

УДК 551.242.7:553.041

DOI 10.31087/0016-7894-2019-2-39-54

Проблемы оценки масштабов и перспектив нефтегазоносности Предпатомской нефтегазоносной области в свете эволюции взглядов на тектоническое строение юго-восточного обрамления Сибирской платформы

© 2019 г. | Ф.А. Мигурский

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; fam@vnigni.ru

Поступила 02.10.2018 г.

Принята к печати 30.11.2018 г.

Ключевые слова: геологическая съемка; количественная оценка; Предпатомский перикратонный прогиб; перспективы нефтегазоносности; сейсмические исследования; структурный план; шарьяж.

В Предпатомском прогибе и связанной с ним Предпатомской нефтегазоносной области доказана промышленная газоносность. Благоприятное инфраструктурное положение (непосредственная доступность нефтегазотранспортной трубопроводной системы) делает эти земли еще более привлекательными для промышленного освоения. С середины прошлого века выполняются исследования по количественной оценке нефтегазоносности Предпатомского прогиба. По мере изменения взглядов на геологическое строение территории перспективы нефтегазоносности оцениваются как более высокие. В последнее время появились новые малообоснованные ресурсные оценки нефтегазоносности Предпатомского прогиба. Слабой стороной этих оценок является отсутствие проработанной геологической модели строения региона. В статье показаны объективные и субъективные трудности ее создания. В то же время существующий мировой практический опыт и накопленный фактический материал по Прибайкальскому региону позволяют наметить пути решения этой проблемы.

Для цитирования: Мигурский Ф.А. Проблемы оценки масштабов и перспектив нефтегазоносности Предпатомской нефтегазоносной области в свете эволюции взглядов на тектоническое строение юго-восточного обрамления Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2019. – № 2. – С. 39–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-39-54.

On the assessment of oil and gas occurrence scale and prospects in the Pre-Patomsky Petroleum Region in the light of evolution of views on tectonic framework of Siberian Platform's south-eastern margins

© 2019 | F.A. Migurskii

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia, fam@vnigni.ru

Received 02.10.2018

Accepted for publication 30.11.2018

Key words: geological survey; quantitative estimation; Pre-Patomsky cratonic-margin basin; petroleum potential; seismic studies; structural geometry; overthrust.

Pre-Patomsky basin and Pre-Patomsky Petroleum Regions associated with it are characterized by proven commercial gas-bearing capacity. The convenient infrastructural position with the immediate access to oil and gas pipeline system makes these lands even more attractive for commercial development. Since the middle of the last century, studies have been carried out to quantify the oil and gas occurrence in the Pre-Patomsky basin. Over time, in accordance with changes in views on the geological structure of the territory, there is a change in the estimates towards the petroleum potential growths. New, poorly substantiated resource estimates of the oil and gas bearing capacity of the Pre-Patomsky basin have appeared recently. Weakness of these assessments is the lack of a mature geological model of the region's structure. It should be recognized that the latest high estimates of petroleum potential of the Pre-Patomsky cratonic-margin basin do not have sufficient grounds and justified geological model. Exploration maturity and the complex nature of the dislocation have so far to create a satisfactory tectonic model of the south-east of Siberian Platform, which is based only on local observations. At the same time, the available geological and geophysical materials make it possible to draw reasonable conclusions about the conformity of geological structure of the Pre-Patomsky cratonic-margin basin and the Baikal-Patom folded area with the well-studied platform and folded areas in the similar settings on the Earth. The need to obtain reasonable conclusions about the petroleum potential requires activation of national geological studies of this territory. Qualitative preliminary tectonic models can be created at the present time for the Pre-Patomsky cratonic-margin basin with a certain degree of conditionality; they may help to plan exploration and prospecting activities and select research line and technique. To create an adequate geological model of the Pre-Patomsky cratonic-margin basin, a number of regional geological exploration works should be performed focused on seismic studies using seismic shooting and deep CDP methods, structural mapping, deep and core drilling, and summary case studies.

For citation: Migurskii F.A. On the assessment of oil and gas occurrence scale and prospects in the Pre-Patomsky Petroleum Region in the light of evolution of views on tectonic framework of Siberian Platform's south-eastern margins. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2019;(2):39–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-39-54.



Согласно тектоническому районированию, используемому при выполнении государственного геологического изучения недр, **Предпатомский прогиб** расположен у юго-восточной границы Сибирской платформы и Байкало-Патомской покровно-складчатой области [1] и протягивается узкой полосой вдоль р. Лена, от широты Северобайкальска до северо-восточной границы территории исследования в бассейне р. Виллюй (Нюрба, Верхневиллюйск). Большая южная часть Предпатомского прогиба граничит на западе с Непско-Ботубинской антеклизой (на глубине 1300 м на севере и около 200 м на юге), севернее — с Ыгыаттинской впадиной (по мощной системе разрывов) и Виллюйской гемисинеклизой (по изолинии –3800 м), на востоке, в южной части, — с Байкало-Патомским покровно-складчатым сооружением, а севернее — с Алданской антеклизой [1].

В соответствии с терминологией совещания по классификации платформенных структур [2], структуры обрамления Сибирской платформы правильно называть «перикратонными опусканиями», как это предлагалось несколько в ином контексте Е.В. Павловским [3], поскольку они не имеют бортов со стороны прилегающих складчатых областей, сложенных осадочными образованиями, стратифицированными толщами и породами фундамента, интенсивно преобразованными тектоникой и метаморфизмом. Однако термин «*перикратонное опускание*» не получил широкого использования, в то время как термины «прогиб», «краевой прогиб» и «региональный прогиб» прочно укоренились и применяются параллельно [4] в отечественной геологии, несмотря на отсутствие смысловых различий с плитотектонической точки зрения (по мнению автора статьи). Кроме того, предложенный в указанной классификации региональный иерархический уровень *перикратонных опусканий* не согласуется с соседними для Предпатомского прогиба структурами, близкими ему по размеру и имеющими надпорядковый характер. В данной статье автор использует компромиссный вариант — перикратонный прогиб (для перикратонного прогиба Западной Канады [1]), Предпатомский перикратонный прогиб [4] или Предпатомский прогиб.

Актуальность изучения Предпатомского прогиба обусловлена его нефтегазоносностью и пространственным расположением вблизи современной транспортной и добывающей нефтегазовой инфраструктуры. Перспективы нефтегазоносности и начальные суммарные ресурсы нефти и газа Предпатомского прогиба неоднократно пересматривались в сторону увеличения в процессе государственной количественной оценки нефтегазоносности отечественных недр. Причины этой эволюции обусловлены главным образом изменением взглядов на геологическое строение юго-восточной части Сибирской платформы и тектоническую модель сочленения Сибирской платформы со структурами складчатого обрамления.

Оценки перспектив нефтегазоносности Предпатомского прогиба и практически полностью повторяющей его границы Предпатомской нефтегазоносной области всегда основывались на результатах государственной количественной оценки ресурсов нефти и газа, сведенных в карты нефтегазоносности и карты перспектив нефтегазоносности, которые для этой слабоизученной территории являются близкими. Эти карты, в свою очередь, строятся на основе нефтегазогеологического районирования, базирующегося на тектоническом районировании, региональных тектонических картах и, соответственно, модели геологического строения Предпатомского прогиба. Таким образом, изменение оценок нефтегазоносности всегда было производным от эволюции взглядов на геологическое строение исследуемой территории.

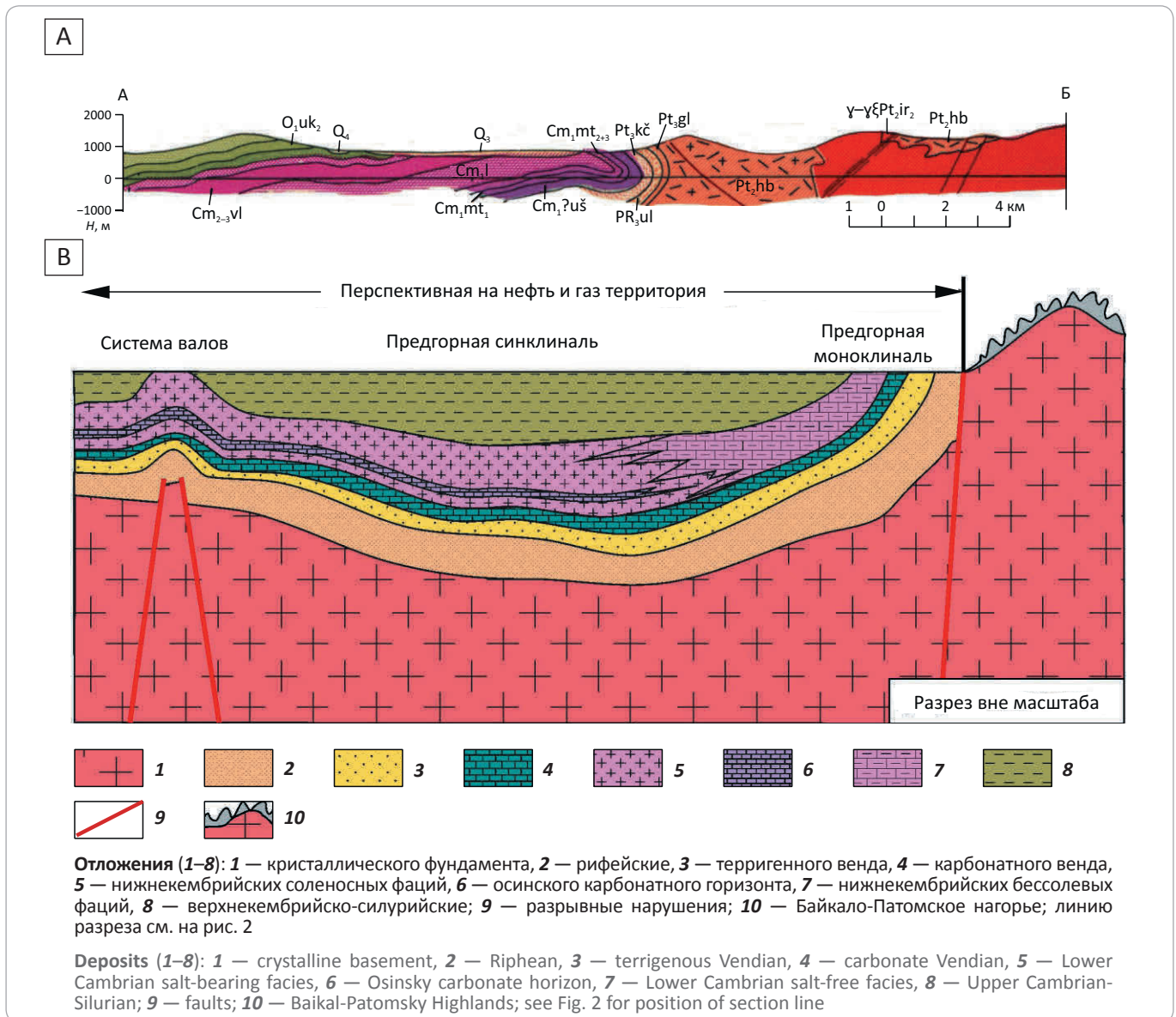
Теоретические основы таких оценок можно понять, если рассмотреть представления о геологической модели строения окраины Сибирской платформы, начиная с 1960-х гг. Эти представления получили широкое применение при составлении листов Государственной геологической карты масштаба 1:200 000. Для районов Предпатомского прогиба практически все карты полистно сопровождаются одним-двумя геологическими разрезами, на которых отображены представления о глубинном строении территории (рис. 1).

