



ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ХАТАНГСКО-ОЛЕНЕКСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Д. С. Лежнин, Д. В. Миляев, П. Н. Соболев, Д. И. Душенин, А. А. Самохин

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия

На основании комплексирования архивных и современных результатов сейсморазведочных работ, данных ГИС и аналитических исследований кернового материала уточнено строение пермского перспективного нефтегазоносного комплекса северо-восточного обрамления Сибирской платформы. В соответствии с авторским алгоритмическим подходом построена карта минимальных рентабельных размеров открытий, учитывающая прогнозные характеристики коллекторов и вероятную сложность геологического строения объектов.

Ключевые слова: сейсморазведочные работы, ГИС, пермский перспективный нефтегазоносный комплекс, северо-восточное обрамление Сибирской платформы, карта минимальных рентабельных размеров открытий.

PETROLEUM POTENTIAL AND DEVELOPMENT OF HYDROCARBON CRUDE OF THE KHATANGA-OLENEK INTERFLUVE

D. S. Lezhnin, D. V. Milyaev, P. N. Sobolev, D. I. Dushenin, A. A. Samokhin

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

Based on the integration of results of archival and modern seismic surveys, well logging data and results of analytical studies of core material, the structure of the *Permian* prospective petroleum play (PPPP) in the north-eastern framing of the Siberian Platform was clarified. In accordance with the author's algorithmic approach, the map of minimum economic sizes of discoveries was constructed. This map takes into account predicted characteristics of reservoirs and the probable structural complexity of geological features.

Keywords: seismic survey, WL, *Permian* prospective petroleum play, north-eastern framing of the Siberian Platform, map of minimum economic sizes of discoveries.

DOI 10.20403/2078-0575-2020-3-110-122

Территория северо-восточного обрамления Сибирской платформы представляет несомненный интерес в отношении перспектив нефтегазоносности. Лено-Анабарский мегапрогиб и Анабаро-Хатангская седловина (рис. 1) и соответствующие им нефтегазоносные области (НГО) оцениваются как все еще слабо изученные, несмотря на то что давно привлекают внимание исследователей в связи с многочисленными битумо-, нефте- и газопроявлениями в отложениях широкого стратиграфического диапазона [3, 4, 7, 14].

Согласно последним крупным обобщающим работам В. А. Конторовича с соавторами [13–15] нефтегазоносность Хатангско-Ленского междуречья связана преимущественно с отложениями палеозоя, венда и рифея.

Настоящая работа посвящена результатам изучения пермского нефтегазоносного комплекса, по мнению авторов, наиболее перспективного с точки зрения рентабельности освоения.

Характеристика пермского ПНГК

Пермский комплекс распространен практически на всем севере Сибири, выклиниваясь лишь в центре Нордвигского купола, в юго-западной и юго-восточной частях исследуемой территории. Отложения перми вскрыты всеми глубокими скважинами Лено-Анабарского мегапрогиба и Анабаро-Хатанг-

ской седловины. На южном борту мегапрогиба, в скважинах Чарчыкской 1 и Хастахской 930 они несогласно залегают на верхнекембрийских доломитах, а в Усть-Оленекской скв. 237-0 – на нижнесилурийских доломитах и известняках. В северной части пермский разрез (Усть-Оленекская структурно-фациальная зона) представлен тустахской, нижнекожевниковской, верхнекожевниковской и мисайлапской свитами, сложенными терригенными породами (переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями углей и углистых аргиллитов).

Венчает разрез эффузивно-туфовая свита верхнепермско-нижнетриасового возраста (рис. 2, а). Аналогами этих отложений Анабаро-Котуйской СФО являются джаргалахская (приуральский отдел перми) и бурская (биармийско-татарский отделы) толщи – переслаивание мощных преимущественно песчаных и алевролитовых пачек с прослоями аргиллитов (рис. 3).

С севера на юг морские пермские отложения сменяются прибрежно-морскими и прибрежно-континентальными [12]. По сейсмическим данным их толщина увеличивается с юга на север (от северного склона Оленекского свода в направлении моря Лаптевых) от 60–80 до 2340 м (Усть-Оленекская скв. 237-0), при этом возрастает глинистость разреза и появляются новые, более древние слои в подошве.

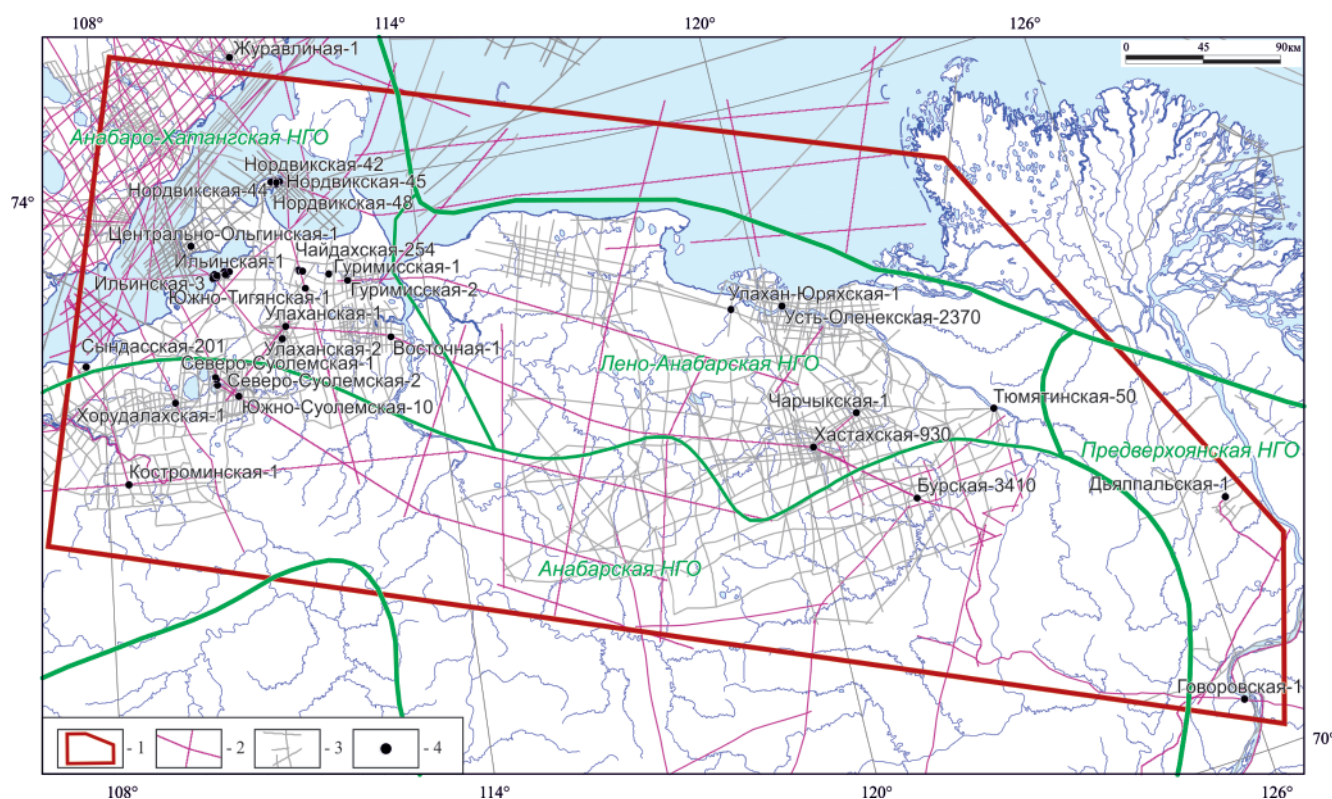


Рис. 1. Обзорная карта исследуемой территории

1 – территория исследования; 2–3 – сейсморазведочные профили: 2 – после 2000 г., 3 – до 2000 г.; 4 – глубокие скважины

В пользу перспектив пермских отложений свидетельствуют следующие факты:

- в Анабаро-Хатангской НГО притоки нефти из пермского ПНГК получены на Нордвикской, Южно-Тиганской, Ильинской, Кожевниковской и других площадях [1, 2, 8, 9];

- на южной периферии Лено-Анабарской НГО в нижнем течении р. Оленек расположено крупнейшее Оленекское месторождение природных битумов, большая часть запасов которого приурочена к нижнепермским отложениям; площадь распространения битумонасыщенных пород достигает 5 тыс. км², запасы оцениваются более чем в 3,5 млрд т [6, 9, 10];

- толщина комплекса достигает 3 км; в нем содержатся нефтегазоматеринские породы хорошего качества, углеводородный состав органического вещества которых, судя по результатам биомаркерного анализа [16], сопоставим с нефтями и битумами имеющихся залежей и проявлений.

