ рекомендовать по их результатам бурение хотя бы одной параметрической скважины (см. рис. 11).

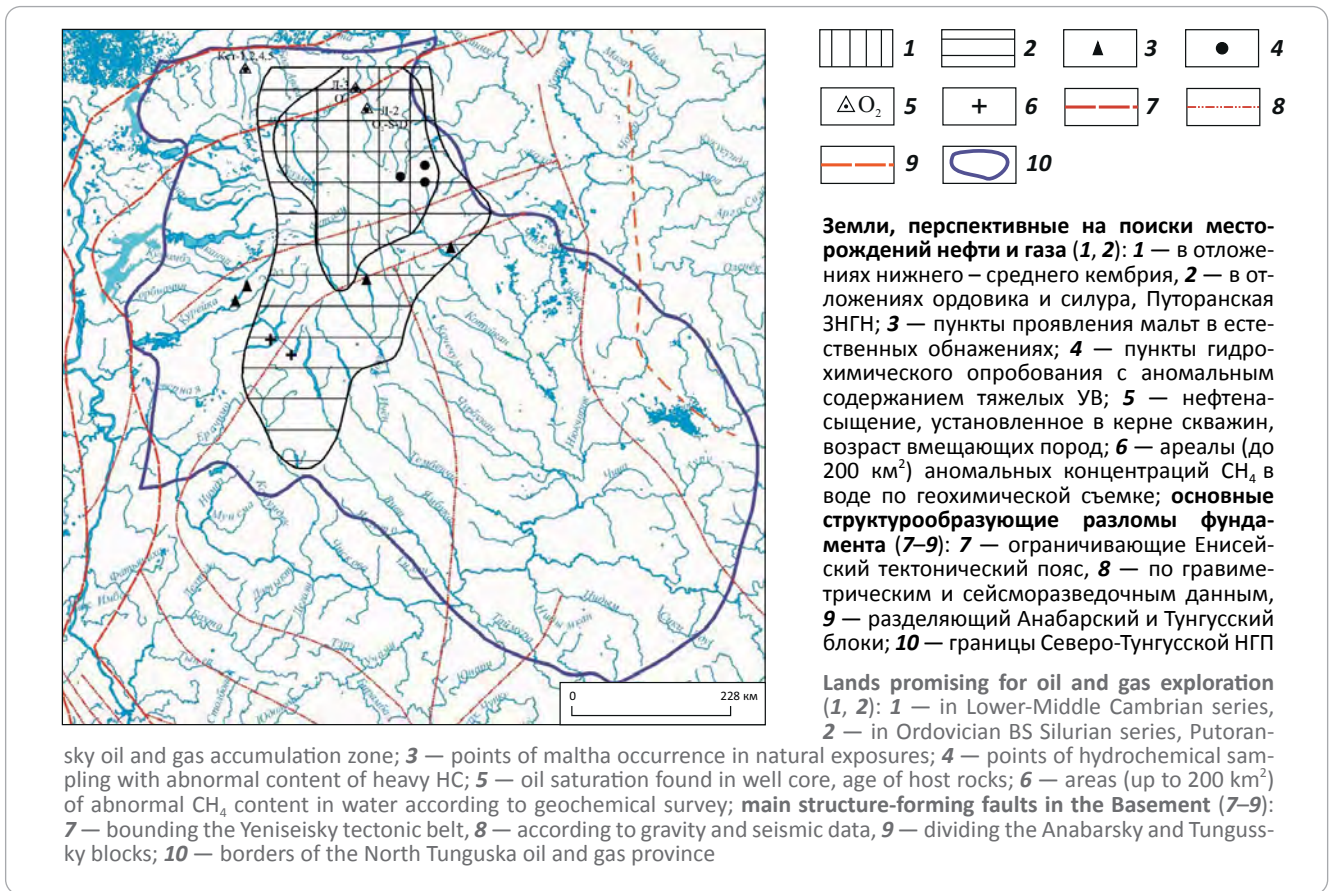
Путоранская НГПЗ

Эта зона на территории, охватывающей центральную и восточную части плато Путорана с бас-

сейнами рек Аякли, Аян, верховья Курейки, Тутончаны, Виви, Тембенчи, Котуя (рис. 12, см. рис. 8).

В структурно-тектоническом отношении она объединяет структурные элементы I и II порядков: Путоранский свод, Анамское куполовидное поднятие, восточную часть Бильчанского куполовидного поднятия, юго-западную периклиналь Ядунского свода, а также пограничные части Ламо-Хантайского прогиба, Нижнетунгусского прогиба, Курейской котловины и Верхнекочечумской впадины. Земли в пределах всех вышеназванных положительных структурных элементов характеризуются высокой плотностью начальных геологических ресурсов УВ, оцениваемой значениями в диапазоне 50–100 тыс. т/км², что сравнимо с аналогичными значениями для Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, где ведется разработка крупных и гигантских по запасам месторождений УВ. Между тем рассматриваемый район остается практически не изученным даже по меркам регионального этапа. Выделяя в качестве основных для этого района нижне-среднекембрийский и ордовик-силурийский нефтегазоносные комплексы, предлагается для оценки их ресурсного потенциала реализовать в ближайшей перспективе программу геологоразведочных работ регионального этапа, включающую современный комплекс аэрогеофизических и геохимических методов, отличающихся от других методов своей мобильностью и экономичностью,

Рис. 12. Схема размещения прогнозируемых зон нефтегазоаккумуляции в северо-западной части Сибирской платформы (по [17])
Fig. 12. Scheme of predicted oil and gas accumulation zones position in the north-western part of the Siberian Platform (from [17])



профильные сейсморазведочные (МОГТ-2D) и электроразведочные работы (МТЗ) протяженностью 4000–4700 км совместно с бурением 7–9 колонковых скважин (18 000 м), строительство 3 параметрических скважин (Верхне-Тутончанская-403, Курейская-404, Котуйская-359) с общей проходкой 16 500 м. Первоочередной следует рассматривать бурение скв. Верхне-Тутончанская-403 с проектной глубиной 5500 м, проектным горизонтом — фундаментом (рис. 13).

Скважину рекомендуется заложить на северной периклинали Бильчанского куполовидного поднятия в оптимальных фациальных условиях для основных НГК, географически в истоках р. Тутончана. Ее строительство позволит оценить нефтегазоносность всего разреза платформенного чехла юго-западной части Путоранской нефтегазоперспективной зоны. Кроме того, по данным бурения этой скважины будет установлено северное продолжение Туруханской кембрийской карбонатной платформы. Параметрическую скв. Курейская-404 проектной глубиной 5500 м и проектным горизонтом нижний – средний кембрий целесообразно заложить в центральной части района, географически в верхнем течении р. Курейка при впадении в нее р. Гонгда. По ее результатам будут оценены строение и перспективы нефтегазоносности горизонтов в верхней части тойонского и в амгинском ярусах,

байкитский и венлокский горизонты — коллекторы, наличие и качество вероятно соленосных флюидоупоров в зубовском и мантуровском стратиграфических горизонтах. Параметрическую скв. Котуйская-359 проектной глубиной 5500 м и проектным горизонтом — вендом предлагается заложить в северо-восточной части Путоранской нефтегазоперспективной зоны, географически у озера Нерингда в истоках р. Себяка, левого притока р. Котуй. Ее строительство позволит изучить строение разреза всего палеозоя, включая верхи венда и дать оценку перспектив его нефтегазоносности, а также ответить на принципиально важный вопрос о наличии и границе рифового обрамления между Котуйско-Анабарской кембрийской карбонатной платформой и Хантайско-Оленекским («голодным») бассейном.

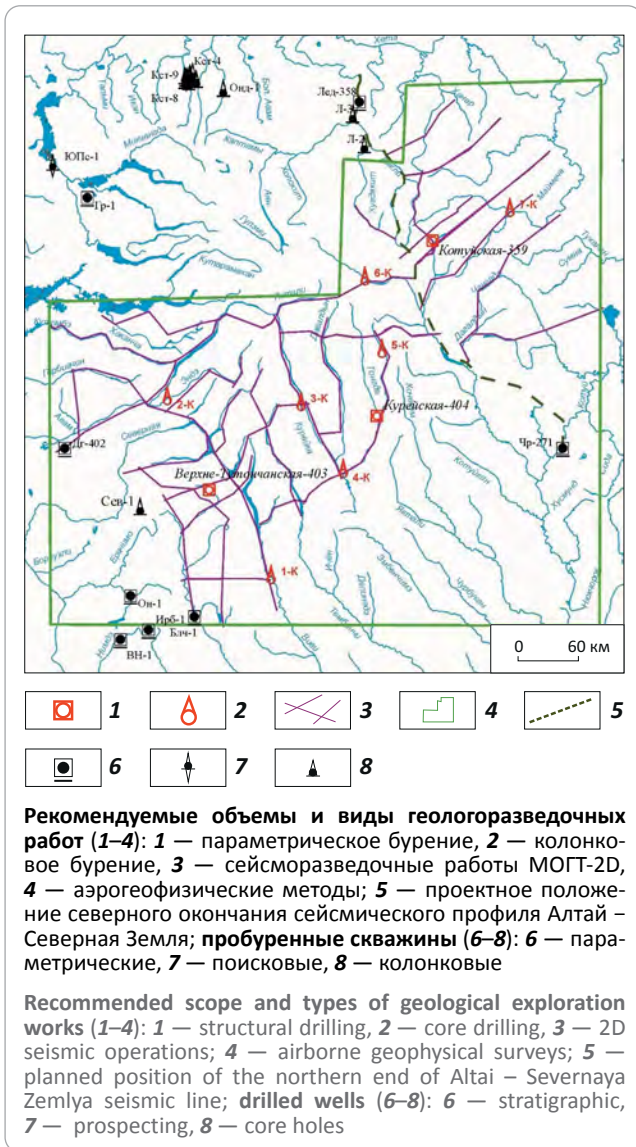
Предпатомская прогнозируемая ЗНГН

Предпатомская прогнозируемая ЗНГН обоснована Ф.А. Мигурским как возможная ЗНГН в автономной части для нижневендского терригенного нефтегазоносного комплекса и в аллохтоне для ловушек — структур сгуживания Предпатомской НГО. Терригенные пласты на большей части этой территории, вероятно, изолированы флюидоупором торсальских (тирских) солей. Доломитовые и известняковые верхневендские толщи в районах, примыкающих к Байкало-Патомской складчатой области, в комплексе с карбонатами нижнего кем-



Рис. 13. Схема расположения рекомендуемых геолого-разведочных работ (по [17])

Fig. 13. Location map of the recommended geological exploration activities (from [17])



брия интенсивно дислоцированы. При этом региональный экран, представленный нижнекембрийскими солями, в значительной степени отжат и выщелочен, что негативно сказывается на перспективах карбонатных горизонтов.

Если северо-западнее, в пределах Непско-Ботуобинской НГО, плотность ресурсов весьма высока, что существенно уменьшает риски сухих скважин даже при ошибочном геолого-геофизическом прогнозе, то в Предпатомской ПЗНГН, расположенной на продолжении Непской и Пилюдинской ЗНГН к юго-востоку в пределы Предпатомского прогиба, во-первых, плотность наиболее востребованных недропользователями нефтяных ресурсов намного ниже и, во-вторых, значительно выше газовая составляющая. Отсюда возникают высокие риски поисковых работ. Решением этих проблем может стать изучение терригенных вендских резервуаров

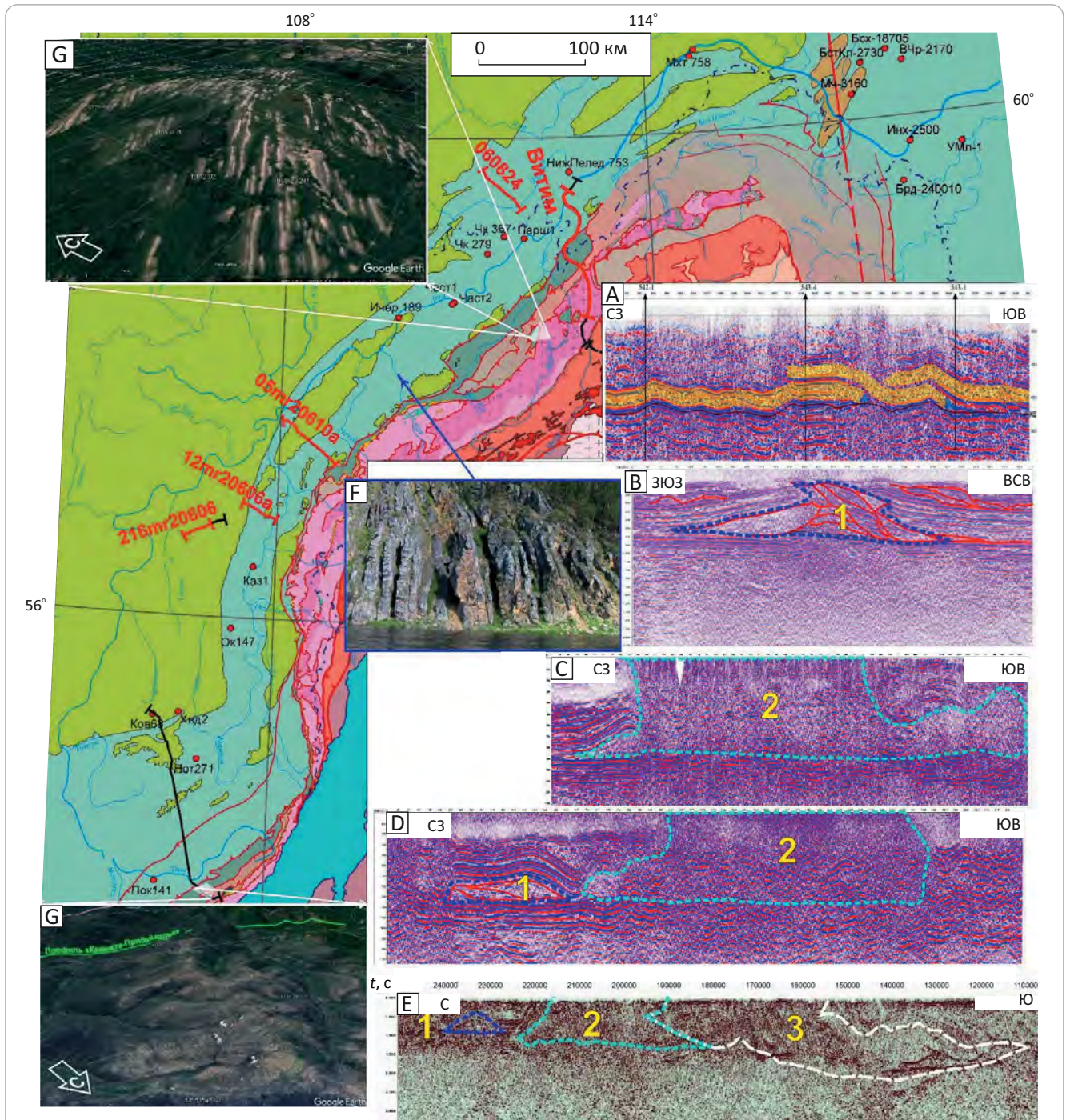
скважинами, закладываемыми для опоискования структурных навешенных ловушек Пилюдинской ЗНГН, структур сдвоения, строения и более сложного сгущивания жестких карбонатных пластов (дуплексов) в подсолевых нефтегазоносных комплексах [22, 23] и совершенно новых для отечественной геологоразведки крупнообъемных поисковых объектов — пластических дуплексов типа «машвэд» [24] с трудноизвлекаемыми, преимущественно газовыми ресурсами. Навешенные дуплексы, в свою очередь, можно достаточно надежно подготовить к глубокому бурению с помощью сейсморазведочных работ, а машвэды — с использованием комплекса методов, в том числе с применением геологического картирования.

Пластические дуплексы, развитые в аллохтоне, вероятнее всего, образуют целый ряд генетически взаимосвязанных переходных форм от простых сдвоений и строений карбонатных пластов, простых дуплексов к весьма сложнопостроенным стогообразным гигантским зонам, в которых первично карбонатные пласты замещены мощными сланцевыми, часто интенсивно кливажированными толщами (рис. 14). Подобные образования известны авторам статьи по данным геологических и сейсмических полевых наблюдений, глубокого бурения в Прибайкалье, Предпатомском прогибе [25] и на западе Сибирской платформы [26].

Сланцевые толщи пластических дуплексов могут содержать гигантские объемы УВ-газов, в меньшей степени — нефти, присутствующие в свободном и сорбированном виде. Например, для комплекса машвэдов Предапалачского прогиба формации Конасауга имеется следующая информация: «Сланец представляет собой коллектор с двойственным характером пористости, в котором часть газа хранится в свободном состоянии, а часть адсорбируется на ОВ и минералах с большой площадью поверхности. Эффективная пористость в среднем составляет 3,6 %, и около 67 % этого объема пор способны удерживать свободный газ. Объемный анализ показывает, что машвэды Конасауги содержат около 17,7 трлн м³ (625 трлн куб. футов) геологических ресурсов и что более 80 % этого газа находится в свободном состоянии» [24].