Особенности взглядов тех лет заключаются в следующем. Граница Сибирской платформы проводилась на некотором удалении, приблизительно в 5–30 км к юго-востоку от границы распространения платформенного чехла, совпадающей с геоморфологическим ограничением Байкало-Патомского нагорья. Общая для Предпатомского перикратонного прогиба тенденция удревнения обнажающихся пород на юго-восток с приближением к фасу нагорья (см. рис. 1 А) служила доказательством нормально синформного характера Предпатомского прогиба. С этой же позиции выходы метаморфических раннепротерозойских пород и гранитоидов по периферии Предпатомского прогиба рассматривались в качестве выступов кристаллического основания платформы.

Важно добавить, что существующая модель в значительной степени определяла и содержание геологических карт. В пределах Предпатомского прогиба, особенно его складчатой части, обнажаются в основном немые, плохо стратифицированные, часто метаморфизованные толщи. Поэтому стратиграфическая корреляция, как это видно из геологических отчетов, часто проводилась на основе литологии. Кроме того, в слабообнаженных районах геологические границы весьма часто интерпретировались на основании экстраполяции неверных региональных тектонических закономерностей.

На Карте перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы СНИИГТиМСа 1980 г. (рис. 2) Предпатомский прогиб имел ранг регионального.

Рис. 1. Фрагмент геологического разреза к листу N-49-I (A) [6] и принципиальная модель представлений о геологическом строении Предпатомского прогиба, сформировавшихся к концу 1970-х гг. (B) (составлена по результатам анализа и обобщения геологических разрезов к листам геологических карт масштаба 1:200 000)
Fig. 1. Fragment of geological cross-section to the Sheet N-49-I (A) [6] and conceptual model of the ideas about the Pre-Patomsky basin geological structure, which existed by the end of 1970s. (B) (created on the results of analysis and generalization of geological cross-sections to the geological map sheets of the scale 1:200 000)



Его северная граница проходила севернее, чем принято сегодня, и захватывала земли современной Непско-Ботуобинской антеклизы. Южная граница совпадала с фасом Байкало-Патомского нагорья. Параллельно этой границе на небольшом удалении, приблизительно в 5–30 км, предполагалась граница (краевой шов) Сибирской платформы.

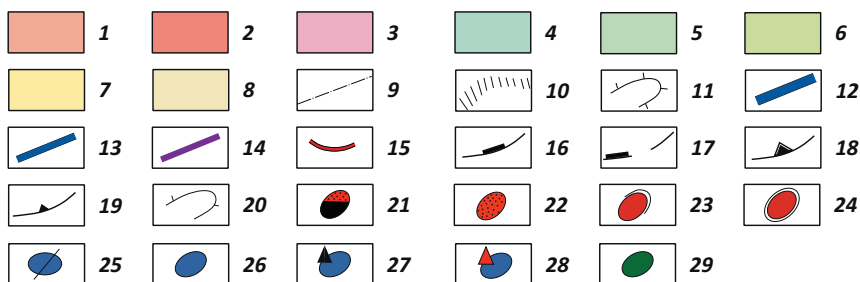
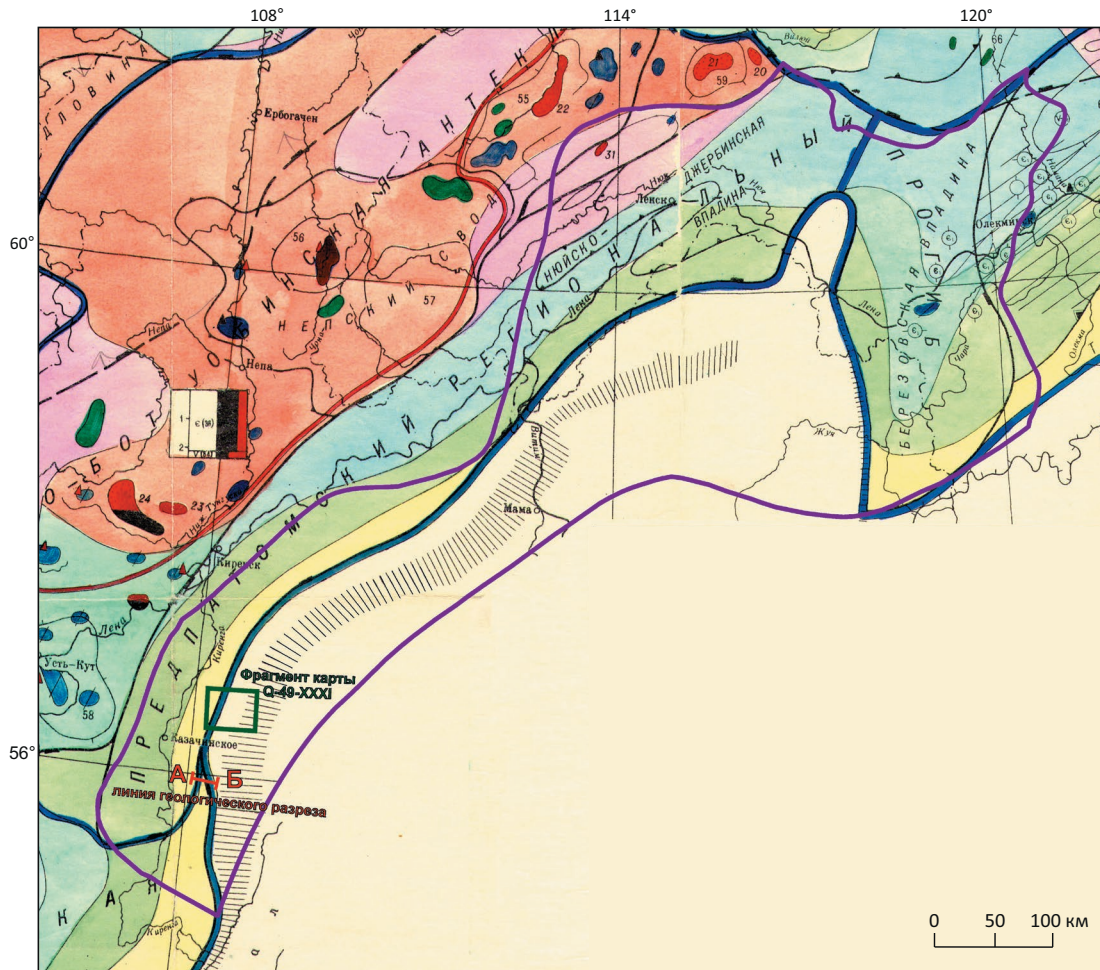
При оценке ресурсного потенциала Сибирской платформы на 01.01.1979 г. территория Предпатомской НГО в современных границах нефтегазогеологического районирования (соответствует Предпатомскому прогибу) оценивалась в составе Непско-Ботуобинской НГО. Плотность геологических начальных суммарных ресурсов УВ в пределах Пред-

патомского регионального прогиба варьировала от 20–30 тыс. т/км² в зоне сочленения с Непско-Ботуобинской НГО до менее 5 тыс. т/км² в краевой юго-восточной части, что соответствовало минимальной градации концентрации УВ.

Общепринятой теорией геосинклинального развития в отечественной геологии тех лет отрицались значительные масштабы горизонтальных перемещений крупных геологических массивов. По этой причине разрывные нарушения в основной массе и смещения по ним рассматривались как субвертикальные и сбросовые. В отчетах по геологической съемке встречается интерпретация зон кливажа и милонитизации как надвигов и условий сжатия (Но-

Рис. 2. Фрагмент карты перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы с контурами современного Предпатомского перикратонного прогиба*

Fig. 2. Fragment of Petroleum potential map of the Siberian Platform showing outline of the present-day Pre-Patomsky cratonic-margin basin*



Перспективные территории (1–8): 1 — I категории, 2 — II категории, 3 — III категории, 4 — IV категории, 5 — V категории, 6 — VI категории, 7 — VII категории, 8 — бесперспективные; **границы (9–15):** 9 — административные, 10 — краевых швов Сибирской платформы, 11 — выходов кристаллического фундамента, 12 — нефтегазоносной провинции, 13 — нефтегазоносных областей, 14 — современные Предпатомского прогиба (СНИИГГиМС, 2012), 15 — зон, благоприятных для поисков залежей нефти в отложениях R_3-E_1 ; **контуры пликативных структур платформенного чехла (16–20):** 16 — надпорядковых, 17 — краевых зон наложенных, отрицательных, надпорядковых, 18 — суперпорядковых, 19 — I порядка, 20 — II порядка; **месторождения (21–24):** 21 — нефтегазовые и газонефтяные, 22 — газовые и газоконденсатные, 23 — частично завершённые разведкой, 24 — завершённые разведкой; **площади и структуры (25–29):** 25 — выведенные из бурения с отрицательным результатом, 26 — находящиеся в бурении, 27 — на которых из одиночных скважин получены промышленные притоки нефти, 28 — на которых из одиночных скважин получены промышленные притоки газа, 29 — подготовленные к поисковому бурению

* Конторович А.Э., Сурков В.С. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы по состоянию на 01.01.1979 г. и определение наиболее эффективных направлений нефтегазопоисковых работ на 1981–1985 гг. и на перспективу на основе обобщения результатов региональных и поисково-разведочных работ на нефть и газ в X пятилетке. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980.

Усл. обозначения к рис. 2, окончание
Legend for Fig. 2, end.