Кроме того, на Усть-Оленекском валу (северо-восточная часть исследуемой территории) колонковыми скважинами (К-317 и К-308) вскрыты пермские отложения со сплошным или пятнистым битумонасыщением. Содержание битума составляет 0,1–0,4 %, а на контакте с триасовыми отложениями по трещинам встречена капельно-жидкая темно-бурая вязкая нефть. В скв. К-308 в течение трех недель наблюдалось газоводяное фонтанирование с дебитом воды 600 м³/сут, газа 20 м³/сут. При этом коллекторские свойства пород довольно низкие:

пористость 4,7–9,1 %, проницаемость не выше единиц миллидарси. Вероятно, водо- и газопроявления свидетельствуют о наличии трещинных коллекторов. В указанных скважинах из туффов индского яруса (нижний триас) получен углеводородный газ, а в перекрывающих отложениях – капельно-жидкая нефть бурого цвета. Пористость пород 2,04–19,65 %, проницаемость 100–120 мД. Содержание битума в нижнеоленекских отложениях (чекановская свита, нижний триас) составляет 0,06–0,6 %.

Газогеохимическими исследованиями на территории Хатангско-Оленекского междуречья установлен ряд аномалий различной контрастности [1, 2]. В устье рр. Буолкалах и Оленек аномалии характеризуются содержанием метана от 3,5 до 89,0 %, $CH_4/N_2 = 0,7–2,3$; $CH_4/CO_2 = 0,02–28,0$. Содержание этана, пропана и бутана от следов до 0,021 %. Исследованные газы вполне могут быть сопоставлены с газами нефтяного ряда. В пробах, отобранных по р. Уэле, обнаружены повышенные концентрации УВ. Содержание метана 43,8–85,3 % (в среднем 54,8 %), $CH_4/N_2 = 0,89–1,91$ (среднее 1,36), $CH_4/CO_2 = 35–49$.

Для пермского ПНГК в качестве нефтегазоматеринских пород прогнозируются прослои аргиллитов и глинистых алевролитов с повышенными концентрациями органического углерода (см. рис. 2, а) [5]. Для этих отложений характерно преобладание расщепленного органического вещества (РОВ) гумусового типа, доля которого сокращается к северной части прогиба. Мощности и объемы глинистых разностей пермских нефтегазоматеринских пород трудно оце-

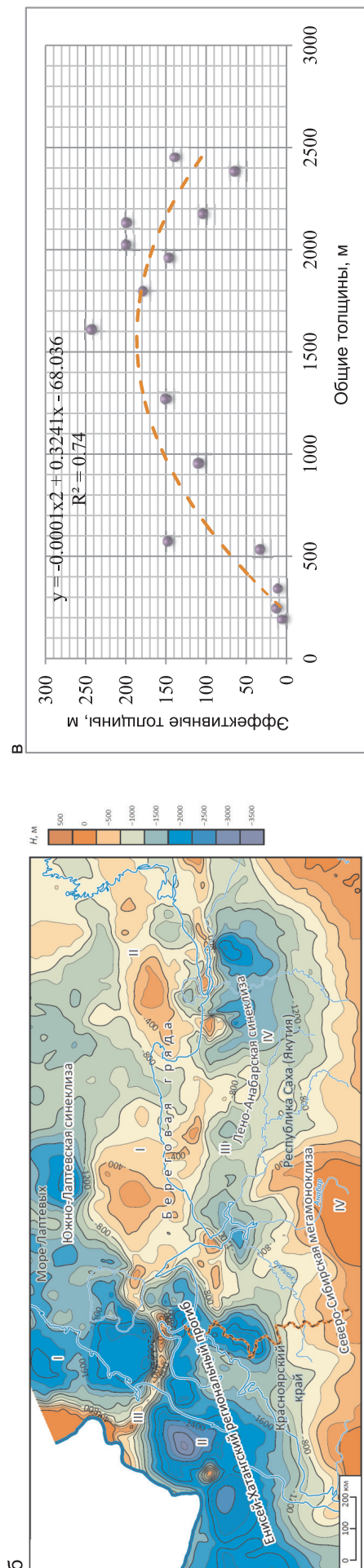
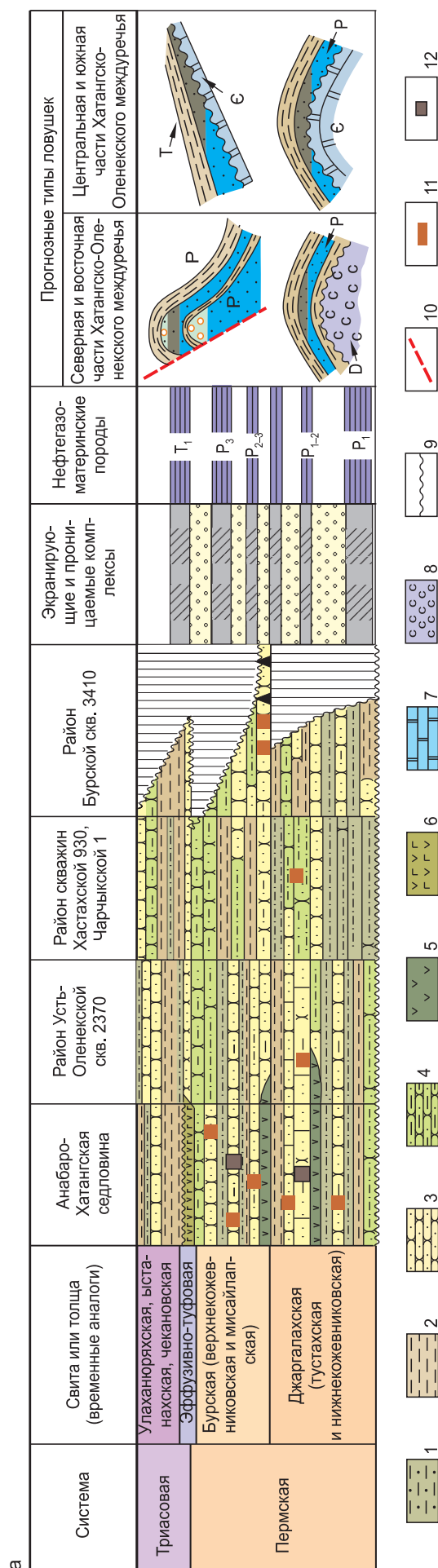


Рис. 2. Схематическое строение пермского ПНГК территории Хатангско-Оленекского междуречья (а), структурная карта по кровле перми арктических районов Сибирской платформы (автор В. А. Конторович [13]) (б) и зависимость эффективных толщин от общих для пермского ПНГК (в)

1 – алевролиты; 2 – аргиллиты; 3 – песчаники; 4 – алевропесчаники; 5 – доломиты; 6 – базальты, туффы; 7 – доломиты; 8 – соли; 9 – границы несогласия; 10 – дизъюнктивные нарушения; 11 – нефтепроявления в кернах; 12 – нефтяные залежи; 13 – включения малых, асфальтенов, асфальтитов; 14 – отсутствие отложений; 15 – проницаемая толща; 16 – экранирующая толща; 17 – нефтегазоматеринские породы; 18 – характер насыщения: а – газ, б – нефть, в – вода