Таким образом, если геологоразведочные работы, направленные на опоискование жестких карбонатных дуплексов в платформенном борту Предпатомского прогиба и на юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы, в настоящее время успешно осуществляются недропользователями, то изучение пластических дуплексов требует масштабных научно-практических исследований. Оно невозможно без глубокого бурения. В настоящее время существуют предложения по постановке параметрических скважин в пределах Предпатомского прогиба, однако, вероятно, они не в достаточной мере проработаны и не совсем соответствуют сегодняшним знаниям о геологическом строении этой территории. Специалистами СНИИГГиМС на

Рис. 14. Стадии формирования карбонатно-сланцевых сгруживаний в Предпатомском прогибе
Fig. 14. Stages of carbonate-shaly bunching in Predpatomsky trough



A — простые сдвоения венда по профилю 060824 на Хотойской площади (интерпретация Мигурского А.В., 2016). Голубой цвет — раздувы вендских солей, желтый — карбонатный венд; B — начальная стадия — формирование жесткого карбонатного дуплекса (1) по фрагменту 216mr20606; C — начало формирования пластического дуплекса (2), профиль 12mr20606a; D — то же, профиль 05mr20310a; E — все три стадии на профиле Витим; F — обнажение кембрийских карбонатов структуры стадии 2, р. Чая; G — вертикальные карбонатные толщи (жербинская свита) пластического дуплекса в тектоническом окне на космоснимке, водораздел рек М. и Б. Чуя; G) интенсивно метаморфизованные сланцы пластического дуплекса (ушаковская свита) и его метаморфизованного обрамления (качергатская свита) на космоснимке, водораздел рек Чанчур и Аллилей (верховья р. Лена)

A — simple doubling of Vendian deposits in 060824 Line of the Khotoyisky area (interpretation by Migursky A.V., 2016). Blue colour — Vendian salt pinching, yellow — carbonate Vendian; B — early stage — formation of hard carbonate duplex (1) in the fragment of 216mr20606 Line; C — early formation of ductile duplex (2), 12mr20606a Line; D — the same, 05mr20310a Line; E — all three stages in Vitim Line; F — outcrop of Cambrian carbonates of 2-nd stage, Chaya River; G — vertical carbonate formations (Zherbinsky FM) of ductile duplex in the tectonic window in satellite image, interstream area of Small and Big Chuya rivers; G) strongly metamorphosed shales of ductile duplex (Ushakovsky Fm) and its metamorphosed framing (Kachergatsky Fm) in satellite image, interstream area of Chanchur and Allilei rivers (Lena River head)

протяжении последних 10 лет предлагается пробурить скважину на профиле Батолит в долине р. Быстрая у фаса Байкало-Патомского нагорья (см. рис. 8, объект Бс-1).

Вдоль р. Лена, между городами Киренск и Ленск (расстояние около 600 км), пробурено всего семь параметрических и поисковых скважин. Однако ближе всего к фасу складчатой области приблизилась пробуренная на юге, в Прибайкалье, скв. Прибайкальская-1. Вероятно, эта скважина была заложена в пределах пластического дуплекса. Этим фактом объясняется безуспешность попыток надежно выполнить стратиграфическую привязку вскрытых отложений. Крутые углы «слоистости», отмеченные в скважине, вплоть до вертикальных, преимущественно сланцевый характер изученных отложений, повышенные газопоказания — все это подтверждает такую версию. Неудачное бурение скв. Прибайкальская-1 во многом объясняется неподтвердившейся геологической моделью, значительным отличием вскрытого разреза от проектного. Вероятно, то же самое может произойти и с бурением скв. Быстринская-1. Поэтому в проектный разрез последней необходимо внести значительные изменения с учетом вероятности проходки в аллохтонном блоке до глубин приблизительно 3,5–4 км по интенсивно дислоцированным карбонатным, сланцево-«песчанистым» толщам. Необходимо также уделить значительное внимание подбору растворов для вскрытия как низкопроницаемых коллекторов, так и зон интенсивного поглощения. Необходимо выполнить специальные исследования по составлению проектного разреза и подбору технологии проходки параметрической скважины в подобных условиях. Положительные результаты бурения скв. Быстринская-1 могли бы дать значительный стимул как изучению трудноизвлекаемых ресурсов пластических дуплексов, так и параллельным исследованиям перспективных литологически экранированных ловушек в автохтоне Предпатомского прогиба.

Примером автохтонных перспективных объектов являются литологически экранированные ловушки, контролирующие залежи Марковского вала в марковском горизонте и, весьма вероятно, телгеспитского горизонта Отраднинского вала. При том, что открытые и перспективные залежи в верхневенд-нижнекембрийском нефтегазоносном комплексе этих месторождений, несомненно, контролируются структурно-тектоническими факторами и обусловленным ими сложным развитием пустотности резервуаров.

Предпатомская ПЗНГН может быть выделена для горизонтов терригенного венда по всей территории Предпатомской НГО за исключением маломощного осадочного чехла ее юго-восточного эрозионного сочленения с кристаллическими структурами Алданской антеклизы. Важную роль в оценке перспектив вендского нефтегазоносного комплекса Предпатомского прогиба играет изуче-

ние распространения торсальских солей. Возможно, их горизонты в составе автохтона могут погружаться под складчатое обрамление перикратонного прогиба. В этом случае перспективные нефтегазоносные земли существенно расширяются. Для этой территории до сих пор отсутствует региональная сеть взаимоувязанных сейсмических профилей. Недостаточно изучена зона также глубоким бурением, особенно ее прискладчатая и поднадвиговая части.

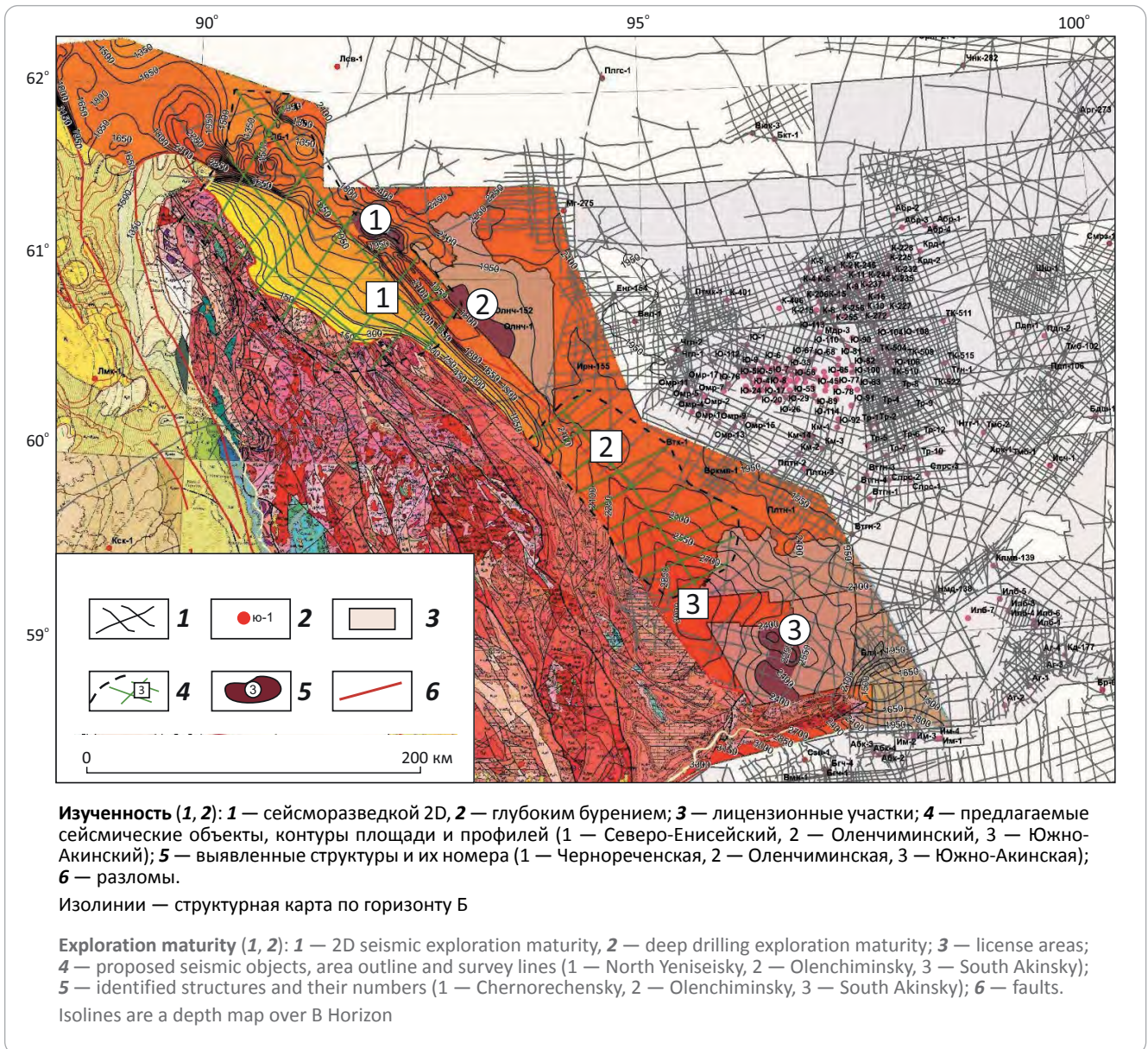
Вероятно, в настоящее время уже невозможно исследовать весь Предпатомский перикратонный прогиб единой взаимоувязанной региональной сетью сейсморазведочных профилей, что позволило бы выполнить анализ качества материала из разных геодинамических зон и сопоставить его между собой. Причины этого заключаются в наличии большого числа лицензий, иногда прилегающих к территории складчатого обрамления и особо охраняемым территориям. Поэтому сейсмические исследования следует продолжать выборочно, по районам, свободным от распределенных лицензий и заповедников. Одним из них является Ульканский участок, где специалистами СНИИГТиМС рекомендуется проведение сейсмических работ, поставленных Роснедра в планы на ближайшие годы. Нужно согласиться, что, вероятно, это наиболее перспективный по многим причинам участок для постановки региональных геологоразведочных работ. Во-первых, судя по прослеживанию простирающихся геологических структур в район сейсмопрофиля Ковыкта – Прибайкалье, в этом районе удастся получить качественные сейсмические отражения. Во-вторых, здесь, скорее всего, развиты нижнекембрийские соли, надежно изолирующие перспективные резервуары. В-третьих, близость к Ковыктинскому месторождению и расположение на вероятных путях миграции УВ в пределах Предпатомской нефтегазовой системы позволяют высоко оценивать возможности открытий в первую очередь газовых скоплений на этом участке.

Приенисейская прогнозируемая ЗНГН

Вдоль западной периферии Сибирской платформы, в области сочленения осадочного чехла со складчатыми метаморфизованными образованиями Енисейского кряжа и подобных ему структур, выявлена серия антиклинальных пликативно-дизъюнктивных структур (рис. 15) и дуплексных антиформ. Некоторые из них могут представлять интерес в качестве поисковых объектов.

Чернореченская выявленная структура находится на территории нераспределенного фонда недр и расположена на юго-западном склоне Байкитской антеклизы на границе с Енисейским кряжем. Объект представляет собой антиклинальную складку, закартированную сейсморазведкой на структурной карте Каменской площади по кровле венда (ОГ Б). Антиклиналь ограничена с северо-запада и юго-востока изогипсой –1500 м по ОГ Б (см. рис. 15). С юго-запада и северо-востока горизонт Б

Рис. 15. Схема предлагаемых геологоразведочных работ в Приенисейской ПЗНГН (по [27])
Fig. 15. Scheme of the supposed geological exploration activities in the Priyeniseisky promising oil and gas accumulation zone (from [27])



прерывается тектоническими нарушениями. Площадь ловушки составляет 333 км². Изученность Чернореченского объекта весьма слабая. Структуру пересекают всего три сейсмических профиля 2008 г. Бурением она не изучена. Ближайшими скважинами на севере являются Лебяжинские-1 и 2, с юга — Оленчиминская-1 и Оленчиминская-2. В южных скважинах из оскобинской и редколесной свит венда и их аналогов были получены притоки воды, что говорит о наличии коллекторских свойств в песчаных пластах оскобинской и редколесной свит. По аналогии с ближайшими месторождениями (Оморинским, Камовским) потенциально продуктивными отложениями являются песчаные пласты оскобинской и редколесной свит венда. Насыщение нефтегазовое. Локальными покрышками могут выступать аргиллитовые прослои в разрезе

данных свит. Основная изолированность ловушки обеспечивается нижнекембрийскими солями. Локализованные ресурсы редколесной и оскобинской свит Чернореченского объекта по подсчетам авторов статьи, выполненным с помощью объемно-статистического метода, составляют: газа (геологические/извлекаемые) — 16/14 млрд м³; нефти (геологические/извлекаемые) — 13/4 млн т. В пределах этой структуры по данным фондового отчета [27] рекомендуется бурение скв. Иончиминская-1 (Чернореченская).

Параметрическую скв. Иончиминская-1 предлагается пробурить в пределах Чернореченской выявленной структуры в Байкитском районе Красноярского края в западной части Сибирской платформы на северо-западном склоне Байкитской антеклизы, вблизи зоны сочленения со структура-

ми Енисейского кряжа. Целью бурения скважины является изучение геологического строения зоны сочленения Сибирской платформы и Енисейского кряжа, оценка перспектив нефтегазоносности ловушек Приенисейской ПЗНГН, в том числе выявление возможных залежей нефти и газа в пределах Чернореченского объекта. Это позволит перевести Приенисейскую ПЗНГН в категорию зон нефтегазоаккумуляции, что существенно повысит интерес недропользователей к ней.

Скважина проектируется в наиболее приподнятой части Чернореченской структурной ловушки, на линии сейсмического профиля 03.28.08 (рис. 16, 17). Выбор этой точки связан с тем, что Чернореченская структура не только уверенно дешифрируется в подсолевых нефтегазоносных комплексах по материалам сейсмоки, но и подтверждается геодинамическими реконструкциями и данными структурной геологической съемки. Глубина скважины составит 4100 м, выбрана она с учетом того, что, согласно структурным построениям, выполненным специалистами ОАО «Енисейгеофизика» [27], подошва верхнерифейских, вероятно, синрифтовых чингасанских отложений будет вскрыта скважиной на отметке –3600 м. С учетом альтитуды (300–400 м) глубина составит 3900–4000 м. Кровля венда будет вскрыта на глубинах 1500–1600 м. Согласно сейсмическим данным, ниже отложений венда и чингасанской серии рифея залегает сейсмически «прозрачная» толща, которую, вероятно, можно рассматривать в качестве бесперспективного на обнаружение УВ-основания метаморфизованного яруса.

Южно-Акинская выявленная структура находится на Терянском участке распределенного фонда недр и расположена на юго-западном склоне Байкитской антеклизы. Терянский участок с 2019 г. принадлежит ООО «Красноярская нефтегазовая компания». Южно-Акинский объект представляет собой антиклинальную приразломную структуру, закартированную по кровле венда (ОГ Б) (см. рис. 15). Ловушка ограничена с востока и юго-запада изогипсой –2400 м, с юга и юго-востока — тектоническими нарушениями. В северной части структура пересекается с государственным природным заказником Богучанский. Площадь объекта, не включая территорию пересечения с заказником, составляет 730 км². Изученность Южно-Акинского объекта сейсморазведочными работами после 2000 г. слабая и составляет 0,15 км/км². В пределах объекта скважин пробурено не было. Ближайшая скв. Белякская-1 расположена в 50 км к востоку от объекта. В ней из отложений катангской свиты получены притоки воды.

По аналогии с Абаканским и Имбинским месторождениями потенциально продуктивными отложениями являются песчаные пласты оскобинской и редколесной свит венда с газовым насыщением. Согласно интерпретации ГИС скв. Белякская-1, редколесная и оскобинская свиты венда имеют коллекторские свойства. Локальными покрывками могут

выступать аргиллитовые прослои в разрезе данных свит. Локализованные ресурсы газа Южно-Акинского объекта составляют 26 млрд м³.