Promising territories (1–8): 1 — I-st category, 2 — II-nd category, 3 — III-rd category, 4 — IV-th category, 5 — V-th category, 6 — VI-th category, 7 — VII-th category; 8 — prospectless; **boundaries (9–15):** 9 — administrative, 10 — suture lines of the Siberian Platform, 11 — outcrops of crystalline basement, 12 — petroleum province, 13 — petroleum areas, 14 — present-day Pre-Patomsky basin (SNIIGGiMS, 2012), 15 — zones favourable for prospecting for oil accumulations in R_3 – E_1 deposits; **contours of folded structures in the platform cover (16–20):** 16 — super-order, 17 — marginal zones of superimposed, negative, super-order, 18 — supra-order, 19 — I-st order, 20 — II-nd order; **fields and structures (21–29):** 21 — oil&gas and gas&oil, 22 — gas and gas condensate, 23 — partially completed exploration, 24 — completed exploration; **areas and structures (25–29):** 25 — decommissioned with negative result, 26 — in drilling, 27 — those, where commercial oil inflow was obtained from solitary wells, 28 — those, where commercial gas inflow was obtained from solitary wells, 29 — prepared for exploratory drilling

моконов В.Д. и др., 1965), так и разломов сбросовой природы (Демин А.Н. и др., 1962).

В региональном масштабе при обобщении съемочных данных амплитуда надвигов представлялась незначительной. Исходя из такой модели, перспективы нефтегазоносности связывали лишь с внутриплатформенными районами осадочного чехла к западу и северо-западу от Байкало-Патомского нагорья (см. рис. 1 В, 2).

К моменту построения Карты перспектив нефтегазоносности 1980 г. (см. рис. 2) был накоплен огромный фактический геолого-геофизический материал, позволявший по-новому взглянуть на геологическое строение и перспективы юго-восточной части Сибирской платформы. Например, была проведена серия государственных сейсмических исследований методом преломленных волн. Были отработаны следующие региональные профили ГСЗ: Колпашево – Олекминск (проект «Батолит», Центр Геон, 1980), Диксон – Хилок (проект «Метеорит», Центр Геон, 1977), Моркока – Олекминск (проект «Ока-2», Центр Геон, 1976). Интерпретация этих и других наблюдений показала более сложное строение Предпатомского прогиба, чем предполагалось ранее. Кроме того, переосмысление геолого-съемочных данных с позиций признания масштабных горизонтальных тектонических дислокаций, которые отмечал еще в начале прошлого века М.М. Тетяев (Тетяев М.М. К геологии Западного Прибайкалья. Петроград, 1916), позволяло объяснить ранее малопонятные геологические обстановки и структуры.

В качестве примера одной из таких структур можно привести Большеминьское тектоническое окно, расположенное в 30 км восточнее фаса Байкало-Патомского нагорья и представленное выходами рифей-нижнекембрийских отложений среди метаморфических и магматических образований раннего протерозоя. Первоначально эта структура рассматривалась как грабен, но по результатам полевых работ, проведенных специалистами СНИИГГиМСа в 1982 г., был показан ее автохтонный по отношению к карелидам характер [7]. Необходимо отметить, что пологонадвиговая морфология многих тектонических нарушений фиксировалась и отмечалась геологами-съемщиками и ранее (рис. 3), однако концепция регионального характера надвиговых структур Байкало-Патомского нагорья начала получать широкое

признание геологов, в том числе нефтяников, только в 1980-е гг. [8].

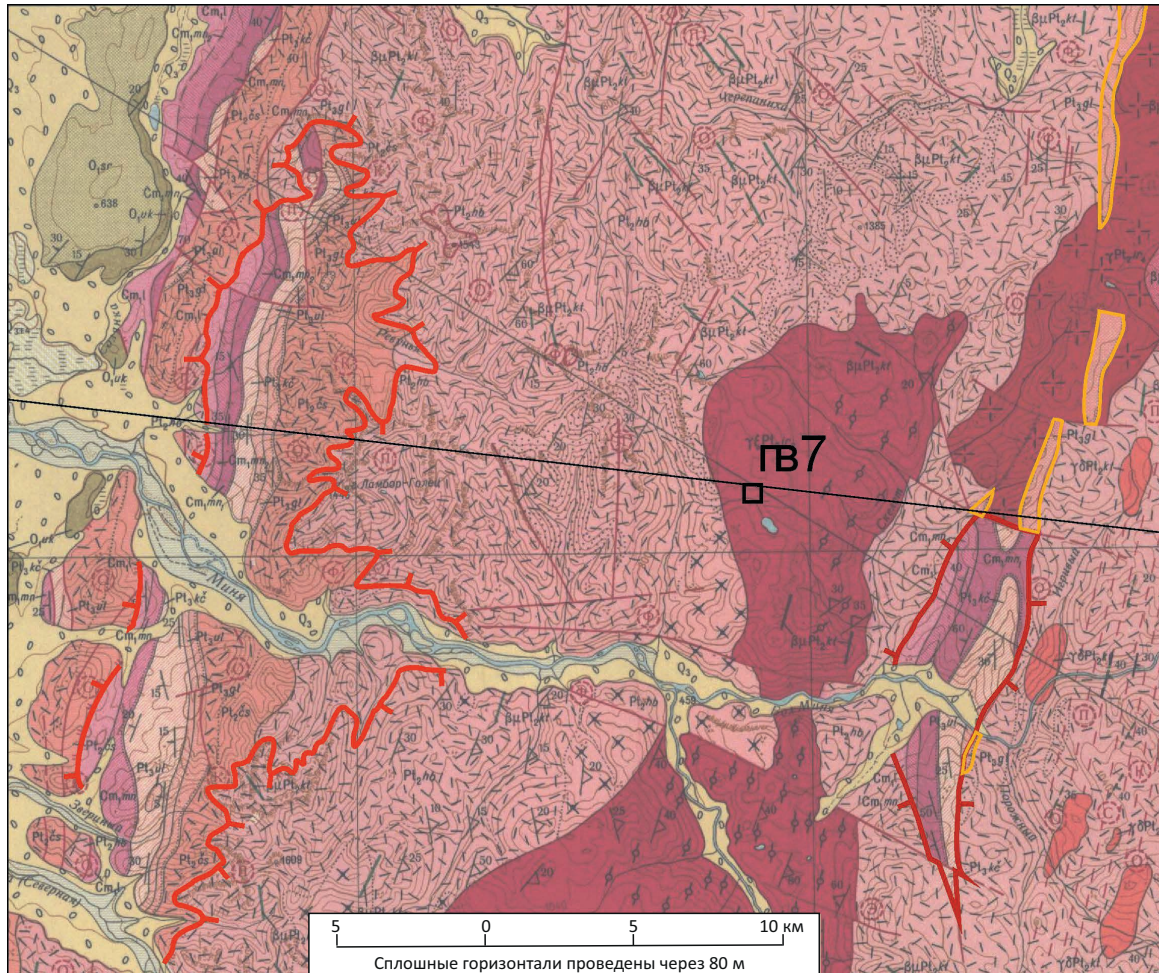
Интересные результаты были получены после проведения точечных сейсмических зондирований. Было установлено, что в краевой предскладчатой зоне преломляющая граница, отождествляемая с поверхностью фундамента платформы, залегает на глубине менее 3 км. Непрослеживаемость этой границы под складчатым обрамлением и появление отражающей поверхности на глубине немногим более 1 км до сих пор не получили грамотной интерпретации.

Эти наблюдения отразились на картах перспектив нефтегазоносности (рис. 4). Границы Предпатомского регионального прогиба и Сибирской платформы на новой карте были существенно сдвинуты на юго-восток. Территория Байкало-Патомского нагорья, ранее рассматриваемая как бесперспективная на нефть и газ и не относившаяся к Сибирской платформе, была включена в границы последней. Несмотря на то, что на дневной поверхности обнажаются высокометаморфизованные образования и магматические породы архей-раннепротерозойского возраста, новые районы Предпатомского прогиба стали рассматриваться как предположительно перспективные, количественно не оцененные. Такие взгляды на строение юго-восточной окраины Сибирской платформы существовали до последних лет.

Чтобы составить представление об изменении взглядов на глубинное строение территории, можно рассмотреть геологические разрезы Предпатомского прогиба, построенные в том числе с учетом данных глубинных сейсмических исследований МОГТ. Как на первом, так и на втором разрезах видно, что левая западная часть территории проинтерпретирована достаточно подробно, с детализацией тектонических структур и отдельных свит (рис. 5). Восточная поднадвиговая часть разрезов в обоих случаях изображена весьма схематично. Это вызвано отсутствием данных бурения в юго-восточной предскладчатой зоне Предпатомского прогиба и низким качеством сейсмического материала. На региональных сейсмических профилях, пересекающих Предпатомский прогиб до границы Байкало-Патомского нагорья, с долей условности прослеживается лишь относительно плавное погружение кровли фундамента в сторону Байкало-Патомского нагорья (рис. 6). Структурные формы осадочного чехла практически немые.