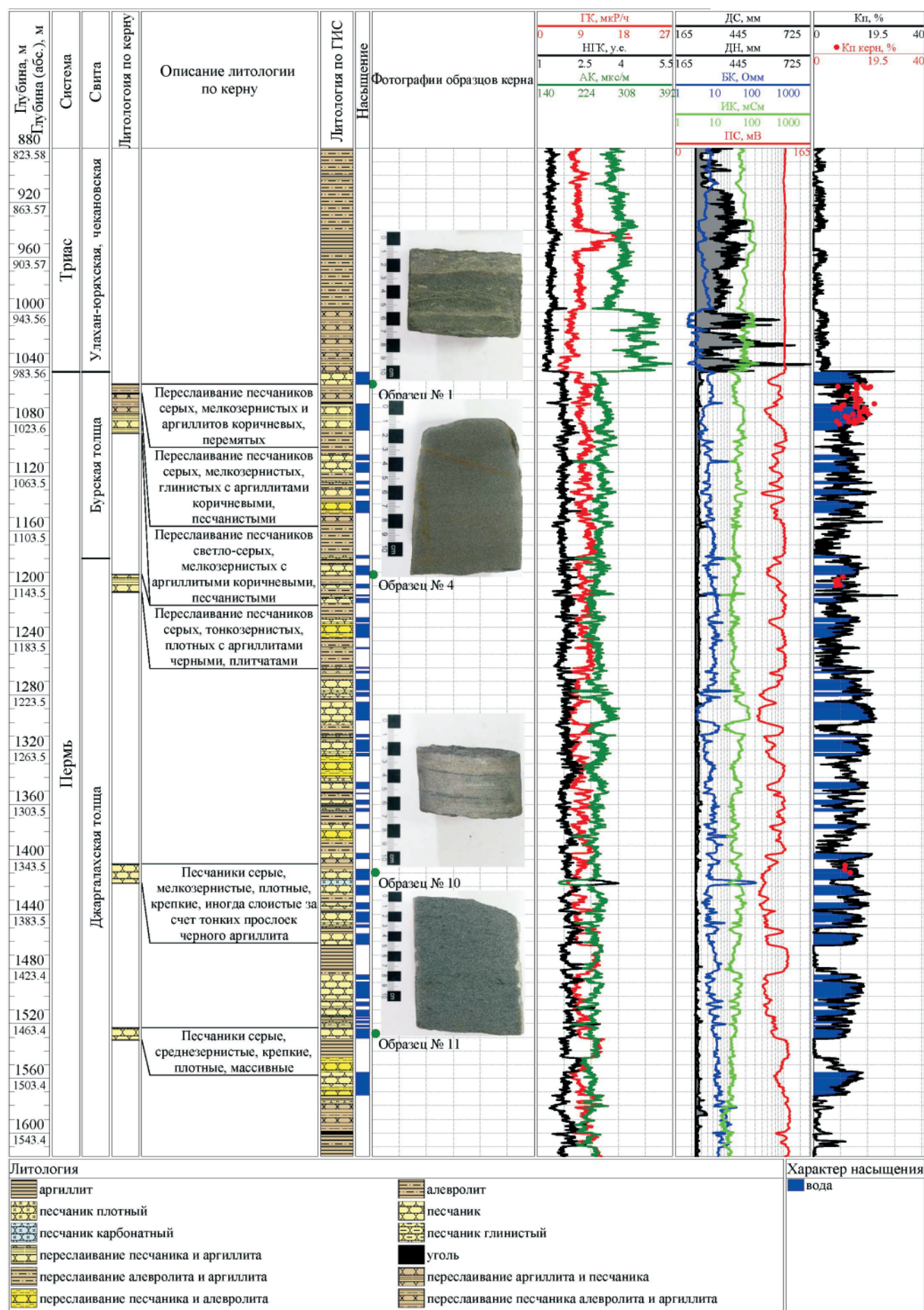


Рис. 3. Геолого-геофизическая характеристика пермского ПНГК по Хастахской скв. 930

нить. Можно лишь отметить, что общие суммарные толщины аргиллитовых прослоев возрастают с юга на север от 150–200 до 450 м (Усть-Оленекская скв. 237-0). В среднем содержание органического углерода в этих отложениях 1,0–2,0 % (в северном направлении прогнозируется его повышение до 2,0–3,0 %), хлороформенных битумоидов – 0,030 %.

Нижнетриасовые отложения, перекрывающие пермский ПНГК в юго-восточной части исследуемой территории, представлены преимущественно глинистыми разностями (см. рис. 3). Судя по данным ГИС, опесчанивание базальной толщи триаса происходит в северном направлении. Так, в Чарчыкской скв. 1 значение коэффициента пористости (K_n) песчаников базальной пачки оценивается в 18 %, коллектор водонасыщен (рис. 4). В западном направлении (в Анабаро-Хатангской НГО) пермские песчаные пласты перекрыты мощной эффузивно-туфовой свитой позднепермско-раннетриасового возраста (вскрыты на Гуримисской, Ильинской, Северо-Суодемской, Южно-Суодемской и других площадях бурения), вполне вероятно, являющейся флюидоупором.

Исходя из приведенных данных и учитывая доступные для бурения глубины, пермский комплекс можно рассматривать в качестве основного и наиболее перспективного для Хатангско-Оленекского междуречья.

Построение структурных карт и схем общих и эффективных толщин

В рамках проведенных исследований на базе комплексной интерпретации материалов сейсмо-

разведки и глубокого бурения с использованием программного комплекса Petrel (Schlumberger) построены структурные карты по реперным стратиграфическим уровням верхнего палеозоя (рис. 5) – ОГ VI (по кровле мисайлапской свиты/бурской толщи, рис. 6, а) и ОГ VII (в подошве тустахской свиты/джаргалахской толщи, см. рис. 6, б).

Наличие данных сейсмокаротажа и вертикального сейсмического профилирования (ВСП) по некоторым скважинам совместно с результатами привязки и корреляции позволило построить скоростную модель и выполнить глубинные преобразования временных разрезов (см. рис. 5). Для преобразований была выбрана модель с постоянными средними скоростями до каждого ОГ, которая наиболее соответствует условиям работ с редкой сетью сейсмических профилей и малым количеством скважин.

Структурные построения выполнялись в три этапа. На первом рассчитывались регулярные матрицы значений T_0 по каждому ОГ. Применялся метод построения карт изохрон – minimum curvature interpolation, который рассчитывает значения узлов вблизи сейсмических профилей, а затем использует функцию минимальной кривизны для плавной интерполяции тренда в межпрофильном пространстве и его экстраполяции от профилей к границам картопостроения. Размер ячейки поверхности для каждого уровня 200×200 м.

На втором этапе производился расчет предварительных структурных карт по указанным ранее значениям средних скоростей с привлечением карт потенциальных полей и поверхности рельефа; на третьем – корректировка структурных поверхностей

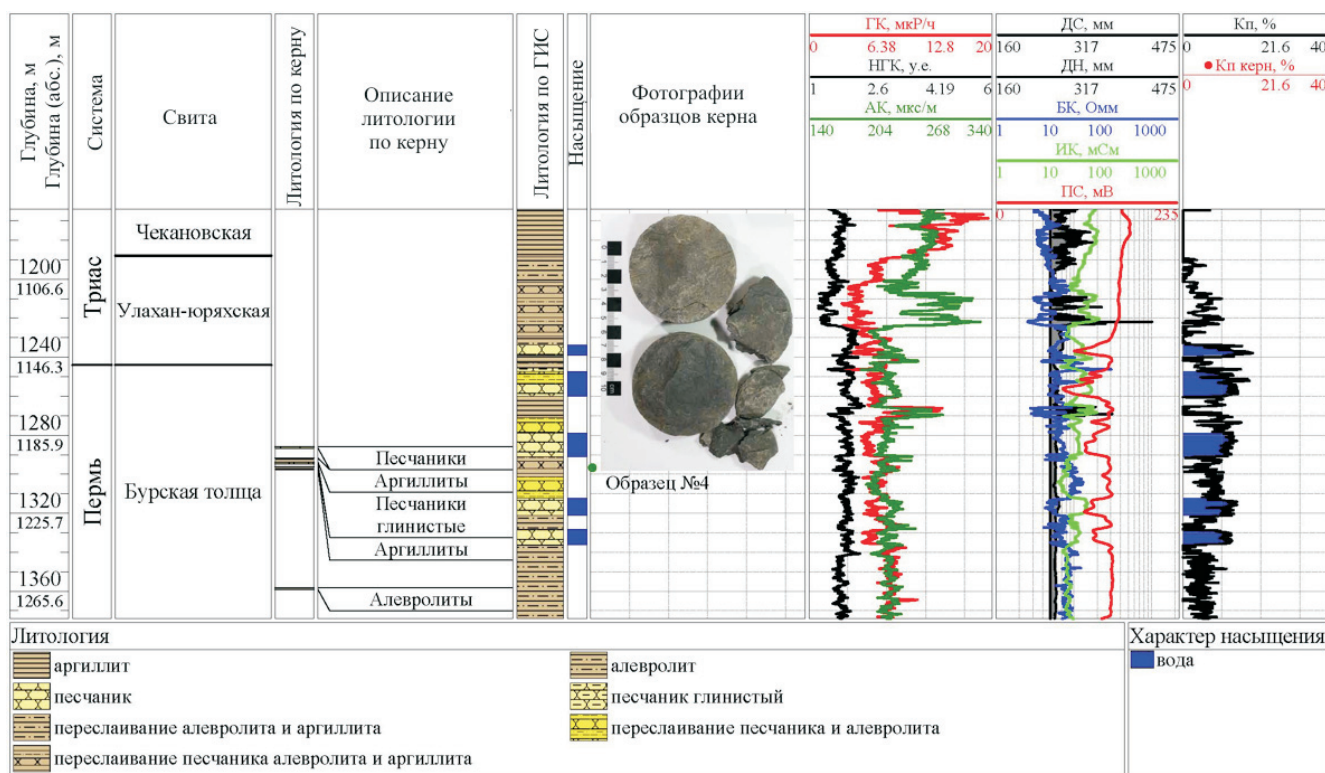


Рис. 4. Геолого-геофизическая характеристика верхней части перми и нижней части триаса по Чарчыкской скв. 1

