

РЕСУРСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА АНГАРО-ЛЕНСКОЙ ГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

М.Ю. Скузоватов

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия*

В вендском терригенном комплексе Ангаро-Ленской ступени на юге Сибирской платформы открыты значительные запасы природного газа. За последние годы в ходе региональных и площадных геолого-разведочных работ получен большой объем информации о строении перспективных осадочных толщ и их коллекторских свойствах. В статье проанализированы главные особенности строения продуктивных вендских отложений, выполнена детерминированная и вероятностная оценка начальных ресурсов углеводородов (УВ) с учетом данных по запасам открытых месторождений.

Вендский терригенный комплекс, парфеновский горизонт, боханский горизонт, Ковыктинское газоконденсатное месторождение, Ангаро-Ленское газоконденсатное месторождение, сейсморазведочные работы, вероятностная оценка ресурсов, газ, конденсат.

NATURAL GAS AND CONDENSATE RESERVES IN THE ANGARA–LENA GAS-BEARING REGION

M.Yu. Skuzovatov

Large gas reserves have been discovered in the Vendian terrigenous rock complex of the Angara–Lena step in the southern Siberian Platform. In recent years, regional and areal exploration has yielded substantial data on the structure of gas-promising sedimentary strata and their reservoir properties. The author has analyzed the main structural features of Vendian gas-producing deposits and has made deterministic and probabilistic evaluation of initial hydrocarbon resources with regard to the discovered-field reserves.

Vendian terrigenous rock complex, Parfenovo Horizon, Bokhan Horizon, Kovyktinskoe gas–condensate field, Angaro–Lenskoe gas–condensate field, seismic survey, probabilistic evaluation of resources, gas, condensate

ВВЕДЕНИЕ

Перспективы увеличения разведанных запасов и создания крупных центров добычи газа в Восточной Сибири в значительной степени связаны с Ангаро-Ленской нефтегазоносной областью (НГО), расположенной на юге Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и включающей территорию одноименной тектонической структуры — Ангаро-Ленской ступени. С этой территорией связаны значительные запасы обогащенного гомологами метана C_2 — C_4 и гелием конденсатного газа в вендском терригенном комплексе осадочного чехла.

На высокие перспективы открытия на Сибирской платформе месторождений нефти и газа в верхнем протерозое впервые обратили внимание академики М.А. Усов [1936] и А.А. Трофимук [1960]. Территория Ангаро-Ленской нефтегазоносной области еще в 70-е годы XX в. была выделена А.Э. Конторовичем, В.С. Сурковым и А.А. Трофимуком как преимущественно газonosная [Дробот и др., 1970; Конторович и др., 1975, 1982; Геология..., 1981]. Программой развития газовой промышленности Восточной Сибири предусмотрено, что в этом регионе будет развиваться газовый, газохимический и гелиевый кластер. Трасса строящегося в рамках программы магистрального газопровода «Сила Сибири» доходит до крупнейшего в Лено-Тунгусской провинции Ковыктинского газоконденсатного месторождения.

Основные ресурсы УВ в пределах Ангаро-Ленской НГО сосредоточены в вендском терригенном комплексе, перекрытом мощными карбонатными толщами венда и нижнего кембрия. По состоянию на начало 2015 г. запасы газа и конденсата по категориям C_1 и C_2 в этом комплексе составляли около 4 трлн m^3 . За последние 10 лет в результате активизации геолого-разведочных работ в Иркутском регионе был открыт ряд новых месторождений: Левобережное с залежью в базальном горизонте осадочного чехла, Ангаро-Ленское, Чиканское, Ангаро-Илимское и Нарьягнинское с залежами в парфеновском горизонте, Заславское и Абайское с залежами в шамановском и боханском горизонтах. Главным газonosным горизонтом в области является парфеновский (табл. 1).

Таблица 1. Характеристика месторождений Ангаро-Ленской НГО по величине запасов

Продуктивный горизонт	Месторождение, год открытия										
	Братское	Атовское	Ковыктинское	Левобережное	Ангаро-Ленское	Чиканское	Заславское	Ангаро-Илимское	Абайское	Атовское	Нарьягинское
	1975	1977	1987	2004	2006	2006	2009	2009	2010	2010	2010
Парфеновский	М	М	У	—	У	М	—	С	—	—	М
Шамановский	—	—	—	—	—	—	М	—	М	М	—
Боханский	—	—	—	—	—	С	М	—	—	М	—
Базальный	—	—	—	К	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. У – уникальное, К – крупное, С – среднее, М – мелкое.

Большая часть открытых на территории Ангаро-Ленской НГО месторождений УВ в терригенном комплексе имеют залежи неантиклинального типа. Структурные залежи Атовского и Братского месторождений являются исключением.

Особенности геологического строения, истории формирования продуктивных толщ, их полифациальный характер создают существенные сложности при поисках и разведке залежей. Во многих случаях применение сейсморазведочных работ в стандартной модификации 2D для прогноза коллекторов оказывается малоэффективным, требуется комплексирование их с другими геолого-геофизическими методами.

Результаты геолого-геофизических работ последних десятилетий и задача формирования Иркутского газового, газохимического и гелиевого кластера определяют необходимость переоценки ресурсного потенциала Ангаро-Ленской НГО с целью уточнения перспектив и определения направлений дальнейших поисков и разведки месторождений УВ. В настоящей работе эта задача ограничена терригенным комплексом венда.

СОСТОЯНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ТЕРРИТОРИИ

Задача поисков нефти на Сибирской платформе, в частности на Ангаро-Ленской ступени, была поставлена в 30-е годы XX в. И.М. Губкиным. Однако целенаправленное изучение нефтегазоносности южных районов Сибирской платформы было начато в годы после Великой Отечественной войны. Руководство работами в разные годы осуществляли выдающиеся специалисты — И.П. Карасев, М.М. Мандельбаум, В.В. Самсонов, Б.Л. Рыбьяков, А.И. Шамаль, Б.А. Фукс, Л.Ф. Тыщенко и другие [Самсонов, 1975; Геология..., 1981; и др.].

Научное сопровождение геолого-разведочных работ на протяжении всей истории изучения территории Ангаро-Ленской НГО осуществляли ИГГ СО АН СССР (А.А. Трофимук, Ю.Н. Карогодин), в дальнейшем ИНГГ СО РАН (А.Э. Конторович, С.А. Моисеев), ВНИИГАЗ (В.Г. Васильев), ВНИГРИ (Ю.А. Притула, Э.А. Базанов, В.В. Забалуев и др.), СНИИГГиМС (В.С. Сурков, А.Э. Конторович, И.Н. Сулимов, В.Н. Воробьев, А.И. Ларичев, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев и др.), ВостСибНИИГГиМС (А.С. Анциферов, С.Л. Арутюнов, В.Н. Воробьев, Д.И. Дробот, А.Н. Золотов, Г.Я. Шутов и др.).

Первые незначительные притоки углеводородов были получены на юге Ангаро-Ленской нефтегазоносной области в 1949—1950 гг. из отложений кембрия на Большеразводнинской и Осинской площадях. В последующие годы промышленные притоки газа были получены из вендских терригенных отложений на Атовской, Южно-Радуйской, Парфеновской, Христофоровской, Бильчирской и Биркинской площадях. Позднее были открыты Атовское и Братское месторождения. Все эти работы вели ПГО «ВостСибнефтегазгеология» и Восточный геофизический трест, а позднее ПГО «Иркутскгеофизика» (ныне ОАО «Иркутскгеофизика»). В 1987 г. было открыто уникальное по запасам Ковыктинское газоконденсатное месторождение, что значительно повысило перспективы поисков залежей УВ в этом регионе. После распада СССР в сложной экономической обстановке работы были практически полностью прекращены.

В последние годы XX в. и в начале XXI в. разведочные работы на Ковыктинском месторождении вели ОАО «Русиапетroleum», ТНК-ВР, в настоящее время ПАО «Газпром», на Ангаро-Ленском и Ливо-

бережном месторождениях — ООО «Петромир». В регионе также работало несколько компаний малого и среднего бизнеса.

Изучение территории Ангаро-Ленской ступени сейсмическими методами (МПВ, МРНП, МОВ) проводилось с середины 50-х годов XX в. С начала 80-х годов в практику сейсморазведочных работ начал внедряться метод общей глубинной точки (ОГТ), а в 80—90-х годах XX в. был осуществлен полный переход на метод ОГТ.