Рис. 3. Фрагмент геологической карты (лист O-49-XXXI) [9]

Fig. 3. Fragment of geological (Sheet O-49-XXXI) [9]



Шарьяжи, установленные по данным (1, 2): 1 — геологической съемки, 2 — СНИИГГиМСа, Большеминьское тектоническое окно, 1982; 3 — линейные структуры, выполненные голоустненской свитой рифея, интерпретированные как грабены; 4 — линия профиля точечного сейсмического зондирования и пункт взрыва 7 (Елисеева Л.К., 1989)

Overthrusts identified using the following data (1, 2): 1 — geological survey, 2 — from SNIIGGiMS, Bol'sheminsky tectonic window, 1982; 3 — linear structures filled by the Riphean Goloustnensky formation and interpreted as grabens; 4 — seismic shooting line and shot point 7 (Eliseeva L.K., 1989)

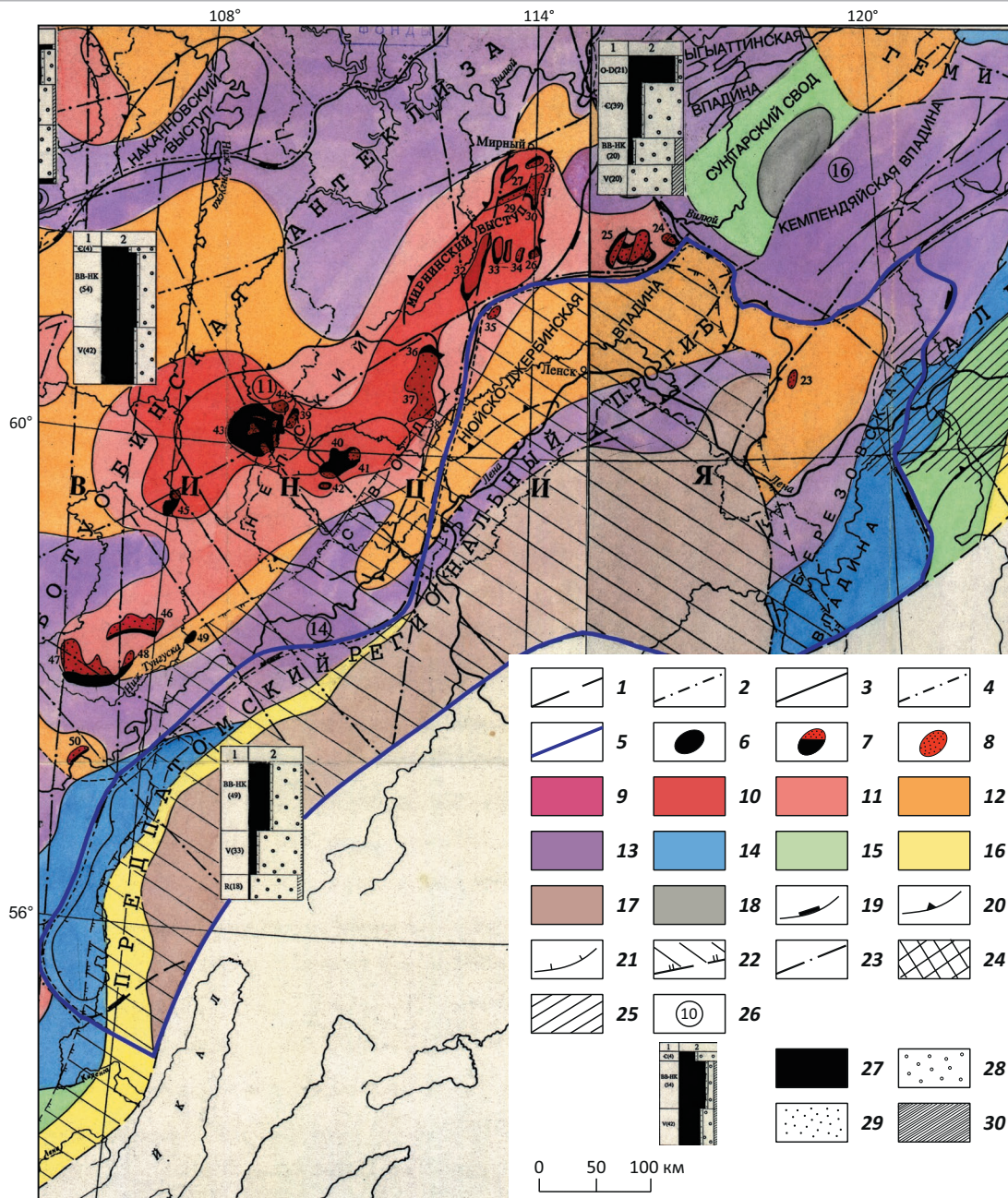
Площадные сейсмические работы в юго-западной части Предпатомского прогиба, приблизительно расположенной южнее 60-й широты, на Криволукской площади, почти не дали результата и были прекращены досрочно. Опытно-методические работы, выполнявшиеся тем же исполнителем и на той же площади, также не увенчались успехом. Отсутствие качественной сейсмической записи не позволило ФГУП «СНИИГГиМС» в 2007 г. поставить на баланс Чайкинское газоконденсатное месторождение сразу после получения промышленного притока газа. Качество выполненной на Чайкинской площади сейсмической съемки не позволило убедительно обосновать геологическую модель месторождения.

Таким образом, в последние десятилетия сложилась ситуация, когда оцененная как перспективная значительная часть нефтегазоносной области не имеет достаточно обоснованной модели геологического строения. Не установлена глубина погружения кровли кристаллического фундамента под Байкало-Патомское нагорье. Отсутствуют представления о морфологии и числе надвиговых пластин, их толщине и глубинном строении. Слабо изучены масштабы надвигания складчатых образований на осадочный чехол. Отсутствуют данные о глубинном поднадвиговом составе и строении автохтона.

Это не помешало некоторым исследователям приступить к количественной оценке нефтегазонос-

Рис. 4. Фрагмент карты нефтегазоносности Сибирской платформы с контурами современного Предпатомского перикратонного прогиба*

Fig. 4. Fragment of Oil and gas occurrence map of the Siberian Platform showing outline of the present-day Pre-Patomsky cratonic-margin basin*



Границы (1–5): 1 — нефтегазоносных областей, 2 — нефтегазоносных провинций, 3 — территорий различной перспективности, 4 — субъектов Российской Федерации, 5 — Предпатомского прогиба, современные (СНИИГГиМС, 2012); **месторождения (6–8):** 6 — нефтяные, 7 — нефтегазовые и газонефтяные, 8 — газовые и газоконденсатные; **плотность начальных геологических ресурсов углеводородов, тыс. т/км² (9–16):** 9 — > 200; 10 — 100–200; 11 — 50–100; 12 — 30–50; 13 — 10–30; 14 — 5–10; 15 — 3–5; 16 — < 3; **территории (17, 18):** 17 — предположительно перспективные, количественно не оцененные, 18 — бесперспективные; **контуры структур (19–21):** 19 — надпорядковых (крупнейших), 20 — I порядка (крупных), 21 — II порядка (средних); 22 — зоны шарьяжных перекрытий; 23 — основные разрывные нарушения; 24 — зоны выхода кристаллического фундамента под пермские или юрские отложения; 25 — поля распространения битумов; 26 — нефтегазоносные области; **структура фазового состояния начальных суммарных ресурсов в разрезе, % (27–30):** 27 — нефти, 28 — свободного газа, 29 — растворенного газа, 30 — конденсата

*Герт А.А., Демин В.И., Краснов О.С. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы по состоянию на 01.01.1993 г. и геолого-экономическое обоснование основных направлений комплексного освоения нефтегазовых ресурсов и других видов минерального сырья на период до 2015 г. : отчет по договору № 055. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1994.



TOPICAL ISSUE OF OIL AND GAS GEOLOGY

Усл. обозначения к рис. 4, окончание
Legend for Fig. 4, end.

Boundaries (1–5): 1 — petroleum areas, 2 — petroleum provinces, 3 — territories of different prospectivity, 4 — RF constituent entities, 5 — Pre-Patomsky basin, present-day (SNIIGGiMS, 2012); **fields (6–8):** 6 — oil, 7 — oil&gas and gas&oil, 8 — gas and gas condensate; **density of initial in-place HC resources, tous. tons per km² (9–16):** 9 — > 200; 10 — 100–200; 11 — 50–100; 12 — 30–50; 13 — 10–30; 14 — 5–10; 15 — 3–5; 16 — < 3; **territories (17, 18):** 17 — assumed as promising, not quantified, 18 — prospectless; **structure outlines (19–21):** 19 — super-order (largest), 20 — I-st order (large), 21 — II-nd order (medium); 22 — zones of overthrusts; 23 — major faults; 24 — zones crystalline basement exposure below Permian and Jurassic series; 25 — areas of bitumen occurrence; 26 — oil and gas bearing areas; **phase structure of initial total resources in the section, % (27–30):** 27 — oil, 28 — free gas, 29 — dissolved gas, 30 — condensate

ности Предпатомской НГО на площадях, перекрытых интрузивно-метаморфическими образованиями.

В качестве первого опыта можно рассмотреть Схему распределения удельных плотностей неразведанной части начальных извлекаемых ресурсов нефти и газа и базовую для нее Карту прогноза на нефть и газ (2010), составленные во ВСЕГЕИ (рис. 7).

На Карте прогноза авторы выделяют новую Байкальскую перспективную нефтегазоносную провинцию (см. рис. 7 А). С точки зрения перспектив нефтегазоносности выделение новой перспективной, нефтегазоносной провинции — неординарное событие. Однако оно на протяжении восьми лет прошло практически незамеченным. В пояснительной записке к карте нет объяснений принципов и обоснования выделения, приводится только ссылка на работы новосибирских ученых (А.Э. Конторовича, В.С. Старосельцева и др.), в которых ничего подобного найти не удалось.

Плотность неразведанной части извлекаемых ресурсов нефти и газа категорий $C_3 + D$ на Схеме распределения плотностей (см. рис. 7 В) в несколько раз больше, чем начальные суммарные ресурсы на Карте нефтегазоносности (2012) по состоянию на 01.01.2009 г., отражающей результаты официальной государственной оценки. Авторы явно не разобрались в иерархии используемой отечественной классификации ресурсов и запасов УВ-сырья [10, 11].

Ресурсы УВ категорий $C_3 + D$ на самом деле не являются аналогом неразведанной части начальных суммарных ресурсов, поскольку последние включают предварительно оцененные запасы категории C_2 .

Вполне возможно, что авторы ошиблись и с терминами *извлекаемые* и *геологические*, поскольку плотности извлекаемых ресурсов нефти и газа $C_3 + D$ на карте для района Непского свода, по мнению специалистов ВСЕГЕИ, достигают более 200 тыс. т/км² (см. рис. 7 В), что при средних коэффициентах извлечения нефти 0,23 и с учетом соотношения жидких и газообразных УВ для этого района может соответствовать значениям плотности геологических ресурсов условных углеводородов (УУВ) категорий $C_3 + D$ более 400 тыс. т/км². Нельзя не учитывать, что это наиболее разведанная часть Лено-Тунгусской НГП и к 2010 г. значительная часть ресурсов была переведена в запасы и даже частично извлечена недропользователями.