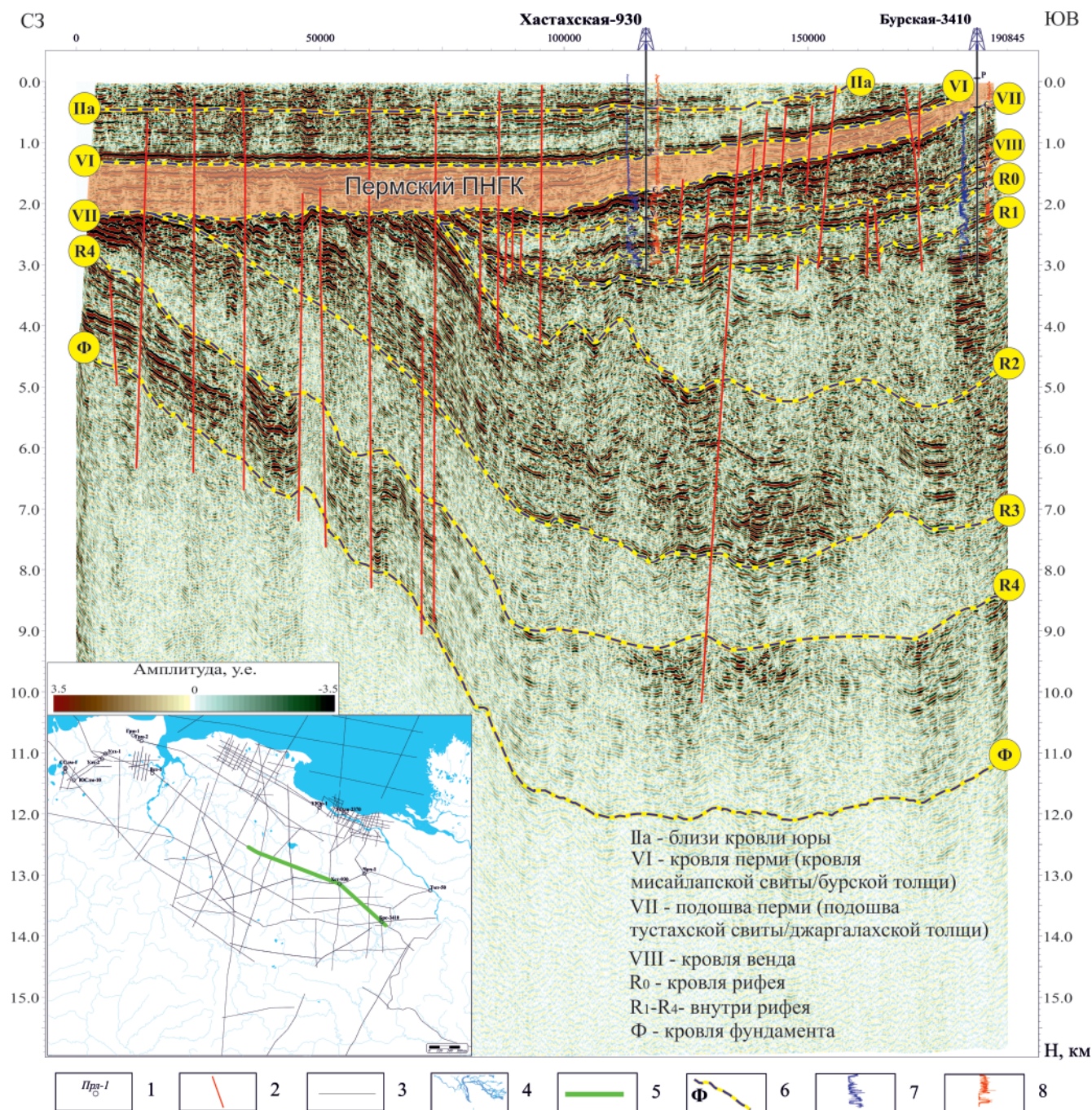


Рис. 5. Фрагмент глубинного сейсмического разреза 24714001_4 с визуализацией пермского ПНГК

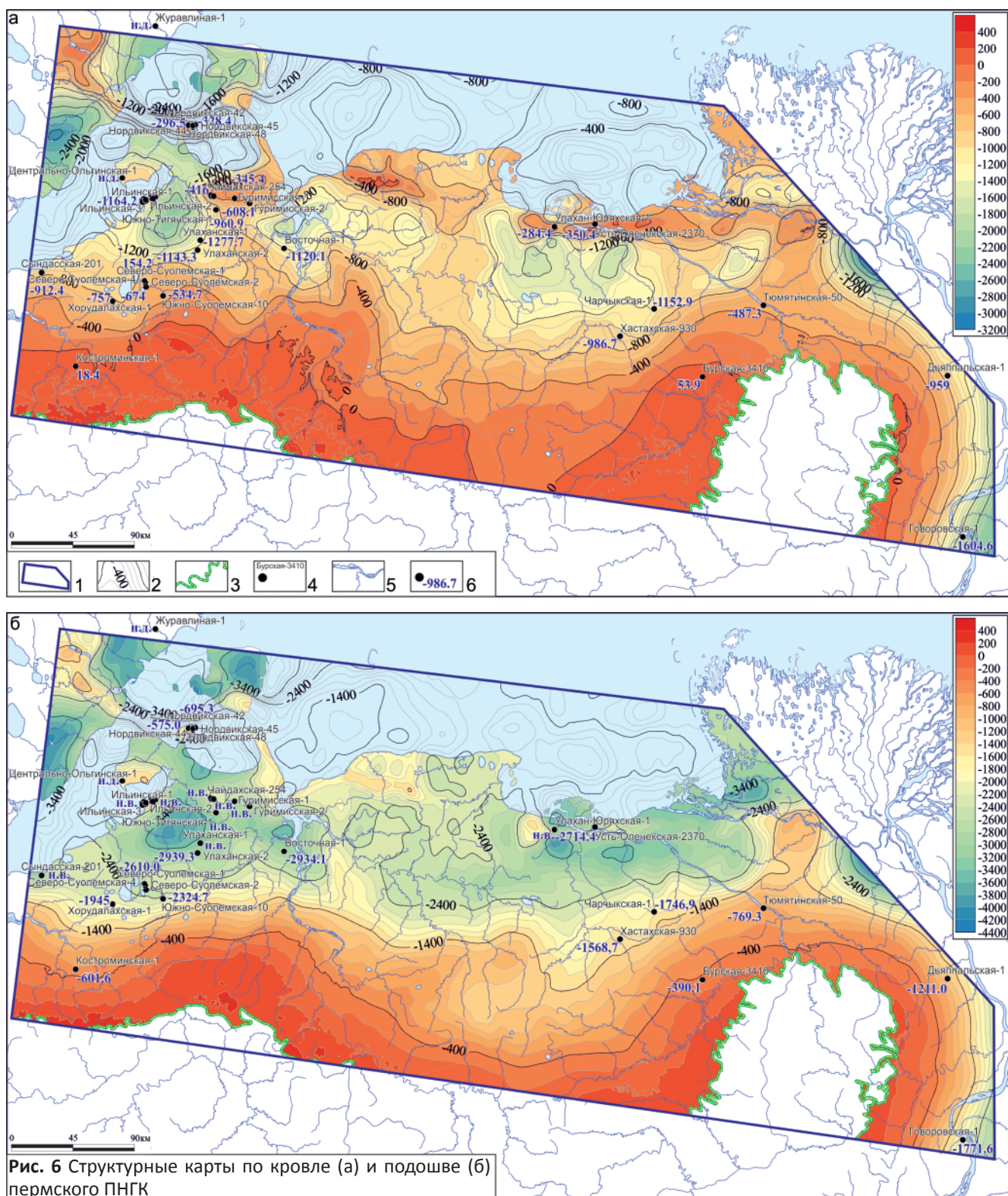
1 – глубокие скважины на схеме; 2 – дизъюнктивные нарушения; 3 – сейсмические профили; 4 – гидросеть; 5 – местоположение иллюстрируемого профиля; 6 – отражающие горизонты; 7 – метод НГК; 8 – метод ГК

с целью «подсадки» на геологические отметки соответствующих границ по скважинам.

