

УДК 550.8.053

УСЛОВИЯ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ, ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ НГО

А.И. Ларичев, О.И. Бостриков, А.Н. Хабаров

*Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского,
199106, Санкт-Петербург, Средний просп., 74, Россия*

В результате сейсмогеологических, буровых и обобщающих научных исследований на юго-востоке Анабаро-Хатангской НГО, проведенных с начала 30-х годов прошлого века, открыты мелкие залежи и проявления нефти и газа и лишь одно крупное Центрально-Ольгинское нефтяное месторождение. Однако перспективы нефтегазоносности северо-западной части Анабаро-Хатангской НГО остаются слабоизученными и недостаточно обоснованными. Для оценки перспектив нефтегазоносности этой территории привлекалась вся сейсмическая и геолого-геохимическая информация, включая четыре новые скважины, пробуренные на Сопочном поднятии и Журавлином валу. Оценены масштабы нефтегазообразования, аккумуляции и разрушения скоплений углеводородов в наиболее перспективных по исходному нефтегазоматеринскому потенциалу пермских отложений. Для нефтегазоматеринских пород верхнекожевниковской, нижнекожевниковской и тустахской свит построены схемы распределения: толщин, содержаний органического углерода и хлороформенных битумоидов, типов и катагенетической преобразованности ОВ, плотностей эмиграции нефти и генерации газа. Для каждого из трех нефтегазоносных комплексов методом бассейнового моделирования получены максимально возможные оценки ресурсов нефти и газа, которые могли аккумулироваться в структурных ловушках за вычетом потерь на миграцию. По геолого-геохимическим критериям сделан вывод, что до нашего времени могла сохраниться лишь небольшая часть ресурсов углеводородов, аккумулировавшихся в коллекторах верхнекожевниковской свиты, а залежи нефти и газа и остаточный генерационный потенциал органического вещества нижнекожевниковской и тустахской свит были уничтожены позднепермско-раннетриасовым трапповым магматизмом и мезокайнозойским тектогенезом.

Нефтегазогенерационный потенциал пермских отложений, катагенез органического вещества, позднепермско-раннетриасовый трапповый магматизм, прогноз ресурсов нефти и газа, Анабаро-Хатангская седловина

CONDITIONS FOR GENERATION, ACCUMULATION, AND PRESERVATION OF OIL AND GAS IN PERMIAN STRATA, NORTHWESTERN ANABAR-KHATANGA OIL AND GAS REGION

A.I. Larichev, O.I. Bostrikov, A.N. Khabarov

Integrated seismic, drilling, and other exploration works in the southeastern Anabar-Khatanga petroleum province since the early 1930s led to discoveries of small oil and gas occurrences and one large field of Central Olgino. However, the petroleum potential of the northwestern part of the province remains poorly investigated and evaluated. The reservoir potential appraisal is attempted in this study using all available seismic, geological, and geochemical data, including evidence from four new wells drilled in the Sopochnoe uplift and the Zhuravliny swell. The obtained data provide constraints on the extent of oil and gas generation, accumulation, and losses from degraded traps in Permian strata that have the highest potential as source rocks. The source rocks of the Upper Kozhevnikovo, Lower Kozhevnikovo, and Tustakh formations have been characterized in terms of thickness, contents of organic carbon and chloroform bitumen, maturity (catagenesis) of organic matter, and density of oil migration and gas generation. The maximum possible estimates of oil and gas resources that can potentially accumulate in structural traps, without migration losses, are obtained for each of the three reservoir formations by basin modeling. Judging by geological and geochemical criteria, the Upper Kozhevnikovo Formation can preserve only a minor portion of initially accumulated hydrocarbons, while the oil and gas accumulations, as well as the petroleum generation potential of organic matter in the Lower Kozhevnikovo and Tustakh formations, were destroyed by late Permian-Early Triassic trap magmatism and Mesozoic-Cenozoic tectonic activity.

Petroleum generation potential of Permian sediments, catagenesis, late Permian-Early Triassic trap magmatism, petroleum potential, Anabar-Khatanga saddle

ВВЕДЕНИЕ

В условиях снижения прироста запасов нефти и газа все более актуальной становится проблема достоверной оценки нефтегазоносности арктических территорий и акваторий России, в том числе Анабаро-Хатангской седловины (АХС).

Анабаро-Хатангская седловина находится на стыке Сибирской платформы, Лаптевоморской плиты и Таймырской складчатой зоны. Она разделяет Енисей-Хатангский и Лено-Анабарский мезозойские прогибы. В ее пределы входят целиком Анабаро-Хатангская и частично Енисей-Хатангская, Анабарская и Лено-Анабарская НГО (рис. 1).

Сейсмические исследования, проведенные ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», показывают, что глубина залегания кристаллического фундамента колеблется от менее 3 км на склонах Анабарской антиклизы до 15 км в наиболее погруженных зонах Бегичевской котловины и Харатумусского прогиба. Соответственно, изменяется мощность осадочного чехла, в составе которого выделяются три структурных этажа: верхнепротерозойско-среднепалеозойский (рифей—нижний карбон), верхнепалеозойско-нижне-мезозойский (средний карбон—нижний триас) и мезозойско-кайнозойский (верхний триас—антропоген). В составе нижнего структурного этажа преобладают терригенно-карбонатные отложения, выше — терригенные.

По прогнозам геологов-нефтяников нефтегазоматеринскими и нефтегазоносными предполагаются протерозойские (рифей-вендские), палеозойские (кембрийские, девонские, пермские) и мезозойские (триасовые, юрские и меловые) отложения [Калинко, 1959; Девятов, Савченко, 2012; Каширцев и др., 2013; Пронкин и др., 2012, 2013, 2014; Кринин, 2014; Мазитов и др., 2017]. Открытые к концу XX в. мелкие залежи и нефтегазопроявления связаны в основном с пермскими и триасовыми отложениями, меньше — с юрскими и в одном случае — с нижнемеловыми (рис. 2). Дебиты нефти на большинстве площадей составляли десятые доли м³/сут. И только на Южно-Тигянском месторождении из отложений нижнекожевниковской свиты притоки нефти при испытаниях достигали 12—15 м³/сут. После 5-летней пробной эксплуатации они снизились до 0.5 м³/сут.

Чаще всего скопления УВ приурочены к зонам разрывных нарушений на сводах структур. По геологическим и геохимическим признакам они являются остатками крупных залежей, разрушенных в периоды тектонической активизации. Отсутствие открытых промышленных скоплений УВ свидетельствует о слабой изученности и сложности геологического строения территории, а также о недостаточно глубоком анализе геолого-геохимических критериев нефтегазоносности перед началом бурения новых скважин.

Значительным успехом стало открытие в 2017 г. компанией «Роснефть» в южной части п-ова Хара-Тумус и прилегающей акватории Хатангского залива крупного Центрально-Ольгинского нефтяного месторождения, залежь которого связана с пермскими отложениями. Это открытие и результаты бурения нефтяной компанией «Лукойл» параметрической скв. Журавлиная-1 (Ж-1) позволили на новом уровне оценить перспективы нефтегазоносности пермских отложений в пределах северо-западной части Анабаро-Хатангской НГО. Оригинальность авторского подхода при решении этой задачи состоит в анализе связей масштабов нефтегазообразования и возможной аккумуляции УВ, условий сохранности и причин разрушения залежей УВ.

МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Территория Анабаро-Хатангской НГО имеет очень низкую (около 1 скв./1000 км²) плотность глубокого бурения и, соответственно, низкую геолого-геохимическую изученность перспективных на нефть и газ отложений. К настоящему времени большинство скважин пробурено на юго-востоке НГО и лишь четыре — в ее северо-западной части на левом берегу Хатангского залива. Две из них (Ах-1 и Ах-2) пробурены на Сопочном поднятии и две — на Журавлином валу (Ах-3 — в нижней части склона и Ж-1 — на своде).

Особый интерес представляют скважины: Ах-3, вскрывшая достаточно полный разрез мезозойских отложений, и Ж-1, самая информативная по разнообразию и объему геолого-геофизических и геохимических исследований, проведенных до глубины 5750 м.

Наиболее изучены нефтегазоматеринские раннесреднепермские глинисто-алевритовые отложения тустахской, нижнекожевниковской и верхнекожевниковской свит. Нефтегазогенерационный потенциал этих отложений оценивался на основе таких геолого-геохимических параметров, как суммарные толщины глинисто-алевритовых пластов, содержания $C_{орг.}$ и $B_{хл.}$, типы и катагенез ОВ.

При подсчете суммарных толщин аргиллитов и алевролитов использовались керн, каротажные кривые и карты мощностей свит, построенные на основе корреляции сейсмических отражающих горизонтов и разбивок по скважинам, пробуренным на всей территории АХС.