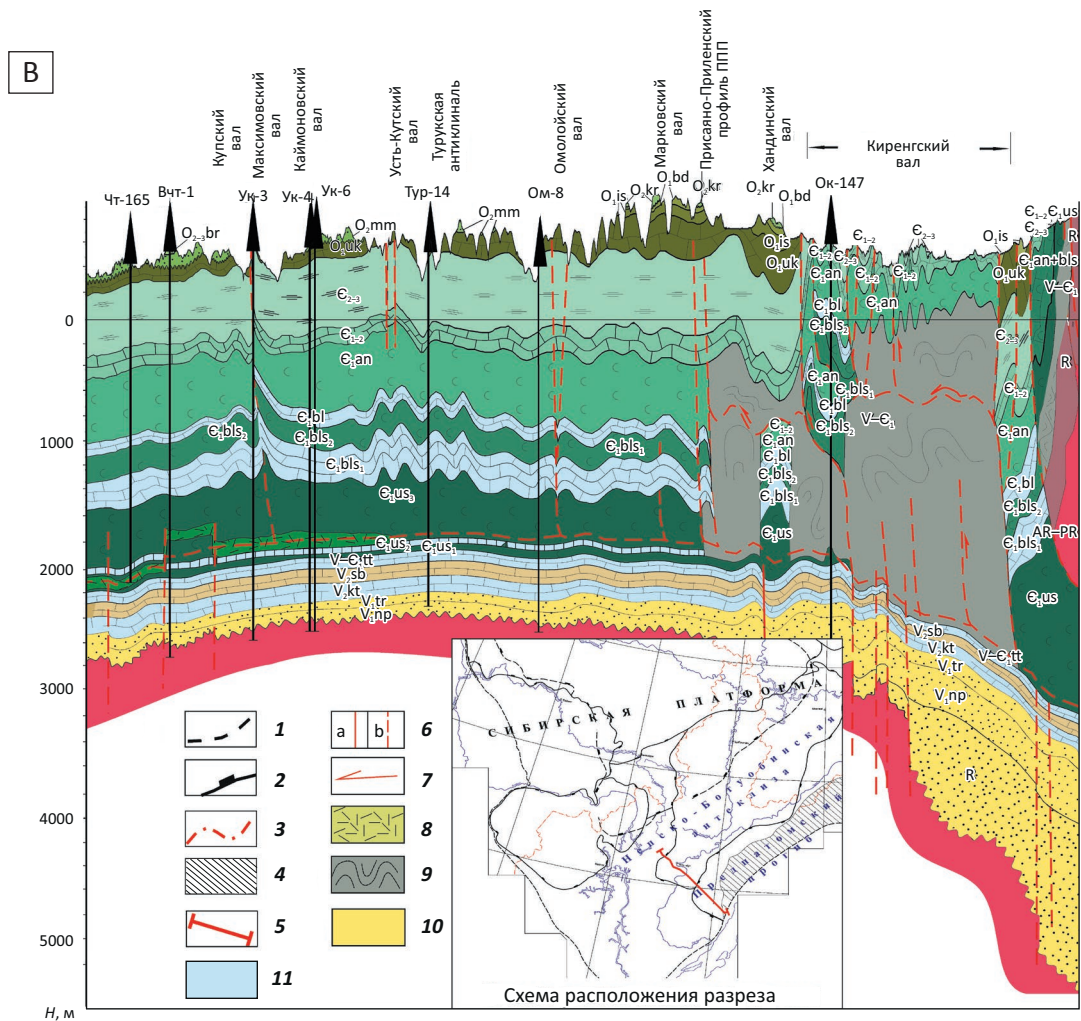
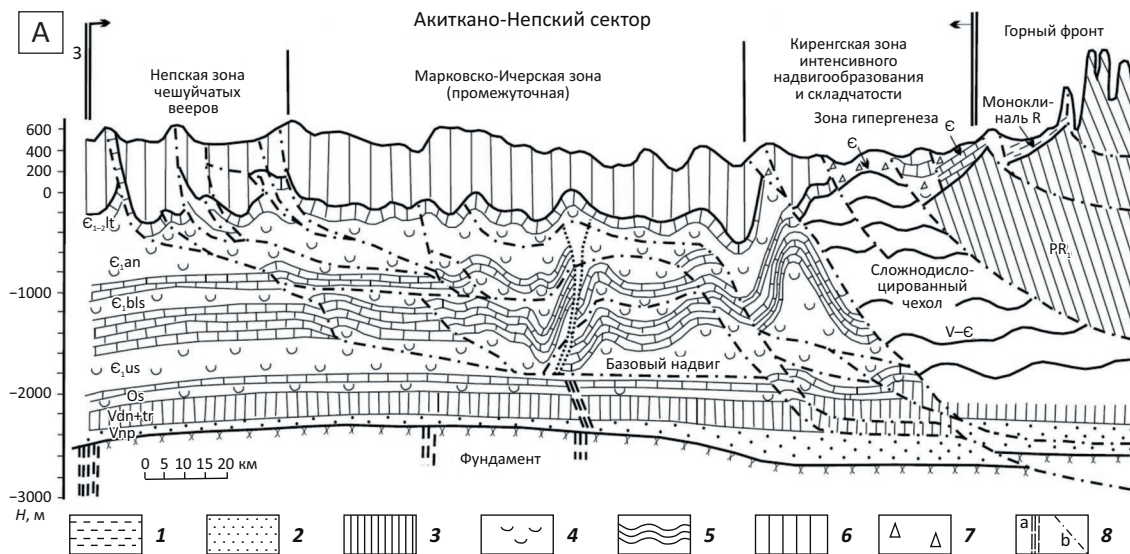
Тектонические основы Карты прогноза на нефть и газ (см. рис. 7 А) практически не согласуются с тектонической моделью, представленной на Схеме тектонического районирования (см. рис. 7 В), тектонической схеме, представленной на вклейке № 5 к пояснительной записке, и в текстовой части записки к той же карте [12].

Непонятно, как на рис. 7 В, в самой юго-восточной полосе, плотности 10–20 тыс. т/км² соответствуют геологической модели докембрийских образований вне зоны шарьяжных перекрытий (рис. 8, 9; см. рис. 7).

Представленные ВСЕГЕИ оценки существенно отличаются от результатов специальных государственных количественных оценок ресурсной базы УВ-сырья, периодически выполняемых для этой территории на протяжении десятков лет. Последняя такая оценка была сделана в 2012 г. по состоянию ресурсной базы на 01.01.2009 г. Для территории Предпатомской НГО она проводилась сотрудниками СНИИГТиМСа по методу аналогий. Результаты оценки легли в основу Карты нефтегазоносности Сибирской платформы, фрагмент которой представлен на рис. 10.

Из анализа актуальной на сегодняшний день Карты нефтегазоносности Сибирской платформы (см. рис. 10) следует, что в рамках последней государственной количественной оценки (2012) были выполнены подсчеты плотностей геологических ресурсов для Байкало-Патомского нагорья, складчатых районов Предпатомского прогиба. Для двух участков в юго-западной части области зоны, ранее оцениваемой как «перспективная, количественно не оцененная» (см. рис. 4), были получены цифры менее 1 и 3–5 тыс. т/км². Северо-восточная часть этой области впервые за последние десятилетия отнесена к бесперспективным. Геологическое обоснование такого подхода в работе отсутствует и в публикациях ранее не рассматривалось. Из отчета по количественной оценке становится ясно лишь то, что два подсчетных участка оценивались по нижнекембрийскому резервуару по аналогии с Верхнечонским эталоном для южного и Вилючанским эталоном для северного участков. Перевод северо-восточной части складчато-надвиговой области в ранг бесперспективных также нигде не обосновывался. Скорее всего, эти результаты получены ошибочно и их необходимо исправить или объяснить при следующей количественной оценке,

Рис. 5. Представления о геологическом строении Предпатомского прогиба
 Fig. 5. Concept of geological structure of the Pre-Patomsky basin



Усл. обозначения к рис. 5
Legend for Fig. 5

А — геологический разрез южной части Предпатомского прогиба [13].

1 — песчаники, алевролиты, глинистые сланцы; **2** — полимиктовые песчаники; **3** — песчаники, доломиты, известняки, ангидриты; **4** — каменная соль, доломиты, известняки; **5** — доломиты, известняки; **6** — красноцветные алевролиты, мергели, аргиллиты и песчаники; **7** — карбонатные брекчии в зонах гипергенеза; **8** — разломы: а — в фундаменте, b — предполагаемые в осадочном чехле.

В — геологический разрез южной части Предпатомского прогиба по сейсмическому профилю Кежма — Предпатом*.

Границы (1–3): **1** — Лено-Тунгусской НГП, **2** — надпорядковых структур, **3** — административные; **4** — аллохтонное залегание фундамента; **5** — линия разреза; **6** — разрывы: а — уверенные, b — предполагаемые; **7** — направление смещения по разрывам; **8** — трапповые интрузии; **9** — немая часть аллохтона; **стратиграфические подразделения, содержащие коллекторы (10, 11):** **10** — терригенные, **11** — карбонатные

*Мигурский Ф.А., Смирнов Е.В. Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносности Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции на основе моделирования процессов формирования залежей УВ по технологии бассейнового моделирования: отчет о НИР: в 6 кн.: 12Ф-07. Новосибирск: СНИИГиМС, 2010.

А — geological section across the southern part of the Pre-Patomsky basin [13].

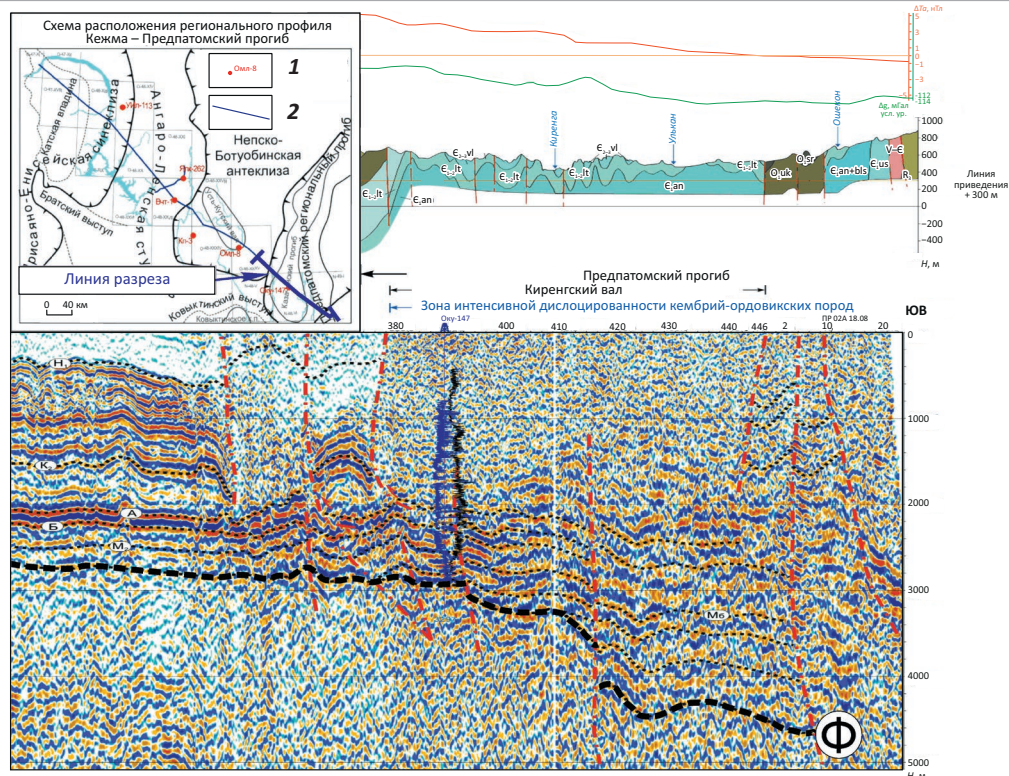
1 — sandstone, siltstone, clay slate; **2** — polymictic sandstone; **3** — sandstone, dolomite, limestone, anhydrite; **4** — rock salt, dolomite, limestone; **5** — dolomite, limestone; **6** — red-coloured siltstone, marl, claystone and sandstone; **7** — carbonate breccia in hypergenesis zones, **8** — faults: a — in basement, b — supposed in sedimentary cover.