На современном этапе изучения территории с начала 2000-х годов в прилегающих к трассе магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан» наблюдается значительная активизация геолого-разведочных работ. За счет средств госбюджета выполнены исследования по региональным профилям Присяяно-Ленский и Ковыктинское месторождение — Предпато́мский прогиб. Глубокое бурение и сейсморазведочные работы активно проводились в центральных районах НГО. За последнее десятилетие проведены региональные сейсморазведочные работы на ряде площадей в пределах западной части НГО и на севере в зоне ее сочленения с Непско-Ботуобинской и Присяяно-Енисейской НГО (Катская, Верхнекатангская и др. площади), в результате чего оценены перспективы поиска залежей в вендском и рифейском нефтегазоносных комплексах.

За все время изучения Ангаро-Ленской ступени пробурено более 400 скважин, что обеспечило плотность бурения 4.34 м/км² (рис. 1). Большая часть скважин пробурена на юге Ангаро-Ленской ступени. Центральная и западная части НГО изучены глубоким бурением слабее.

Средняя плотность изученности территории сейсморазведочными работами составляет 0.25 км/км².

СТРОЕНИЕ ВЕНДСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА

Вендский терригенный разрез на большей части территории Ангаро-Ленской НГО представлен чорской свитой. Нижняя подсвита по объему соответствует непскому стратиграфическому горизонту комплексного обоснования, а верхняя — тирскому [Решения..., 1989; Стратиграфия..., 2005]. Замещение терригенного разреза терригенно-сульфатно-карбонатными породами отмечено в северной (Усть-Кутская, Касаткинская площади) и крайней юго-восточной (Космическая, Иркутская) частях территории.

В разрезе вендского терригенного комплекса традиционно выделяются четыре продуктивных горизонта (снизу вверх) — базальный, боханский, шамановский и парфеновский. Названия горизонтам присвоены по площадям, на которых горизонты были выделены впервые. Накопление геолого-геофизических материалов по новым площадям позволило сопоставить разрезы скважин и выявить региональный характер распространения большинства продуктивных горизонтов. Важным и до конца не решенным вопросом остается корреляция выделенных горизонтов с их аналогами в соседних нефтегазоносных областях.

Базальный горизонт залегает на породах архей-протерозойского фундамента либо рифейского комплекса (рис. 2). Горизонт сложен разномзернистыми, полимиктовыми, плохо сортированными песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, часто битумосодержащими. Его распространение определяется главным образом палеорельефом предвендской эрозивной поверхности. Продуктивность горизонта доказана бурением на Левобережном месторождении, где получен промышленный приток газа дебитом 63 тыс. м³/сут. Толщины горизонта от 0 до 30—40 м в центральной части НГО (Правобережная, Коркинская площади). На юге песчано-алевритовые породы горизонта замещаются непроницаемыми глинистыми. Отсутствие отложений базального горизонта на выступах кристаллического фундамента доказано бурением на Братском, Атовском месторождениях и Чорской площади. Фильтрационно-емкостные свойства пород базального горизонта низкие: пористость 2.5—9.0 %, в отдельных образцах до 18—20 %. Тип коллектора — поровый. Флюидоупором для базальных песчаников являются алевритоаргиллитовые породы нижней половины нижнечорской свиты.

Боханский горизонт представлен однородным чередованием различных по зернистости песчаников: от грубокрупнозернистых с гравием до средне- и мелкозернистых алевритистых и алевритовых. По литологическому составу песчаники полевошпат-литито-кварцевые и кварцевые, плохо сортированные. Залежи газа в боханском пласте открыты на Чиканском, Заславском и Атовском месторождениях (см. табл. 1). Непромышленные притоки газа из боханского горизонта получены на Тутурской, Знаменской, Христофоровской и других площадях. Толщины боханского горизонта меняются от 20 до 80 м, реже достигают 90—100 м на юге территории (Знаменская, Коркинская площади). На разных площадях в нем выделяется от одного до трех песчаных пластов, разделенных прослоями алевролитов и аргиллитов.

Пористость пород, слагающих боханский горизонт, редко превышает 10—15 %, проницаемость меняется от 1 до $10 \cdot 10^{-15}$ м². Тип коллектора — поровый. Флюидоупором горизонта служит алевритоаргиллитовая пачка в верхней части нижнечорской подсвиты.

Шамановский горизонт залегает вблизи кровли нижнечорской подсвиты венда. По литологии слагающих его пород горизонт неоднороден, сложен преимущественно средне- и мелкозернистыми

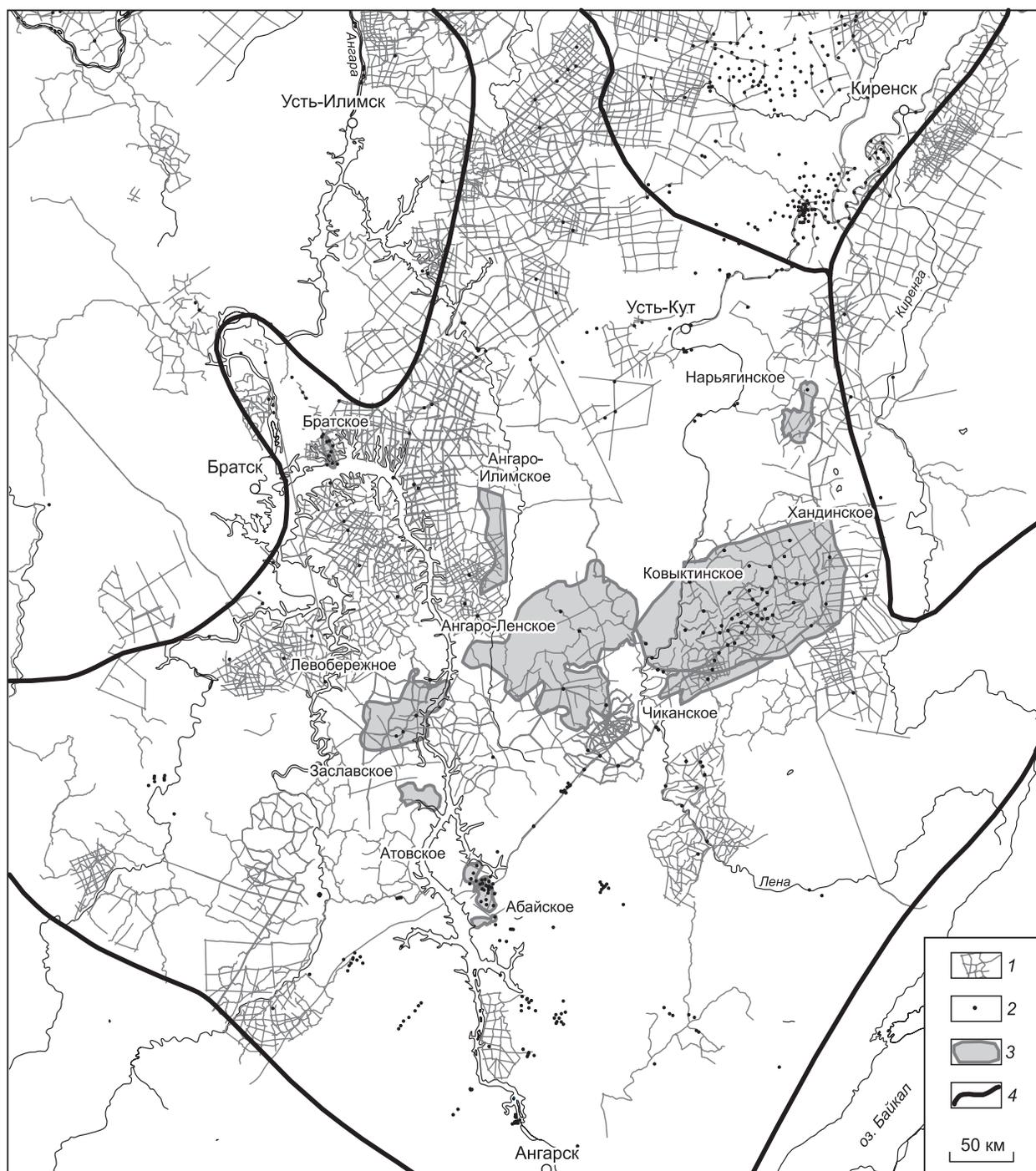


Рис. 1. Изученность территории Ангаро-Ленской нефтегазоносной области сейсморазведкой и глубоким бурением.