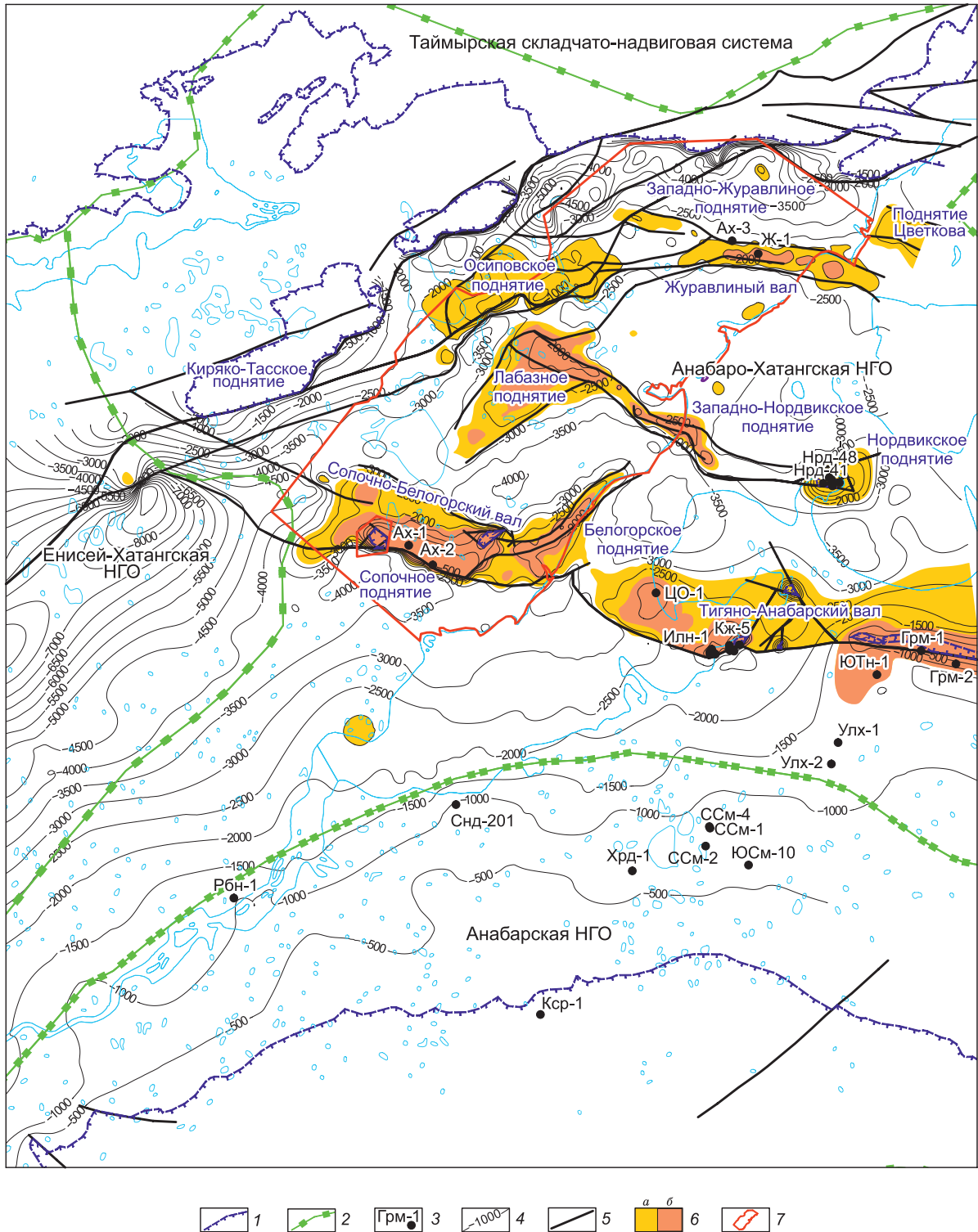


Рис. 1. Обзорная схема района работ.

1 — граница распространения юрско-мелового комплекса осадочного чехла; 2 — границы НГО; 3 — скважины; 4 — стратиграфические кровли верхнекембрийской свиты (ОГ VI), м; 5 — региональные разломы; 6 — положительные структуры: а — в замкнутом контуре, б — предполагаемые ловушки; 7 — контур территории исследований.

По каротажным кривым и керну скважин в интервале каждой свиты выделялись и суммировались толщины пластов и пропластков нефтегазопроизводящих пород. В межскважинном пространстве суммарные толщины интерполировались как средние доли от разницы между глубинами залегания ближайших ниже- и вышележащих сейсмических горизонтов.

В схемах распределения содержаний $C_{орг.}$ и $B_{хл.}$ использованы результаты геохимических исследований (в том числе пиролитических) образцов аргиллитов и алевролитов из керна и шлама скважин, взятых из интервалов рассматриваемых свит. Учитывалось влияние на распределение этих параметров фациальных условий осадконакопления, а также расход массы ОВ на генерацию УВ и, соответственно, снижение концентраций $C_{орг.}$ и $B_{хл.}$ с ростом катагенетической преобразованности ОВ, особенно в очагах генерации.

При составлении схем распределения типов ОВ использовались углететрографические определения, приемы и методы реконструкции палеоландшафтов, применявшиеся Н.М. Страховым и А.Э. Конторовичем, и фациально-генетическая классификация РОВ пород, разработанная Г.М. Парпаровой и С.Г. Неручевым [Страхов, 1960а, 1960б, 1962; Конторович, 1976; Справочник..., 1998].

Схемы катагенетической преобразованности ОВ строились с использованием регрессионной зависимости R_{Vt}^0 (отражающей способности витринита, %) от максимальных палеоглубин залегания образцов, взятых из исследуемых и смежных горизонтов на достаточном удалении от интрузивных тел долеритов. Необходимость такого подхода научно обоснована в работе [Гуревич и др., 1990]. Он при-

Система	Отдел	Ярус	Свита	Площади глубокого бурения								
				Нордвикская	Ильинская	Кожевниковская	Чайдахская	Южно-Тигянская	Северо-Соулемская	Гуримисская	Юрунг-Тумусская	
К	К1							●				
Юрская	J3						●	●				
	J2			●			●	●				
	J1			●	●	●	●	●				
Триасовая	Верхний	T _{3п-г}	Чайдахская	●	●	●	●	●				
		T _{3к}	Осипайская	●	●	●	●	●				
	Средний	T _{2а-л}	Гуримисская	▲○	●	●	●	●			●	○
		T _{2а}	Усть-анабарская	○			●	●				
	Нижний	T _{1о}	Ыстаннахская	●			●	●				
		P _{3v} —T _{1l}	Эффузивно-туфовая									
Пермская	Верхний	P _{3s}	Мисайлапская			●		●	●			
		P _{2kz-ur}	Верхнекожевниковская		▲	▲○	○	○				
	Нижний	P _{1k-u}	Нижнекожевниковская	●	▲○	●	○	▲○	●			
		C ₂₋₃ —P _{1ar-s}	Тустахская	●	●		●			●		
D—C												
Є												
RF												

▲ 1 ● 2 ○ 3

Рис. 2. Распределение залежей и нефтегазопроявлений в верхнепалеозойских и нижнемезозойских отложениях Анабаро-Хатангской НГО [Пронкин и др., 2013].

1 — нефтяные залежи, 2 — нефтепроявления, 3 — газопроявления.

менялся Л.И. Богородской, А.Э. Конторовичем, А.И. Ларичевым, А.Н. Фоминым, В.О. Красавчиковым, М.Р. Мазитовым и другими учеными для северных районов Сибири [Богородская и др., 2005; Конторович и др., 2009; Мазитов и др., 2017]. Аномально высокие значения R_{Vt}^o над пластовыми интрузивными телами, резко превышающие расчетный уровень катагенеза ОВ для максимальных палеоглубин, принимались как свидетельства интенсивного теплового воздействия магмы пластовых интрузий на ОВ, рассеянное в породах и на скопления УВ.

Плотности эмиграции жидких и генерации газообразных УВ рассчитывались по программе, разработанной на основе результатов опытов по термодеструкции ОВ и балансовых расчетов генерации нефти и газа, проведенных исследователями ВНИГРИ и СНИИГГиМС во второй половине XX в. [Успенский и др., 1954; Конторович, 1976; Глебовская, 1984; Неручев и др., 1984; Бостриков, 1988а, 1988б].

При построении геохимических схем использованы: 406 определений $C_{орг.}$ и результатов пиролитических исследований керн скважин (в том числе 325 из Ж-1, 69 из Ах-3, 12 — из Ах-1 и Ах-2), 133 углепетрографических определения типов ОВ и R_{Vt}^o (79 из Ж-1, 20 из Ах-1, 10 из Ах-2 и 24 из Ах-3) и данные ГИС по четырем скважинам.