В — geological section across the southern part of the Pre-Patomsky basin along the seismic line Kezhma — Pre-Patom*.

Boundaries (1–3): **1** — Lena-Tungusky petroleum province, **2** — super-order structures, **3** — administrative; **4** — allochthonous occurrence of basement; **5** — line of the cross-section; **6** — faults: a — confident, b — supposed; **7** — sense of displacement against a fault; **8** — trap intrusive bodies; **9** — barren zone of allochthon; **stratigraphic units containing reservoirs (10, 11):** **10** — terrigenous, **11** — carbonate

Рис. 6. Положение поверхности фундамента на глубинном разрезе южной части Предпатомского прогиба по сейсмическому профилю Кежма — Предпатом*

Fig. 6. Position of the basement surface on the deep section across the southern part of the Pre-Patomsky basin along the seismic line Kezhma — Pre-Patom*



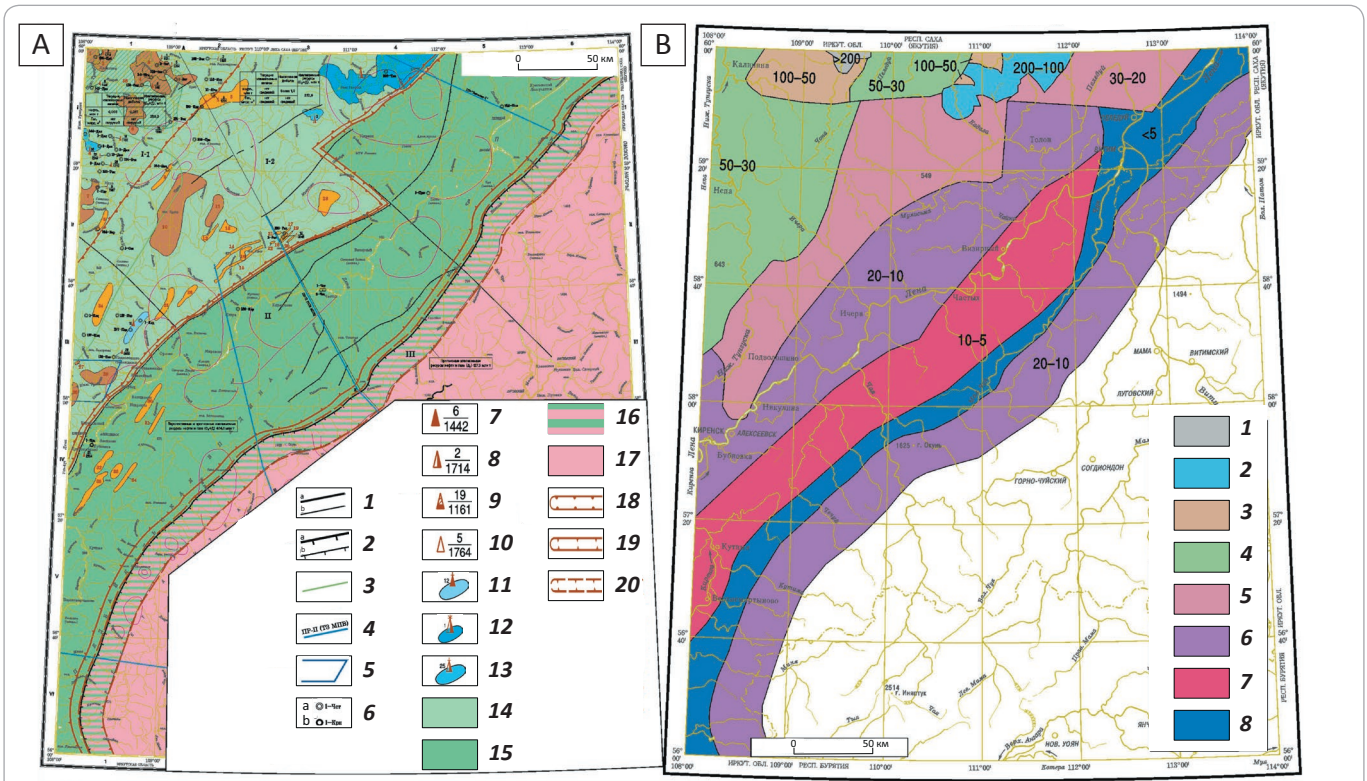
1 — глубокая скважина; **2** — маршрут отчетных профилей. Ф — кровля фундамента

*Региональные работы по профилям Кежма — Предпатомский прогиб и Ковыктинское месторождение — Предпатомский прогиб, Ангаро-Ленская с/п № 18/2004 / Отв. исп. А.А. Евграфов. Красноярск: Енисейгеофизика, 2006.

1 — deep well, **2** — profiles route. Ф — Basement Top

Рис. 7. Представления о перспективах нефтегазоносности Предпатомского прогиба (составлены по материалам листа геологической съемки О-49, третье поколение, ВСЕГЕИ, 2010 [12])

Fig. 7. Concept of petroleum potential of the Pre-Patomsky basin (prepared on the basis of geological survey materials, Sheet O-49, third generation, VSEGEI, 2010 [12])



А — Карта прогноза на нефть и газ.

Разрывные нарушения (1, 2): 1 — без разделения по морфокинетическим особенностям: а — главные, б — второстепенные, 2 — надвиги: а — главные (глубинные), б — второстепенные; 3 — восточная граница распространения силла долеритов катангского комплекса; 4 — линии региональных геофизических профилей, номер и основной метод проведения; 5 — Кутулейская эталонная площадь геофизических работ; 6 — скважины глубокого бурения и их номера: а — нефтяные, б — опорные; **проявления (7–10):** (числитель — номер на карте полезных ископаемых, знаменатель — глубина залегания в скважине, м): 7 — нефти, 8 — нефти и газа, 9 — нефти и газоконденсата, 10 — газа; **месторождения (11–13):** 11 — мелкие нефти, 12 — крупные нефти и газа, 13 — мелкие нефти и газа; 14 — Непско-Ботуобинская антеклизы; 15 — Предпатомский краевой прогиб; 16 — Байкало-Патомская зона шарьяжного перекрытия; 17 — докембрийские образования Байкало-Патомской перикратонной и Байкало-Муйской краевой систем; **Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция (18, 19):** 18 — нефтегазоносные области: Непско-Ботуобинская (I), Предпатомская (II), 19 — нефтегазоносные районы: Непско-Чонский (I-1), Пилудино-Талаканский (I-2); 20 — Байкальская перспективная нефтегазоносная провинция, Байкало-Патомская перспективная нефтегазоносная зона шарьяжного перекрытия (III).

В — Схема распределения удельных плотностей неразведанной части начальных извлекаемых ресурсов нефти и газа. **Контурные площади по категории удельных плотностей неразведанной части начальных извлекаемых ресурсов углеводородов ($C_3 + D$), тыс. т/км² (1–8):** 1 — I категория, 2 — II категория, 3 — III категория, 4 — IV категория, 5 — V категория, 6 — VI категория, 7 — VII категория, 8 — VIII категория (< 5)

А — Map of predicted oil and gas.

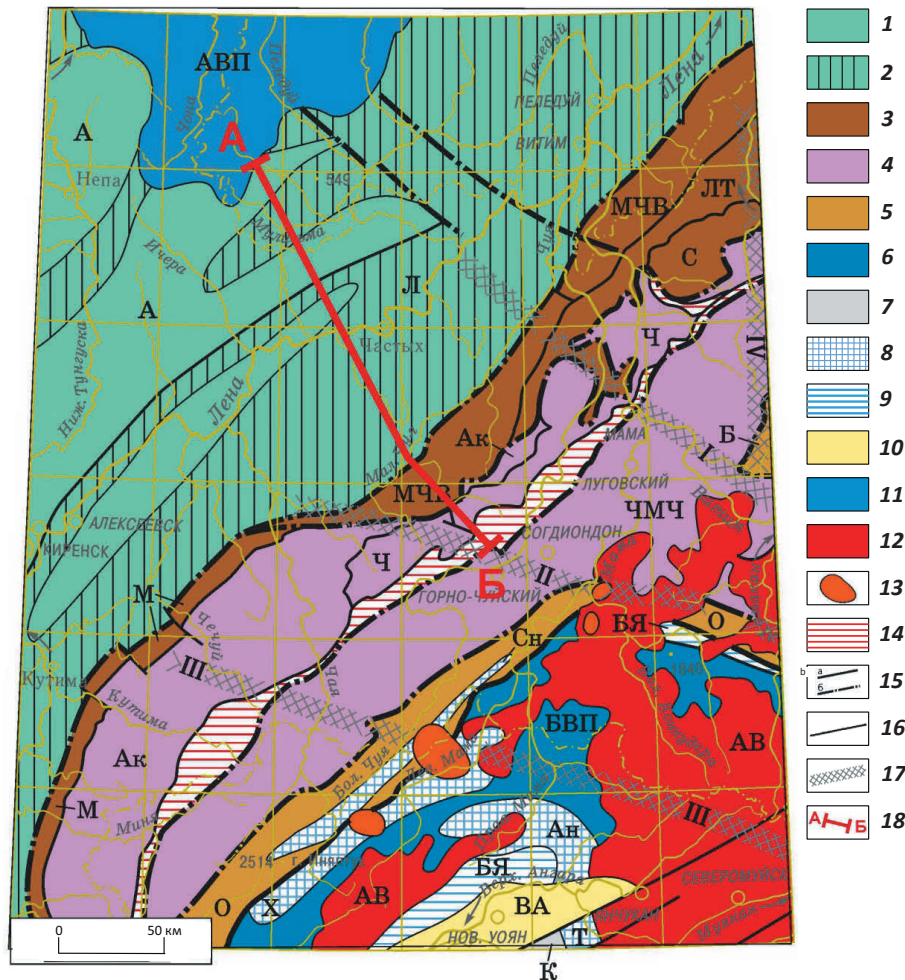
Faults (1, 2): 1 — not specified by morphokinetic features: a — main, b — secondary, 2 — thrusts: a — major (deep-seated), b — secondary; 3 — eastern boundary of dolerite sill in the Katangsky sequence; 4 — lines of regional geophysical sections, number and main method conducted; 5 — Kutuleysky reference area of geophysical works; 6 — deep wells and their numbers: a — oil, b — key; **shows (7–10):** (numerator — number of the map of mineral resources, denominator — depth of occurrence in the well, m): 7 — oil, 8 — oil and gas, 9 — oil and gas condensate, 10 — gas; **fields (11–13):** 11 — oil, small, 12 — oil and gas, large, 13 — oil and gas, small; 14 — Nepsky-Botuobinsky antecline; 15 — Pre-Patomsky foreland basin; 16 — Baikalo-Patomsky overthrust zone; 17 — Precambrian formations of the Baikalo-Patomsky cratonic-margin and Baikalo-Muisky foredeep systems; **Lena-Tungusky petroleum province (18, 19):** 18 — oil and gas bearing areas: Nepsky-Botuobinsky (I), Pre-Patomsky (II), 19 — petroleum districts: Nepsky-Chonsky (I-1), Pilyudino-Talakansky (I-2); 20 — Baikalsky promising petroleum province, Baikalo-Patomsky oil and gas bearing overthrust zone (III).