1 — сейсморазведочные профили, 2 — скважины, 3 — контуры месторождений УВ, 4 — границы нефтегазоносных областей.

кварцевыми и полевошпат-кварцевыми песчаниками с прослоями полимиктовых разностей, часто переслаивающимися с алевролитами и аргиллитами. В большей части вскрытых скважинами разрезов в пределах НГО горизонт сильно заглинизирован, что затрудняет его выделение в разрезе и корреляцию по данным ГИС. Толщина горизонта в центральной части Ангаро-Ленской ступени составляет 6—8 м, увеличиваясь на юге территории до 15—20 м. Горизонт продуктивен на Заславском, Атовском и Абайском месторождениях.

Непромышленные притоки газа и нефтегазопрооявления установлены на ряде площадей, главным образом в южной части НГО.

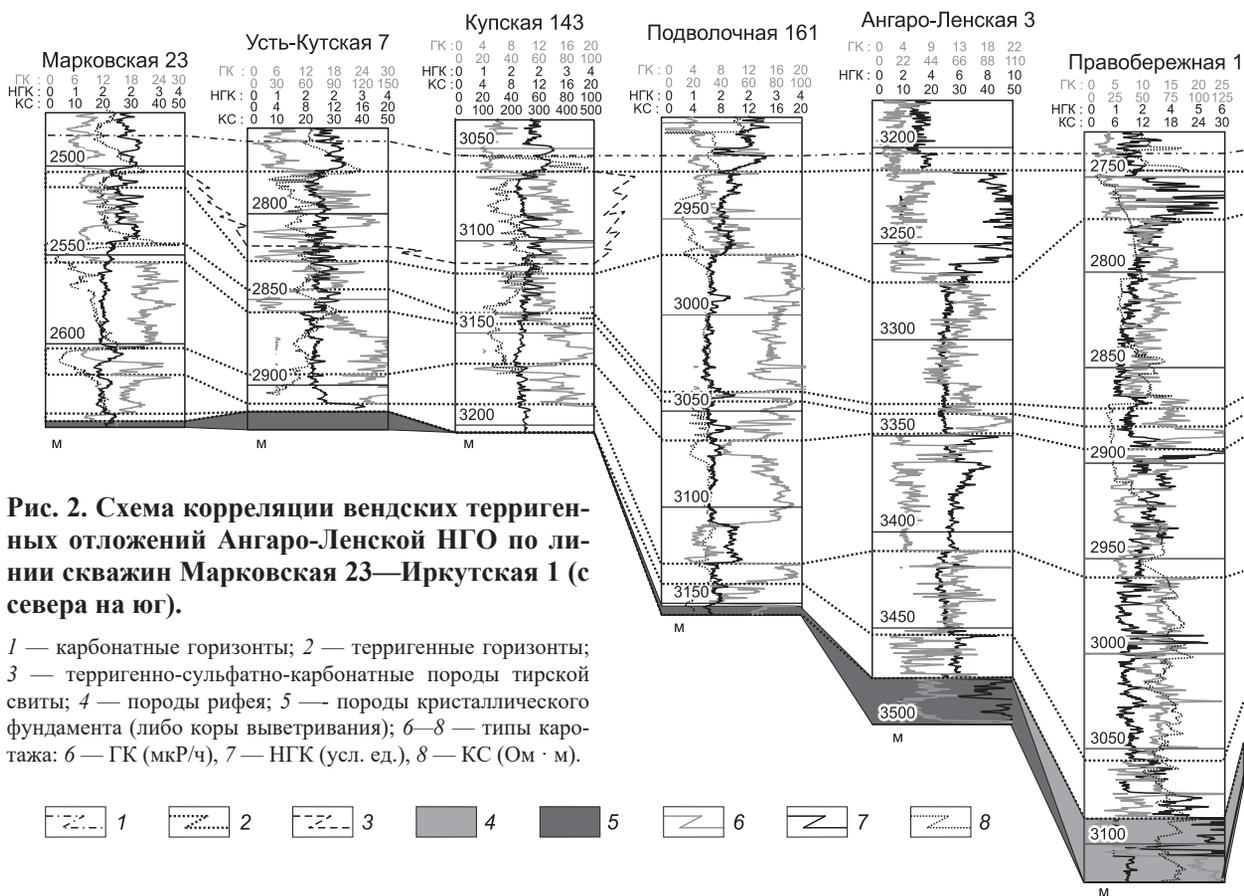


Рис. 2. Схема корреляции вендских терригенных отложений Ангаро-Ленской НГО по линии скважин Марковская 23—Иркутская 1 (с севера на юг).

1 — карбонатные горизонты; 2 — терригенные горизонты; 3 — терригенно-сульфатно-карбонатные породы тирской свиты; 4 — породы рифея; 5 — породы кристаллического фундамента (либо коры выветривания); 6—8 — типы карста: 6 — ГК (мкР/ч), 7 — НГК (усл. ед.), 8 — КС (Ом · м).

Фильтрационно-емкостные свойства пород шамановского горизонта невысоки, но на отдельных участках имеют повышенные значения: пористость до 12 %, проницаемость до $4 \cdot 10^{-15}$ м². Тип коллектора — поровый.

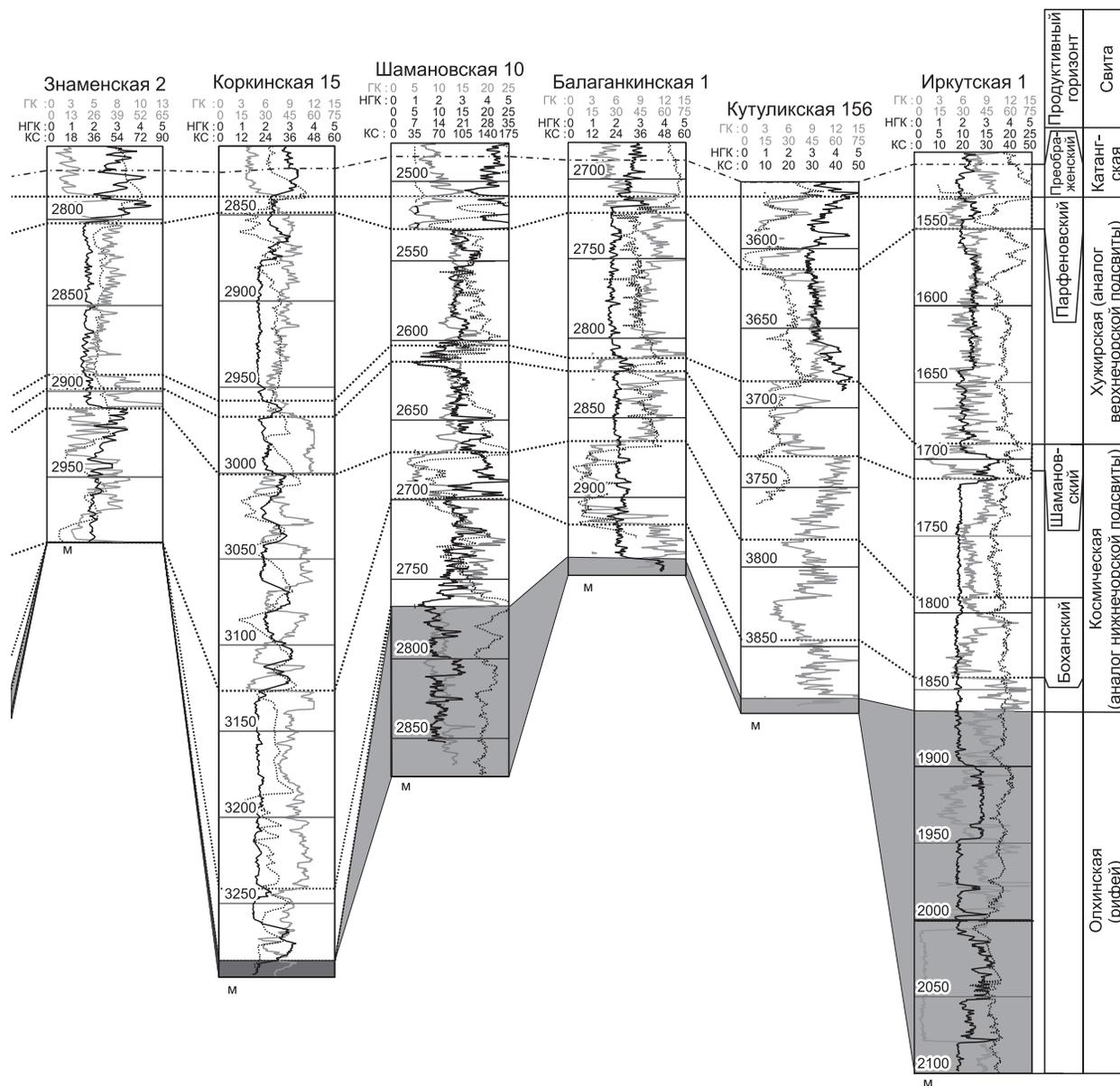
Парфеновский горизонт повсеместно распространен на территории Ангаро-Ленской ступени. Он залегает в верхней части чорской свиты и сложен полевошпат-литито-кварцевыми песчаниками мелко- и среднезернистыми до разномзернистыми, в отдельных слоях гравелитистых, с прослоями алевролитов и аргиллитов. Горизонт промышленно продуктивен в центральной и южной частях НГО, с ним связаны наиболее крупные открытые залежи УВ (см. табл. 1). Толщины горизонта в центральных районах Ангаро-Ленской ступени меняются от 20 до 70 м, восточнее (в пределах Ковыктинского месторождения) — до 80—100 м, на западе, на Братском месторождении и прилегающих территориях, достигают 130 м.