На рис. 2, б приведен фрагмент структурной карты по кровле перми арктических регионов Лено-Тунгусской НГО [13], построенной в лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем ИНГГ им. А. А. Трофимука СО РАН под руководством чл.-кор. РАН, д. г.-м. н. В. А. Конторовича в 2019 г. В результате сопоставления структурных карт выявлено, что большинство как положительных, так и отрицательных структур различных порядков в целом совпадают, а глубины залегания пермских толщ различаются незначительно

но в рамках региональных построений слабоизученных территорий. Это, несомненно, свидетельствует о корректном трассировании отражающих горизонтов и структурных построений авторов данной статьи.

На основе проведенных работ были определены характеристики наиболее вероятных типов ловушек пермского ПНГК в Хатангско-Оленекском междуречье (см. рис. 2, а). В южном борту Лено-Анабарского мегапрогиба и его восточной части возможно присутствие литологически и стратиграфически экранированных залежей. По фазовому составу предполагаются залежи с нефтяным на-

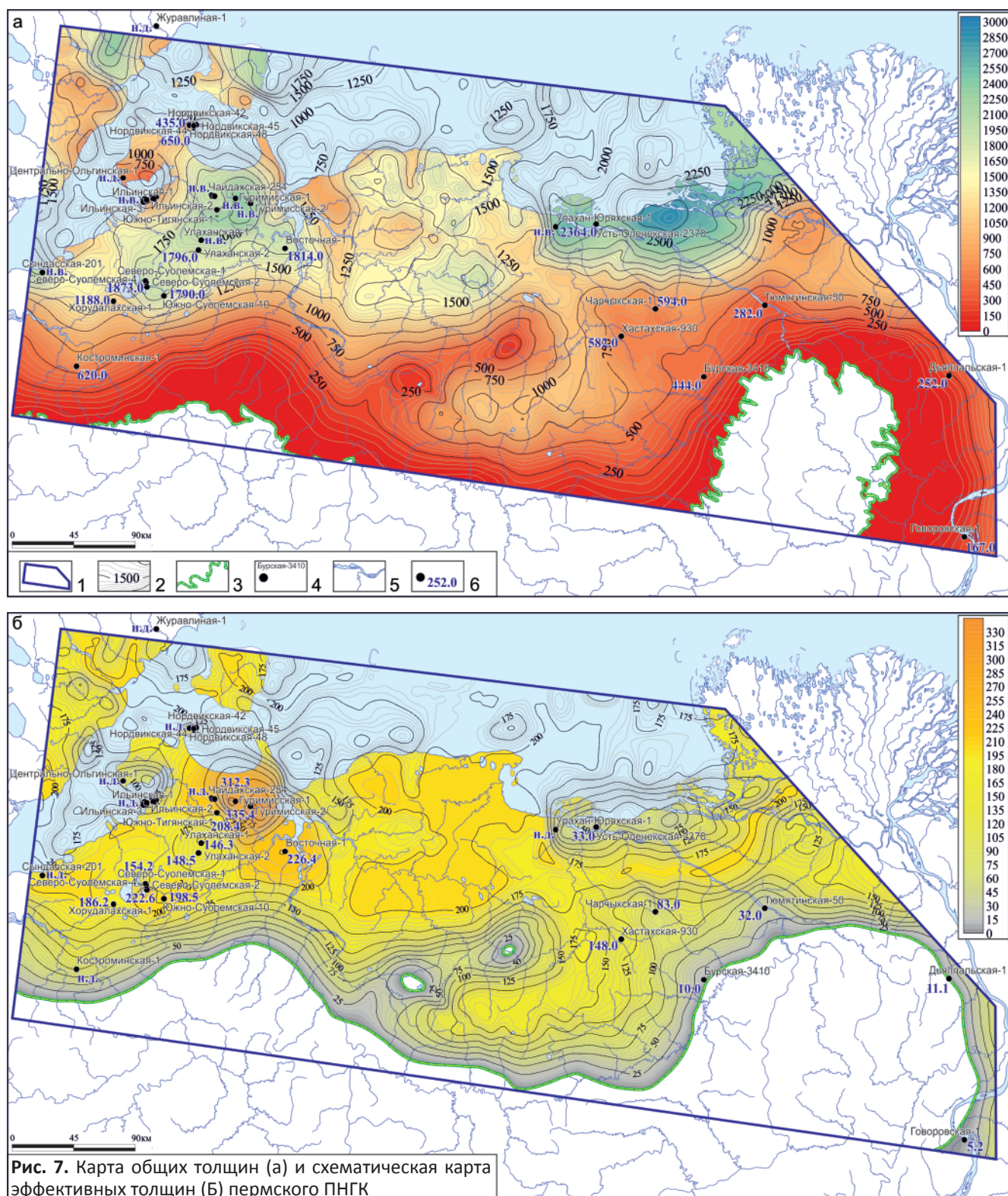


1 – район исследования; 2 – изогипсы структурных поверхностей; 3 – границы зоны распространения отложений пермского ПНГК; 4 – глубокие скважины; 5 – речная сеть; 6 – абсолютные отметки глубин в скважинах

сыщением, по мере погружения сменяющие скопления битумов, распространенные на северном склоне Оленекского свода. В самой южной части Лено-Анабарского мегапрогиба пермские толщи находятся в приповерхностных условиях, неблагоприятных для сохранности УВ. На севере мегапрогиба нефтегазоперспективные объекты могут быть связаны со структурными валами (Тигяно-Анабар-

ская и Прончищевско-Усть-Оленекская системы современных валов) на побережье моря Лаптевых [13, 15]. В центральной части Хатангско-Оленекского междуречья возможно существование антиклинальных ловушек с нефтегазовым насыщением.

Геологически наиболее сложные ловушки можно предполагать в северной части прогиба, строение которой осложняется влиянием надвиго-



1 – район исследования; 2 – изопахиты общих и эффективных толщин; 3 – границы зоны распространения общих и эффективных толщин; 4 – глубокие скважины; 5 – речная сеть; 6 – значения общих и эффективных толщин пермского ПНГК в скважинах

вых дислокаций. Здесь вероятно присутствие контрастных антиклинальных ловушек с тектоническим экранированием. По фазовому составу наиболее вероятны газовые и газоконденсатные залежи с небольшими нефтяными оторочками (см. рис. 2, а). На западе в Анабаро-Хатангской НГО наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют

антиклинальные структуры, связанные с девонскими соляными куполами [13, 15].

Путем вычитания структурных поверхностей получена карта общих толщин пермского ПНГК (рис. 7, а). Граничное значение открытой пористости для коллекторов в скважинах определено по результатам интерпретации данных ГИС с привле-

чением условного эталона – Южно-Тиганского месторождения Анабаро-Хатангской НГО (не учтено в государственном балансе, но расположено непосредственно на территории исследования) – и составило 8,5 %.

Разрез пермского комплекса, как уже было отмечено, отличается цикличностью строения от морских глинистых образований с повышенным содержанием гумусово-сапропелевого органического вещества до континентальных угленосных. Качество коллекторов предполагаемого резервуара ухудшается в направлении как наиболее приподнятых участков палеорельефа (южная часть исследуемой территории, Анабарская антеклиза), так и депрессионных палеозон (северная часть исследуемой территории, Прончищевско-Усть-Оленекская система современных валов), о чем свидетельствует параболический характер зависимости эффективных толщин перми от общих (см. рис. 2, в). Такая модель формирования прибрежно-морских песчаных пластов полностью удовлетворяет схеме наиболее распространенного накопления осадков у берега (по В. Д. Наливкину [11]).