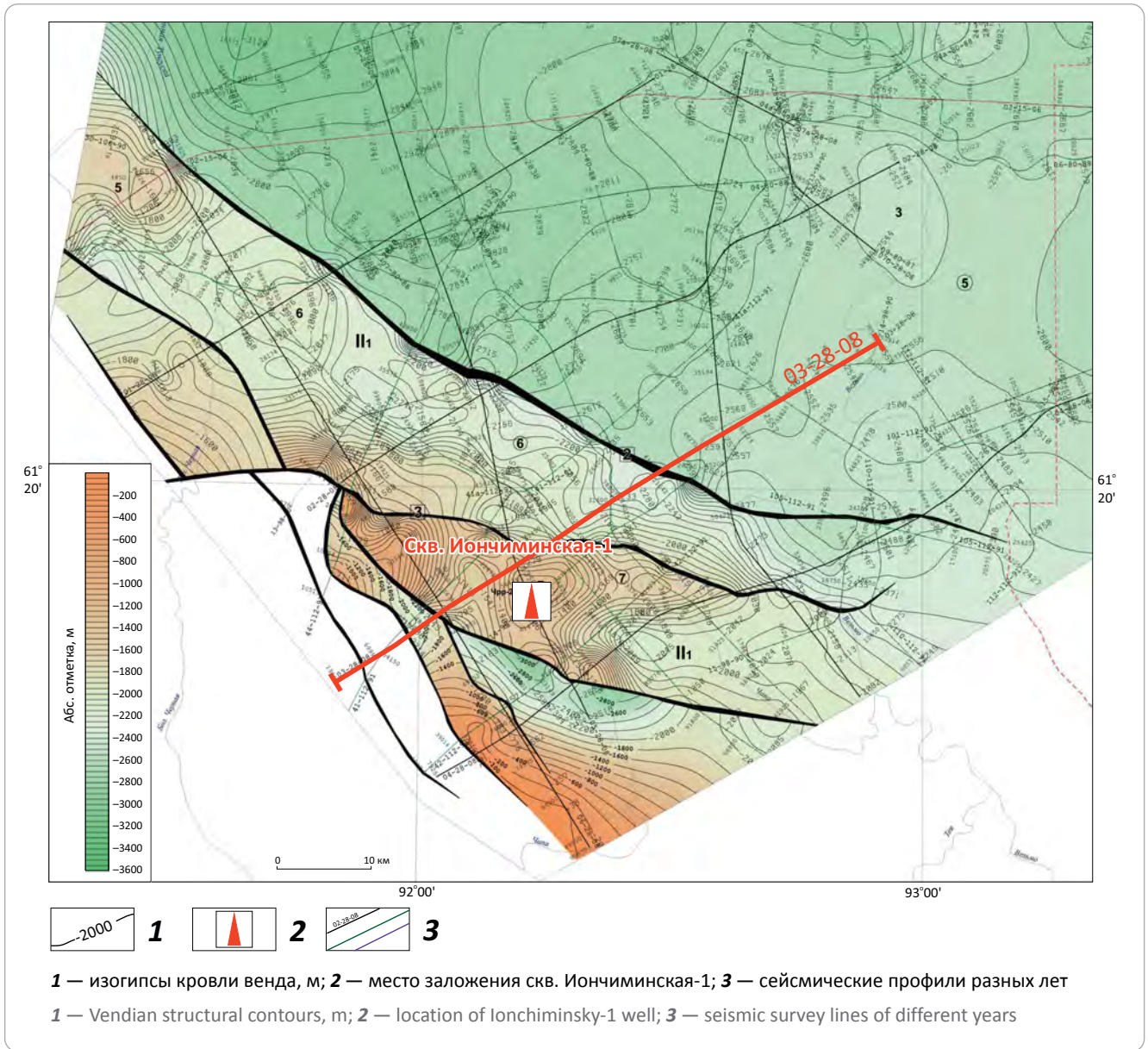
Оленчиминская выявленная структура находится на Оленчиминском участке распределенного фонда недр и расположена на юго-западном склоне Байкитской антеклизы. Оленчиминский участок с 2020 г. принадлежит ООО «Красноярская нефтегазовая компания». Объект представляет собой антиклинальную структуру, закартированную по кровле венда (ОГ Б) (см. рис. 15). Структура оконтурирована с севера, юга и востока по изогипсе –1800 м. С юго-запада ловушка ограничена тектоническим нарушением. Площадь объекта составляет 370 км². Оленчиминский объект сейсморазведочными работами после 2000 г. не изучался, поэтому качество сейсмических материалов невысокое. В его границах пробурено две скважины — Оленчиминская-1 и Оленчиминская-152, в которых из собинской и катангской свит венда получены притоки воды. По аналогии с коллекторами ближайших месторождений — Оморинского, Камовского, Юрубчено-Тохомского, потенциально продуктивными отложениями являются песчаные пласты оскобинской и редколесной свит венда с нефтегазовым насыщением. Согласно интерпретации ГИС по скважинам Оленчиминская-1 и Оленчиминская-152, редколесная и оскобинская свиты венда имеют хорошие коллекторские свойства. Покрывками могут выступать аргиллитовые прослои в разрезе данных свит. Локализованные ресурсы редколесной и оскобинской свит Оленчиминской выявленной структуры составляют: газа (геологические/извлекаемые) — 10/9 млрд м³, нефти (геологические/извлекаемые) — 9/3 млн т. Пласты оскобинской и редколесной свит венда продуктивны на соседнем Оморинском месторождении, взятом за аналог. По аналогии с Оморинским месторождением насыщение редколесной свиты ожидается газоконденсатное, оскобинской — нефтегазовое в отношении 60 % нефти и 40 % газа.

Северо-Енисейская и Оленчиминская сейсморазведочные площади

Таким образом, можно констатировать, что даже не слишком высокая геолого-геофизическая изученность Приенисейской ПЗНГН позволяет выявлять структурные ловушки достаточно крупных масштабов. При этом недоизученность территории, в том числе и глубоким бурением, не дает ответа на все вопросы, определяющие перспективы этих земель. Главными из них являются прослеженность локализации выявленных структурных ловушек. При существующей плотности сейсмической сети остается высокая вероятность их незамкнутости. Проблемным моментом выглядит также отсутствие данных по выщелачиванию и отжиманию солей в апикальных частях антиформ, способных нарушить изолированность перспективных резервуаров.

В целом, большинство этих вопросов являются производными от непонимания характера форми-

Рис. 16. Структурная карта, обосновывающая бурение параметрической скв. Иончиминская-1 (по [27])
Fig. 16. Structural map substantiating drilling of Ionchiminsky-1 stratigraphic well (from [27])



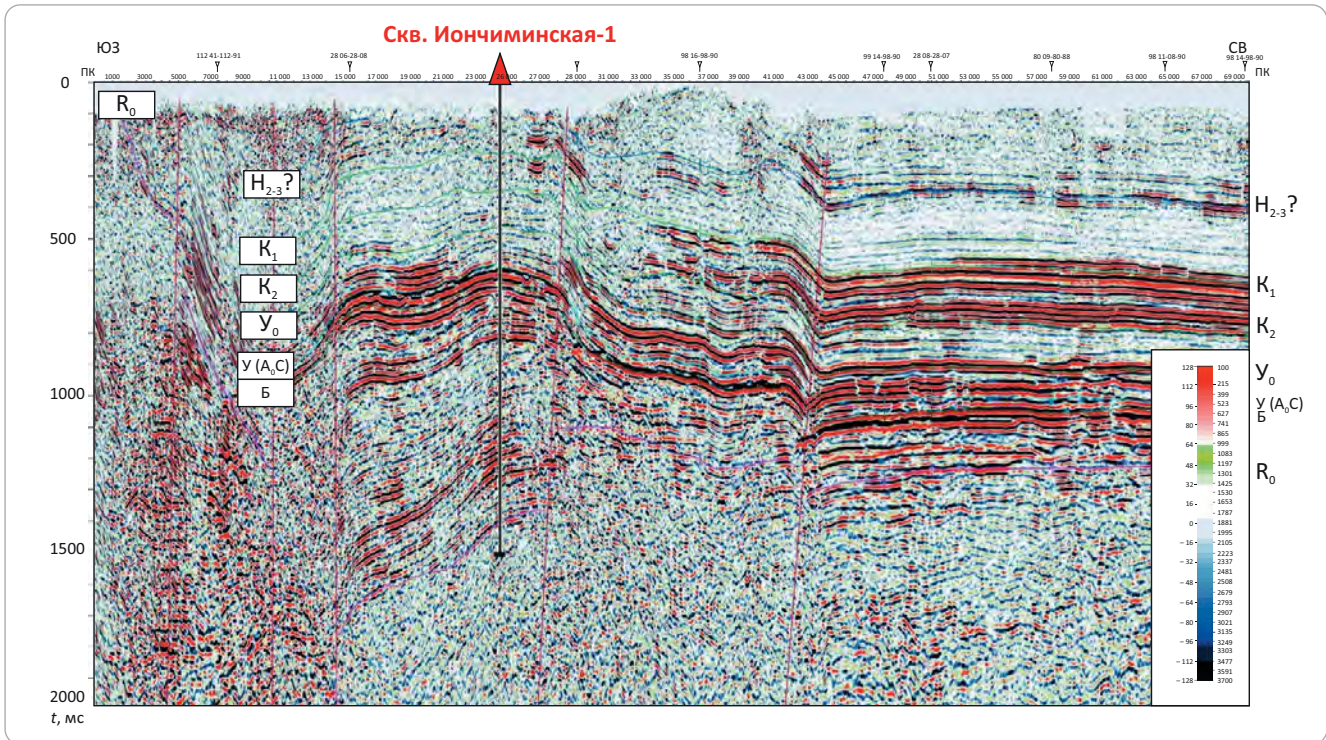
рования Енисейского кряжа. Нужно отметить, что единый сложный дулекс, развитый по восточной периферии Енисейского кряжа между его осевой частью (часто совершенно незаслуженно именуемой Центрально-Ангарским террейном) и Приенисейской ПЗНГН, распадается на ряд отдельных структур на севере. В них сочетаются как метаморфизованные толщи-фрагменты, так и осадочные венд-палеозойские интервалы чехла.

Наиболее показательным примером является также часто ошибочно именуемый грабеном, Вороговский блок. Структура подобных «грабен-метаморфитов», вероятно, представляет собой погружающиеся на восток, серийно пододвинутые друг под друга фрагменты единой гигантской зоны присдвигового сгуживания Енисейского кряжа [26]. Часто эти подвиги маркируются трапповыми интрузиями.

В этой связи пока совершенно необъясненным, с точки зрения современных (по факту стремительно устаревающих) представлений о природе Енисейского кряжа, выглядит достаточно уверенное прослеживание кровли вендских отложений по отражающему горизонту под закартированными геологической съемкой «рифейскими» метаморфическими образованиями (рис. 18). Учитывая непрерывность прослеживания отражающих горизонтов по профилю ВКС139890 между профилями ВКС106_30-106_91 и региональным профилем Чуньская – Лебяжинская, наиболее вероятной моделью, объясняющей такое странное структурное положение, представляется метаморфизация кембрийских горизонтов и неправильное определение их возраста. О высокой вероятности такого положения дел свидетельствуют палеонтологические находки, сделанные более 10 лет назад [28]. В связи с этим



Рис. 17. Временной разрез по сейсмическому профилю 03.28.08 (по [27])
Fig. 17. Seismic time section along 03.28.08 Line (from [27])



весьма вероятно намного более широкая представленность венд-кембрийских толщ среди метаморфизованных пород на юге и в центре восточной периферии Енисейского кряжа, где отдельные северные дуплексные структуры сгущиваются по достаточно широким поддвиговым зонам в единый метаморфизованный дуплекс.

На основании изложенного выше, вероятно, логичной выглядит необходимость не просто изучить сейсмическими исследованиями дислоцированную область осадочного чехла в северной части Енисейского кряжа, перспективную на обнаружение скоплений УВ, но и исследовать геодинамику этой сложной зоны. Это, во-первых, позволит дать более обоснованный прогноз структурных ловушек Приенисейской возможной зоны нефтегазонакопления. Во-вторых, так будет совершенно значительное продвижение в понимании геодинамической модели не только Енисейского кряжа, но и перспективной на нефть и газ всей западной периферии Сибирской платформы и Лено-Тунгусской НГП.

Таким образом, для изучения Северо-Енисейской площади предлагается выполнение сейсморазведочных исследований по взаимоувязанной сети профилей общей протяженностью не менее 800 пог. км (см. рис. 15). По результатам этих работ будут сделаны выводы о необходимости глубокого или колонкового бурения.

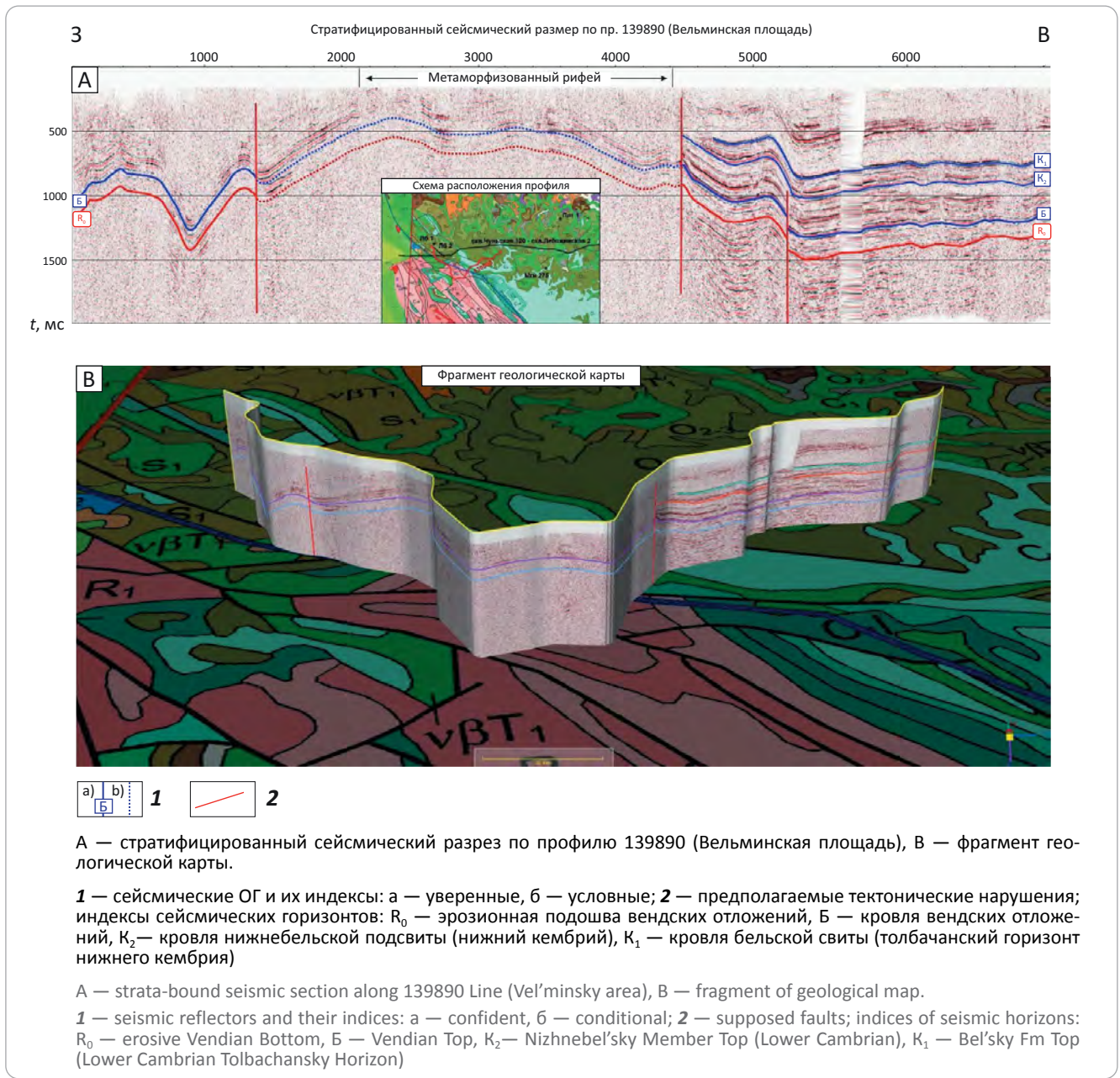
Для уточнения перспектив и возможностей дальнейшего лицензирования всей Приенисейской возможной зоны нефтегазонакопления следует выполнить покрытие региональной сейсмической

сеть территории нераспределенного фонда недр между лицензионными участками Терский и Оленчиминский (см. рис. 15, объект 2).

Троицко-Михайловская прогнозируемая ЗНГН приурочена к межсолевым и, возможно, подсолевым образованиям Троицко-Михайловского вала и рядом расположенных Унжинского, Кытымского валов, относимых авторами статьи к соляным структурам, имеющим складчато-надвиговую морфологию (рис. 19). Об этом свидетельствуют сдвояние булайской и бельской свит в скв. Сулягинская-1, смещение свода Караульнинской антиклинали вверх по разрезу к востоку на 1,5 км. Возможно, это не типичные структуры срыва, подобные юго-восточным складчато-надвиговым фронтальным дислокациям Предпатомского прогиба и юга Иркутского амфитеатра, а присдвиговые валы, аналогичные антиклинали Бысыхтахского месторождения и, в первую очередь, ловушкам Ангарской зоны складок. Соответственно Троицко-Михайловская зона может иметь сквозной характер.

По результатам геофизических, в первую очередь сейсморазведочных, работ на территории зоны возможного нефтегазонакопления специалистами СНИИГТиМС выявлено и намечено семь ловушек с перспективами обнаружения залежей в межсолевых кембрийских и подсолевых вендских резервуарах. На основе отчета «Локальный прогноз коллекторов в пределах Троицко-Михайловского...» [29] на западном борту Присяно-Енисейской синеклизы выделено две ловушки с дизъюнктивными ограничениями — Южно-Солнечная и Западно-Тынысская. Еще две структуры такого же типа, Северо-Тайнин-

Рис. 18. Выходы «метаморфизованного рифея» над горизонтом Б (кровля венда). Север Енисейского кряжа
Fig. 18. Outbreaks of “metamorphosed Riphean” above Б Horizon (Vendian Top) North of the Yeniseisky ridge



ская и Тайнинская, находятся на юге Троицко-Михайловского вала. Их амплитуды достигают 1000 м.

Восточно-Тынысская структура, типично платформенная брахиантиклиналь амплитудой до 100 м и площадью до 170 км², выявлена в юго-западном углу Богучано-Манзинского выступа.

Подсчитанные ресурсы газа по категории D_л Троицко-Михайловской ПЗНГН для редколесного резервуара равны 960 млрд м³.