Фильтрационно-емкостные свойства песчаников имеют наиболее высокие значения среди всех горизонтов терригенного венда. Пористость меняется в широких пределах — от 2 до 21 %, в среднем составляя 7—10 %, проницаемость от 0.1 до $60 \cdot 10^{-15}$ м². Тип коллектора — поровый. Горизонт перекрыт регионально выдержанным флюидоупором даниловского стратиграфического горизонта преимущественно карбонатного состава.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ ПО ВЫДЕЛЕНИЮ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ

Особенности строения вендского терригенного комплекса Ангаро-Ленской НГО, в том числе спорадическое распространение улучшенных коллекторов, их существенная постседиментационная преобразованность создают значительные трудности при поисках и особенно разведке залежей УВ. Важным фактором при этом выступает фациальная природа коллекторов, которая определяет как формы, так и размеры отдельных геологических тел, закономерности распределения внутри них фильтрационно-емкостных свойств. Среди них парфеновский горизонт Ковыктинского месторождения представляется наиболее перспективным объектом.

Во многих работах [Чернова и др., 1991; Дробот и др., 2004; Ахияров и др., 2007] было показано, что формирование улучшенных коллекторов в парфеновское время на территории Ковыктинского ме-



сторождения происходило в пределах обширного аллювиально-дельтового комплекса. Главными особенностями отложений этого фациального типа на исследованной территории являются повышенная пористость и пониженные акустические характеристики, выраженные в скоростях распространения продольных сейсмических волн. Отмеченные особенности распределения в разрезах высокочемких песчаников установлены также на Братской, Южной, Чорской площадях, а в пределах центральных районов Ангаро-Ленской НГО — на Ангаро-Ленском месторождении и Грузновской площади. Выделенные в разрезах перечисленных площадей улучшенные коллекторы наиболее полно охарактеризованы в работах специалистов ИНГГ СО РАН [Советов, 1977; Пушкарева и др., 2013]. Это означает, что связь улучшенных коллекторов в терригенном комплексе венда с определенным набором фаций является важным параметром при прогнозе их качества.

В практике нефтегазописковых работ для выявления распространения зон улучшенных коллекторов традиционно используются атрибуты динамических характеристик отраженных волн. В случае Ковыктинского месторождения при толщинах низкоскоростного газонасыщенного пласта Π_2 в 30—45 м изменения его пористости четко отражаются в амплитудах отраженных волн, что было отмечено ранее [Барышев, 2003; Скузоватов, 2011]. Основными трудностями при прогнозе коллекторов на основе амплитудных характеристик отраженных волн в вендском терригенном комплексе являются небольшие толщины, часто не превышающие величину разрешающей способности сейсмических методов, и их слабая акустическая контрастность в терригенном разрезе. Как показал опыт сейсмогеологического моделирования [Скузоватов, 2014, 2015], перепад амплитуд отраженных волн на границах продуктивных

горизонтов в пределах центральной части НГО относительно невысок по сравнению с наблюдаемым на Ковыктинском месторождении. В связи с этим для повышения эффективности прогноза часто используются комплексные параметры сейсмического волнового поля, отражающие строение терригенных горизонтов. В частности, на территории Ангаро-Ленского месторождения рекомендовано применение комплексного критерия — произведения амплитуд и временного интервала между отражающими горизонтами М и Мп, формирующимися в кровле и подошве парфеновского горизонта [Скузоватов, 2014, 2015], поскольку использование только амплитудных характеристик здесь оказалось малоэффективным.

Положительные результаты получены и в других частях Ангаро-Ленской области. Ряд перспективных объектов выделен в западной части НГО в зоне, прилегающей с востока и северо-востока к Братскому газоконденсатному месторождению. Основные перспективы нефтегазоносности здесь связаны с парфеновским горизонтом. Песчано-алевритовые породы парфеновского горизонта на Братском месторождении, обладающие высокими пористостью и проницаемостью, были сформированы в обстановках крупной аллювиальной системы [Хабаров и др., 2014], что существенно повышает вероятность выявления объектов на смежных площадях. По результатам испытаний парфеновский горизонт газонасыщен в скв. 127 Южной площади, водонасыщен в скв. Родионовская 1, Мамырская 166.

Улучшенный коллектор прогнозируется по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных на северо-востоке Ангаро-Ленской НГО, в зоне сочленения Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботубинской антеклизы (Верхнекатангская, Катская, Нижнеилимская площади). В этом районе залежи УВ могут быть выявлены в горизонте В₅ (парфеновском), который нефтеносен на Марковском месторождении.

Изученность боханского горизонта геолого-геофизическими (в том числе литолого-фациальными и петрофизическими) методами остается на текущий момент низкой, а базального горизонта — крайне низкой. Коллектор в боханском горизонте прогнозируется на ряде площадей южной части НГО (Знаменская, Тутурская, Христофоровская и др. площади), где получены притоки газа вплоть до промышленных. В центральной части НГО коллектор, по данным ГИС, прогнозируется на территории Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений. На последнем при испытании получены притоки пластовой воды в скв. 4, 9, а также нефти объемом 200 л/сут в скв. 7. Анализ этих материалов совместно со структурными построениями позволяет прогнозировать тектоническое ограничение залежей в зонах разрывных нарушений.

Базальный горизонт также слабо изучен глубоким бурением. Распространение базальных песчаников доказано глубоким бурением в северной части территории (южный склон Непско-Ботубинской антеклизы) и центральной (Левобережное и Ангаро-Ленское месторождения). Зоны отсутствия отложений прогнозируются в районах развития палеоподнятий фундамента, протягивающихся от Братского выступа до зоны сочленения Ангаро-Ленской ступени с Предпатомским прогибом. Южнее Ангаро-Ленского месторождения прогнозируется замещение песчаников непроницаемыми алевритоглинистыми породами.

Тенденции в нефтегазопроисковой сейсморазведке на территории Восточной Сибири на сегодняшний день заключаются в проведении опережающих работ МОГТ 3D, применение которых показывает большую эффективность по сравнению с традиционными профильными исследованиями. В разных работах неоднократно рассматривались перспективы комплексирования сейсморазведки и электроразведки (ЗСБ, ДНМЭ и др.) [Трофимук и др., 1981; Трофимук, 1991; Барышев, 2015]. Несомненно, назрела необходимость в усовершенствовании методических подходов при поисках и разведке неантиклинальных залежей в терригенном комплексе венда. Особое внимание при планировании геолого-разведочных работ на терригенном комплексе должно быть уделено литолого-палеогеографическим и петрофизическим исследованиям.

МЕТОДИКА ВЕРОЯТНОСТНОЙ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Оценки ресурсов газа в Ангаро-Ленской нефтегазоносной области выполнялись неоднократно в 60—80-е годы прошлого столетия СНИИГГиМСом, ИГГ АН СССР, ВостСибНИИГГиМСом. В разные годы они варьировали от 3 до 5 трлн м³. Открытия последних десятилетий позволяют оценить ресурсы углеводородов более достоверно. Достоверность оценки может быть повышена в трех отношениях. Во-первых, в настоящее время для оценки рассматриваемой территории может быть применен метод количественных геологических аналогий с использованием несравненно большего количества эталонов [Методы..., 1979; Прогноз..., 1981; Методическое руководство..., 2000]. Во-вторых, эта оценка может быть выполнена не для терригенного комплекса в целом, а дифференцированно — для отдельных горизонтов и затем суммарно. И, наконец, эта оценка может быть выполнена вероятностно [Методическое руководство..., 2000].