Схематическая карта эффективных толщин пермского ПНГК была построена при помощи регрессионного анализа, карты общих толщин и с учетом скважинной информации (см. рис. 7, б).

Раскрытие геолого-экономических неопределенностей

Определение традиционных показателей экономической эффективности, таких как чистый дисконтированный доход и норма рентабельности, теряет смысл при рассмотрении районов нового освоения. В контексте Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО это усугубляется слабой изученностью глубоким бурением, а вместе с тем низкой достоверностью представлений о свойствах коллекторов и толщинах продуктивных нефтенасыщенных пластов. Вторым препятствием к применению классического инвестиционного анализа является масштаб исследуемой зоны нефтегазоаккумуляции: это пространственно протяженный объект, освоение которого впоследствии распадется на несколько независимых инвестиционных проектов.

В таких условиях предпочтительно сконцентрироваться на раскрытии неопределенностей, главным образом определяющих экономический потенциал территории: объеме запасов потенциальных скоплений углеводородов, характеристике залежей, технологических решениях, инфраструктуре и логистике, а также рыночных условиях.

Анализ трех последних, пожалуй, представляет наиболее простую задачу. Цена сырой нефти, приведенная к возможным точкам отгрузки на побережье моря Лаптевых, рассчитывается исходя из мировой цены смеси Brent с дисконтом 3,05 долл./барр. Вывоз товарной продукции может осуществляться только морским транспортом по Северному

морскому пути танкерами не ниже седьмого ледового класса типа Aframax с дедевейтом до 120 тыс. т в двух направлениях: западном через Мурманск в Европу и далее в страны Атлантического региона либо в восточном через Берингов пролив для азиатско-тихоокеанских потребителей (рис. 8).

Определенные инфраструктурные трудности будут сопряжены с прокладкой нефтепровода от промысла до морского терминала, что обусловлено обилием разливов рек, многочисленными озерами, локальными перепадами рельефа и отнесением преобладающей части района к категории особо охраняемых природных территорий. Последнее, кроме того, является административным барьером для лицензирования, но опыт показывает, что в ряде случаев экологические комиссии идут на уступки нефтяникам, тем более что северо-восточная часть области исследования уже находится в пользовании ПАО «Сургутнефтегаз» (Тюмнинский лицензионный участок в бассейне р. Оленек между с. Таймылыр и с. Тюмяти) и АО «РНГ» (Улахан-Юряхский, Куогастахский и Кюп-Чопкинский участки, примыкающие к Тюмнинскому).

Заброску грузов предполагается осуществлять в период судоходства по р. Лена с перевалкой из железнодорожных составов в Якутске или сравнительно более дорогостоящим морским флотом. Оба варианта сопряжены с серьезными трудностями работы в арктических широтах на удалении от инфраструктурных объектов: ближайшие населенные пункты (Тикси, Усть-Оленек, Юрюнг-Хая) могут использоваться разве что для размещения временных опорных баз.

Стоимость геолого-разведочных работ сопоставима с реализуемыми в настоящее время проектами в Енисей-Хатангском прогибе, географически максимально близком к рассматриваемой территории. Так, например, сметная стоимость бурения поисковой скважины глубиной 2000 м, включая мобилизацию, проходку, обсадку и цикл испытаний, составляет 834 млн руб., а сейсморазведочных работ 2D – около 521 тыс. руб./км, если партия будет выполнять объем не менее 500 пог. км/год.

Затраты на обустройство и эксплуатацию промысла для целей прогнозного расчета были приняты по аналогии с разрабатываемыми месторождениями Ванкорского блока с учетом корректирующего регионального коэффициента. Поиск условий безубыточности относительно промысловых затрат указал порог их максимального увеличения в среднем на 17 % по сравнению с принятым уровнем.

Принципиальным условием реализуемости проектов в пределах Хатангско-Оленекского междуречья является сохранение установленных по территориальному признаку текущих налоговых льгот на добычу первых 25 млн т в течение 15 лет, а также общероссийских послаблений на добычу остаточных запасов. Помимо перечисленного, для рассматриваемой зоны допускается добровольное

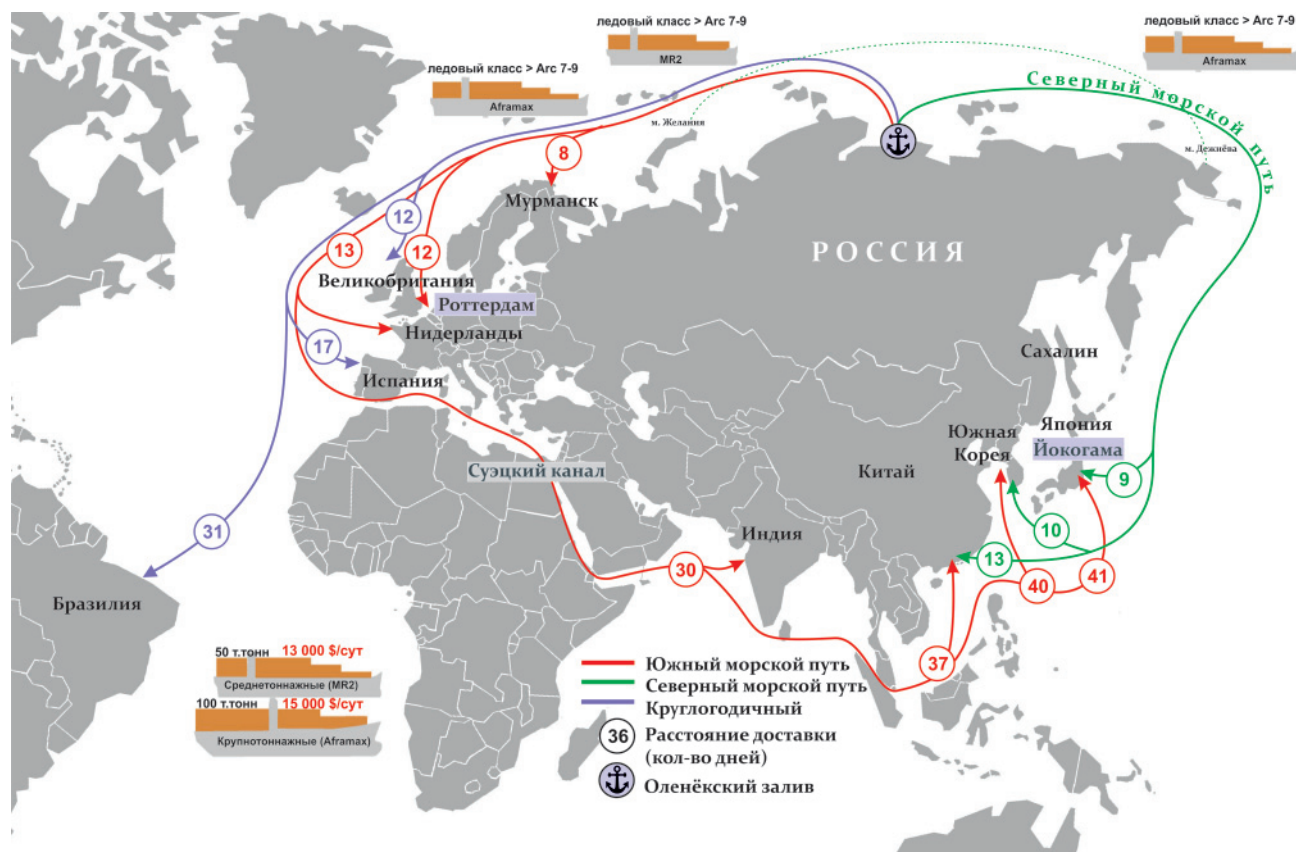


Рис. 8. Схема возможной транспортировки товарной продукции до потенциальных потребителей

частичное замещение налога на добычу полезных ископаемых более прогрессивным налогом на дополнительный доход, который уплачивается в зависимости от достигнутого экономического результата. Такая возможность дает ощутимые преимущества для высокочрезвычайных проектов, особенно в первые несколько лет разработки залежей.