Качество ловушек нефти и газа оценивалось в зависимости от пористости и проницаемости пород-коллекторов и пород-экранов. По фильтрационно-емкостным свойствам 297 образцов пермских алевролитов и песчаников из скважин Ах-1, Ах-2 и Ж-1 были отнесены к IV или V классам [Ханин, 1969]. Образцы пород, входящие в состав глинистых покрышек, в зависимости глубин максимального залегания, распределены по зонам умеренного, сильного и очень сильного уплотнения [Лебедев, 1992].

Из-за ограниченности объема статьи площадные распределения геохимических параметров иллюстрируются рисунками лишь для верхнекожевниковской свиты, занимающей верхнее положение в разрезе пермских отложений.

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ГЕНЕРАЦИИ, АККУМУЛЯЦИИ И СОХРАННОСТИ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В РАННЕСРЕДНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ НГО

Распределение суммарных толщин нефтегазоматеринских отложений. Суммарные толщины нефтегазоматеринских отложений увеличиваются в каждой свите от 100—200 м на юго-востоке и северо-востоке до 400—700 м в тустахской, 300—600 м в нижнекожевниковской и 200—500 м в верхнекожевниковской свитах на западе и северо-западе рассматриваемой территории (рис. 3). Зоны высоких мощностей (более 500 м) нефтегазоматеринских отложений в этих трех свитах пространственно совпадают.

Типы и концентрации фоссилизированного ОВ. В ранне- и среднепермской эпохах ОВ захоронялось в осадках преимущественно в рассеянной форме. В соответствии с глубинной зональностью бассейна седиментации ОВ с максимальными содержаниями (до 20—35 %) аквагенных (сапропелевых) компонентов (а. к.) (рис. 4), но с относительно низкими концентрациями $C_{орг.}$ (около 0.5 %), в осадках накапливалось в наиболее глубоких частях акваторий (рис. 5).

ОВ с более высокими концентрациями $C_{орг.}$ (до 2.5 %) и минимальными (5—10 %) содержаниями а. к. захоронялось в близких к Анабарской области сноса южных частях территории исследований. Здесь, в осадках лагун и мелководно-морских фаций, остатки высших наземных растений сохранились в виде детрита и пропластков углей.

Содержания $B_{хл.}$ в пермских нефтегазоматеринских отложениях изменяются от > 0.01 во впадинах до 0.03 % на положительных структурах (рис. 6).

Катагенез ОВ. В мезозойской части разреза скважин Ах-3 и Ж-1, пробуренных на Журавлином поднятии, значения отражательной способности витринита (R_{Vt}^o), полученные для образцов из отложений верхнего триаса, нижней—средней юры и мела имеют тесную корреляционную связь с глубиной отбора, описываемую уравнением регрессии:

$$R_{Vt}^o, \% = e^{(h - 3320.4)/3109.6}, R^2 = 0.97 \quad (1)$$

и соответствующей кривой (рис. 7).

Средняя интенсивность реконструированного регионального теплового потока для сводного осадочного разреза Анабаро-Хатангской седловины в возрастном интервале K_1 — P_1 составляет около 48 мВт/м² (рис. 8). Немного ниже (около 45 мВт/м²) региональная составляющая теплового потока для верхнего палеозоя D_3 — P_1 . Эта незначительная разница дает возможность экстраполировать полученную корреляционную зависимость (1) региональной составляющей катагенеза (R_{Vt}^o) от глубины залегания (h) на палеозойские отложения.

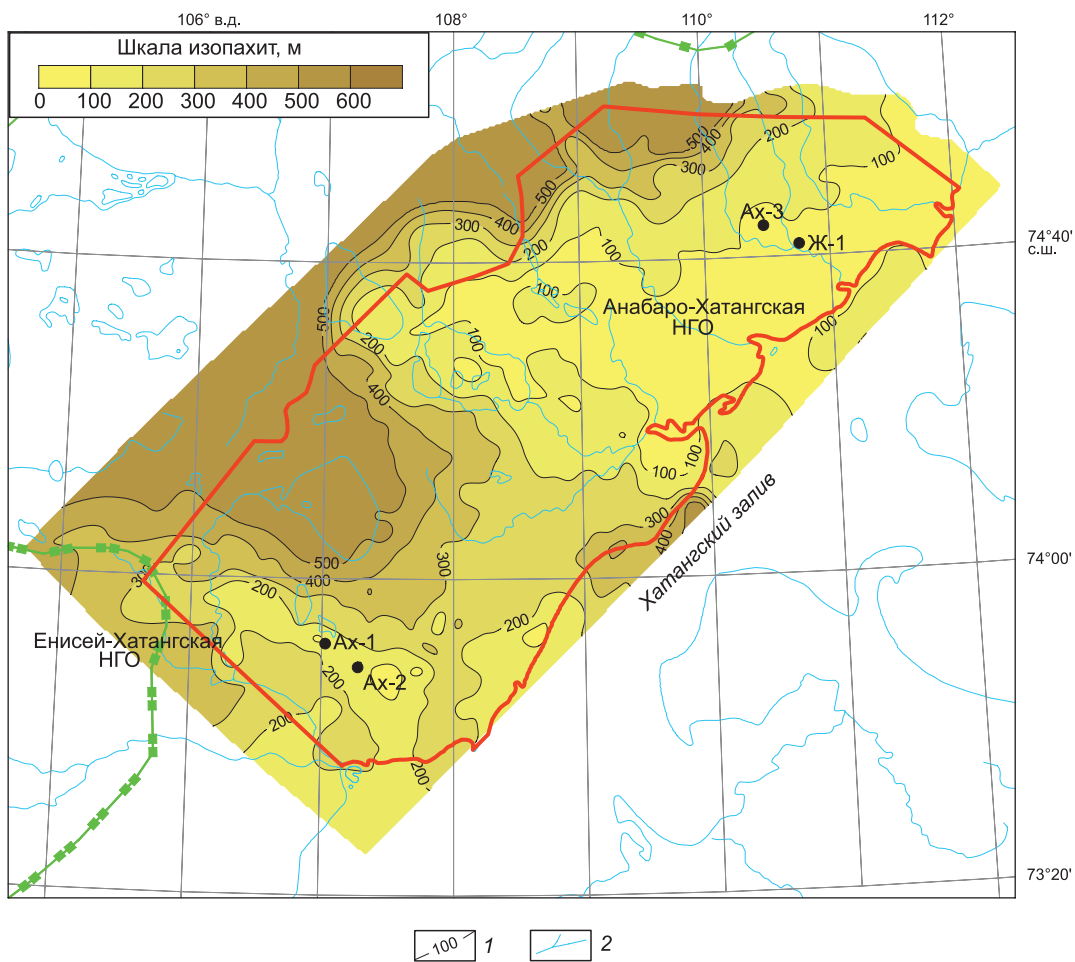


Рис. 3. Схема суммарных толщин нефтегазоматеринских пород в отложениях верхнекожевниковской свиты (P_{2uk}).

1 — изопахиты суммарных толщин нефтегазоматеринских пород; 2 — гидросеть. Остальные усл. обозн. см. на рис. 1.

Однако, кроме регионального теплового потока, ОВ верхнепалеозойских отложений подверглось тепловому воздействию пластовых интрузий долеритов. Интенсивность катагенетических преобразований ОВ за счет тепловых потоков интрузий предполагается пропорциональной суммарным толщинам интрузивных тел и расстояниям от них. Этим объясняется значительная дисперсия R_{Vt}^o (от жирной ($МК_2$)* до полуантрацитовой ($АК_2$) стадии) в образцах, отобранных над интрузивными телами (см. рис. 7).

Очевидно, что группы точек с наиболее низкими значениями R_{Vt}^o на рис. 7, соответствующие образцам из нижнекожевниковской и тустахской свит, меньше всего подвергшимся тепловому воздействию интрузий при оценке их максимальных палеоглубин, должны находиться вблизи линии регрессии. Если эти группы точек «опустить» в качестве доверительного интервала линии регрессии, то его границы можно принять в качестве интервалов наиболее вероятных глубин максимального залегания отложений нижнекожевниковской и тустахской свит.

Определенные таким образом глубины максимального залегания отложений нижнекожевниковской свиты оцениваются на Журавлиной и Сопочной структурах соответственно около 2700–2900 и 4600–4800 м, аналогично для отложений тустахской свиты — от 3800 до 4200 и от 4800 до 5200 м (см. рис. 7). Следовательно, современный уровень залегания нижнепермских пород относительно глубин максимальной погруженности на Журавлином валу выше примерно на 500–800 м, а на Сопочном поднятии — на 4000–4200 м. Вследствие разноамплитудных вертикальных движений тектонических блоков в мезозое и кайнозое нижнепермские отложения в скв. Ж-1 оказались приблизительно на 2000 м глубже, чем в скважинах Ах-1 и Ах-2 на Сопочном поднятии.

* Здесь и далее, по [Конторович, 1976].