Ниже будет рассмотрена принятая в ИНГГ СО РАН методика такой оценки и описаны ее результаты.

Рассмотрим некоторую территорию, на которой выделены эталонный и оцениваемый участки. В качестве эталонного выберем участок, хорошо изученный геофизическими методами и глубоким бурением, ресурсы которого, согласно экспертной оценки, не менее чем на 90 % переведены в запасы. Каждый эталонный и оцениваемый участки описаны некоторым набором геологических параметров, на основании сравнения которых с эталоном участку приписывается определенная плотность ресурсов углеводородов в тыс. т/км². В настоящем исследовании для сравнения эталонных и оцениваемых участков были выбраны следующие показатели: толщины оцениваемых горизонтов, средняя пористость коллектора, среднее значение проницаемости, вероятность газоносности скважин. Путем сравнения этих показателей выводился коэффициент аналогии для каждого участка [Методическое руководство..., 2000]. Ресурсы оцениваемого участка определялись как произведение плотности ресурсов на эталоне на коэффициент аналогии и на площадь оцениваемого участка.

Возможны два варианта оценки. Первый — с помощью коэффициента аналогии оцениваемому участку приписывается фиксированная плотность ресурсов углеводородов q_i (тыс. т/км²). Второй — участку приписывается некоторый интервал вероятных значений плотности ресурсов углеводородов $[q_i^1 — q_i^2]$. В практике работы ИНГГ СО РАН обычно принимаются интервалы значений плотности ресурсов углеводородов, используемые при построении карт прогноза нефтегазоносности (тыс. т/км²): 0—5, 5—10, 10—20, 20—30, 30—50, 50—100, > 100. В обоих случаях произведение плотности ресурсов или границ интервала вероятных значений плотности ресурсов углеводородов на площадь участка позволяли получить оценки ресурсов углеводородов или интервала вероятных значений ресурсов углеводородов на участке.

Второй подход создает предпосылки для вероятностной оценки ресурсов. Вероятностная оценка дает представление о степени неопределенности прогноза ресурсов УВ, о его точности и надежности. Такой подход к оценке не только ресурсов, но и запасов развивается с начала 70-х годов XX в. [Конторович, Демин, 1977, 1979]. В последние годы вероятностный подход к оценке ресурсов углеводородов нефтегазоносных бассейнов и отдельных их частей является общепринятым как в российской, так и в зарубежной практике нефтегазопроисковых работ.

Вероятностный подход предусматривает описание распределения ресурсов функцией плотности распределения вероятностей. При экспертном выборе функции плотности распределения вероятностей, как правило, принято использовать треугольный тип распределения. Треугольное распределение достаточно широко применяется в случаях, когда на основе имеющейся априорной информации можно экспертно установить положение наиболее вероятного значения параметра (мода) M относительно минимального X_{\min} и максимального X_{\max} значений оцениваемых ресурсов. При этом предполагается, что вероятность достижения крайних значений настолько незначительна, что может быть принята нулевой.

Плотность распределения задается следующей системой выражений [Методическое руководство..., 2000]:

$$f(X) = \begin{cases} \frac{2(X - X_{\min})}{(X_{\max} - X_{\min})(M - X_{\min})}, & X_{\min} \leq X \leq M \\ \frac{2(X_{\max} - X)}{(X_{\max} - X_{\min})(X_{\max} - M)}, & M < X \leq X_{\max} \end{cases}$$

Вероятностная оценка величины ресурсов X может быть получена путем вычисления соответствующей интегральной функции распределения:

$$F(X) = \int_{X_{\min}}^X f(X) dX,$$

где $F(X)$ выражает вероятность попадания случайной величины левее точки X . Величину X в математической статистике принято называть квантилем, соответствующим уровню вероятности $F(X)$. В качестве границ оценки обычно рассматриваются квантили, соответствующие уровням вероятности 0.1 и 0.9.

При построении суммарных вероятностных оценок обычно используется метод Монте-Карло.

На основе выполненных методом аналогий оценок для конкретного газоносного горизонта была построена функция распределения вероятностей оценок ресурсов, в которой в качестве X_{\min} принимается сумма произведений минимального значения плотности ресурсов углеводородов на участке на его площадь, а в качестве X_{\max} такая же сумма произведений, в котором первый из множителей равен максимальному значению плотности ресурсов углеводородов на участке.

Для оценки ресурсов по горизонтам было выбрано треугольное асимметричное распределение плотности вероятности, при котором минимальное и модальное значения ресурсов совпадают. Такая оценка ресурсов углеводородов для конкретной территории представляется наиболее осторожной.

Для каждого горизонта методом Монте-Карло генерируется определенное количество возможных значений ресурсов углеводородов. В рамках данного исследования было рассмотрено 1000 таких реализаций. По этой выборке для каждого горизонта были оценены квантили, соответствующие уровням вероятности 0.1, 0.5 и 0.9.

Построив таким образом наборы реализаций для каждого из горизонтов и затем суммируя эти реализации в порядке их получения по всем горизонтам в терригенном комплексе, можно получить множество реализаций оценки для терригенного комплекса в целом. Выполняя статистическую обработку полученного множества реализаций, можно определить квантили, соответствующие уровням вероятности 0.1, 0.5 и 0.9 для последней оценки.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА ВЕНДА

В работе выполнена вероятностная оценка начальных геологических и извлекаемых ресурсов конденсатного газа, конденсата и всех компонентов в составе газа (метан, этан, пропан, бутан, гелий) по каждому из горизонтов терригенного комплекса и всего терригенного комплекса венда Ангаро-Ленской НГО.

Принятое объемное содержание компонентов газа представлено в табл. 2.

Результаты оценки начальных геологических и извлекаемых ресурсов УУВ в терригенном комплексе венда Ангаро-Ленской НГО и отдельно в перспективных горизонтах представлены в табл. 3 и 4.

С вероятностью 0.9 величина начальных ресурсов газа более 4115 млрд м³, с той же вероятностью их величина менее 5225 млрд м³, медианная оценка начальных ресурсов газа равна 4605 млрд м³. С той же вероятностью величина ресурсов метана более 4050 млрд м³ и менее 4995 млрд м³, медианная оценка начальных ресурсов метана равна 4445 млрд м³.

С вероятностью 0.9 величина начальных геологических ресурсов конденсата в нефтегазонасной области более 230 млн т, с той же вероятностью их величина менее 330 млн т, медианная оценка ресурсов конденсата равна 275 млн т. С вероятностью 0.9 величина начальных извлекаемых ресурсов конденсата в терригенном комплексе Ангаро-Ленской НГО более 215 млн т, с той же вероятностью их величина менее 270 млн т, медианная оценка начальных извлекаемых ресурсов конденсата в области равна 235 млн т.

С вероятностью 0.9 величина начальных геологических ресурсов гелия в нефтегазонасной области более 5885 млн м³, с той же вероятностью их величина менее 12370 млн м³, медианная оценка ресурсов гелия равна 8720 млн м³.

Согласно выполненной оценке, наибольшие объемы начальных геологических ресурсов природного газа и гелия, а также наибольшие массы конденсата содержатся в ловушках парфеновского горизонта.

Рассмотрим региональные закономерности изменения плотности ресурсов углеводородов.