Обозначенные ранее неопределенности геолого-промысловых характеристик и соответствующих им технологических решений по разработке объектов не могут быть в полной мере раскрыты анализом результатов геофизического исследования 12 имеющихся скважин, сосредоточенных исключительно на западной и восточной окраинах территории исследования. Для целей экономического прогноза в качестве месторождения – аналога потенциальных открытий, как наиболее близкое по геологическим условиям, принимается (с учетом понижающих коэффициентов) Южно-Тиганское, не числящееся на государственном балансе (см. таблицу). Пористость коллекторов вычислена как средневзвешенная по пермскому комплексу на основе экстраполяции скважинных значений. Подбор оптимальной схемы разработки осуществлен путем варьирования сетки скважин, соотношения между добывающими и нагнетательными, расстояния между ними, а также длин горизонтальных стволов.

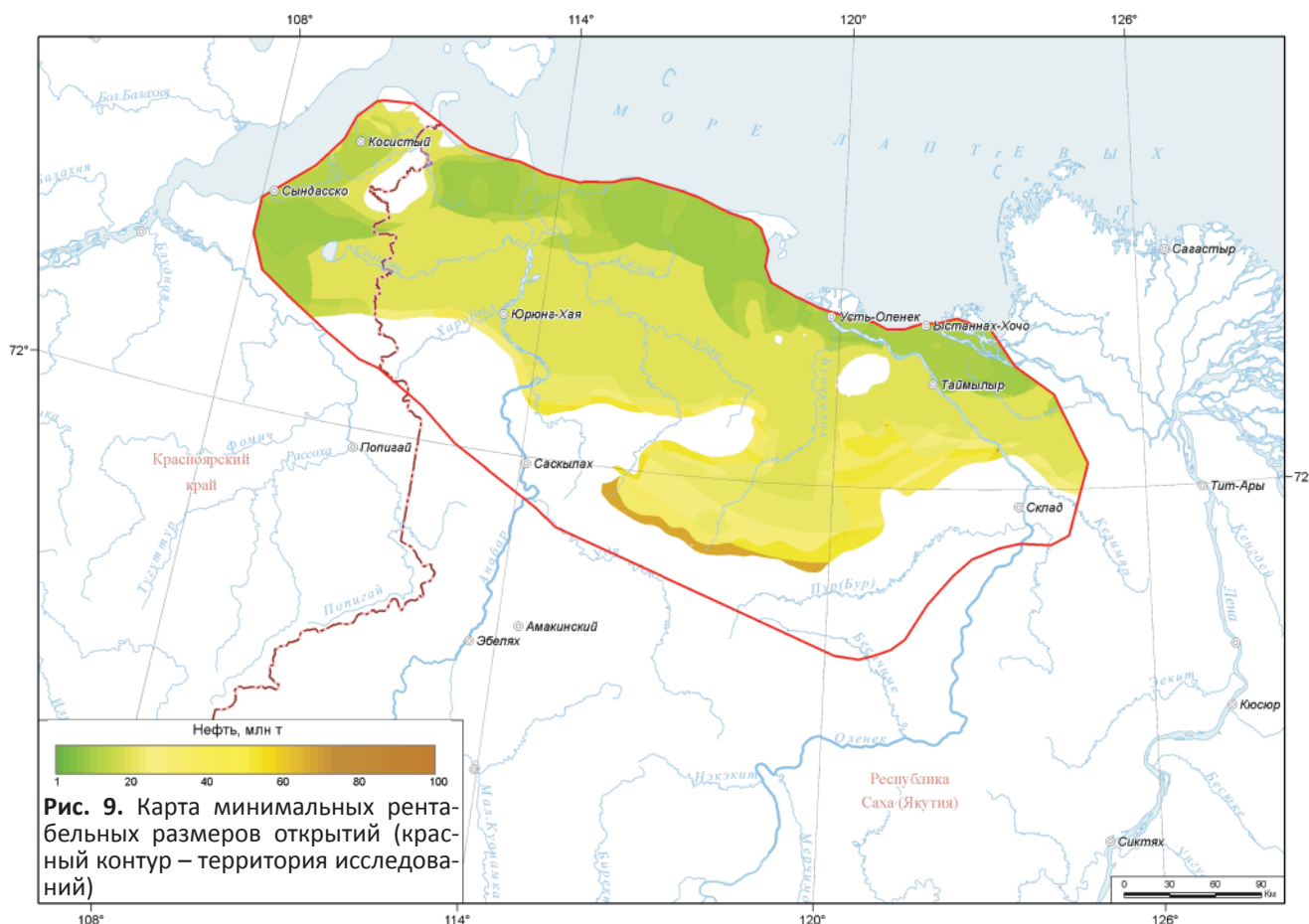
Авторский расчет условий безубыточности освоения среднего по фильтрационно-емкостным свойствам прогнозного месторождения в перм-

Прогнозные промысловые характеристики залежей пермского НГК

Показатель	Значение
Пористость, доля ед.	0,14
Проницаемость, мД	3,5
Вязкость, сП	1,7
Нефтенасыщенность, доля ед.	0,6
Начальное пластовое давление, МПа	16
КИН, доля ед.	0,2

ском комплексе исследуемого региона относительно цены отгружаемого сырья показал пороговое значение 66 долл./барр. при объеме извлекаемых запасов 10 млн т, 56 долл./барр. для 25 млн т и 49 долл./барр. для 40 млн т.

Последняя ключевая неопределенность заключается в оценке запасов потенциальных открытий – основного источника окупаемости колоссальных затрат, неизбежных для столь удаленной и слабо развитой зоны нефтегазоаккумуляции. По авторской методике [18] выполнена оценка минимальных рентабельных размеров потенциальных залежей. Рассматривался следующий экономический сценарий: цена реализации нефти 60 долл./барр., денежные потоки формируются без учета инфляции и приводятся к моменту начала геолого-разведочных работ по ставке 10 %, критерий поиска – положительное значение ЧДД. В программном пакете [17] для каждой точки изучаемого полигона вычислены исконые значения и вынесены на карту (рис. 9).



Наиболее низкие требования к объемам извлекаемых запасов предъявляются к возможным открытиям на побережье моря Лаптевых: для рентабельности достаточно 12 млн т, в то время как преобладающий на карте диапазон от 18 до 35 млн т. Вероятность открытия таких залежей представляет большой интерес в контексте геолого-экономической эффективности освоения Хатангско-Оленекского междуречья и остается приоритетной задачей следующих исследований.

Результаты и выводы

На исследуемой территории Хатангско-Оленекского междуречья северо-восточного обрамления Сибирской платформы на базе комплексирования данных сейсморазведки, ГИС и лабораторных исследований уточнено строение основного перспективного нефтегазоносного комплекса – пермского. Построен комплект региональных структурных карт, схемы общих и эффективных толщин комплекса. Определены характеристики наиболее вероятных типов ловушек в пермских отложениях территории Хатангско-Оленекского междуречья.

Необходимо отметить установленную возможность рентабельного освоения территории и наличие мер снижения неопределенностей, а следовательно, инвестиционных рисков. Вместе с тем в качестве рекомендаций по подготовке локальных нефтегазовых проектов в рассматриваемой зоне авторы акцентируют внимание на высоких затратах,

в том числе операционных, что неизбежно влечет высокую чувствительность к ухудшению экономических условий, необходимость контроля расходов и оптимизации продолжительности производственных процессов.

Д. С. Лежнин благодарен коллективу лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем ИНГГ им. А. А. Трофимука СО РАН за полезные дискуссии и консультации, и особенно заведующему лабораторией, чл.-кор. РАН Владимиру Алексеевичу Конторовичу за ценные советы, уделенное внимание и помощь в понимании принципиальных аспектов геологического строения и перспектив рассматриваемого региона.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арчegov В. Б., Степанов В. А. История нефтегазогеологических работ на территории Сибирской платформы и сопредельных структур // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4, № 1. – С. 1–11.
2. Арчegov В. Б., Филатов С. С., Грибков В. В. Нефтегазоперспективные объекты Анабаро-Хатангской НГО и пути их освоения // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Дальневосточного экономического района, углеводородных ресурсов шельфа морей Северо-Востока и Дальнего Востока: сб. докл. – СПб.: ВНИГРИ, 1998. – С. 275–281.



3. **Афанасенков А. П., Сенин Б. В., Леончик М. И.** К уточнению модели нефтегазогеологического районирования Арктического шельфа России в свете современных геолого-геофизических данных // *Геология нефти и газа*. – 2016. – № 4. – С. 77–88.

4. **Геология нефти и газа Сибирской платформы** / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

5. **Геохимические** критерии нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Лено-Анабарского регионального прогиба и сопредельных территорий / П. Н. Соболев, Д. С. Лежнин, И. А. Панарин и др. // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2019. – № 8 (332). – С. 62–74

6. **Иванов В. Л.** Оленекское месторождение битумов. – Л.: Недра, 1979. – 104 с.