В — Scheme of relative density distribution of unexplored part of initial recoverable oil and gas resources.

Outlines of the areas in accordance with the category of relative density distribution of unexplored part of initial recoverable HC resources ($C_3 + D$), thous. tons per km² (1–8): 1 — I-st category, 2 — I-nd category, 3 — III-rd category, 4 — IV-th category, 5 — V-th category, 6 — VI-th category, 7 — VII-th category, 8 — VIII-th category

Рис. 8. Врезка к Схеме тектонического районирования (приложение к листу геологической съемки О-49, третье поколение, ВСЕГЕИ, 2010 [12])

Fig. 8. Inserts to the Scheme of tectonic zoning (annex to the Sheet O-49 of geological survey, third generation, VSEGEI, 2010 [12])

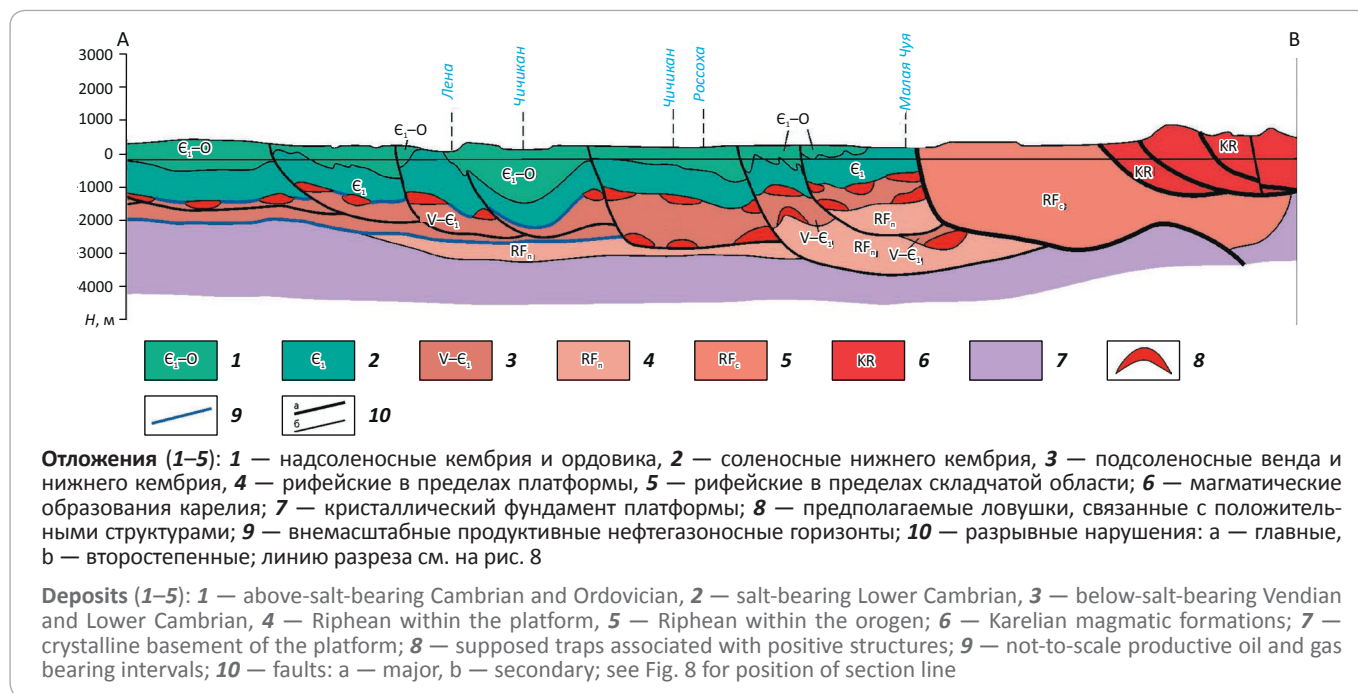


Сибирская платформа, плитный комплекс (1, 2): 1 — Ангаро-Ленский хатакратон (А) ($V-O_1$), 2 — Лена-Тунгусский хатакратон (Л) (O_2-S); **Сибирская платформа, Ангаро-Вилуюйская окраинная плитоколлизонная область (3–5):** Байкало-Патомская композиционная перикратонная взбросонадвиговая система, структурные зоны (3, 4): 3 — Прибайкало-Патомский перикратонный прогиб (RF), блоки: Миньский (М), Малочуйско-Витимский (МЧВ), Лимпея-Тонодский (ЛТ), Саталахский (С), 4 — Миня-Мамско-Чипикетский краевой выступ дорифейского фундамента, блоки-пластины: Аkitканский (Ак), Чуйский (Ч), Чае-Мамско-Чипикетский (ЧМЧ); 5 — рифейская Олокит-Бодайбинская палеорифтовая зона, блоки: Олокитский (О), Бодайбинский (Б); **Байкало-Витимская мозаично-блоковая краевая система Центрально-Азиатского складчатого пояса ($RF_{2-3}-E_2$) (6–9):** 6 — Байкало-Витимский вулканоплутонический пояс (БВП) (RF_{2-3}), 7 — Котерский синклиорий (К) (RF_{2-3}), 8 — орогенные (коллизонные) впадины (RF_2-V): Холоднинская (Х), Анамаkitская (АН), Сыннырская (Сн), Турикская (Т), 9 — Бирамыно-Янгудская перикратонная впадина (БЯ) ($V-E_2$); **структуры этапов тектономагматической активизации (10–12):** 10 — кайнозойская Верхне-Ангарская рифтовая впадина, 11 — юрский Ангаро-Вилуюйский наложенный прогиб, 12 — палеозойский Ангаро-Витимский ареал-плутон ($O-S-C_{2-3}$); 13 — интрузии щелочного состава (C_1); 14 — Левоминьско-Чуйская динамометаморфическая зона; **разломы (15–17):** 15 — главные: а — корово-мантийные, б — коровые, 16 — второстепенные, 17 — системы разломов, выделяемые по космическим снимкам: I — Пеледуйско-Делюн-Уранская; II — Чуйско-Мамаканская; III — Чечуйско-Мульская; IV — Патомско-Мамаканская; 18 — линия разреза

Siberian Platform, plate series (1, 2): 1 — Angaro-Lensky khatacraton ($V-O_1$), 2 — Lena-Tungusky khatacraton (O_2-S), **Siberian Platform, Angaro-Vilyuysky marginal plate-collision area (3–5):** Baikal-Patomsky composite cratonic-margin oblique-thrust system, structural zones (3, 4): 3 — Pribaikalsky-Patomsky cratonic-margin basin (RF), blocks: Min'sky (M), Malochuisky-Vitimsky (MЧВ), Limpeya-Tonodsky (ЛТ), Satalakhsky (С), 4 — Minya-Mamsky-Chipiketsky marginal uplift of pre-Riphean basement, blocks-sheets: Akitkansky (Ак), Chuisky (Ч), Chaya-Mamsky-Chipiketsky (ЧМЧ); 5 — Riphean Olokite-Bodaibinsky paleorift zone, blocks: Olokitsky (O), Bodaibinsky (Б); **Baikal-Vitimsky blockedmosaic marginal system of Central Asian fold belt ($RF_{2-3}-E_2$) (6–9):** 6 — Baikal-Vitimsky volcanic and plutonic belt (БВП) (RF_{2-3}), 7 — Kotersky synclinorium (K) (RF_{2-3}), 8 — orogenic (collision) troughs (RF_2-V): Kholodninsky (X), Anamakitsky (АН), Synnarsky (Сн), Turiksky (Т), 9 — Biram'ino-Yangudsky cratonic-margin depression (БЯ) ($V-E_2$); **structures of tectonic-magmatic activation stages (10–12):** 10 — Cenozoic Verkhne-Angarsky rift trough, 11 — Jurassic Angaro-Vilyuysky superimposed trough, 12 — Palaeozoic Angaro-Vitimsky areal-pluton ($O-S-C_{2-3}$); 13 — alkali-type intrusive bodies (C_1); 14 — Levomin'sky-Chuisky dynamometamorphic zone; **faults (15–17):** 15 — major: a — mantle-crust, b — crust, 16 — secondary, 17 — fault systems identified in satellite images: I — Peleduisky-Delyun-Uranksy; II — Chuisky-Mamakansky; III — Chechuisky-Muisky; IV — Patomsky-Mamakansky; 18 — section line

Рис. 9. Фрагмент схематического геологического разреза по линии А – В с элементами прогнозирования нефтегазоносных ловушек (фрагмент приложения к листу геологической съемки О-49, третье поколение, ВСЕГЕИ, 2010 [12])

Fig. 9. Fragment of the schematic geological section along A – B line with the elements of oil and gas bearing traps prediction (fragment of the annex to the Sheet O-49 of geological survey, third generation, VSEGEI, 2010 [12])



работы по которой выполняются в настоящее время. Внесенные изменения позволили увеличить оценку Предпатомской НГО с 3432,4 млн т УУВ геологических ресурсов в 2002 г. до 3906,3 млн т УУВ в 2012 г. по состоянию на 01.01.2009 г.