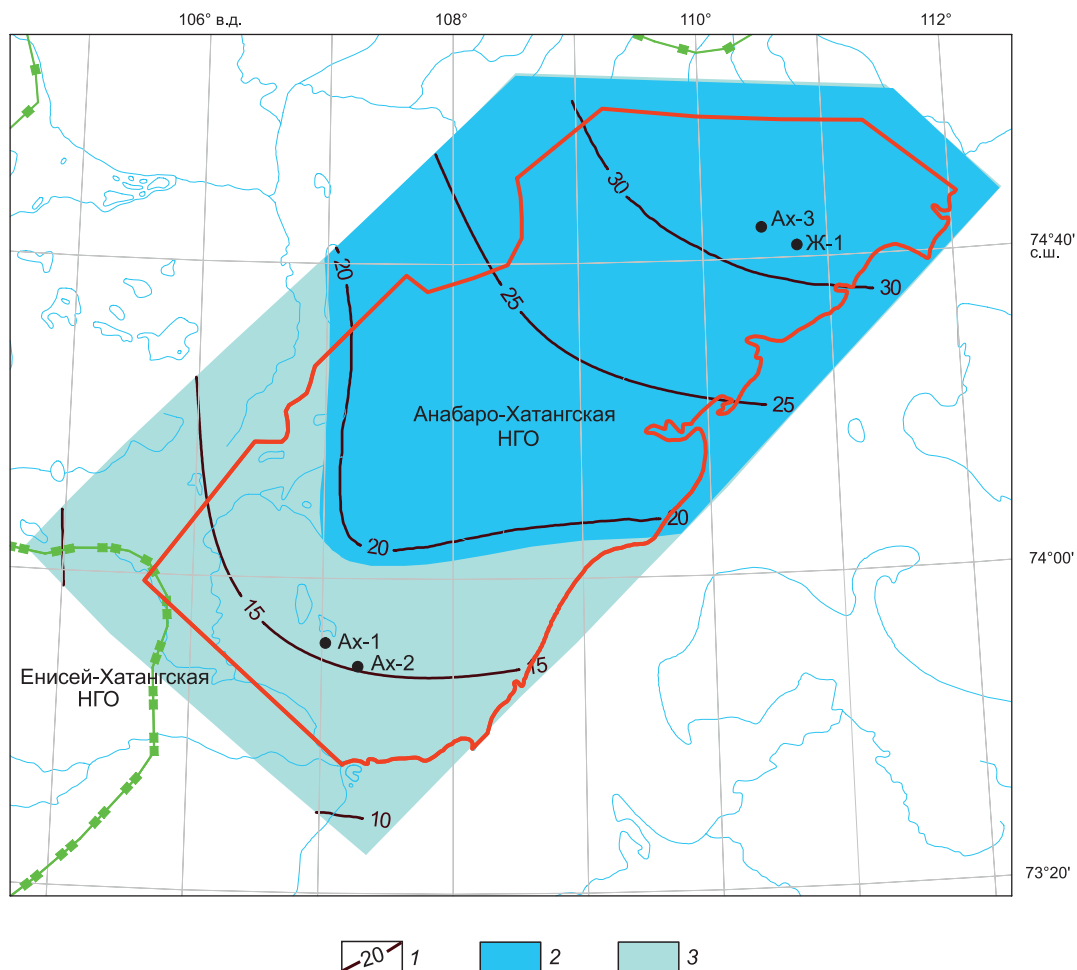


Рис. 4. Схема распределения доли ациклических компонентов в составе ОВ нефтегазоматеринских пород верхнекембрийской свиты (P_2vk).

1 — изолинии содержаний ациклических компонентов (%) в составе ОВ; палеогеографическая обстановка средней перми (байкурская свита—средняя часть верхнекембрийской свиты): 2 — море—мелкий открытый шельф (зона ниже штормового базиса, штормовая и волновая); 3 — море—мелкий открытый шельф (прибрежная зона, отмель). Остальные усл. обозн. см. на рис. 1, 3.

В тустахской свите ($C_{2-3}-P_{1ts}$) ОВ претерпело наиболее глубокие катагенетические изменения, соответствующие главной зоне газообразования и выше: от градации MK_3^2 на сводах положительных структур до AK_3 во впадинах. По этой причине в отложениях тустахской свиты в пределах территории исследований вероятность сохранности залежей нефти и газа ничтожно мала.

В нижнекембрийской свите (P_{1nk}), перекрывающей тустахскую, степень катагенетической преобразованности ОВ ниже на одну—две градации. Тем не менее на крупных поднятиях она высока ($MK_2-MK_3^1$), что значительно снижает вероятность открытия залежей углеводородов, особенно нефти.

В залегающей выше верхнекембрийской свите (P_2vk), во впадинах и прогибах катагенез ОВ изменяется от MK_3^1 до AK_2 , на положительных структурах не выше MK_2 (рис. 9). Лишь на Журавлином валу катагенетическая преобразованность ОВ соответствует градации MK_1^2 . На сводах большинства положительных структур при катагенезе ОВ градаций $MK_1^2-MK_2$ скопления углеводородов в ловушках могли сохраниться, если были сформированы и не разрушились в результате позднепермско-раннетриасового траппового магматизма и кайнозойского тектогенеза.

Масштабы нефтегазообразования. В нефтегазоматеринских отложениях тустахской свиты ($C_{2-3}-P_{1ts}$) и нижнекембрийской свиты (P_{1nk}) плотности эмиграции жидких УВ изменяются от 400 до 1800 тыс. т/км², плотности генерации УВ газа — от 600 до 2000 млн м³/км². Очаги генерации с наиболее высоким реализованным потенциалом примыкают к Журавлиному, Осиповскому и Сопочному поднятиям и Нордвикскому валу.

Максимальные оценки ресурсов нефти и газа в пределах территории исследований

Пермские нефтегазоносные комплексы	Нефть, тыс. т	Газ, млн м ³
P ₂ vk	4 044 347	2 826 723
P ₁ nk	4 538 316	3 638 013
P ₁ ts	871 216	325 437
В сумме	9 453 879	6 790 173

В нефтегазоматеринских отложениях верхнекембрийской свиты (P₂vk) плотности эмиграции жидких УВ изменяются от 100 до 1800 тыс. т/км² (рис. 10), плотности генерации УВ газа — от 200 до 1800 млн м³/км². Наиболее крупные очаги генерации углеводородов примыкают к Сопочному поднятию. Меньше, в порядке убывания, плотности генерации УВ вблизи Белогорской, Западно-Нордвикской, Лабазной структур и Журавлиного поднятия.

Оценка максимально возможных ресурсов нефти и газа в пермских отложениях. По результатам бассейнового (3D) моделирования получены максимально возможные оценки геологических ресурсов нефти и газа, которые могли аккумулироваться в верхнекембрийской, нижнекембрийской и тустахской свитах в пределах территории исследований при наличии ловушек, надежных покрышек и высокочемких коллекторов без учета разрушающего воздействия пластовых интрузий и тектогенеза (таблица).

В сумме для пермских отложений они составили более 9 млрд т нефти и около 7 трлн м³ газа. Однако, несмотря на столь высокие оценки, глубокий катагенез ОВ на сводах структур, как отмечалось