В табл. 3 приведены параметры семи выявленных ловушек, и по ним произведена оценка прогнозных геологических ресурсов газа категории D_л в вендском нефтегазоносном комплексе.

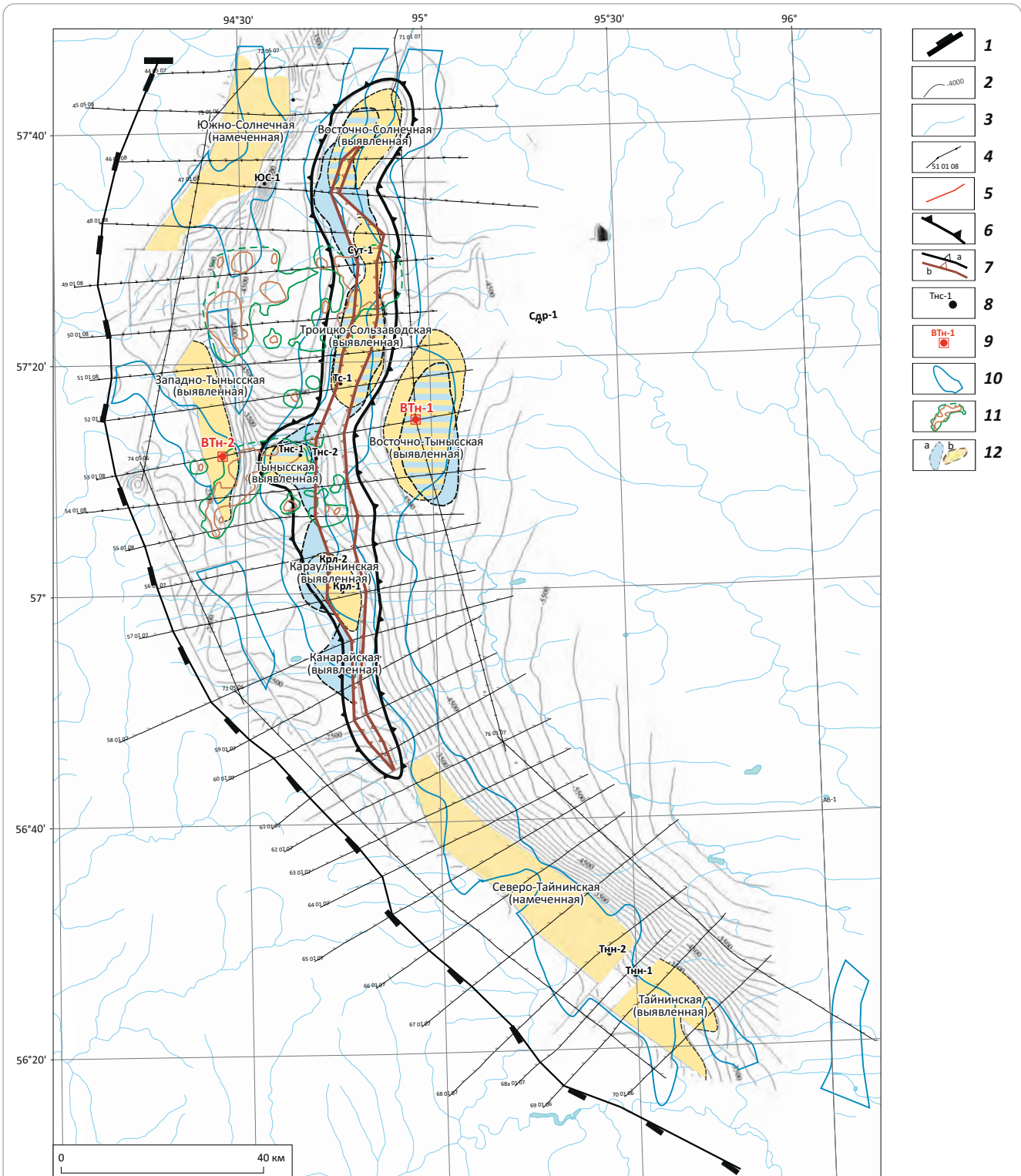
Ловушки Южно-Солнечная и Северо-Тайнинская менее обоснованы в структурных планах. Они

отнесены к намеченным. Площади намеченных ловушек Южно-Солнечной — 240 км, Северо-Тайнинской — 363 км (см. рис. 19). Подсчет ресурсов по намеченным ловушкам не проводился.

На Троицко-Михайловском валу в нижнебельской подсвите выявлены Южно-Солнечная, Тынысская, Канарайская ловушки и намечена Троицко-Сользаводская ловушка. Они ограничены соленосными толщами. Амплитуды ловушек составляют 500–600 м. Экранированы они нижнекембрийскими солями, что позволяет ожидать сохранность залежей газа.

За пределами вала намечена Западно-Тынысская ловушка в нижнебельской подсвите амплитудой 600 м. Но западная часть этой ловушки взбро-


Рис. 19. Перспективные объекты Троицко-Михайловской ПЗНГН (по [29])

Fig. 19. Exploration targets of the Troitsky-Mikhailovsky promising oil and gas accumulation zone (from [29])


1 — граница Лено-Тунгусской НГП; **2** — изогипсы редколесной свиты, м; **3** — гидросеть; **4** — сейсмические профили, используемые при картопостроении; **5** — тектонические нарушения; **контуры (6, 7): 6** — Троицко-Михайловского вала по кровле венда (вендскому НГК), **7** — соленого диапирового вала по кровле верхнебельской (а) и нижнебельской (б) подсвит; **скважины (8, 9): 8** — глубокие, **9** — параметрические, рекомендуемые; **прогнозы перспективных участков (10, 11): 10** — по данным электроразведки, **11** — по данным геохимических работ; **12** — ловушки УВ в кембрийском (а) и вендском (б) НГК

1 — boundary of Lena-Tungusky Petroleum Province; **2** — structural contours of Redkolesny Fm, m; **3** — hydrographic network; **4** — seismic survey lines used in mapping; **5** — faults; **outlines (6, 7): 6** — Troitsky-Mikhailovsky swell in the Vendian Top (Vendian Play), **7** — diapir salt swell in the Verkhnebel'sky (a) and Nizhnebel'sky (b) member tops; **wells (8, 9): 8** — deep, **9** — stratigraphic, recommended; **predicted promising areas (10, 11): 10** — according to EM data, **11** — according to geochemical surveys; **12** — HC traps in Cambrian (a) and Vendian (b) plays

Табл. 3. Оценка прогнозных ресурсов газа категории D_л вендских резервуаров

Tab. 3. Assessment of the predicted oil and gas resources in D_l Category of Vendian reservoir

Выявленные ловушки	S ловушки, км ²	Эффективная толщина коллектора, м	Коэффициент пористости	Коэффициент газонасыщенности	Пластовое давление, МПа	Поправка на T, °C	Поправка на отклонение	Ресурсы газа, млрд м ³
Восточно-Солнечная	79	25	0,13	0,73	42	0,98	1,27	98
Троицко-Сользаводская	114	25	0,13	0,73	40	0,98	1,27	135
Западно-Тынысская	74	25	0,13	0,73	32	0,98	1,27	70
Тынысская	33	25	0,13	0,73	32	0,98	1,27	31
Караульнинская	60	25	0,13	0,73	34	0,98	1,27	60
Восточно-Тынысская	245	30	0,13	0,73	50	0,98	1,27	434
Тайнинская	115	30	0,13	0,73	32	0,98	1,27	130
Итого								958

Табл. 4. Оценка прогнозных ресурсов газа категории D_л Троицко-Михайловской ПЗНГН в кембрийском нефтегазоносном комплексе

Tab. 4. Assessment of the predicted oil and gas resources in D_l Category in Cambrian play of Troitsky-Mikhailovsky promising oil and gas accumulation zone

Выявленные ловушки	S ловушки, км ²	Эффективная толщина коллектора, м	Коэффициент пористости	Коэффициент газонасыщенности	Пластовое давление, МПа	Поправка на T, °C	Поправка на отклонение	Ресурсы газа, млрд м ³
Южно-Солнечная	62	20	0,13	0,7	18	0,98	1,16	23
Тынысская	50	20	0,13	0,7	18	0,98	1,16	19
Восточно-Тынысская	164	20	0,13	0,7	37	0,98	1,16	126
Канарайская	28	20	0,13	0,7	18	0,98	1,16	10
Троицко-Сользаводская	45	20	0,13	0,7	23	0,98	1,16	21
Итого								199

шена в направлении разлома выше отметок 1000 м. Сохранность газа в такой ловушке маловероятна.

Восточнее за пределами Троицко-Михайловского вала выявлена Восточно-Тынысская структурная ловушка. Она оконтурена по изогипсе -3100 м кровли нижнебельской подсвиты. Амплитуда ловушки около 100 м, площадь – до 140 км².

Оценка прогнозных ресурсов в кембрийском нефтегазоносном комплексе приведена в табл. 4.

Следует отметить, что региональная изученность особенностей распределения фильтрационно-емкостных свойств возможных продуктивных горизонтов Троицко-Михайловской зоны весьма низкая. Кроме того, не подтвержден бурением структурный план вендских отложений. При этом перспективы межсолевых коллекторов представляются маловероятными, а вендские коллекторы залегают достаточно глубоко, со всеми вытекающими последствиями: возможным чрезмерным уплотнением, невоскрываемостью бурением и, как следствие, недоизученностью структурного плана.

Следует признать, что предложенный коллективом СНИИГГиМС объем геологоразведочных работ на сегодня является оптимальным для этой перспективной зоны. Необходимо лишь правильно расставить приоритеты и наметить порядок выполнения предложенных исследований. Требуется выполнить обобщающую для всей зоны исследовательскую работу, выбрать наиболее перспективные структуры, обосновать и осуществить бурение глубоких скважин со вскрытием горизонтов венда. Фактическое назначение этих скважин будет носить параметрический характер, и они будут решать задачи регионального изучения. После получения результатов их бурения можно будет сделать вывод о перспективах всей зоны в целом, обоснованности ресурсов выявленных структур и продолжить поисковые работы в стандартном ключе, с нарезкой лицензионных участков, уплотнением сейсмической сети и постановкой поискового бурения.

Предверхожно-Майская НГПЗ расположена в восточной части Алдано-Майской НГО. Была включена в перечень перспективных территорий геоло-

гами СНИИГТМСа и ВНИГНИ после интерпретации сейсмических профилей, на которых уверенно обосновывались рифейские толщи, погружающиеся на значительные глубины к структурам Сетте-Дабана [30, 31]. Ее западная граница приурочена к линии примыкания (выклинивания) рифейских отложений к кристаллическому фундаменту и проходит в 5–10 км западнее скв. Мокуйская-1, протягиваясь в южном направлении до границы Алдано-Майской НГО и в северном направлении — в район скв. Хочомская-1. Восточная граница рассматриваемой НГПЗ совпадает с таковой Алдано-Майской НГО.

Перспективы нефтегазоносности в этой зоне связываются со среднерифейским, верхнерифейским и вендским нефтегазоносными комплексами, вскрытыми двумя скважинами. При испытании скв. Мокуйская-1 в открытом стволе в интервале 1299–2543 м были получены притоки пластовой воды с растворенным газом дебитом до 15 м³/сут из разных уровней рифейской толщи. В скв. Усть-Майская-366 в интервале глубин 1650–1740 м (сарданинская свита вендского возраста) в трещинах наблюдались примазки жидкого битума, а в интервале 1700–2200 м (кандыкская свита, верхний рифей) получены притоки воды с растворенным газом.

В среднерифейский нефтегазоносный комплекс входят следующие свиты (снизу вверх): малгинская, сложенная преимущественно известняками, ципандинская, преимущественно доломитовая и лахандинская, образованная терригенными породами. Верхнерифейский нефтегазоносный комплекс представлен кумахинской (преимущественно терригенного состава с пакетами карбонатных пород), мильконской (в основном — известняки, в том числе широко представлены строматолитовые разновидности), нерюинской (преимущественно терригенной), являющейся аналогом нельканской, игниканской (известняки, аналогичные таковым в мильконской свите, и доломиты), кандыкской и усть-кербинской свитами. В состав вендского нефтегазоносного комплекса входят сарданинская, преимущественно терригенная и усть-юдомская, преимущественно карбонатная свита. Мощность всей рифей-вендской толщи сильно меняется с северо-запада на юго-восток от 0 до 5–8 км в зависимости от степени удаленности от линии полного выклинивания. По данным В.С. Старосельцева, в самом Предсеттедабанском прогибе мощность рифейских толщ может достигать 15 км [32].

Строение данной толщи хорошо видно на ком-
позитном профиле Алдан-5 – Алдан-2 (рис. 20).

Чередование терригенных и карбонатных толщ в разрезе, как и в других седиментационных бассейнах, определялось полициклическим характером седиментогенеза. В регрессивные фазы седиментационных циклов формировались терригенные отложения, а в регрессивные — карбонатные. По аналогии с Юрубчено-Куюмбинской ЗНГН интерес представляют как терригенные отложения, так и карбонатные. Важно найти площади, на которых

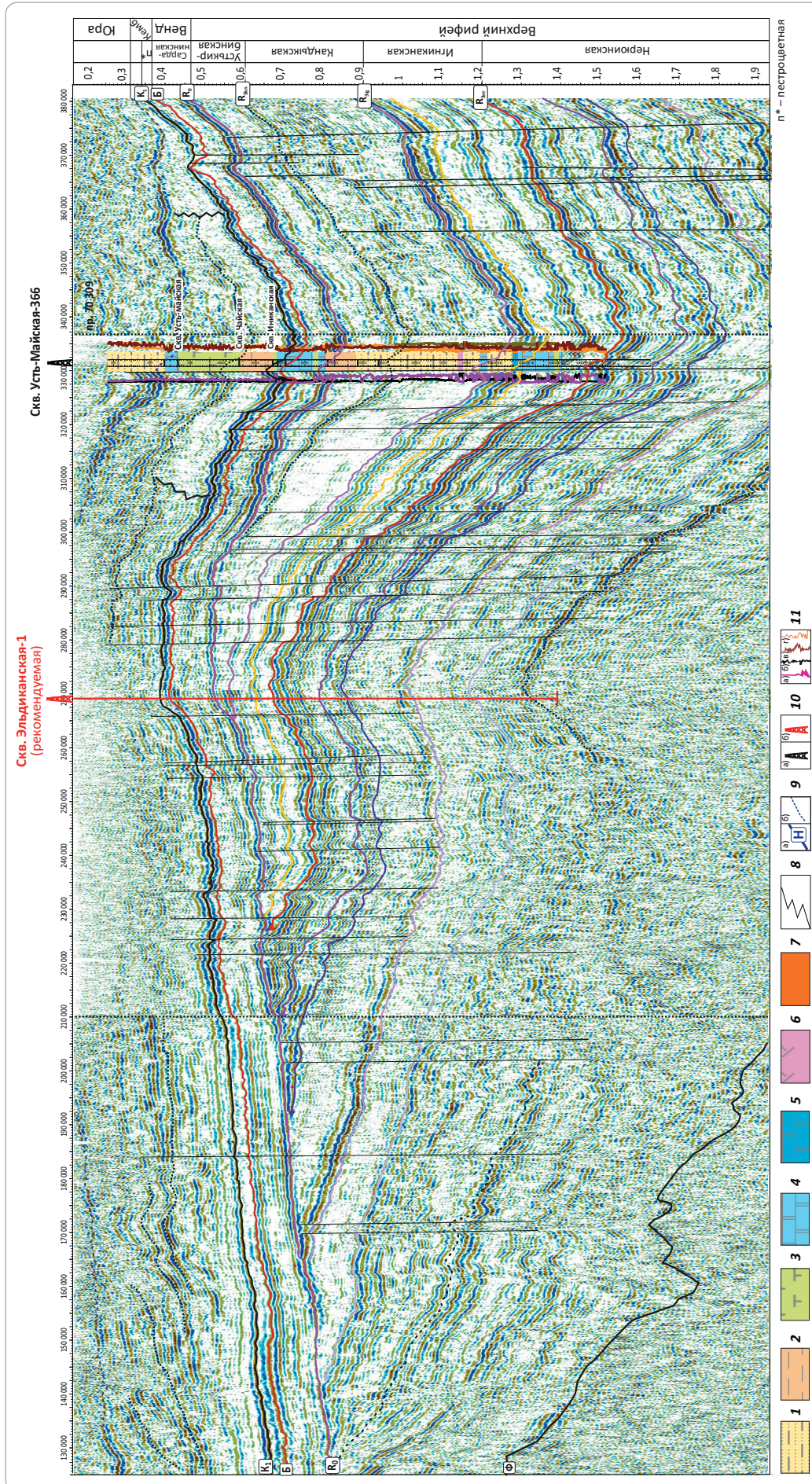
сочетаются благоприятные структурно-тектонические и литолого-фациальные критерии. Наиболее значимые события, определившие современный структурный план, произошли в позднем мезозое при формировании Верхоянской надвиговой зоны, южным окончанием которой являются структуры Сетте-Дабана, включая Предсеттедабанский прогиб и зону передовых складок, четко выраженную на рис. 20.