Основные перспективы нефтегазонасности базального горизонта связаны главным образом с центральной частью НГО (рис. 3, а). Испытания горизонта проводились больше всего на Левобережном и

Таблица 2. Химический состав конденсатного газа парфеновского газонасного горизонта (Ковьктинское месторождение)

Показатель	Компонентный состав, об. %									
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>i</i> -C ₄	<i>n</i> -C ₄	C ₅ H ₁₂	H ₂	N ₂	Ar	He
Среднее значение	92.36	4.13	0.81	0.16	0.21	0.12	0.09	1.69	0.045	0.284

Таблица 3. Оценка начальных ресурсов газа вендского терригенного комплекса Ангаро-Ленской НГО по основным компонентам

Продуктивный горизонт	Величина начальных ресурсов конденсата, млн т					
	Геологические			Извлекаемые		
	<i>P</i> = 0.9	<i>P</i> = 0.1	<i>P</i> = 0.5	<i>P</i> = 0.9	<i>P</i> = 0.1	<i>P</i> = 0.5
Базальный	10	35	20	5	25	15
Боханский	20	45	30	15	35	20
Шамановский	20	45	30	15	35	25
Парфеновский	155	245	200	115	185	140
Терригенный комплекс в целом	230	330	275	215	270	235

Таблица 4. Оценка начальных ресурсов конденсата в вендском терригенном комплексе Ангаро-Ленской НГО

Продуктивный горизонт	В том числе по отдельным компонентам																	
	Начальные ресурсы газа, млрд м ³			метан, млрд м ³			этан, тыс. т			пропан, тыс. т			бутан (включая изобутан), тыс. т			гелий, млн м ³		
	P = 0.9	P = 0.1	P = 0.5	P = 0.9	P = 0.1	P = 0.5	P = 0.9	P = 0.1	P = 0.5	P = 0.9	P = 0.1	P = 0.5	P = 0.9	P = 0.1	P = 0.5	P = 0.9	P = 0.1	P = 0.5
Базальный	170	515	305	170	480	290	1995	24 370	10 540	775	7075	3180	645	4320	2050	235	1385	675
Боханский	335	705	475	330	660	455	2725	31 610	13 760	1210	9235	4275	1110	5685	2855	420	1830	960
Шамановский	370	715	500	365	665	480	2750	31 410	13 700	1270	9190	4295	1190	5675	2905	455	1830	980
Парфеновский	2845	3855	3230	2830	3630	3135	14 830	155 025	68 380	8130	458 755	22 550	8 335	28 770	16 140	3260	9340	5580
Терригенный комплекс в целом	4115	5225	4605	4050	4955	4445	55 765	203 435	114 780	19 320	58 605	36 920	16 420	37 380	25 440	5885	12 370	8720

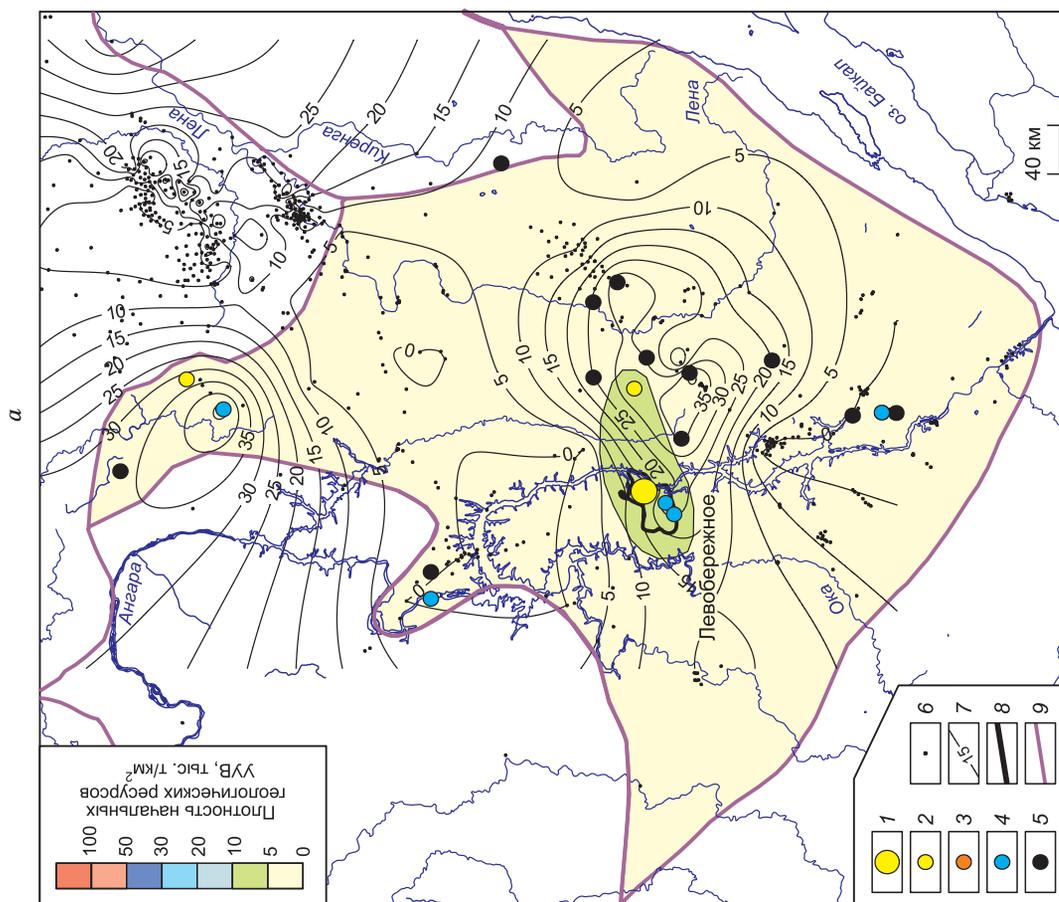
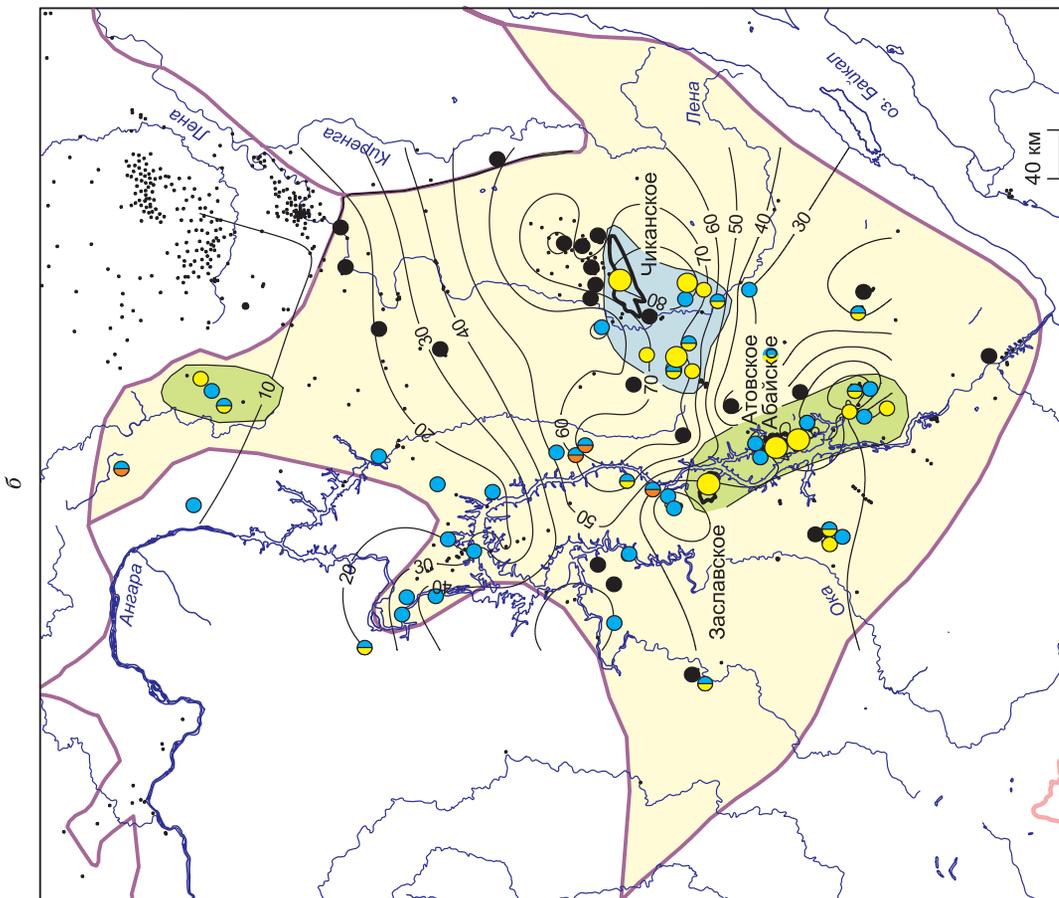
Ангаро-Ленском месторождениях, а также в единичных скважинах в южной и северной частях НГО. Притоки газа из базального горизонта получены на Левобережном, Ангаро-Ленском месторождениях, из его возрастного аналога — горизонта В₁₃ на Верхнекатангской площади. Сопоставление характеристик территории с эталонными участками позволило оценить плотность ресурсов УУВ — 5—10 тыс. т/км² на Левобережном месторождении, на остальной территории 0—5 тыс. т/км².