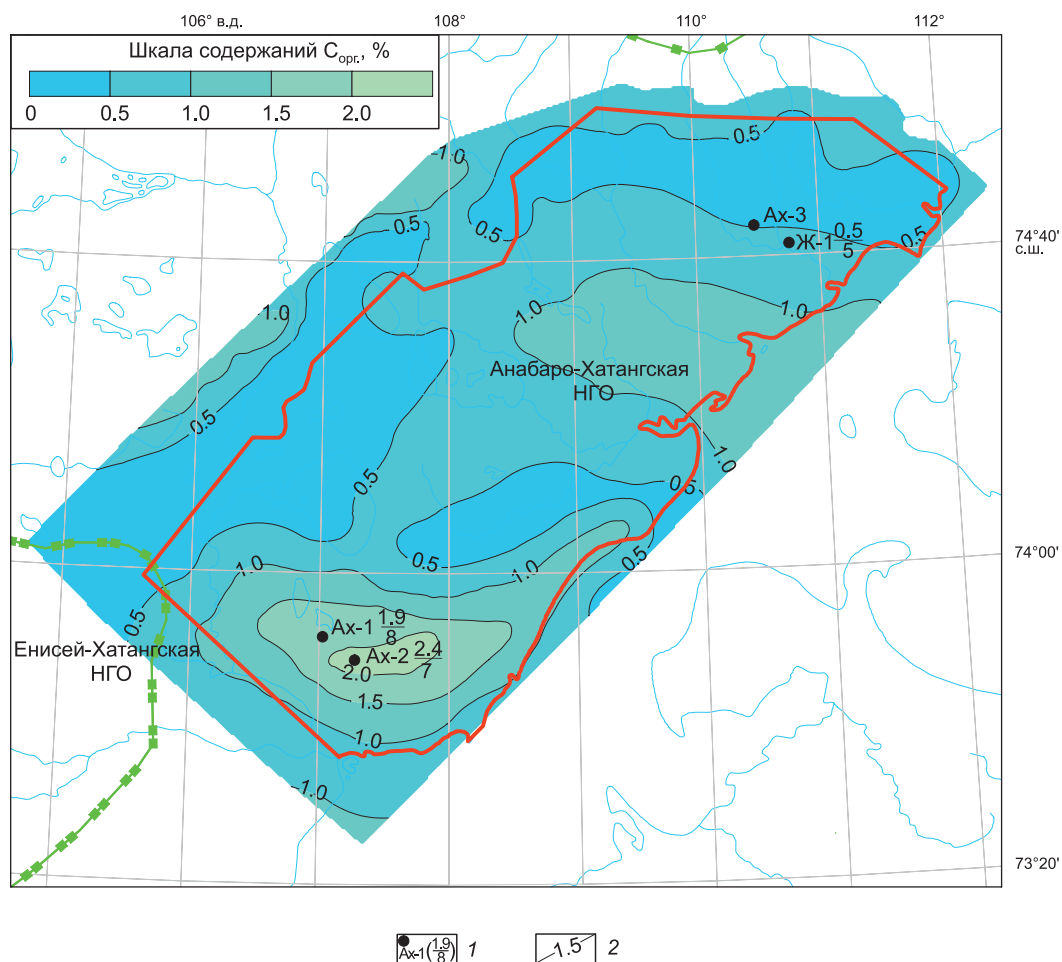


Рис. 5. Схема распределения органического углерода в нефтегазоматеринских породах верхнекембрийской свиты (P₂vk).

1 — скважины (над чертой — средневзвешенные содержания C_{орг}. (% вес на породу, под чертой — количество анализов); 2 — изолинии содержаний C_{орг}. Остальные усл. обозн. см. на рис. 3.

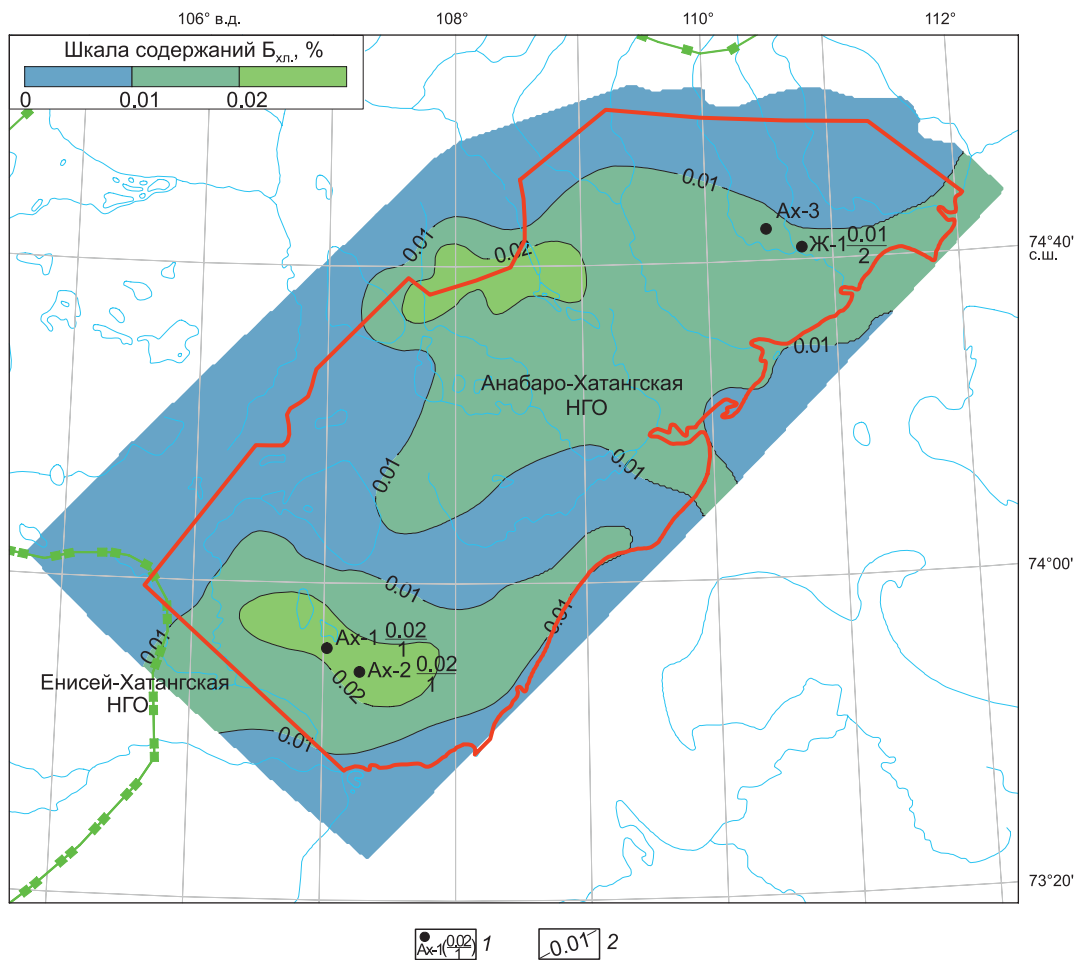


Рис. 6. Схема распределения хлороформенных битумоидов в нефтегазоматеринских породах верхнекожевниковской свиты (P₂vk).

1 — скважины (над чертой — средневзвешенные содержания B_{chl} (% вес на породу, под чертой — количество анализов); 2 — изолинии содержаний B_{chl}. Остальные усл. обозн. см. на рис. 1, 3.

выше, не позволяет надеяться на сохранность залежей нефти и газа в породах нижнекожевниковской и тустахской свит.

В связи с этим рассмотрим также возможности формирования и сохранности залежей УВ в пермских отложениях в зависимости от качества ловушек нефти и газа.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и экранирующие свойства покрышек. По определению «Ловушка нефти и газа — часть продуктивного горизонта, к которой приурочены залежи УВ. Элементами ловушки являются *коллектор*, обеспечивающий емкость резервуара, и *покрышка*, препятствующая вертикальному перемещению углеводородного флюида» [Геологический словарь, 2011, с. 148].

Геологическое строение территории исследований предполагает наличие в терригенных верхнепалеозойских отложениях крупных структурных ловушек на антиклинальных поднятиях II и III порядка: Журавлиное, Западно-Журавлиное, Осиповское, Лабазное, Западно-Нордвикское, Сопочное, Сопочное I, Западно-Сопочное, Северо-Сопочное, Южно-Сопочное, Белогорское. На сводах и склонах этих поднятий могут существовать и менее крупные по площади стратиграфические и литологические ловушки.

Качество ловушек нефти и газа зависит от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и экранирующих свойств глинистых покрышек.

Фильтрационно-емкостные свойства изучены в 169 образцах пермских песчаников и алевролитов из скважин Ах-1 и Ах-2, пробуренных на Сопочном поднятии: в 10 из верхнекожевниковской свиты, в 42 из нижнекожевниковской свиты и в 117 из тустахской свиты. Качество коллекторов определялось по классификации [Ханин, 1969].