Несмотря на неудачное расположение скв. Усть-Майская-366, которая пробурена в осевой части линейно вытянутой по простиранию синклинальной структуры, материалы бурения позволяют выделить части разреза (свиты), наиболее привлекательные в плане нефтегазоносности. К таковым относится игниканская свита, сложенная в основном известняками, в том числе и органогенно-обломочными. Вышележащие кандыкская и усть-кербинская свиты, представляющие собой отложения единого крупного седиментационного цикла, содержат несколько интересных интервалов, в которых предположительно сочетаются песчано-алевритовые породы-коллекторы и перекрывающие их мергельно-аргиллитовые пакеты. В низах кандыкской свиты содержатся пачки карбонатов, в первую очередь — доломитов.

Большое внимание требуется уделять стратиграфическому уровню, к которому приурочен отражающий горизонт R₀, являющийся наиболее значимым сейсмическим репером. Он приурочен к предвендской эрозионной поверхности и перекрывает различные по возрасту и литолого-фациальной характеристике отложения рифея, поэтому рассматривается авторами статьи как зона возможного распространения ловушек стратиграфического типа.

В центральной части профиля, в районе пересечения профилей Алдан-2 и Алдан-5, картируется довольно крупное поднятие, которое считается авторами перспективным для поиска ловушек различных типов — структурных, литологических и стратиграфических. Учитывая, что в скв. Усть-Майская-366 вскрыты отложения только верхнего рифея, предлагается в сводовой части поднятия пробурить параметрическую скв. Эльдиканская-1 для изучения геологического строения и оценки нефтегазоносности рифейского нефтегазоносного комплекса, включая отложения среднего и нижнего отделов. При этом будут решены задачи по изучению фильтрационно-емкостных свойств не только различных уровней рифея, но и полного объема вендского нефтегазоносного комплекса. Проектная глубина скважины — 3500 м, проектный горизонт — верхний – средний рифей. Вскрытие рифейских отложений (ОГ R₀) прогнозируется на глубине 900 м — терригенные отложения кандыкской свиты.

Рис. 20. Стратифицированный композитный сейсмический разрез по профилям Алдан-2 и Алдан-5, Алдано-Майская НГО
Fig. 20. Stratabound seismic slalom line along the Aldan-2 and Aldan-5 survey lines, Aldan-Maisky Petroleum Area



Формации (1-7): 1 — терригенная (алевролиты, песчаники, гравелиты, конгломераты), 2 — терригенная (глинистая), 3 — карбонатно-глинистая (мергели, глинистые известняки), 4 — карбонатная (известняки, доломиты), 5 — карбонатная (органогенно-обломочные), 6 — кварциты, 7 — переслаивание карбонатных и терригенных пород; 8 — условные фациальные замещения; 9 — сейсмические отражающие горизонты: а — реперные и их индексы, б — вспомогательные; 10 — параметрические скважины: а — пробуренная, б — рекомендуемая; 11 — каротажные кривые: а — ГК, б — НГК, с — АК, д — ГТКп

Formations (1-7): 1 — terrigenous (siltstone, sandstone, gravelstone, conglomerate), 2 — terrigenous (argillaceous), 3 — carbonate-argillaceous (marl, argillaceous limestone), 4 — carbonate (limestone, dolomite), 5 — carbonate (bioclastic), 6 — quartzite, 7 — interbedding of carbonate and terrigenous rocks; 8 — conditional facies substitutions; 9 — seismic reflection horizons: а — reference and their indices, б — auxiliary; 10 — stratigraphic wells: а — drilled, б — recommended; 11 — well logs: а — GR, б — NGL, с — ASL, д — density logs

Кембрийские рифовые системы. Весьма интересным объектом для нефтегазопоисковых работ является зона развития кембрийских рифов. Их системное изучение было начато в 1970-е гг. в СНИИГИМСе под руководством В.Е. Савицкого и В.А. Асташкина, которые вскоре доказали барьерно-рифовую природу ниже-среднекембрийских биогермных образований амгинской свиты и ее аналогов и определили приблизительное положение этого «седиментационного барьера» [33, 34]. За более чем 40-летний период последующего исследования рифогенных отложений кембрийского возраста было детализировано их пространственно-стратиграфическое положение, были изучены не только барьерные системы рифов, но и другие типы рифовых образований — отдельные биогермные массивы, окаймляющие прибрежные системы рифов, лоскутные или изолированные рифы, изучены зоны их сочленения с зарифовыми комплексами и отложениями карбонатных платформ, предрифовыми, склоновыми и бассейновыми отложениями [35–38] и многие другие.

Анализ результатов геологоразведочных работ последних лет также представлен в основном в работах геологов СНИИГИМСа. Так, пространственно-стратиграфическое положение рифовых систем кембрийского возраста, литолого-фациальные профили, схемы корреляции наиболее значимых скважин, временные разрезы, пересекающие рифовые массивы, и схематические прогнозные карты даны в коллективной работе М.А. Масленникова, С.С. Сухова, П.Н. Соболева и др. [39]. В частности, на прогнозной карте показано уточненное положение «рифогенно-обломочных образований», под которыми следует понимать системы барьерных рифов, включающие предрифовые фации верхнего рампа (склона) и зарифовую карбонатную платформу (рис. 21).

Убедительно выглядит и картина распределения $S_{орг}$, базирующаяся на весьма представительном фактологическом материале. Поскольку максимальные содержания $S_{орг}$ совпадают с наиболее глубоководными частями палеобассейнов и с зонами наименьшей гидродинамической активности, точно так же, как минимальные содержания $S_{орг}$ приурочены к наиболее мелководным и акваториям палеобассейнов с активным гидродинамическим режимом. Напрашивается вывод — закономерности распределения $S_{орг}$ в седиментационных бассейнах главным образом зависят от глубины и гидродинамики. В то же время рекомендации по видам и объемам геологоразведочных работ носят обобщенный характер.

Авторам статьи представляется, что давно настало время для разбуривания выявленных сейсморазведкой ловушек рифового типа. Первая параметрическая скважина, заложенная в Западно-Якутской барьерно-рифовой зоне по рекомендации сотрудников ВНИГНИ, — скв. Канандинская-278, находится в бурении с 2019 г. с забоем на глубине 3705 м в малькайской свите среднего кембрия (рис. 22).

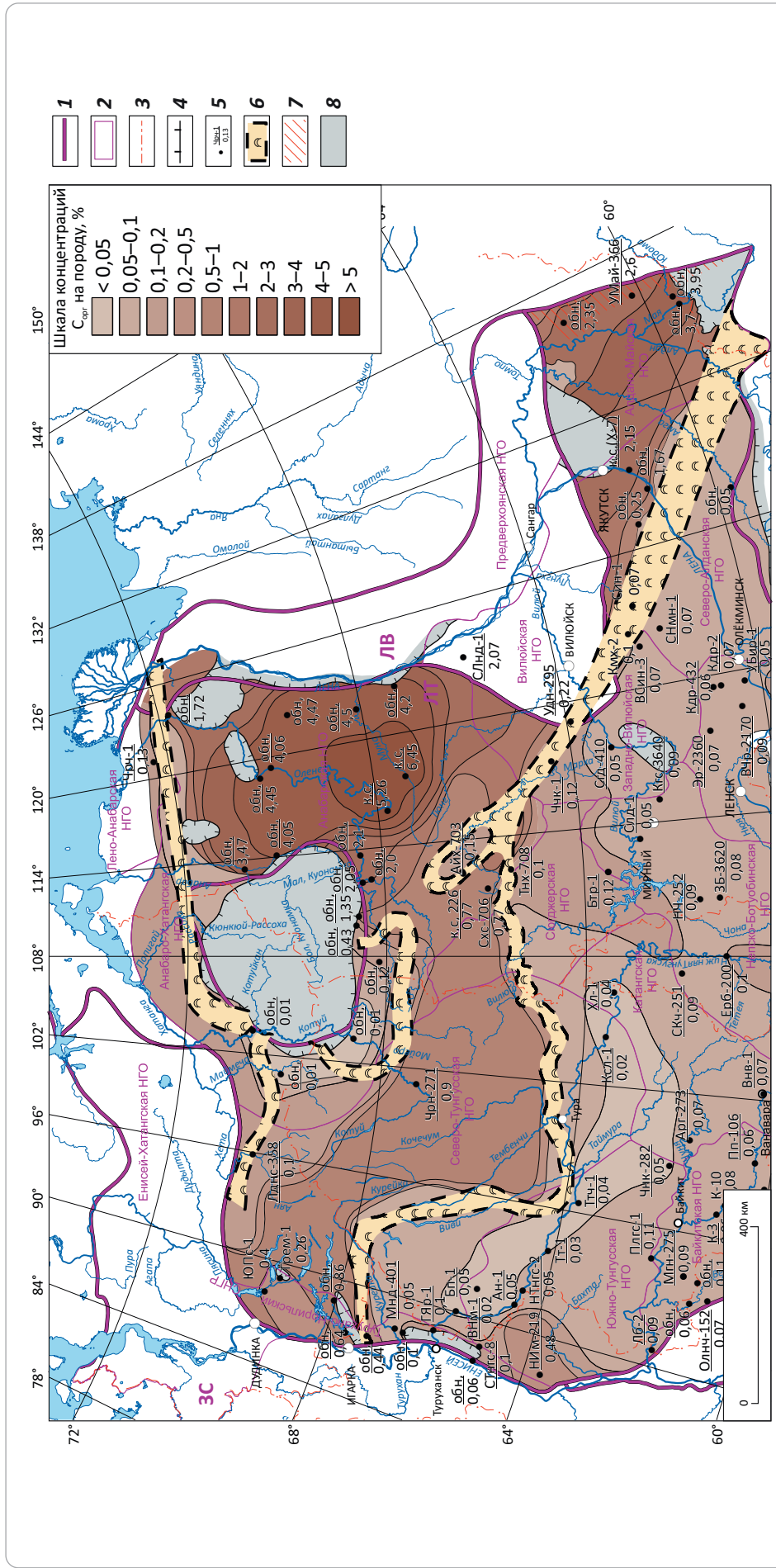
Проходка скважины до проектной глубины 5400 м с проектным горизонтом ордовик-кембрийского и вендского возраста даст ответы на следующие вопросы: заполнена ли разбуриваемая рифовая ловушка УВ, каковы фильтрационно-емкостные свойства пород удачининской свиты и каков характер флюидонасыщения удачининского рифового массива? К сожалению, завершение строительства скважины недопустимо затягивается, и есть серьезные опасения, что данную информацию авторы статьи получат не ранее 2024 г. В зависимости от результатов бурения скв. Канандинская будут сделаны рекомендации по вводу в бурение ловушек, выявленных в чукукском рифогенном комплексе (рис. 23). Кроме того, будут понятны соотношения рифового массива с пластовыми интрузиями, установленными в скважинах Танхайская-708 и Сохолохская-706. Учитывая, что в теле рифа отсутствует нормальная слоистость, авторы статьи считают, что в удачининской свите пластовые интрузии исключены.

На данном профиле прекрасно выражено асимметричное строение рифового барьера (см. рис. 23). В юго-восточном направлении тело рифового массива (удачининская свита) сменяется без видимого изменения мощности отложениями зарифовой карбонатной платформы, формировавшимися в мелководной лагунно-шельфовой обстановке. В северо-западном направлении биогермные известняки сменяются параллельно-слоистыми известняками и глинистыми известняками — характерными породами для верхней части открыто-морского склона, замещающимися далее вниз по склону и в бассейновую область доманикоидными отложениями куонамской свиты. На временном разрезе (см. рис. 23) хорошо видно, что залегающая на куонамской свите толща майского яруса среднего кембрия (оленекская, джахтарская и силигирская свиты в скв. Сохолохская-706) вблизи рифового массива образуют «раздвиг» огромной мощности, резко утончающийся и, по сути, выклинивающийся в месте контактирования с рифовым массивом. Упомянутый «раздвиг», сформированный предрифовыми и верхнесклоновыми фациями, нивелирует крутой рифовый склон и существенно выравнивает палеорельеф.

Вышележащая верхнемайская толща, формировавшаяся на пологом склоне, также имеет полициклический характер и представляет собой склоновые отложения, залегающие в виде клиноформ. Клиноформы, как и в аналогичных фациальных комплексах других регионов, имеют выраженное зональное строение — самые мелководные части сложены высокоэнергетическими породами, сменяющимися вниз по склону более тиховодными, отличающимися образованием в низкоэнергетической среде. В трансгрессивные периоды осадконакопления в мелководных частях клиноформ часто формируются окаймляющие (береговые) рифы, проградирующие в сторону бассейна вместе со всем клиноформным комплексом, что и видно на рассматриваемом разрезе.

Рис. 21. Схематическая прогнозная карта распределения органического углерода и расположение рифовых систем в нижне-среднекамбрийских отложениях Сибирской платформы (по [39])

Fig. 21. Schematic predicted map of organic carbon distribution in Lower-Middle Cambrian of the Siberian Platform (from [39])

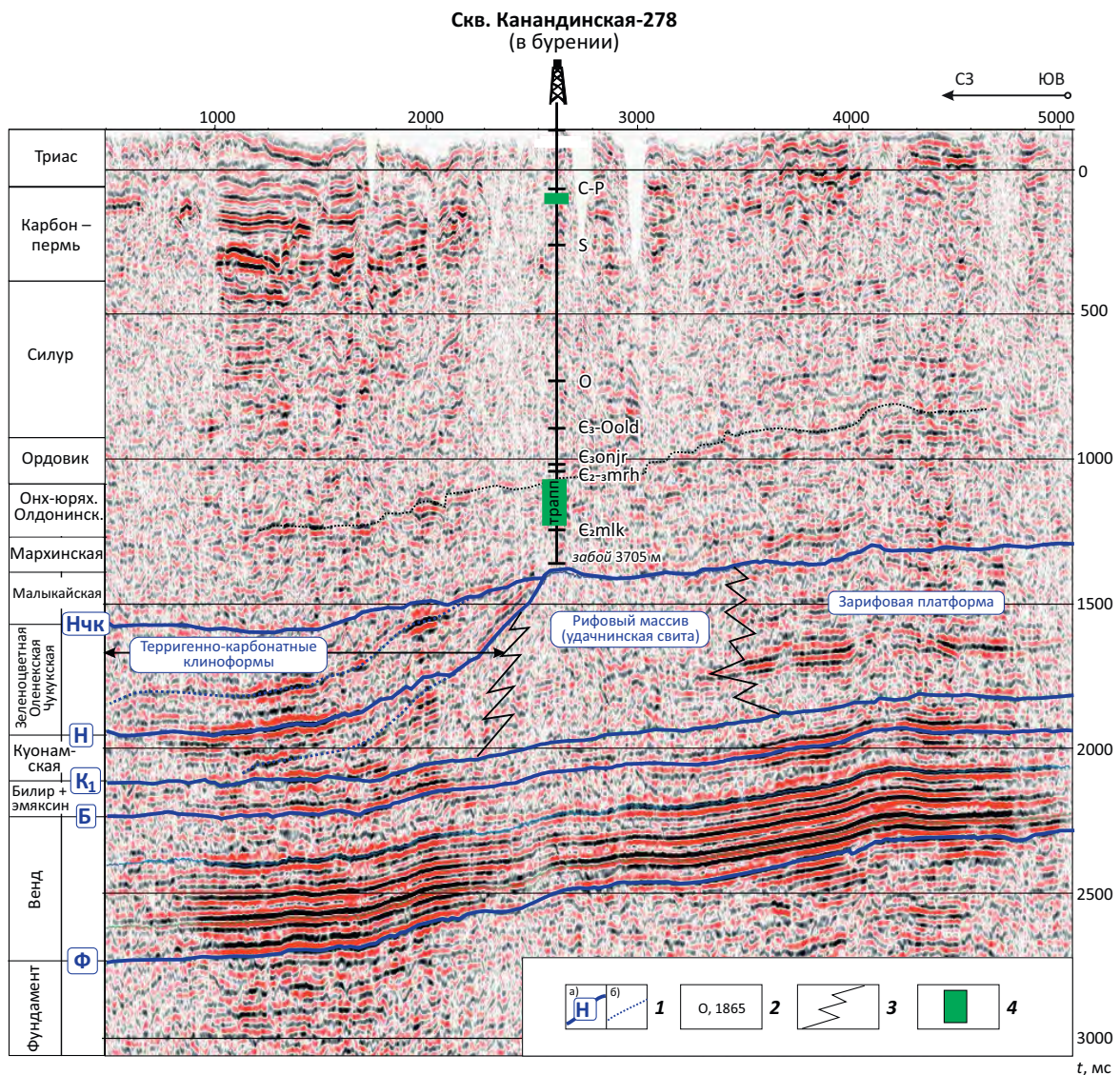


Границы (1–4): 1 — НПГ (ЛТ — Ленно-Тунгусская, ЛВ — Ленно-Вилюйская, ЗС — Западно-Сибирская), 2 — НГО, 3 — административные, 4 — современного распространения отложений; 5 — скважины и обнажения с определениями C_{org} : числитель — площадь и номер скважины (обн. — обнажение, к. с. — колонковая скважина), знаменатель — средневзвешенное содержание C_{org} на породе, %; 6 — прогнозные контуры развития рифогенно-обломочных образований; 7 — зоны шарьяжных перекрытий; 8 — отсутствие отложений

Boundaries (1–4): 1 — Petroleum Provinces: ЛТ — Lena-Tungusskaya, ЛВ — Lena-Vilyuiskaya, ЗС — West Siberian, 2 — petroleum areas, 3 — administrative, 4 — current occurrence of deposits; 5 — wells and outcrops with C_{org} determinations, numerator — area-well # (обн. — outcrop, к. с. — core hole), denominator — weighted average C_{org} content in a rock, %; 6 — predicted outlines of reef-clastic formations; 7 — zones of overthrust nappes; 8 — absence of deposits



Рис. 22. Отображение рифового массива и сопряженных с ним фаций в волновом поле сейсмического разреза по профилю 010414
Fig. 22. Imaging of the reef massif and associated facies in the seismic wavefield, section along 010414 Line



1 — сейсмические горизонты: а — реперные и их индексы, б — вспомогательные; **2** — стратиграфическое подразделение (система, отдел); **3** — условная граница кембрийского рифового массива; **4** — трапп

1 — seismic horizons: a — reference and their indices, b — auxiliary; **2** — stratigraphic unit (system, series); **3** — conditional boundary of the Cambrian reef massif; **4** — trap

В опубликованной литературе рассматриваемый комплекс отложений, вскрытый в скв. Сохолохская-706, обычно относится к чукукской свите, имеющей в одних разрезах позднемайский возраст, а в других — позднекембрийский [39–41]. В этом случае, как и в целом, в зонах фациального замещения рифовых массивов предрифовыми и верхнесклоновыми отложениями выделение и обоснование свит как литостратиграфических единиц весьма затруднено. На взгляд авторов статьи, следует согласиться с мнением С.С. Сухова, определившем чукукскую свиту как «карбонатный баровый комплекс, оконтуривающий Далдыно-Мархинскую банку и северо-восточную окраину Турухано-Иркутско-Олекминской карбонатной платформы».