Как видно из результатов количественной оценки ресурсов углеводородов в Ангаро-Ленской НГО (см. табл. 3, 4), с вероятностью 0.9 можно утверждать, что начальные геологические ресурсы метана в базальном горизонте на территории Ангаро-Ленской НГО более 170 млрд м³, с той же вероятностью их величина менее 480 млрд м³. Медианная оценка ресурсов метана равна 290 млрд м³. С вероятностью 0.9 величина начальных геологических ресурсов конденсата в нефтегазоносной области более 10 млн т, с той же вероятностью их величина менее 35 млн т. Медианная оценка начальных геологических ресурсов конденсата равна 20 млн т. Вероятностная оценка начальных геологических ресурсов гелия также приведена в табл. 3, а в табл. 4 содержится информация о вероятностной оценке начальных геологических и извлекаемых ресурсов конденсата.

Газоносность боханского горизонта доказана на ряде площадей в южной части территории (Боханская, Осинская, Тыретская, Знаменская и др.). Притоки нефти с водой получены на Левобережном месторождении, на Чорской площади и непромышленный приток газа в скв. Правобережная 1. Наиболее высокие плотности ресурсов УУВ (10—20 тыс. т/км²), согласно выполненной оценки, имеют место на территории, в пределах которой находится Чиканское месторождение и несколько расположенных поблизости площадей — Тутурская, Знаменская, Правобережная (см. рис. 3, б). Плотность ресурсов для территории Атовского, Абайского, Заславского месторождений и ряда смежных площадей — Боханской, Осинской, Парфеновской — оценена в интервале УУВ 5—10 тыс. т/км². Территория с такой же плотностью ресурсов выделена в северной части НГО, где предполагается распространение возрастных аналогов горизонта В₁₀ (марковского, ярактинского).

Как видно из результатов количественной оценки ресурсов углеводородов в Ангаро-Ленской НГО (см. табл. 3, 4), с вероятностью 0.9 можно утверждать, что начальные геологические ресурсы метана в боханском горизонте на территории Ангаро-Ленской НГО более 330 млрд м³, с той же вероятностью их величина менее 660 млрд м³. Медианная оценка ресурсов метана равна 455 млрд м³. С вероятностью 0.9 величина начальных геологических ресурсов конденсата в нефтегазоносной области более 20 млн т, с той же вероятностью их величина менее 45 млн т. Медианная оценка начальных геологических ресурсов конденсата равна 30 млн т. Вероятностная оценка начальных геологических ресурсов гелия приведена в табл. 3, в табл. 4 содержится информация о вероятностной оценке начальных геологических и извлекаемых ресурсов конденсата.

Шамановский горизонт, как уже отмечено выше, имеет неоднородное строение и небольшие толщины. Как показали результаты глубокого бурения, для него также характерна существенная глинизация, что затрудняет прогноз качества коллекторов. Объект испытан небольшим количеством скважин. Максимальные плотности ресурсов УУВ (5—10 тыс. т/км²) прогнозируются на территории открытых месторождений (см. рис. 3, в). На севере НГО перспективы нефтегазоносности предположительно связаны с аналогами горизонта В₅ (парфеновского), к которому приурочена залежь Марковского месторождения на Непско-Ботуобинской антеклизе.



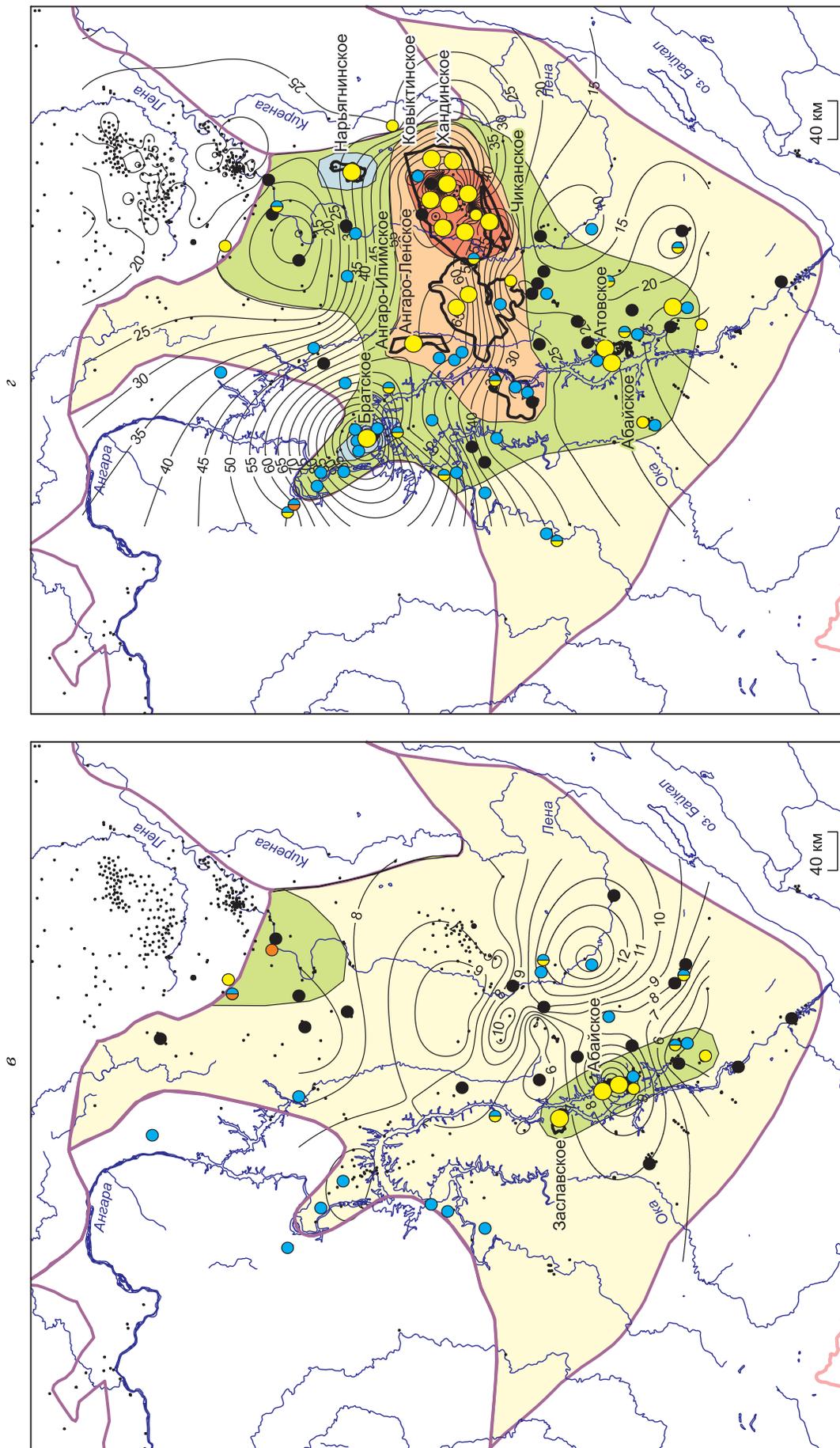


Рис. 3. Карта плотностей ресурсов УУВ вендского терригенного комплекса Ангаро-Ленской НПО:

a — в базальном, *б* — боханском, *в* — шамановском, *г* — парфеновском горизонтах. 1—5 — тип притока; 1 — промышленный приток газа, 2 — непромышленный приток газа, 3 — приток нефти, 4 — приток пластовой воды, 5 — нет притока; 6 — скважины; 7 — толщины горизонта (м); 8 — контуры месторождений УВ; 9 — границы НПО.

Как видно из результатов количественной оценки ресурсов углеводородов в Ангаро-Ленской НГО (см. табл. 3, 4), с вероятностью 0.9 можно утверждать, что начальные геологические ресурсы метана в шамановском горизонте на территории Ангаро-Ленской НГО более 365 млрд м³, с той же вероятностью их величина менее 665 млрд м³. Медианная оценка ресурсов метана равна 480 млрд м³. С вероятностью 0.9 величина начальных геологических ресурсов конденсата в нефтегазоносной области более 20 млн т, с той же вероятностью их величина менее 45 млн т. Медианная оценка начальных геологических ресурсов конденсата равна 30 млн т. Вероятностная оценка начальных геологических ресурсов гелия приведена в табл. 3, в табл. 4 содержится информация о вероятностной оценке начальных геологических и извлекаемых ресурсов конденсата.