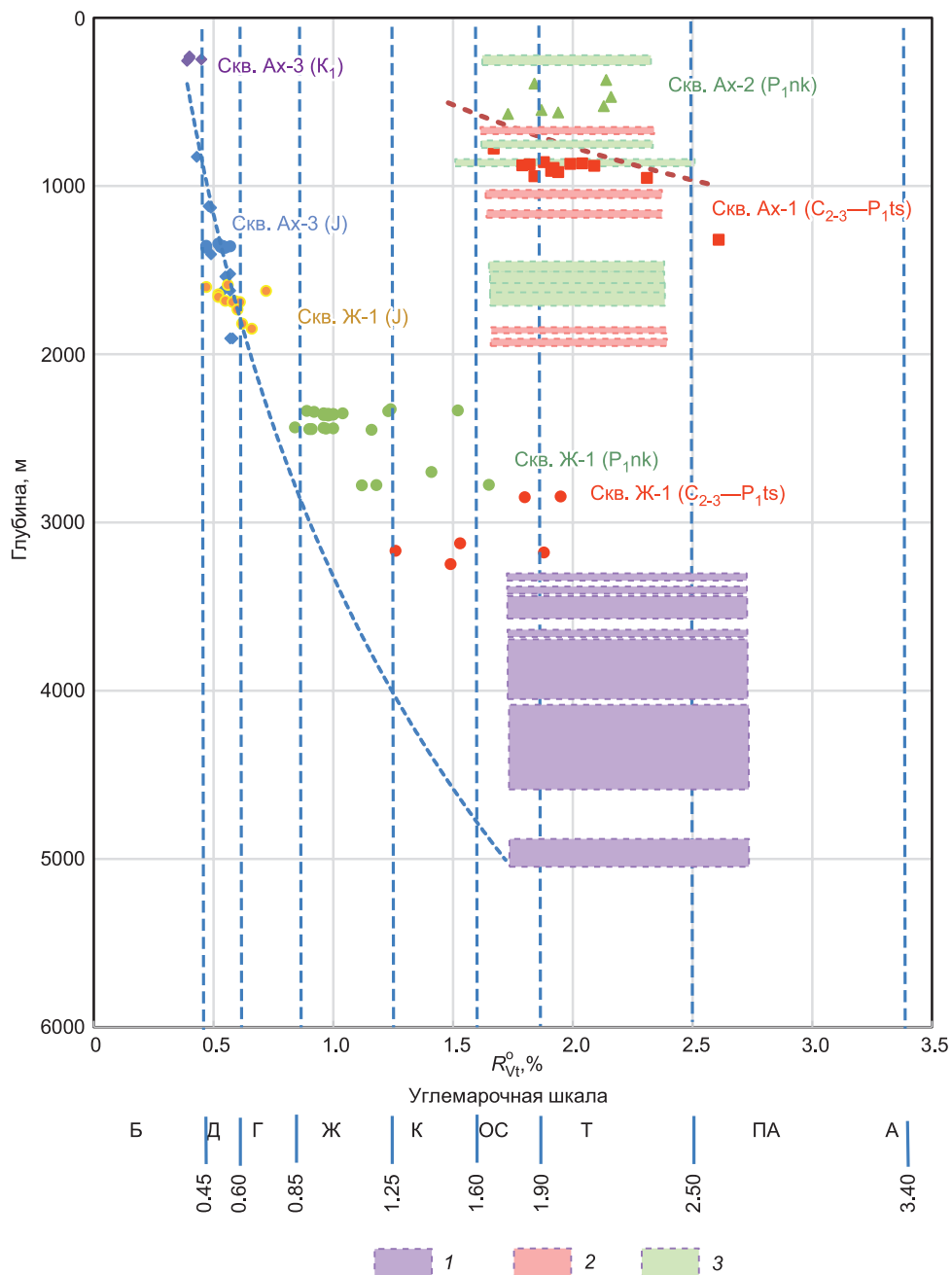


Рис. 7. Распределение отражательной способности витринита (R_{vt}^0) по современным глубинам залегания мезозойских (скв. Ж-1, Ах-3) и нижнепермских (скв. Ж-1, Ах-1 и Ах-2) отложений.

1—3 — интрузивные тела: 1 — в скв. Ж-1, 2 — в скв. Ах-1, 3 — в скв. Ах-2.

Проницаемые породы тустахской свиты относятся к V, низкому классу коллекторов (средняя пористость 5.6 %, проницаемость около $1 \cdot 10^{-6}$ мкм²).

Коллекторы нижнекожевниковской свиты со средней пористостью 11.8 % и проницаемостью около $0.01 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответствуют IV классу.

Также к IV классу со средней пористостью около 12.3 % и проницаемостью около $0.04 \cdot 10^{-3}$ мкм² относятся и коллекторы верхнекожевниковской свиты.

В скважине Ж-1 исследовано 128 образцов зерна (алевролиты, песчаники) из нижнекожевниковской свиты. Наибольшее число определений приходится на интервалы: пористости — 4.0—4.5 %, проницаемости — $(0.02—0.03) \cdot 10^{-3}$ мкм², относящиеся к V (низкому) классу коллекторов. В шлифах цемент глинисто-карбонатного и карбонатного состава заполняет большую часть порового пространства.

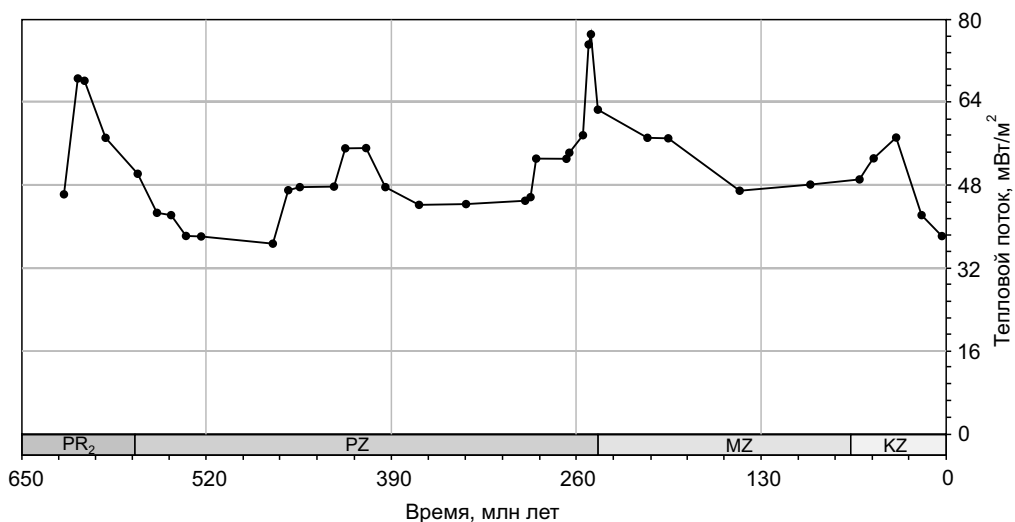


Рис. 8. Изменения теплового потока в ходе геологической истории сводного осадочного разреза Анабаро-Хатангской седловины.

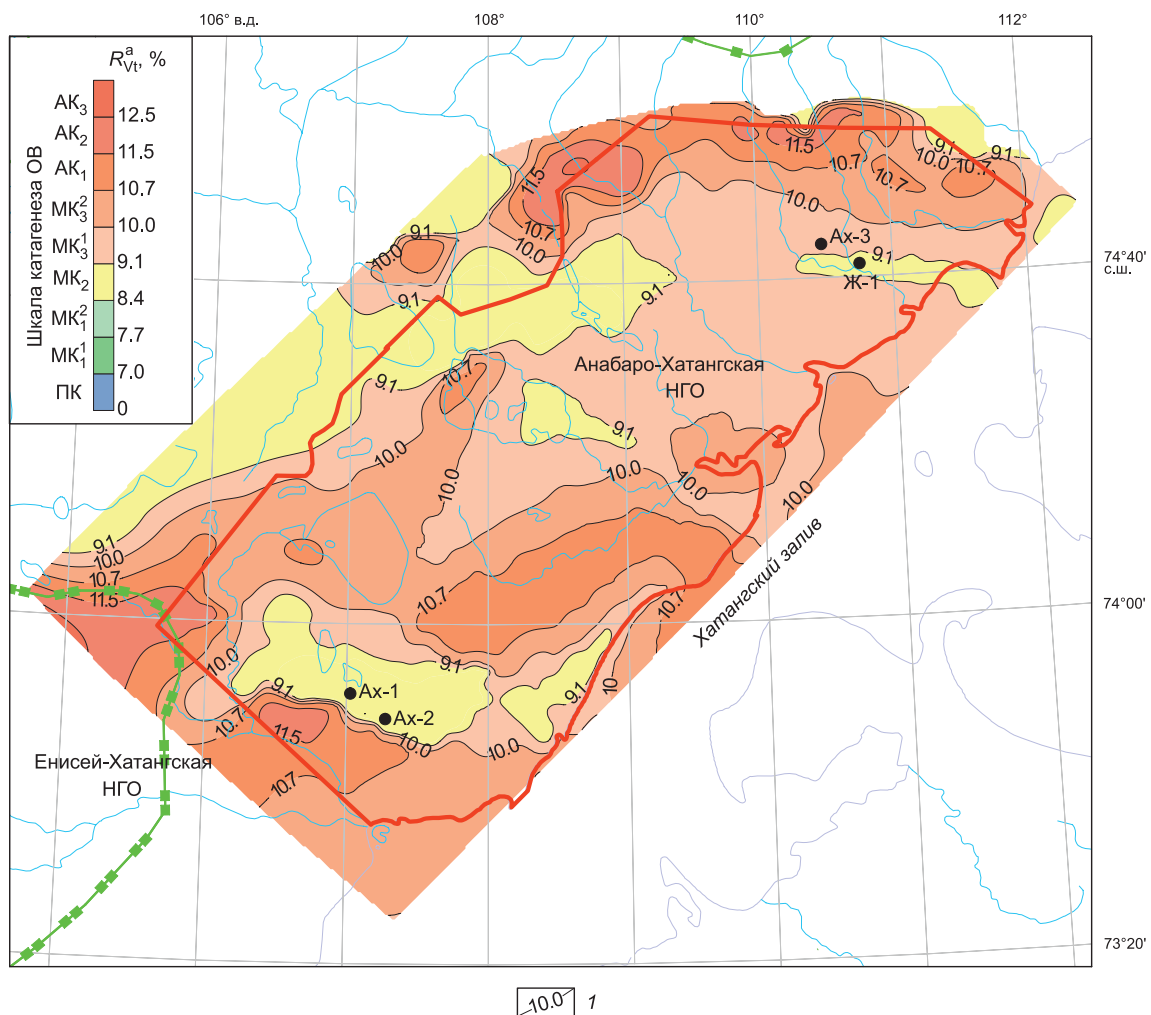


Рис. 9. Схема катагенеза ОБ в отложениях верхнекожевниковской свиты (P_2vk).