Следует поддержать и предложения авторов по бурению параметрических скважин не только на барьерные рифы, но и на рифово-баровые комплексы чукукской свиты — скв. Вилюйканская-1.

В последние годы сотрудниками Новосибирского филиала ВНИГНИ проведены полевые работы по изучению кембрийских отложений западной окраины Турухано-Иркутско-Олекминского палеобассейна. В частности, было изучено строение так называемой Костинской карбонатной платформы, расположенной в пределах Турухано-Норильского СНГР. Притоки УВ из костинской свиты были получены при бурении скважин на Дьявольской, Сухотунгусской, Нижнелетнинской и Володинской площадях. Так, на Сухотунгусской площади в сква-

жинах 1 и 3 с глубин около 2,5 км были получены притоки нефти дебитом до 100 л/сут. В скв. 2 Нижнелетнинской площади с глубины около 1,5 км был получен приток нефти дебитом около 200 л/сут, а в скв. 1 этой же площади с такой же глубины был получен приток газа дебитом 22,3 тыс. м³/сут. Близкие дебиты газа были получены при бурении скв. 1 на Володинской площади. Газовый фонтан с конденсатом был получен в скв. 7 Сухотунгусской площади дебитом 54,5 тыс. м³/сут.

В результате проведенных исследований была построена фашиально-палеогеографическая схема Туруханского района на тойонский век раннего кембрия (рис. 24), на которой показано положение предполагаемой зоны развития органогенных построек, положение зарифово-баровых карбонатных песков, территория распространения мелководных лагунно-шельфовых отложений литорали – сублиторали и области распространения открыто-морских шельфовых отложений, формировавшихся на склоне карбонатной платформы [42].

Основными породами-коллекторами в костинской свите являются обломочные карбонатные породы — доломитовые песчаники и гравелиты, доломитовые микробрекчии и брекчии диагенетического и эпигенетического генезиса, широко распространенные по всей свите.

Анализ полученных новых данных и изучение всех фондовых материалов дал основание для построения схематической карты перспектив нефтегазоносности ниже-среднекембрийского нефтегазоносного комплекса территории Туруханского района или южной части Турухано-Норильского СНГР (рис. 25).

К перспективным землям относится большая часть Костинской карбонатной платформы, отличающаяся широким распространением кавернозно-гранулярных коллекторов на разных уровнях костинской свиты, надежно экранируемых на всей территории региональным экраном — летнинской свитой. К высокоперспективным землям отнесены предполагаемые зоны развития органогенных построек, субширотного простираения, располагающиеся в междуречье рек Бахта и Фатьяниха на юге и между реками Курейка и Горбиахин (левый приток р. Кулюмбэ) — на севере. В настоящее время проводятся научно-аналитические работы, необходимые для подготовки обоснованной программы геологоразведочных работ на этой перспективной территории.

Выводы и рекомендации

1. Лено-Тунгусская НПП обладает огромным нефтегазовым потенциалом с весьма низкой степенью разведанности. Необходимость ускорения прироста запасов и их освоения диктуется потребностями нефтепроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан и газопровода Сила Сибири. Учитывая современные геополитические вызовы, вполне возможно, что в ближайшие годы потребу-

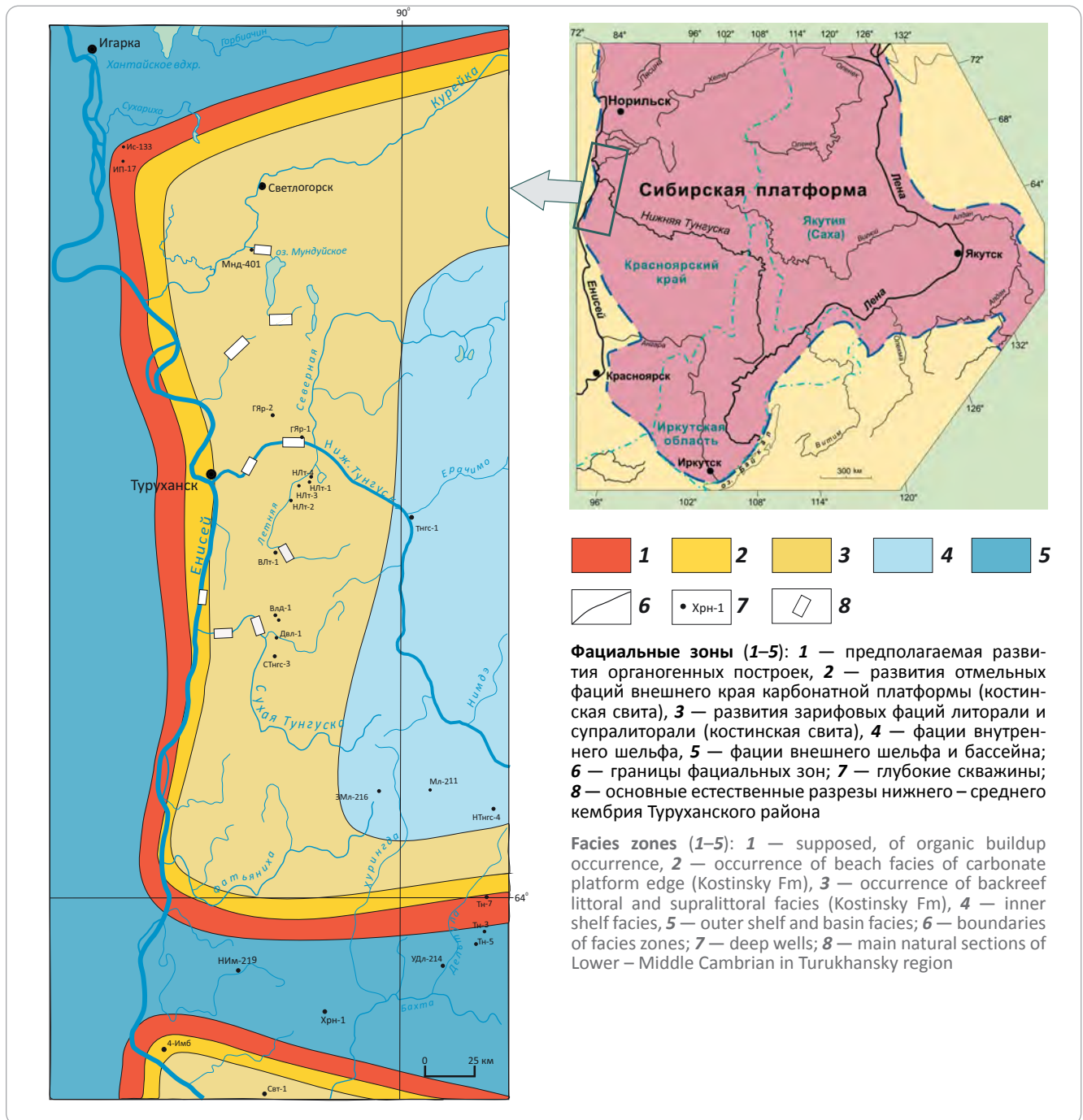
ется выведение Транссибирского нефтепровода на полную мощность — до 80 млн т/год.

2. Анализируя состояние ресурсной базы УВ и пути развития одной из важнейших НПП России, нельзя не упомянуть о причинах, тормозящих геологическое исследование недр в целом. Основным тормозом геологоразведочного процесса является принцип финансирования геологоразведочных работ, заложенный в 44-ФЗ от 05.04.2013 г. [43]. Десятилетний опыт применения этого закона в геологической отрасли позволяет уверенно говорить о существенных негативных последствиях его использования: потери времени от 1,5 до 3 мес. и более, судебные разбирательства, сопровождающие многие конкурсные объекты, демпингование ценами, часто обеспечивающее победу в конкурсах недобросовестным исполнителям, отсутствие системности и преемственности в геологическом исследовании недр и, как следствие, невыполнение или ненадлежащее выполнение геологических заданий. Единственным выходом из этого критического положения является замена действующего принципа финансирования геологоразведочных работ на «программно-целевой» принцип. Реализация этого принципа предполагает разработку конкретных программ геологоразведочных и научно-исследовательских работ, которые после соответствующих рассмотрений, экспертиз и окончательного утверждения можно финансировать, выделяя субсидии исполнителям этих программ. Для этого необходимо исключить из состава работ и услуг геологоразведочные и связанные с ними тематические и научно-исследовательские работы в связи с непредсказуемостью получаемых результатов.

3. В настоящее время финансирование геологоразведочных работ региональной стадии на УВ-сырье катастрофически отстает от реальных потребностей. Выделяемые Правительством РФ 11–15 млрд р. в год на все НПП России не могут обеспечить решение задач даже первой стадии регионального этапа по прогнозу нефтегазоносности и выявлению зон нефтегазонакопления, тормозя весь процесс подготовки балансовых запасов и снижая эффективность недропользования. Разработка и реализация программы геологоразведочных и научно-исследовательских работ потребует существенного увеличения финансирования. Но это необходимо делать уже сейчас, чтобы не утратить России через 7–10 лет высокий статус одного из лидеров поставщиков энергоресурсов на Мировом рынке.

4. Для повышения эффективности геологоразведочных работ в Лено-Тунгусской НПП, впрочем как и в других важнейших нефтегазоносных провинциях Российской Федерации, необходимо актуализировать «Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», являющееся на сегодня единственным действующим «де-юре» и не действующим «де-факто» документом, объединяющим методологические основы

Рис. 24. Фациально-палеогеографическая схема Туруханского района (по [42])
Fig. 24. Facies-paleogeography scheme of the Turukhansky region (from [42])



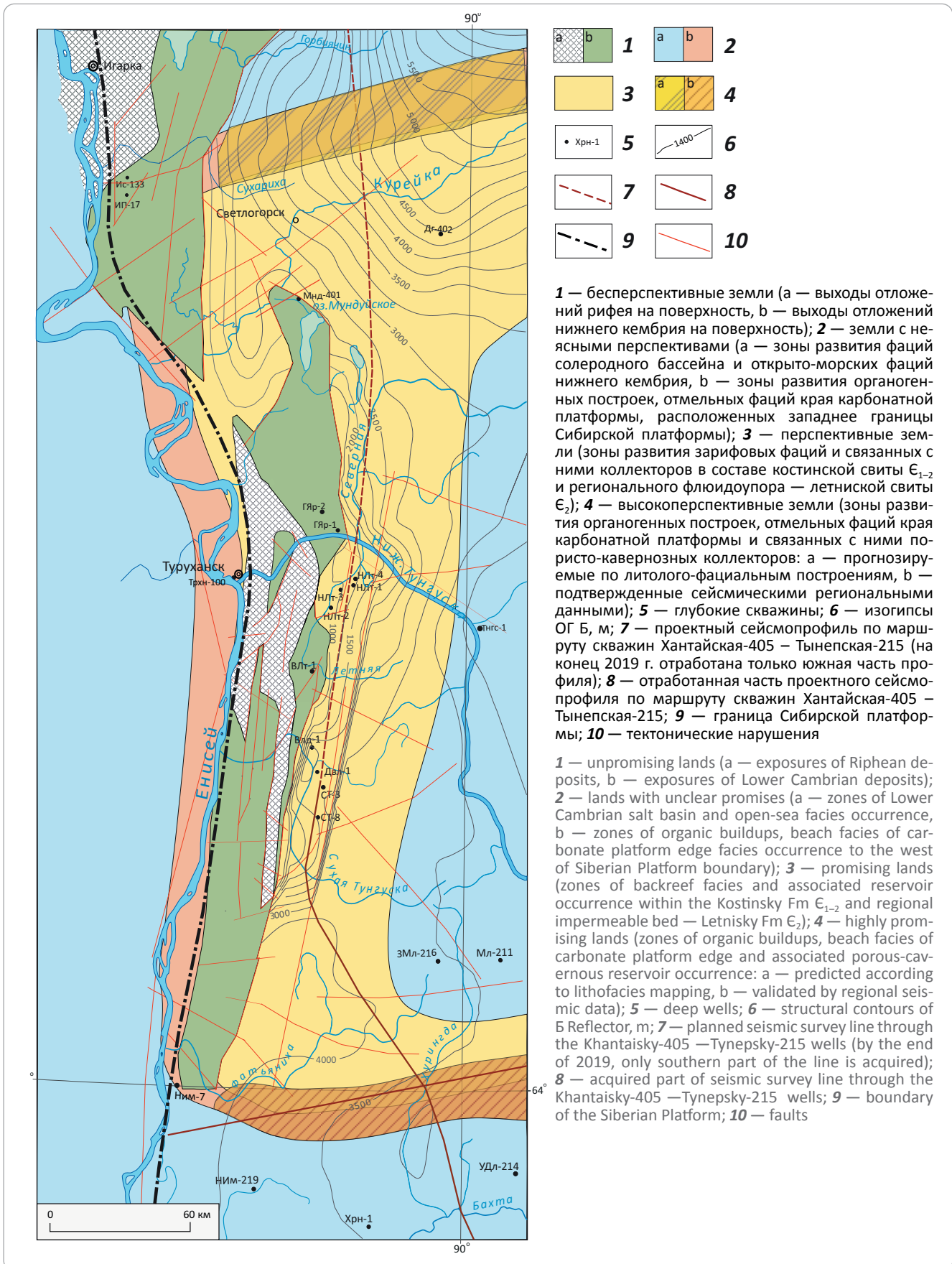
и методические рекомендации. В новой версии «Положения...» следует ответственность за подготовку объектов к поисковому бурению (первая стадия поискового этапа, нацеленная на подготовку ресурсов категории D₀) закрепить за государством, что совершенно необходимо для формирования поискового задела, исчерпанного в настоящее время, и подготовки инвестиционно привлекательных лицензионных участков. При этом не следует ограничивать деятельность недропользователей, предоставляя им возможность выполнять не только весь цикл поисковых работ, но и проводить в случае необходимости региональные работы.

5. Огромные территории перспективных земель Лено-Тунгусской НГП остаются слабоизученными как в отношении геологического строения основных нефтегазоносных комплексов, так и в понимании литолого-фациальной зональности слагающих эти комплексы отложений. Для обоснования и подготовки поисковых объектов необходимо оконтуривание зон развития коллекторов, оконтуривание площадей с благоприятными структурно-тектоническими условиями, изучение бурением уже выявленных ловушек, подготовка новых и т. д. Понятно, что без системных геологоразведочных работ решить эти задачи и реализовать высокий ресурсный



Рис. 25. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности ниже-среднекембрийского НГК южной части Турухано-Норильского СНГР

Fig. 25. Schematic map of hydrocarbon potential of the Lower – Middle Cambrian Play in the southern part of Turukhano-Norilsky Independent Petroleum District



потенциал невозможно. По данными мониторинга сырьевой базы УВ, проводимого ВНИГНИ, начальные суммарные ресурсы Лено-Тунгусской НПП составляют 56 233,8 млн т усл. топлива (см. табл. 1, 2), в том числе 12 888,3 млн т нефти и 39 545,6 млрд м³ газа при разведанности суммарных ресурсов около 20 %. Остальные 80 % ресурсов пока остаются в недрах охарактеризованных выше НППЗ. Результаты проведенного геолого-экономического анализа дают основание надеяться на то, что при опосковании этих перспективных земель прирост запасов составит не менее 4800–5000 млн т усл. топлива, в том числе нефти — около 1500 млн т.