Парфеновский горизонт на Ангаро-Ленской ступени обладает наибольшим ресурсным потенциалом среди всех горизонтов вендского терригенного комплекса (см. рис. 3, з). Промышленная газоносность парфеновского горизонта доказана на значительной территории. В качестве наиболее перспективных территорий выделены центральная часть НГО, а также прилегающие территории в южной части НГО, где на некоторых площадях (Тыретская, Парфеновская и др.) получены промышленные притоки газа.

Согласно выполненной автором оценки, максимальные плотности ресурсов УУВ (более 100 тыс. т/км²) имеют место в центральной части НГО на территории, объединяющей наиболее крупные по запасам Ковыктинское, Хандинское и Чиканское месторождения. Плотность ресурсов на территории Левобережного и Ангаро-Ленского месторождений оценена в 50—100 тыс. т/км². Участкам, в пределах которых расположены Братское, Ангаро-Илимское и Нарьягинское месторождения, присвоена категория плотностей ресурсов 10—20 тыс. т/км². На остальной территории плотность ресурсов составила 5—10 тыс. т/км², вблизи горно-складчатого обрамления — 0—5 тыс. т/км².

Как видно из результатов количественной оценки ресурсов углеводородов в Ангаро-Ленской НГО (см. табл. 3, 4), с вероятностью 0.9 можно утверждать, что начальные геологические ресурсы метана в парфеновском горизонте на территории Ангаро-Ленской НГО более 2830 млрд м³, с той же вероятностью их величина менее 3630 млрд м³. Медианная оценка ресурсов метана равна 3135 млрд м³. С вероятностью 0.9 величина начальных геологических ресурсов конденсата в нефтегазоносной области более 155 млн т, с той же вероятностью их величина менее 245 млн т. Медианная оценка начальных геологических ресурсов конденсата равна 200 млн т. Вероятностная оценка начальных геологических ресурсов гелия приведена в табл. 3, в табл. 4 содержится информация о вероятностной оценке начальных извлекаемых ресурсов конденсата.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ангаро-Ленская нефтегазоносная область занимает территорию юга Иркутской области и располагает уникальными ресурсами и запасами жирного, конденсатного, гелийсодержащего углеводородного газа. Выше было отмечено, что с вероятностью 0.9 можно утверждать, что ресурсы конденсатного газа в терригенном комплексе Ангаро-Ленской НГО более 4114 млрд м³, а разведанные запасы газа по категориям C₁ и C₂ около 4000 млрд м³. Это означает, что нижняя граница вероятностной оценки при слабой геолого-геофизической изученности региона уже достигнута. Это создает благоприятные предпосылки для существенного укрупнения при проведении геолого-разведочных работ сырьевой базы и формирования на юге Иркутской области крупного центра газовой промышленности, ориентированного на Азиатско-Тихоокеанский регион.

В советское время на территории Иркутской области был создан крупный центр нефтеперерабатывающей и нефтегазохимической промышленности. Формирование в регионе за последние тридцать лет мощной сырьевой базы углеводородов, наличие предприятий нефтепереработки и нефтегазохимии, кадров, имеющих опыт работы в химической промышленности, создают уникальные предпосылки для формирования в Иркутской области крупного газового, геохимического и гелиевого кластера.

ЛИТЕРАТУРА

Ахияров А.В., Орлов В.И., Бондарев А.Н. Зависимость продуктивности терригенных коллекторов от их фациальной принадлежности на примере парфеновского горизонта Ковыктинского месторождения // *Геофизика*, 2007, № 6, с. 60—67.

Барышев Л.А. Физико-геологическая модель подсолевого комплекса осадочного чехла и прогноз продуктивности терригенных коллекторов на Ковыктинском месторождении // *Технологии сейсморазведки*, 2003, № 2, с. 38—43.

Барышев Л.А. Комплексирование сейсморазведки и электроразведки на Ковыктинском месторождении // *Изв. СО Секции наук о Земле РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений*, 2015, № 3, с. 36—42.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М., Недра, 1981, 550 с.

Дробот Д.И., Золотов А.Н., Конторович А.Э., Корнев Б.В. Геохимические критерии нефтегазонасыщенности отложений венда и нижнего кембрия Иркутского амфитеатра // Геология нефти и газа, 1970, № 4, с. 37—41.

Дробот Д.И., Пак В.А., Деятелилов Н.М., Хохлов Г.А., Карпышев А.В., Бердников И.Н. Нефтегазонасыщенность докембрийских отложений Сибирской платформы, перспективы подготовки и освоения их углеводородного потенциала // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (1), с. 110—120.

Конторович А.Э., Демин В.И. Метод оценки количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа в крупных нефтегазоносных бассейнах // Геология нефти и газа, 1977, № 12, с. 18—26.

Конторович А.Э., Демин В.И. Прогноз количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа // Геология и геофизика, 1979, (3), с. 26—46.

Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы // Геология и нефтегазонасыщенность Сибирской платформы. Новосибирск, 1975, с. 4—21. (Тр. СНИИГГиМСа, вып. 222).

Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Главные зоны нефтенакпления в Лено-Тунгусской провинции // Развитие учения академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири, 1982, с. 22—42.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М., ВНИГНИ, 2000, 189 с.

Методы оценки перспектив нефтегазонасыщенности / Под ред. Н.И. Буялова, В.Д. Наливкина. М., Недра, 1979, 336 с.

Прогноз месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин, В.Б. Леонтович, А.А. Растегин. М., Недра, 1981, 350 с.

Пушкарева М.М., Хабаров Е.М., Вараксина И.В. Литологическая характеристика парфеновского и ботубинского продуктивных горизонтов венда Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботубинской антеклизы // Изв. ТПУ, 2013, т. 323, № 1, с. 78—83.

Решения Четвертого межведомственного стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1989, 64 с.

Самсонов В.В. Иркутский нефтегазоносный бассейн. Иркутск, Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1975, 194 с.

Скузоватов М.Ю. Комплексирование данных ГИС, сейсморазведки и петрофизических исследований при прогнозе фильтрационно-емкостных свойств парфеновского горизонта Ковыктинского месторождения // Труды Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 100-летию акад. А.А. Трофимука «Трофимуковские чтения». Новосибирск, РИЦ НГУ, 2011, с. 285—286.

Скузоватов М.Ю. Критерии оценки перспектив газонасыщенности парфеновского горизонта центральных районов Ангаро-Ленской ступени // Геология нефти и газа, 2014, № 1, с. 101—109.

Скузоватов М.Ю. Применение комплекса геолого-геофизических данных при прогнозе газонасыщенности вендовского терригенного комплекса Ангаро-Ленской зоны газонакопления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2015, № 6, с. 26—33.

Советов Ю.К. Верхнедокембрийские песчаники юго-запада Сибирской платформы. Новосибирск, Наука, 1977, 228 с.

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Ред. Н.В. Мельников. Новосибирск, Академ. изд-во «Гео», 2005, 256 с.

Трофимук А.А. Нефтегазонасыщенность Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1960 (7), с. 3—11.

Трофимук А.А. О стратегии поиска нефти и газа в СССР. Новосибирск, 1991, 63 с. (Препринт / ОИГГМ СО АН СССР; № 9).

Трофимук А.А., Мандельбаум М.М., Пузырев Н.Н., Сурков В.С. Прямые поиски нефти и газа и их применение в Сибири // Геология и геофизика, 1981 (1), с. 3—15.

Усов М.А. К вопросу о нефти в Западно-Сибирском крае // Вестн. Зап.-Сиб. ГТ, 1936, № 3, с. 35—41.

Хабаров Е.М., Вараксина И.В., Пушкарева М.М., Кугаколов С.А., Родякин С.В., Черныш П.С. Обстановки осадконакопления и фильтрационно-емкостные свойства парфеновского горизонта венда Ангаро-Ленской ступени // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2014, № 2, с. 66—75.

Чернова Л.С., Фомин А.М., Потлова М.М., Кокаулина Э.В., Мандрикова Н.Т. Литология и условия формирования парфеновского горизонта венда Ковыктинского газонасыщенного месторождения // Методика разведки и условия формирования нефтегазоносных отложений Сибирской платформы. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1991, с. 49—55.

*Поступила в редакцию
16 августа 2016 г.*