7. **К вопросу** о дальнейшем направлении нефтепоисковых работ в основных перспективных районах севера Сибири / И. С. Грамберг, М. К. Калинин, П. С. Пук, Д. С. Сороков // *Тр. НИИГА*. – 1961. – Т. 123, вып. 16. – С. 95–101.

8. **Калинко М. К.** Результаты поисков и разведки нефти и газа в районе Анабаро-Хатангского междуречья (Нордвикский район) // *Нефтегазоносность Севера Сибири*. – Л.: Гостехиздат, 1958. – С. 134–170.

9. **Литолого-геохимическая** характеристика пермского нефтегазоносного комплекса Лено-Анабарского прогиба (на примере скважины Усть-Оленекская-2370) / Е. А. Бакай, М. Е. Смирнова, Н. И. Коробова, Д. В. Надежкин // *Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология*. – 2016. – № 1. – С. 71–81

10. **Месторождения** природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (российский сектор Арктики) / В. А. Каширцев, А. Э. Конторович, В. Л. Иванов, А. Ф. Сафронов // *Геология и геофизика*. – 2010. – Т. 51, № 1. – С. 93–105.

11. **Наливкин Д. В.** Учение о фациях. Т. 1. – М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1956. – 534 с.

12. **Пронкин А. П., Савченко В. И., Шумский Б. В.** Перспективы нефтегазоносности Хатангского залива // *Off-shore [Russia]. Мировые тренды и технологии морской нефтегазодобычи*. – 2013. – № 1. – С. 18–22.

13. **Сейсмогеологические** модели и нефтегазоносность осадочных комплексов в арктических регионах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская нефтегазоносные области) / В. А. Конторович, А. Ю. Калинин, Л. М. Калинина и др. // *Геология нефти и газа*. – 2019. – № 5. – С. 15–26.

14. **Структурно-тектоническая** характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны / В. А. Конторович, А. Э. Конторович, И. А. Губин и др. // *Геология и геофизика*. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1253–1274.

15. **Структурно-тектоническая** характеристика и перспективы нефтегазоносности Анаба-

ро-Хатангской седловины (Хатангский залив моря Лаптевых и прилегающие территории) / В. А. Конторович, Л. М. Калинина, А. Ю. Калинин, М. В. Соловьев // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2019. – Т. 14, № 3. – С. 9.

16. **Углеводородные** системы и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Ленского прогиба / С. В. Фролов, Н. И. Коробова, Е. А. Бакай, Н. С. Курдина // *Георесурсы*. – 2017. – Спецвыпуск. Ч. 2. – С. 173–185.

17. **Dushenin D., Milyaev D.** Automation of the analysis of the efficiency of geological exploration for oil and gas // *Conference Proceedings, Geomodel 2018, Sep. 2018. Vol. 2018*. – P. 1–5. – Точка доступа: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802353>.

18. **Milyaev D.** Risk reduction in hydrocarbons prospecting by evaluation of geological and economic constraints // *Conference Proceedings, Geomodel 2018, Sep. 2018, Vol. 2018*. – P. 1–5. – Точка доступа: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802355>.

REFERENCES

1. Archegov V.B., Stepanov V.A. [History of oil and gas geological work on the territory of the Siberian platform and adjacent structures]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2009, vol. 4, no. 1, pp. 1–11. (In Russ.).

2. Archegov V.B., Filatov S.S., Gribkov V.V. [Oil and gas promising objects of the Anabar-Khatangskaya oil and gas field and the ways of their development]. *Perpektivy razvitiya i osvoyeniya toplivno-energeticheskoy bazy Dalnevostochnogo ekonomicheskogo rayona, uglevodorodnykh resursov shelfa morey Severo-Vostoka i Dalnego Vostoka* [Prospects for the development and development of the Fuel and energy base of the Far Eastern economic region, hydrocarbon resources of the shelf of the North-East and Far East]. Saint Petersburg, VNIGRI Publ., 1998, pp. 275–281. (In Russ.).

3. Afanasenkov A.P., Senin B.V., Leonchik M.I. [Refinement of petrogeological zonation model of the Russian Arctic shelf in light of modern geological and geophysical data]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 2016, no. 4, pp. 77–88. (In Russ.).

4. Kontorovich A.E. et al., eds. *Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy* [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. Moscow, Nedra Publ., 1981, 552 p. (In Russ.).

5. Sobolev P.N., Lezhnin D.S., Panarin I.A., Gavrilo E.N., Pimenova A.M. [Geochemical criteria of petroleum potential of the Riphean-Paleozoic deposits of the Lena-Anabar regional trough and adjacent territories]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2019, no. 8 (332), pp. 6274. (In Russ.).

6. Ivanov V.L. *Olenekskoye mestorozhdeniye bitumov* [Olenekskoe bitumen deposit]. Leningrad, Nedra Publ., 1979. 104 p. (In Russ.).

7. Gramberg I.S., Kalinko M.K., Puk P.S., Sorokov D.S. [On further petroleum exploration in main

prospects of northern Siberia]. *Trudy NIIGA*, 1961, vol. 123, iss. 16, pp. 95–101. (In Russ.).

8. Kalinko M.K. [Results of prospecting and exploration of oil and gas in the Anabar–Khatanga interfluve area (Nordvik region)]. *Neftegazonosnost severa Sibiri* [Oil and gas content of the North Siberia]. Leningrad, Gostoptekhizdat Publ., 1958, pp. 134–170. (In Russ.).

9. Bakay E.A., Smirnova M.E., Korobova N.I., Nadezhkin D.V. The lithological-geochemical characteristics for the Permian oil-and-gas bearing complex of the Lena-Anabar Trough (based on the example of Ust'-Olenekskaya well no. 2370). *Moscow University Geology Bulletin*, ser. 4. Geology, 2016, no. 1, pp. 181–193. (In Russ.).

10. Kashirtsev V.A., Kontorovich A.E., Ivanov V.L., Safronov A.F. [Natural bitumen fields in the northeast of the Siberian Platform (Russian Arctic sector)]. *Russian Geology and Geophysics*, 2010, vol. 51, no. 1, pp. 72–82.

11. Nalivkin D.V. *Uchenie o fatsiyakh* [Teaching of facies], vol. 1. Moscow, Leningrad, AS USSR Publ., 1956. 534 p. (In Russ.).

12. Pronkin A.P., Savchenko V.I., Shumsky B.V. [Oil and gas potential of the Khatanga Bay]. *Off-shore Russia. Mirovyie trendy i tekhnologii morskoy neftegazodobychi*, 2013, no. 1, pp. 18–22. (In Russ.).

13. Kontorovich V.A., Kalinin A. Yu., Kalinina L.M., Solovyev M.V. [Seismic models and petroleum potential of sedimentary complexes in Arctic regions of the Lena-

Tunguska petroleum Province (Anabar-Khatanga, Lena-Anabar petroleum regions)]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 2019, no. 5, pp. 15–26. (In Russ.).

14. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Gubin I.A., et al. The Neoproterozoic–Phanerozoic section of the Anabar-Lena Province: structural framework, geological model, and petroleum potential. *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 980–996.

15. Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinina A.Yu., Solovyev M.V. [Structure-tectonic characteristics and petroleum potential of the Anabar-Khatanga saddle (Khatanga Bay of the Laptev Sea and adjacent territories)]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2019, vol. 14, no. 3, p. 9. (In Russ.).

16. Frolov S.V., Korobova N.I., Bakay E.A., Kudrina N.S. [Hydrocarbon systems and oil and gas potential prospects of the Anabar-Lena trough]. *Georesursy – Georesources*, 2017, sp. issue, part 2, pp. 173–185. (In Russ.).

17. Dushenin D., Milyaev D. Automation of the analysis of the efficiency of geological exploration for oil and gas. *Conference Proceedings, Geomodel 2018*, Sep. 2018, vol. 2018, pp. 1–5. Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802353>.

18. Milyaev D. Risk reduction in hydrocarbons prospecting by evaluation of geological and economic constraints. *Conference Proceedings, Geomodel 2018*, Sep. 2018, vol. 2018, pp. 1–5. Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802355>.

© Д. С. Лежнин, Д. В. Мильяев, П. Н. Соболев,
Д. И. Душенин, А. А. Самохин, 2020