6. В разделе «Перспективы открытия новых месторождений...» данной статьи даны далеко не все существующие рекомендации по направлениям геологоразведочных работ на нефть и газ. Но и из них необходимо выделить первоочередные, поскольку современное финансирование региональных геологоразведочных работ, выполняемых за счет федерального бюджета, не соответствуют масштабу задач по геологическому исследованию недр и воспроизводству минерально-сырьевой базы России. Прежде всего необходимо возобновить геологоразведочные работы (в первую очередь параметрическое бурение) на площадях тех НППЗ, в которых наиболее высокая изученность и в которых разбурены подготовленные ловушки и получены притоки УВ из открытых залежей, хотя пока и непромышленных. К ним относятся Моктаконо-Таначинская НППЗ (Южно-Тунгусская НГО), Байкитская и Оморино-Камовская НППЗ, расположенные в Байкитской НГО. Рекомендуется также начать системные геологоразведочные работы в пределах Путоранской НППЗ (Северо-Тунгусская НГО), по результатам которых могут быть получены ценные материалы не только по традиционным для Лено-Тунгусской НПП венд-нижнекембрийскому и нижне-среднекембрийскому нефтегазоносным комплексам, но и совершенно не изученному силур-девонскому потенциальному нефтегазоносному комплексу.

В последние годы на геологоразведочные работы в Лено-Тунгусской НПП выделяется 5–6 млрд р. в год, в том числе на сейсморазведку — от 60 до 70 % этой суммы, в то время как на параметрическое и колонковое бурение — не более 30–40 %. Учитывая тот факт, что параметрическое бурение сильно отстает от сейсморазведки и многие выявленные и подготовленные объекты остаются не заверенными бурением, предлагается уже со следующего года перераспределить финансирование в соотношении 25 % — сейсморазведка, 75 % — бурение, и сохранять это соотношение до полной ликвидации отставания параметрического бурения от сейсморазведки. Конечно, эта мера не ликвидирует общий дефицит финансирования, но она будет способствовать ускорению решения задачи по прогнозу нефтегазоносности всех НППЗ. Отметим также, что, по мнению авторов статьи, для обеспечения успешного прироста запасов ежегодное финансирование

геологоразведочных работ регионального этапа в Лено-Тунгусской НПП в ближайшие годы необходимо увеличить до 9–10 млрд р. в год.

Следует отметить, что перечисленные НППЗ находятся в благоприятных географических условиях, поскольку располагаются между двумя уже действующими центрами нефтегазодобычи — Ванкорским и Юрубчено-Куюмбинским. Кроме того, на этой огромной территории имеются различного рода инфраструктурные объекты, как оставшиеся с советских времен, так и вновь созданные в городах и поселках Норильске, Дудинке, Игарке, Туруханске, Хатанге, Туре, Бору и др. — аэродромы, порты, причалы, хранилища горючесмазочных материалов, линии электропередач, теплотрассы и т. д. Благоприятным обстоятельством является возможность использования природных транспортных артерий — судоходные участки Енисея, Нижней и Подкаменной Тунгусок, Курейки и других рек.

7. Перспективным самостоятельным объектом первоочередных нефтегазопроисковых работ, по мнению авторов статьи, являются кембрийские барьерно-рифовые системы, охватывающие Турухано-Иркутско-Олекминский солеродный палеобассейн кембрийского возраста с восточной и северной окраинами (см. рис. 21). Характеризуясь большой линейной выдержанностью, рифовые образования совместно с прилегающей зарифовой карбонатной платформой протягиваются с территории Северо-Алданской НГО через Западно-Вилуйскую, частично Сюгджерскую и Северо-Тунгусскую НГО в Турухано-Норильский НГР. В северной части этого же рисунка располагается система окаймляющих (прибрежных) рифов, охватывающая Анабарский массив с севера, запада и юга. Эти рифовые образования, занимая значительную часть Анабарской НГО, протягиваются в западном направлении, в северную часть Северо-Тунгусской НГО, а северо-восточная их оконечность уходит на самый север Предверхоаянской НГО. Имеющиеся предложения по постановке объектов геологоразведочных работ в настоящее время анализируются и сводятся в общую программу.

8. Территории Предъенисейской, Приенисейской, Троицко-Михайловской, Предпатомской, Предверхоаяно-Майской, Кемпендяйской, Путоранской НППЗ в целом отличаются от первоочередных меньшей изученностью и более низкими плотностями ресурсов, что дает основание рекомендовать их как объекты второй очереди. В то же время, при наличии весомых обоснований на конкретные объекты геологоразведочных работ, считаем целесообразным включение их в перечни конкурсных объектов уже сегодня. Примерами таких объектов могут служить параметрическая скв. Иончиминская-1, расположенная в Приенисейской НППЗ, и Эльдиканская, рекомендуемая к бурению в Предверхоаяно-Майской НППЗ.

9. Другие нефтегазоперспективные территории, расположенные в Непско-Ботуобинской, Бай-

китской, Ангаро-Ленской и Катангской НГО, т. е. в областях с доказанной нефтегазоносностью и высокой плотностью ресурсов, находятся либо в распределенном фонде недр, либо вблизи лицензионных участков, что дает основание на реализацию их потенциала недропользователями.

10. В последние годы исполнительный орган власти в сфере геологического изучения недр и недропользования, Роснедра, не имеет в ведении предприятия (учреждения), способного бурить глубокие скважины (в том числе параметрические) на нефть и газ, поскольку НПЦ «Недра» (г. Ярославль) в 2013 г. было акционировано и вошло в состав АО «Росгеология». С того момента ситуация с параметрическим бурением с каждым годом становилась все хуже и хуже. По данным

службы супервайзинга ВНИГНИ, из 11 скважин, которые бурились в период с 2015 по 2022 г., только 4 завершены с полностью выполненными задачами. Исправить эту ситуацию в существующих финансовых и нормативно-правовых условиях можно только одним способом — воссоздать в ведении Роснедр предприятие по бурению глубоких и сверхглубоких скважин, придав ему статус генерального подрядчика в данной сфере деятельности. Понимая всю сложность этого дела, авторы статьи все же считают, что начинать его надо безотлагательно. В противном случае строительство параметрических скважин будет продолжаться с теми тяжелыми проблемами, которые отмечены выше, с постоянными рисками неэффективного использования средств федерального бюджета.

Литература

1. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. — М. : Недра, 1981. — 552 с.
2. Сеньюков В.М. Река Толба и нефтеносность северного склона Алданского массива. — 1938. — 62 с.
3. Флерова О.В. Нефтеносность кембрийских отложений Лено-Алданского бассейна. — Гостехиздат, 1941. — 132 с.
4. Трофимук А.А. Этапы и стадии геолого-поискового и разведочного процесса выявления запасов // Геология нефти и газа. — 1964. — № 7.
5. Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. — М. : ВНИГНИ, 1983. — 15 с.
6. Приказ МПР РФ от 07.02.2001 N 126 «Об утверждении временных положений и классификаций» (вместе с «Временным положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ») [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://sudact.ru/law/prikaz-mp-rf-ot-07022001-n-126/prilozhenie-1> (дата обращения 23.05.2023).
7. Мигурский А.В. Динамическое воздействие траппового магматизма на нефтегазоносность Непско-Ботуобинской антеклизы // Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы. — Новосибирск : СНИИГГиМС, 1986. — С. 26–34.
8. Конторович А.А., Конторович А.Э., Кринин В.А., Кузнецов Л.Л., Накаряков В.Д., Сибгатуллин В.Г., Сурков В.С., Трофимук А.А. Юрубчено-Тохомская зона газонефтенакопления — важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. — 1988. — № 11. — С. 45–55.
9. Мельников Н.В. Циклостратиграфическая схема венда и нижнего кембрия юга Сибирской платформы // Региональная стратиграфия нефтегазоносных провинций Сибири. — Новосибирск : СНИИГГиМС, 1985. — С. 49–58.
10. Мельников Н.В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. — 1996. — Т. 37. — № 8. — С. 191–205.
11. Кринин В.А. Прогноз геологического разреза и перспективы нефтегазоносности северо-западной части Сибирской платформы // Поиски и разведка залежей нефти и газа в древних продуктивных коллекторах. — Тюмень, 1990. — С. 6–12.
12. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 21 апреля 2003 года N 494-р Об утверждении «Основ государственной политики в области использования минерального сырья и недропользования» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901859208?marker=6540IN> (дата обращения 23.05.2023).
13. Прищепа О.М. Зоны нефтегазонакопления — методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2008. — Т. 3. — № 2. — Режим доступа: http://www.ngtr.ru/rub/12/14_2008.pdf (дата обращения 23.05.2023).
14. Мигурский Ф.А. Геологический отчет по объекту № 70-04/11. Выявить и оконтурить зоны нефтегазонакопления и крупные ловушки УВ в перспективных НГО Сибирской платформы на основе анализа и обобщения геолого-геофизических материалов для обеспечения планового заполнения трубопроводной системы ВСТО. — М. : ФГБУ «ВНИГНИ», 2013.
15. Кринин В.А., Порозов И.И. Зональность распределения углеводородов и нефтегазоносность осадочного чехла западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. — 2020. — № 4. — С. 29–44. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-29-44.
16. Битнер А.К., Прокатень Е.В. О возрасте залежей нефти и газового конденсата месторождений центральной Сибири // Евразийский союз ученых. — 2021. — № 12. — С. 28–37. DOI: 10.31618/ESU.2413-9335.2021.7.93.1585.
17. Кринин В.А. Геологические модели, прогноз зон нефтегазонакопления в нижне-среднекембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий // Геология нефти и газа. — 2022. — № 1. — С. 9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22.
18. Мельников Н.В., Вымятнин А.А., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. — 2014. — Т. 55. — № 5–6. — С. 701–720. DOI: 10.15372/GIG20140502.
19. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. Т.И. Гуровой, Л.С. Черновой. — М. : Недра, 1988. — 254 с.

20. Павленко В.В. Условия миграции углеводородов в вендских терригенных отложениях на элизионном этапе развития Иркутского нефтегазоносного бассейна // Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – Вып. 254. – Новосибирск, 1977.
21. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2018. – 177 с.
22. Мизгурский А.В., Ларионова Т.И. Перспективы нефтегазопоисковых работ в аллохтоне Предплатомского регионального прогиба (Сибирская платформа) // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2009. – Т. 2. – С. 295–300.
23. Мизгурский А.В., Ефимов А.С., Старосельцев В.С. Новые направления нефтегазопоисковых работ в Предплатомском региональном прогибе (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 21–29.
24. Pashin J.C., Kopaska-Merkel D.C., Arnold A.C., McIntyre M.R., Thomas W.A. Gigantic, gaseous mudwads in Cambrian shale: Conasauga Formation, southern Appalachians, USA // International Journal of Coal Geology. – 2012. – Т. 103. – С. 70–91.
25. Мизгурский Ф.А. Геодинамика каледонской Байкало-Патомской складчатой области и ее влияние на нефтегазоносность Предплатомского перикратонного прогиба // Геология и минеральные ресурсы Сибири. – 2022. – № 3. – С. 3–16.
26. Мизгурский Ф.А. Геодинамическая модель Западной периферии Сибирской платформы // Разведка и охрана недр. – 2023. – № 2. – С. 3–12.
27. Калистратова Л.Н. Региональные сейсморазведочные работы с целью выявления новой зоны нефтегазоаккумуляции на Подкаменной площади : отчет Подкаменной с/п № 28/2005-08. – 2008.
28. Кузнецов Н.Б., Шаццлло А.В. Возраст и обстановки седиментации базальных уровней «неопротерозойского» разреза Тейско-Чапского прогиба (северо-восточная часть Енисейского кряжа) // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории : мат-лы VII Всероссийского литологического совещания (Новосибирск, 28–31 октября 2013 г.). В 3 т. – Т. 2. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2013. – 422 с.
29. Ефимов А.С., Тригубович Г.М., Мельников Н.В. и др. Локальный прогноз коллекторов в пределах Троицко-Михайловского вала на основе создания комплексной трехмерной модели резервуаров по данным сейсморазведки, гравиразведки, электроразведки и геоэлектрхимии: отчет по государственному контракту № 31 от 12 марта 2012 г. СНИИГГиМС, 2014.
30. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Виценовский М.Ю., Давыденко Б.И., Иутина М.М., Кравченко М.Н., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Скворцов М.В., Фортунатова Н.К. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации // ВНИГНИ-65. Люди, результаты, и перспективы. – М. : ВНИГНИ, 2018. – С. 109–128.
31. Герт А.А., Варламов С.Н., Жуков К.А., Эрнст В.А., Найденов Л.Ф., Кузьмина К.Н., Абросимова О.А. Комплексное обоснование направлений подготовки сырьевой базы углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) // ВНИГНИ-65. Люди, результаты и перспективы. – М. : ФГБУ «ВНИГНИ». – 2018. – С. 210–224.
32. Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата НПП Сибирской платформы по состоянию изученности на 01.01.2009: отчет по договору с ФГУП «ВНИГНИ» от 19.02.2010 № ПС-03-34/22 / СНИИГГиМС; В.С. Старосельцев, А.А. Герт. – Новосибирск, 2012.
33. Асташкин В.А., Савицкий В.Е. Рифовые системы кембрия и перспективы нефтегазоносности Западной Якутии // Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – 1977. – Вып. 250. – С. 58–70.
34. Савицкий В.Е., Асташкин В.А. Рифовые системы кембрия Западной Якутии // Советская геология. – 1978. – № 6. – С. 27–37.
35. Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии / Под ред. В.Е. Савицкого. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1979. – 155 с.
36. Сухов С.С. Фациально-генетическая модель зоны замещения кембрийского рифового барьера депрессионным комплексом отложений (Западная Якутия) // Стратиграфия и фации осадочных бассейнов Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1982. – С. 73–82.
37. Асташкин В.А., Варламов В.А., Шишкин Б.Б. и др. Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы – М. : Недра, 1984. – 181 с.
38. Сухов С.С., Варламов А.И. Кембрийские рифовые образования Якутии (к истории исследований и перспективам их нефтегазоносности) // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы : Сб. научн. статей. – Якутск : ЯФ Изд-ва СО РАН, 2004. – 1082 с.
39. Масленников М.А., Сухов С.С., Соболев П.Н., Наумова Е.Г., Процко А.Н., Ракитина И.В., Константинова О.Л. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 29–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50.
40. Сухов С.С. Фациально-стратиграфическая модель Далдыно-Мархинской банки — иллюстрация закономерностей карбонатонакопления на Сибирской Платформе // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений : мат-лы Второго всеросс. литолог. совещ. и Восьмого всеросс. симп. по ископаемым кораллам и рифам. – Сыктывкар : Геопринт, 2001. – С. 237–239.
41. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. Т. 1. Стратиграфия / Под ред. Ю.Я. Шабанова. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2016. – 485 с.
42. Комлев Д.А. Прогноз зон развития коллекторов нефти и газа в отложениях кембрия Туруханского района на основе литолого-фациального анализа [Электронный ресурс]. – 8-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка «Санкт-Петербург 2018. Инновации в геонауках – время открытий». – Санкт-Петербург, 2018. – Режим доступа: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201800250> (дата обращения: 19.06.2023). DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800250>.
43. Федеральный закон "О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд" от 05.04.2013 N 44-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144624/ (дата обращения 05.06.2023).

References

1. Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. et al. Geologiya nefi i gaza Sibirskoi platformy [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.