I — изореспленды (R_{Vt}^a). Остальные усл. обозн. см. на рис. 1, 3.

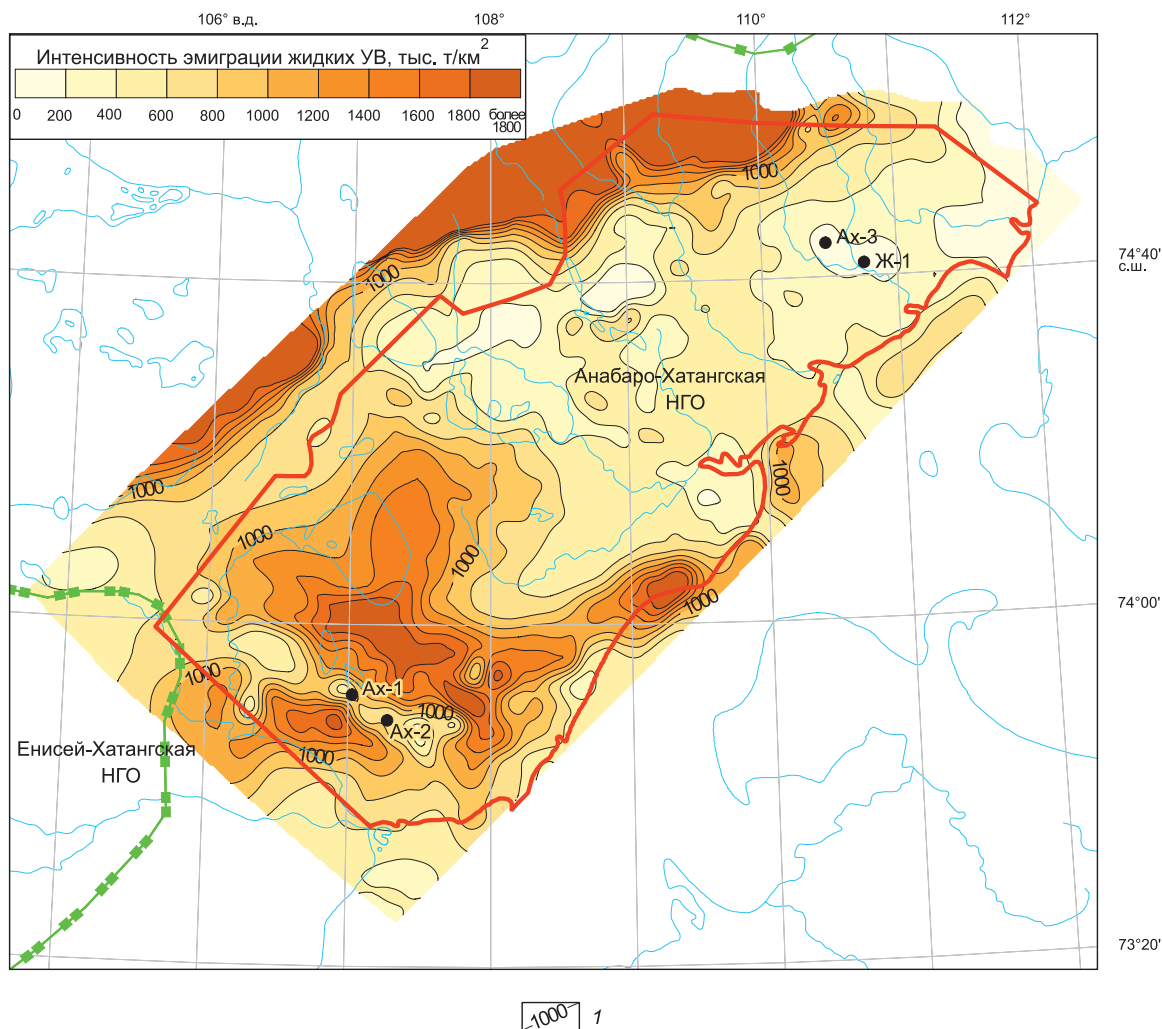


Рис. 10. Схема плотностей эмиграции нефти из нефтегазоматеринских отложений верхнекожевниковской свиты (P_2vk).

1 — изолинии интенсивности эмиграции жидких УВ. Остальные усл. обозн. см. на рис. 1, 3.

Покрышки. Экранирующие свойства глинистых покрышек также зависят от плотности и пористости. С глубиной максимального погружения, по мере уплотнения, пористость уменьшается, способность глинистых пород к растрескиванию увеличивается [Лебедев и др., 1976]. На примере среднепалеозойских отложений платформ на фоне зависимости пористости от глубины максимального погружения показана вертикальная зональность экранирующих свойств [Лебедев, 1992]. По аналогии, для верхнепалеозойских отложений территории исследований с небольшими изменениями граничных значений глубин выделяются четыре зоны уплотнения: а) слабого, б) умеренного, в) сильного и г) очень сильного.

В зоне *слабого уплотнения* при открытой пористости более 13 % глинистые породы, погружавшиеся до максимальных глубин 1500 м, относятся к набухающим и пластичным разностям с высокими экранирующими свойствами. Субвертикальные микротрещины отсутствуют.

Нужно отметить, что все имеющиеся определения пористости пермских глинистых пород из скважин Ах-1, Ах-2 (Сопочное поднятие) и Ж-1 (Журавлиный вал) и обнажений Осиповского поднятия относятся к более глубоким зонам с пористостью менее 13 %.

В зоне *умеренного уплотнения* (1500—3000 м) при открытой пористости 13.0—7.5 % глинистые породы сохраняют пластичность. Субвертикальных микротрещин мало. Глинистые покрышки хорошего качества могут удерживать крупные и средние скопления УВ. В зону умеренного уплотнения попадают глинистые породы верхнекожевниковской свиты из скв. Ж-1.

В зоне *сильного уплотнения* 3000—4200 м, в интервале значений открытой пористости 7.5—4.0 %, глинистые породы уплотнены и аргиллитоподобны. С глубиной в них возрастает доля субвертикальных

микротрещин, частью минерализованных. Глинистые покрышки среднего качества. Внизу интервала способны экранировать лишь мелкие скопления УВ. К этой зоне отнесены глинистые породы нижнекожевниковской свиты из скв. Ж-1.

В зоне очень сильного уплотнения (палеоглубины более 4200 м, открытая пористость ниже 4.0 %) глинистые породы уплотнены до аргиллитов, на 70 % трещиноваты. До 50 % микротрещин заполнены хомогенными минералами и твердыми битумами. Глинистыми покрышками не являются. Этой зоне соответствуют результаты определения пористости аргиллитов тустахской (8 образцов) и нижнекожевниковской (6 образцов) свит из скважин Ах-1, Ах-2 и Ж-1, имеющих густую сеть субвертикальных микротрещин. Пористость менее 1 % установлена в нижнепермских аргиллитах Киряко-Тасского поднятия с палеоглубинами более 5000 м, которые полностью лишены изолирующих свойств.

Таким образом, на изученных антиклинальных структурах глинистые породы нижней перми находятся в зонах сильного и очень сильного уплотнения и не могут удерживать скопления УВ. Лишь среднепермские глинистые отложения верхнекожевниковской свиты Журавлиного вала находятся в зоне умеренного уплотнения и соответствуют покрышкам хорошего качества, способным экранировать залежи нефти и газа.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ С УЧЕТОМ РАЗРУШАЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАСТОВЫХ ИНТРУЗИЙ И ТЕКТОГЕНЕЗА

Вероятность продуктивности нижнекожевниковской и тустахской свит на большинстве положительных структур территории исследований близка к нулю в связи с внедрением пластовых позднепермских и раннетриасовых интрузий, не только разрушивших сформировавшиеся к тому времени залежи УВ, но и резко снизивших остаточный генерационный потенциал нефтегазоматеринских толщ. Об этом свидетельствует высокая катагенетическая преобразованность ОВ — от градаций МК₂—МК₃¹ на сводах поднятий (в том числе на Журавлином, Осиповском и Сопчном) до АК₃ во впадинах в тустахской и нижнекожевниковской свитах.