2. *Senyukov V.M.* Reka Tolba i neftenosnost' severnogo sklona Aldanskogo massiva [River Tolba and oil bearing capacity of the northern slope of the Aldansky Massif]. 1938. 62 p. In Russ.
3. *Flerova O.V.* Neftenosnost' kembriiskikh otlozhenii Leno-Aldanskogo basseina [Oil bearing capacity of Cambrian deposits in the Lena-Aldansky Basin]. Gostoptekhizdat; 1941. 132 p. In Russ.
4. *Trofimuk A.A.* Etapy i stadii geologo-poiskovogo i razvedochnogo protsessa vyyavleniya zapasov [Steps and stages of geological exploration and prospecting procedure for reserves identification]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1964;(7). In Russ.
5. *Polozhenie* ob etapakh i stadiyakh geologorazvedochnykh rabot na nefte i gaz [Steps and stages of geological exploration and prospecting procedure for reserves identification]. Moscow: VNIGNI; 1983. 15 p. In Russ.
6. *Prikaz MPR RF* ot 07.02.2001 N 126 "Ob utverzhenii vremennykh polozheniya i klassifikatsii" (vmeste s "Vremennym polozheniem ob etapakh i stadiyakh geologorazvedochnykh rabot na nefte i gaz") [Order No. 126 of RF Ministry of Natural Resources "On the Approval of Regulation and Classifications" dated 07.02.2001 (together with the "Temporary Regulation on Steps and Stages of Oil and Gas Geological Exploration")]. Available at: <https://sudact.ru/law/prikaz-mpr-rf-ot-07022001-n-126/prilozhenie-1> (accessed 23.05.2023). In Russ.
7. *Migurskii A.V.* Dinamicheskoe vozdeistvie trappovogo magmatizma na neftegazonosnost' Nepsko-Botuobinskoj anteklizy [Dynamic effect of trap magmatism on oil and gas occurrence in Nepsky-Botuobinsky Antecline]. In: Tektonicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti Sibirskoi platformy. Novosibirsk: SNIIGGiMS; 1986. pp. 26–34. In Russ.
8. *Kontorovich A.A., Kontorovich A.E., Krinin V.A., Kuznetsov L.L., Nakaryakov V.D., Sibgatullin V.G., Surkov V.S., Trofimuk A.A.* Yurubcheno-Tokhomskaia zona gazoneftenakopleniya — vazhnyi ob'ekt kontsentratsii regional'nykh i poiskovo-razvedochnykh rabot v verkhnem proterozoe Leno-Tunguskoj neftegazonosnoi provintsii [Yurubcheno-Tokhomsky oil and gas accumulation zone of Lena-Tungusky Petroleum Province: critical object of regional and prospecting activities concentration in the Upper Proterozoic]. *Geologiya i geofizika*. 1988;(11):45–55. In Russ.
9. *Mel'nikov N.V.* Tsiklostratigraficheskaya skhema venda i nizhnego kembriya yuga Sibirskoi platformy [Cyclostratigraphic scheme of Vendian and Lower Cambrian deposits in the south of the Siberian Platform]. In: Regional'naya stratigrafiya neftegazonosnykh provintsii Sibiri. Novosibirsk : SNIIGGiMS; 1985. pp. 49–58. In Russ.
10. *Mel'nikov N.V.* Neftegazonosnye komplekсы Leno-Tunguskoj provintsii [Plays of the Lena-Tungusky province]. *Geologiya i Geofizika*. 1996;37(8):191–205. In Russ.
11. *Krinin V.A.* Prognoz geologicheskogo razreza i perspektivy neftegazonosnosti severo-zapadnoi chasti Sibirskoi platformy [Prediction of geological column and petroleum potential of the north-western part of the Siberian Platform]. In: Poiski i razvedka zalezhei nefiti i gaza v drevnikh produktivnykh kollektorakh. Tyumen': Izd-vo ZapSibNIGNI; 1990. pp. 6–12. In Russ.
12. *Rasporyazhenie* Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 21 aprelya 2003 goda N 494-r Ob utverzhenii "Osnov gosudarstvennoi politiki v oblasti ispol'zovaniya mineral'nogo syr'ya i nedropol'zovaniya" [Executive Order of the Government of the Russian Federation No. N 494 date 21.04.2003 "On the approval of the basic principles of the state policy in the field of mineral resources and subsoil use"]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/901859208?marker=6540IN> (accessed 23.05.2023). In Russ.
13. *Prishchepa O.M.* Zony neftegazonakopleniya — metodicheskie podhody k ih vydeleniyu, obespechivayushchie sovremennoe reshenie zadach otrasli [Oil and gas accumulation zones — methodological approaches to their allocation, providing a modern solution to industry problems]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2008;3(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf (accessed 23.05.2023). In Russ.
14. *Migurskii F.A.* Geologicheskii otchet po ob'ektu № 70-04/11. Vyyavit' i okonturit' zony neftegazonakopleniya i krupnye lovushki UV v perspektivnykh NGO Sibirskoi platformy na osnove analiza i obobshcheniya geologo-geofizicheskikh materialov dlya obespecheniya planovogo zapolneniya truboprovodnoi sistemy VSTO [Geological report on the object No. 70-04/11. Identify and delineate oil and gas accumulation zones and large HC traps in the promising petroleum areas of the Siberian Platform on the basis of analysis and generalization of geoscience information in order to ensure planned packing of Eastern Siberia–Pacific Ocean oil pipeline system]. Moscow: FGBU «VNIGNI»; 2013. In Russ.
15. *Krinin V.A., Porozov I.I.* Zonation of hydrocarbon distribution and oil and gas occurrence within sedimentary cover in the western part of the Siberian Platform. *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(4):29–44. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-29-44. In Russ.
16. *Bitner A.K., Prokaten' E.V.* About the age of oil and gas condensate of deposits of the Central Siberia. *Evrasiiskii soyuz uchenykh*. 2021;(12):28–37. DOI: 10.31618/ESU.2413-9335.2021.7.93.1585. In Russ.
17. *Krinin V.A.* Lower-Middle Cambrian deposits of Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas: geological models and prediction of oil and gas accumulation zones. *Geologiya nefiti i gaza*. 2022;(1):9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22. In Russ.
18. *Mel'nikov N.V., Vymyatnin A.A., Mel'nikov P.N., Smirnov E.V.* Predicted new large oil pools in the main petroliferous belt of the Lena-Tunguska province. *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(5–6):701–720. DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.003.
19. *Gurova T.I., Chernova L.S., eds.* Litologiya i usloviya formirovaniya rezervuarov nefiti i gaza Sibirskoi platform [Lithology and settings of formation of oil and gas reservoirs in Siberian Platform]. Moscow: Nedra; 1988. 254 p. In Russ.
20. *Pavlenko V.V.* Usloviya migratsii uglevodorodov v vendskikh terrigennykh otlozheniyakh na elizionnom etape razvitiya Irkutskogo neftegazonosnogo basseina [Conditions of hydrocarbon migration in Vendian terrigenous deposits in the water expel stage of Irkutsky Petroleum Basin evolution]. In: Gidrogeologiya neftegazonosnykh basseinov Sibiri. Tr. SNIIGGiMS. V. 254. Novosibirsk, 1977. In Russ.
21. *Mel'nikov N.V.* Vend-kembriiskii solenosnyi bassein Sibirskoi platformy (stratigrafiya, istoriya razvitiya) [Vendian-Cambrian salt-bearing basin of Siberian Platform (stratigraphy, history of evolution)]. Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGiMS; 2018. 177 p. In Russ.
22. *Migurskii A.V., Larionova T.I.* Oil and gas explration prospects in allochthon of the Pred-patom regional trough (Siberian platform). *Interekspo Geo-Sibir'*. 2009;(2):295–300. In Russ.
23. *Migurskii A.V., Efimov A.S., Starosel'tsev V.S.* New trends of petroleum exploration in Pre-patom regional trough (Siberian platform). *Geologiya nefiti i gaza*. 2012;(1):21–29. In Russ.
24. *Pashin J.C., Kopaska-Merkel D.C., Arnold A.C., McIntyre M.R., Thomas W.A.* Gigantic, gaseous mushwads in Cambrian shale: Conasauga Formation, southern Appalachians, USA. *International Journal of Coal Geology*. 2012;(103):70–91.
25. *Migurskii F.A.* Geodynamics of the Caledonian Baikal-Patom folded region and its influence on the petroleum potential of the Pre-Patom pericratonic trough. *Geologiya i mineral'nye resursy Sibiri*. 2022;(3):3–16. In Russ.

26. *Migurskii F.A.* Geodynamic model of the Western periphery of the Siberian platform. *Razvedka i okhrana nedr.* 2023(2):3–12. In Russ.
27. *Kalistratova L.N.* Regional'nye seismorazvedochnye raboty s tsel'yu vyyavleniya novoi zony neftegazonakopleniya na Podkamennoi ploschadi : otchet Podkamennoi s/p № 28/2005-08 [Regional seismic operations aimed at identification of the new oil and gas accumulation zone in the Podkamenny area: the report of the Podkamenny SC No. 28/2005-08]. 2008. In Russ.
28. *Kuznetsov N.B., Shatsillo A.V.* Vostrast i obstanovki sedimentatsii bazal'nykh urovnei «neoproterozoiskogo» razreza Teisko-Chapskogo progiba (severo-vostochnaya chast' Eniseiskogo kryazha) [Age and depositional settings of the “Neoproterozoic” basal levels in the Teisky-Chapsky trough (north-eastern part of the Yenisei ridge)]. In: Osadochnye basseiny, sedimentatsionnye i postsedimentatsionnye protsessy v geologicheskoi istorii : mat-ly VII Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya (Novosibirsk, 28–31, Oktober, 2013). In 3 V. Novosibirsk : INGG SO RAN; 2013. V. 2. 422 p. In Russ.
29. *Efimov A.S., Trigubovich G.M., Mel'nikov N.V., et al.* Lokal'nyi prognoz kolektorov v predelakh Troitsko-Mikhailovskogo vala na osnove sozdaniya kompleksnoi trekhmernoi modeli rezervuarov po dannym seismorazvedki, gravirazvedki, elektrorazvedki i geoelektrokhimii [Local prediction of reservoirs within the Troitsky-Mikhailovsky swell based on creation of three-dimensional integrated reservoir model according to seismic, gravity, electromagnetic, and geoelectrochemistry data: report on the Public Contract No. 31 dated 12.03.2012]. In: otchet po gosudarstvennomu kontraktu № 31 ot 12 marta 2012 g. SNIIGGiMS. 2014. In Russ.
30. *Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Vitsenovskii M.Yu., Davydenko B.I., Iutina M.M., Kravchenko M.N., Mel'nikov P.N., Poroskun V.I., Skvortsov M.V., Fortunatova N.K.* Sostoyanie i puti narashchivaniya syr'evoi bazy uglevodorodov v Rossiiskoi Federatsii [Status and ways to build up the hydrocarbon raw materials base in the Russian Federation]. In: VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty, i perspektivy. Moscow: VNIGNI; 2018. pp. 109–128. In Russ.
31. *Gert A.A., Varlamov S.N., Zhukov K.A., Ernst V.A., Naidenov L.F., Kuz'mina K.N., Abrosimova O.A.* Kompleksnoe obosnovanie napravlenii podgotovki syr'evoi bazy uglevodorodnogo syr'ya Vostochnoi Sibiri i Respubliki Sakha (Yakutiya) [Integrated substantiation of the priorities in hydrocarbon raw material base of Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia)]. In: VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty, i perspektivy. Moscow: VNIGNI; 2018. pp. 210–224. In Russ.
32. *Utochnenie kolichestvennoi otsenki resursov nefiti, gaza i kondensata NGP Sibirskoi platformy po sostoyaniyu izuchennosti na 01.01.2009: otchet po dogovoru s FGUP «VNIGNI» ot 19.02.2010 № PS-03-34/22* [More precise definition of oil, gas, and condensate resources in the petroleum provinces of the Siberian Platform according to exploration maturity as on 01.01.2009: the statement of the ПС-03-34/22 contract work with VNIGNI FSUE dated 19.02.2010]. SNIIGGiMS; V.S. Starosel'tsev, A.A. Gert. Novosibirsk: 2012. In Russ.
33. *Astashkin V.A., Savitskii V.E.* Rifovye sistemy kembriya i perspektivy neftegazonosnosti Zapadnoi Yakutii [Cambrian reef systems and petroleum potential of Western Yakutia]. In: Osnovnye problemy geologii i geofiziki Sibiri. Tr. SNIIGGiMS. Issue 250. 1977. pp. 58–70. In Russ.
34. *Savitskii V.E., Astashkin V.A.* Rifovye sistemy kembriya Zapadnoi Yakutii [Cambrian reef systems of Western Yakutia]. *Sovetskaya Geologiya.* 1978;(6):27–37. In Russ.
35. *Geologiya rifovykh sistem kembriya Zapadnoi Yakutii* [Geology of Cambrian reef systems in Western Yakutia]. In: V.E. Savitskii, ed. Novosibirsk: SNIIGGiMS; 1979. 155 p. In Russ.
36. *Sukhov S.S.* Fatsial'no-geneticheskaya model' zony zameshcheniya kembriiskogo rifovogo bar'era depressionnym kompleksom otlozhenii (Zapadnaya Yakutiya) [Facies and genetic model of the zone of changes from Cambrian reef barrier to depression series of deposits (Western Yakutia)]. In: Stratigrafiya i fatsii osadochnykh basseinov Sibiri. Tr. SNIIGGiMS. Novosibirsk, 1982. pp. 73–82. In Russ.
37. *Astashkin V.A., Varlamov V.A., Shishkin B.B. et al.* Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti rifovykh sistem kembriya Sibirskoi platformy [Geology and petroleum potential of Cambrian reef systems of the Siberian Platform]. Moscow : Nedra; 1984. 181 p. In Russ.
38. *Sukhov S.S., Varlamov A.I.* Kembriiskie rifovye obrazovaniya Yakutii (k istorii issledovaniy i perspektivam ikh neftegazonosnosti) [Cambrian reef structures of Yakutia (exploration history and petroleum potential)]. In: Aktual'nye voprosy geologii nefiti i gaza Sibirskoi platformy : Sb. nauchn. statei. Yakutsk : YaF Izd-va SO RAN; 2004. 1082 p. In Russ.
39. *Maslennikov M.A., Sukhov S.S., Sobolev P.N., Naumova E.G., Protsko A.N., Rakitina I.V., Konstantinova O.L.* Cambrian barrier reef systems of Siberian Platform: petroleum potential in light of new geological and geophysical data. *Geologiya nefiti i gaza.* 2021;(4):29–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50. In Russ.
40. *Sukhov S.S.* Fatsial'no-stratigraficheskaya model' Daldyno-Markhinskoi banki — illyustratsiya zakonomernosti karbonatonakopleniya na Sibirskoi Platforme [Facies and stratigraphic model of Daldyno-Markhinsky Bank: illustration of carbonate accumulation features on the Siberian Platform]. In: Litologiya i neftegazonosnost' karbonatnykh otlozhenii : mat-ly Vtorogo vseross. litolog. soveshch. i Vos'mogo vseross. simp. po iskopaemym korallam i rifam. Syktyvkar : Geoprint; 2001. pp. 237–239. In Russ.
41. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseinov Sibiri. Kembrii Sibirskoi platformy. V. 1. Stratigrafiya* [Stratigraphy of the Siberian oil and gas bearing basins. Siberian Platform: Cambrian. VOL. 1. Stratigraphy]. In: Yu.Ya. Shabanov, ed. Novosibirsk: INGG SO RAN; 2016. 485 p. In Russ.
42. *Komlev D.A.* Forecast of the Zones of Distribution of Hydrocarbon Reservoirs in Cambrian Deposits of the Turukhansk Region on the Basis of Lithofacies. In: Saint Petersburg 2018. Innovations in Geosciences — Time for Breakthrough Saint Petersburg, Russia, 9–12 April 2018. Available at: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201800250> (accessed 19.06.2023). DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800250>. In Russ.
43. *Federal'nyi zakon "O kontraktnoi sisteme v sfere zakupok tovarov, rabot, uslug dlya obespecheniya gosudarstvennykh i munitsipal'nykh nuzhd"* ot 05.04.2013 N 44-FZ (poslednyaya redaktsiya). Available at: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144624 (accessed 05.06.2023). In Russ.

Информация об авторах**Варламов Алексей Иванович**

Доктор геолого-минералогических наук,
научный руководитель
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: info@vnigni.ru
SCOPUS ID: 23974029900

Мельников Павел Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: melnikov@vnigni.ru
Scopus ID: 57457543400
ORCID ID: 0000-0001-6076-2937

Ефимов Аркадий Сергеевич

Советник генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: arkadyefimov@yandex.ru
SCOPUS ID: 25227546500

Кринин Владимир Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
Красноярский отдел Новосибирского филиала
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
660000 Красноярск, пр-т Мира, д. 55
e-mail: vkrinin@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-6610-2884

Мигурский Феликс Анатольевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделом
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов д. 36
e-mail: fam@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9850-567X
SCOPUS ID: 57218441111

Пороскун Владимир Ильич

Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: poroskun@vnigni.ru
Scopus ID: 6506503536

Information about authors**Aleksei I. Varlamov**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Academic Director
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: info@vnigni.ru
SCOPUS ID: 23974029900

Pavel N. Mel'nikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: melnikov@vnigni.ru
Scopus ID: 57457543400
ORCID ID: 0000-0001-6076-2937

Arkady S. Efimov

Advisor to Director
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: arkadyefimov@yandex.ru
SCOPUS ID: 25227546500

Vladimir A. Krinin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher,
Krasnoyarsk Department of
All-Russian Research Geological Oil Institute
Novosibirsk Branch,
55, prospekt Mira, Krasnoyarsk, 660000, Russia
e-mail: vkrinin@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-6610-2884

Feliks A. Migurskii

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
All-Russian Research
Geological Oil institute
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: fam@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9850-567X
SCOPUS ID: 57218441111

Vladimir I. Poroskun

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: poroskun@vnigni.ru
Scopus ID: 6506503536

Кравченко Мария Николаевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделом
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: kravchenko@vnigni.ru

Смирнов Максим Юрьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель директора по геофизике
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: smirnov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-4852-6629

Ухлова Галина Дадар-ооловна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделом
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: ukhlova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 56401093400

Гогоненков Георгий Николаевич

Доктор технических наук,
советник генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: gogonenkov@vnigni.ru
Scopus ID: 6603122004

Парасына Виктор Сазонович

Советник генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: victorparasyna@mail.ru
SCOPUS ID: 56121567700

Виценовский Михаил Юрьевич

Начальник отдела
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: vicin@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0004-7477-2609

Комлев Дмитрий Анатольевич

Руководитель группы
Новосибирский филиал
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
630007 Новосибирск, Коммунистическая, д. 2
e-mail: komlev@vnigni.ru
SCOPUS ID: 57202979532

Mariya N. Kravchenko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Department Head
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: kravchenko@vnigni.ru

Maxim Yu. Smirnov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
Deputy Director for Geophysics
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: smirnov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-4852-6629

Galina D. Ukhlova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: ukhlova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 56401093400

Georgii N. Gogonenkov

Doctor of Engineering Science,
Advisor to Director
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: gogonenkov.g@yandex.ru
Scopus ID: 6603122004

Viktor S. Parasyna

Advisor to Director
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: victorparasyna@mail.ru
SCOPUS ID: 56121567700

Mikhail Yu. Vitsenovskiy

Head of Department
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
vicin@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0004-7477-2609

Dmitry A. Komlev

Head of Group
Novosibirsk Branch of
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
2, Kommunisticheskay, Novosibirsk, 630007, Russia
e-mail: komlev@vnigni.ru
SCOPUS ID: 57202979532