Многочисленные пластовые интрузии долеритов и сопутствующие им гидротермальные флюиды сильно ухудшили экранирующие свойства глинистых пород и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов нижнепермских отложений в скважинах Ах-1, Ах-2 и Ж-1.

Меньшему воздействию интрузий подверглись отложения верхнекожевниковской свиты. Однако значительное переформирование залежей УВ в ловушках верхнекожевниковской свиты, сформировавшихся к концу мезозоя, произошло в процессе высокоамплитудных блоковых движений в мезозойско-кайнозойскую эпоху тектонической активизации, сопровождавшихся дизъюнктивными дислокациями и перестройкой структурного плана.

Принимая во внимание сочетания всех рассмотренных критериев, можно предполагать, что с наибольшей вероятностью залежи УВ могли сохраниться в верхнекожевниковской свите в литологических ловушках Журавлиного вала и сводовых, стратиграфических и литологических ловушках Лабазного и Белогорского поднятий.

Прогнозные локализованные геологические ресурсы УУВ, оцененные объемным методом для Лабазного поднятия, составили 22.831 млн т, из них нефти 14.159 млн т.

Аналогично, локализованные геологические ресурсы УУВ Белогорского поднятия оценены в 9.635 млн т, из них нефти 6.271 млн т.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрены геолого-геохимические критерии генерации, аккумуляции и сохранности (или разрушения) скоплений углеводородов в раннесреднепермских отложениях северо-западной части Анабаро-Хатангской НГО. Для верхнекожевниковской свиты построены и проанализированы схемы распределения наиболее полного набора геолого-геохимических критериев нефтегазоносности: суммарных толщин нефтегазоматеринских пород, содержаний $C_{орг}$ и $B_{хл}$; микрокомпонентного состава и катагенетической преобразованности ОВ, плотностей эмиграции нефти и генерации газа. Максимально возможные объемы нефти и газа, которые могли аккумулироваться в ловушках пермских отложений по результатам бассейнового (3D) моделирования, оценены соответственно в 9 млрд т нефти и около 7 трлн м³ газа. Столь высокие оценки не соответствуют низким экранирующим свойствам глинистых покрышек и фильтрационно-емкостным свойствам коллекторов, особенно нижнепермских отложений, подвергшихся внедрению позднепермских и раннетриасовых пластовых интрузий, уничтоживших уже сформировавшиеся залежи УВ и остаточный генерационный потенциал нефтегазоматеринских отложений.

Однако сохраниться локализованные ресурсы нефти промышленных масштабов в отложениях верхнекожевниковской свиты могли лишь в ловушках Журавлиного вала, Лабазного и Белогорского поднятий, в меньшей степени затронутых разрушительным воздействием интрузий. В сумме геологиче-

ские ресурсы, локализованные в антиклинальных ловушках Лабазного и Белогорского поднятий, оцениваются в 32.5 млн т УУВ, из них нефти около 20.4 млн т.

Геологическое строение Анабаро-Хатангской НГО высшей степени сложности. И на каждом ее участке свои количественные и качественные соотношения критериев нефтегазоносности. Главные факторы, отрицательно повлиявшие на нефтегазоносность, — тектоника и магматизм. В связи с близостью территории исследований к Таймырской складчатой области ее геологическое пространство подвергалось более интенсивным по сравнению с другими частями Анабаро-Хатангской НГО высокоамплитудным дизъюнктивным дислокациям, сопровождавшимся внедрениями пластовых интрузий. По нашим оценкам, доля суммарных толщин пластовых интрузивных тел составила 50—60 % от толщины тустахской свиты на Сопочном поднятии и 40—50 % от толщины нижнекожевниковской свиты на Журавлином валу. В юго-восточном направлении доли суммарных толщин пластовых интрузивных тел сокращаются в обеих свитах до 0 % на Ильинском, Кожевниковском, Южно-Тигянском и Нордвикском месторождениях и до 0—10 % на Центральном-Ольгинском.

В отложениях верхнекожевниковской свиты доли суммарных толщин пластовых интрузивных тел на Сопочном поднятии, Журавлином валу и на всех перечисленных месторождениях составляют 0—10 %. И только на отдельных участках вблизи глубинных разломов Таймырской складчатой области они повышаются до 40—60 %.

Учитывая высокую сложность геологического строения Анабаро-Хатангской НГО, при выборе объекта для поисково-разведочного бурения необходимо всесторонне анализировать все рассмотренные в статье геолого-геохимические критерии нефтегазоносности, обращая особое внимание на наличие дизъюнктивных нарушений и пластовых интрузивных тел.

ЛИТЕРАТУРА

Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005, 254 с.

Бостриков О.И. Методика оценки газогенерационного потенциала осадочных пород, содержащих органическое вещество смешанного типа // Геология и геофизика, 1988а (5), с. 135—141.

Бостриков О.И. Совершенствование методики оценки масштабов генерации и эмиграции жидких УВ в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа, 1988б, № 6, с. 9—13.

Геологический словарь. В трех томах / Ред. О.В. Петров. Т. 2. К-П. СПб, Изд-во ВСЕГЕИ, 2011, 480 с.

Глебовская Е.А. Моделирование процессов катагенеза органического вещества и нефтегазообразование. Л., Недра, 1984, 139 с.

Гуревич А.Б., Волкова Г.М., Гаврилова О.И. О контактовых преобразованиях углей и вмещающих пород западной части Таймырского бассейна вблизи интрузий долеритов // Литология и полезные ископаемые, 1990, № 3, с. 131—135.

Девятков В.П., Савченко В.И. Новые данные к переоценке ресурсов углеводородов Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа, 2012, № 1, с. 55—61.

Калинко М.К. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины. Л., Гостоптехиздат, 1959, 358 с. (Тр. НИИГА, т. 104).

Каширцев В.А., Ким Н.С., Фурсенко Е.А., Дзюба О.С., Фомин А.Н., Чалая О.Н. Генезис нефтей и нефтепроявлений Анабаро-Хатангской седловины (Арктический сектор Сибирской платформы) // Литология, петрография, минералогия, геохимия, 2013, № 1 (13), с. 54—63.

Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М., Недра, 1976, 249 с.

Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомина А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика, 2009, т. 50 (11), с. 1191—1200.

Кринин В.А. Анабаро-Хатангская седловина как объект нефтегазопоисковых исследований // Горные ведомости, 2014, № 8, с. 22—28.

Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л., Недра, 1992, 239 с.

Лебедев Б.А., Аристова Г.Б., Бро Е.Г., Кузьмина Г.С., Лебедева Г.В., Сахибгареев Р.С., Скубелина Л.С. Влияние эпигенетических процессов на параметры коллекторов и покрышек в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л., Недра, 1976, 132 с. (Тр. ВНИГРИ, вып. 361)

Мазитов М.Р., Качкин А.А., Скачек К.Г., Ларичев А.И., Бостриков О.И., Хабаров А.Н., Семенова З.А. Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2017, т. 12, № 4, http://www.ngtp.ru/rub/1/43_2017.pdf.

Неручев С.Г., Зелichenko И.А., Рогозина Е.А. Геохимические особенности преобразования РОВ и количественная оценка масштабов нефтегазообразования в мезозойских отложениях Западной Сибири // Основные проблемы нефтегазоносности Западной Сибири. Л., 1984, с. 132—144.

Пронкин А.П., Савченко В.И., Хлебников П.А., Эрнст В.А., Филипцов Ю.А., Афанасенков А.П., Ефимов А.С., Ступакова А.В., Бордунов С.И., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Глухова Т.А., Перетолчин К.А. Новые данные о геологическом строении и возможной нефтегазоносности зон сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ со складчатым Таймыром // Геология нефти и газа, 2012, № 1, с. 30—44.

Пронкин А.П., Савченко В.И., Шумский Б.В. Перспективы нефтегазоносности Хатангского залива // Offshore [Russia], 2013, сентябрь, с. 18—22.

Пронкин А.П., Савченко В.И., Ступакова А.В., Филипцов Ю.А., Шумский Б.В., Юбко В.М., Перетолчин К.А., Прокопцева С.В. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Хатангской мезовпадины и сопредельной акватории моря Лаптевых // Природные ресурсы Красноярского края, 2014, № 23, с. 57—62.

Справочник по геохимии нефти и газа / Ред. С.Г. Неручев. СПб, Недра, 1998, 576 с.

Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Т. 1. Типы литогенеза и их размещение на поверхности Земли. М., Изд-во АН СССР, 1960а, 212 с.

Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Т. 2. Закономерности состава и размещения гумидных отложений. М., Изд-во АН СССР, 1960б, 574 с.

Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Т. 3. Закономерности состава и размещения аридных отложений. М., Изд-во АН СССР, 1962, 550 с.

Успенский В.А. Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов // Изв. АН СССР. Сер. Геол., 1954, № 6, с. 94—101.

Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М., Недра, 1969, 368 с.