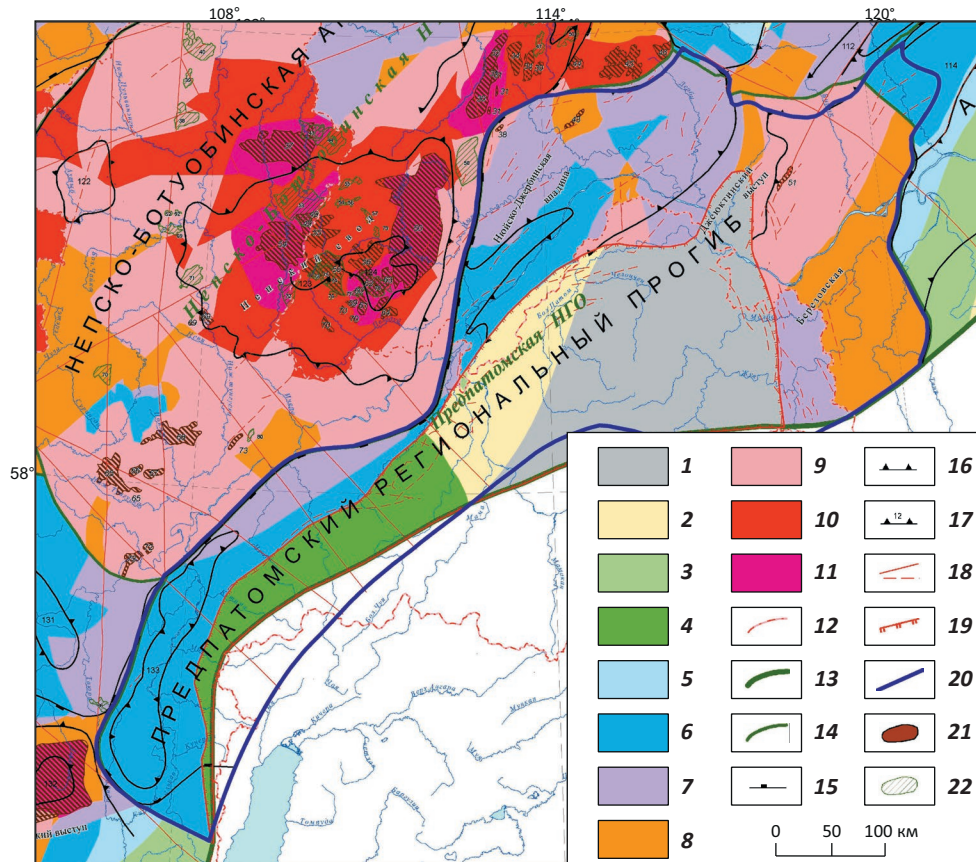
В целом анализ отчетов по количественной оценке, начиная с 1971 г., показывает недостаточную обоснованность геологических моделей территорий, по которым проводится подсчет. Как отмечалось, для Предпатомского перикратонного прогиба это объясняется сложным тектоническим строением территории. Тем не менее в настоящее время накоплен достаточный объем практической и теоретической геологической информации как по районам Предпатомского прогиба, так и по аналогично построенным территориям во всем мире. Намечившаяся в последние десятилетия существенная задержка активных геолого-разведочных работ в пределах этой весьма перспективной области требует создания геологической модели Предпатомского прогиба, которая могла бы основываться на современных представлениях, геолого-съёмочных данных и в относительно небольшой части на северо-западе прогиба была бы подкреплена качественными сейсмическими данными и материалами глубокого бурения.

С 2014 по 2016 г. во ВНИГНИ совместно с подрядчиками в рамках объекта государственного заказа 7Ф-14 были проведены исследования по теме «Выполнить оценку перспектив нефтегазоносности районов перикратонного обрамления восточной части Сибирской платформы». Результаты, полученные при

выполнении работ, частично легли в основу монографии [14].

Впервые для приплатформенной части Предпатомского прогиба, не перекрытой шарьяжами кристаллических пород, были построены структурные карты нефтегазоносных комплексов венда – нижнего кембрия, которые отразили известные структурные постседиментационные несогласия, возникшие вследствие горизонтальных смещений по разноразновым поверхностям срыва или детачментам. На основании представлений о наличии в разрезе осадочного чехла нескольких поверхностей срыва было показано существенное различие перспектив венд-нижнекембрийского карбонатного нефтегазоносного комплекса, часто приуроченного к аллохтонным блокам, и вендского терригенного нефтегазоносного комплекса, вероятно расположенного на большей части территории в автохтоне, под детачментом, связанным с верхневендскими тирскими или торсальскими солями. Предположительно, этими же солями экранируется вендский нефтегазоносный комплекс, что может обусловить его более высокие перспективы. В работе [14] указанные детали не получили должного объяснения и пристального осмысления, что, по мнению автора статьи, привело к существенным ошибкам. В частности, неправомерно высоко оценены перспективы карбонатного комплекса, прилегающего к фасу Байкало-Патомского нагорья в зоне, где отсутствует соленосный нижнекембрийский экран. Толщина только усольских солей в составе соответствующего регионального флюидо-

Рис. 10. Фрагмент карты нефтегазоносности Сибирской платформы с контурами Предпатомского перикратонного прогиба*
 Fig. 10. Fragment of Oil and gas occurrence map of the Siberian Platform showing outline of the Pre-Patomsky cratonic-margin basin*



Плотность геологических начальных суммарных ресурсов, тыс. т/ км² (1–11): 1 – 0; 2 – < 1; 3 – 1–3; 4 – 3–5; 5 – 5–10; 6 – 10–20; 7 – 20–30; 8 – 30–50; 9 – 50–100; 10 – 100–200; 11 – > 200; **границы (12–14):** 12 – административные, 13 – нефтегазоносной провинции, 14 – нефтегазоносных областей; **тектоническое районирование (15–20):** 15 – крупнейшие структуры (антеклизы, синеклизы, краевые прогибы и т. п.), 16 – крупные структуры (своды, выступы, мегавалы, впадины, прогибы), 17 – средние структуры (II порядка), 18 – региональные и зональные нарушения, 19 – региональные надвиги и покровы, 20 – Предпатомского прогиба современные (СНИИГГиМС, 2012); 21 – месторождения УВ; 22 – структуры, подготовленные к глубокому бурению

*Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата НПП Сибирской платформы по состоянию изученности на 01.01.2009 г.: отчет по договору с ФГУП «ВНИГНИ» от 19.02.2010 г. № ПС-03-34/22. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2012.

Density of total initial in-place resources, thous. tons per km² (1–11): 1 – 0; 2 – < 1; 3 – 1–3; 4 – 3–5; 5 – 5–10; 6 – 10–20; 7 – 20–30; 8 – 30–50; 9 – 50–100; 10 – 100–200; 11 – > 200; **boundaries (12–14):** 12 – administrative, 13 – petroleum province, 14 – oil and gas bearing areas; **tectonic zoning (15–20):** 15 – largest structures (anteclises, synclises, foreland basins, etc.), 16 – large structures (arches, uplifts, mega-swells, depressions, troughs), 17 – medium structures (II-nd order), 18 – regional and zonal disturbances, 19 – regional thrusts and sheets, 20 – Pre-Patomsky basin, present-day (SNIIGGiMS, 2012); 21 – HC fields; 22 – structures prepared for deep drilling

упора ошибочно оценивается как «обычно > 100 м», в то время как материалы бурения глубоких скважин, выполненные автором полевые наблюдения выщелоченных карбонатных толщ и минерализации поверхностных источников, а также опубликованные геолого-съёмочные данные свидетельствуют местами о практически полном выщелачивании соленосных толщ **всего** нижнего кембрия в принадвиговой зоне.

Автохтонное залегание терригенных пластов венда под Байкало-Патомским нагорьем на расстоянии более 100 км, декларируемое в работе [14], не обосновано тектоническим моделированием. Также

отсутствуют геологические разрезы, объясняющие представления автора о тектоническом строении сложнопостроенной складчато-надвиговой периферии Предпатомского прогиба. В связи с этим не решены вопросы геологии и тектоники разновозрастных вендских и нижнекембрийских резервуаров, столь высоко оцениваемых Г.Г. Шеминым — 8477 млн т УУВ геологических ресурсов, что более чем вдвое превышает государственную оценку.

В последние десятилетия появились новые подробные модели строения зон сочленения складчатых систем и платформенных образований. С высокой степенью детальности проработаны модели строе-

ния Альп, Гималаев, гор Загрос и других регионов. В этом ряду выделяется тектоническая модель Канадских Кордильер [15]. Для нее построены весьма детальные глубинные геологические разрезы вкрест простирания основных структур на основе данных сейсморазведки МОГТ и глубокого бурения. Для этого района удачно сложилось несколько факторов. Во-первых, его расположенность в пределах одной или двух стран, тесно связанных в политическом и экономическом отношении. Во-вторых, высокая индустриальная, научная и технологическая развитость этих стран. Третьим фактором является промышленная нефтегазоносность территории, позволяющая оправдать дорогостоящие исследования. Все это отмечается и для Предпатомского прогиба, но его геологическое строение изучено намного хуже.

На фоне хорошо исследованных зарубежных складчатых систем складчатые сооружения России не отличаются достаточной степенью изученности, особенно с учетом их несомненных нефтегазовых перспектив. Предпатомский перикратонный прогиб с Байкало-Патомской складчатой областью пока выглядят белым пятном. Назрела острая необходимость создания теоретически и практически обоснованной тектонической модели этого региона.

Выводы

1. Следует признать, что последние высокие оценки перспектив (ВСЕГЕИ, 2010; Шемин Г.Г., 2017, 2018) нефтегазоносности Предпатомского перикратонного прогиба не подкреплены достоверными геологическими моделями. Вопросы вызывают не высокие перспективы, а уровень геологической проработанности этих оценок.

2. Степень изученности и сложный характер дислоцированности не позволили, основываясь исключительно на местных наблюдениях, создать адекватную тектоническую модель юго-востока Сибирской платформы. В то же время имеющиеся геолого-геофизические материалы, в первую очередь геолого-съёмочные данные и результаты точечных сейсмических зондирований, позволяют сделать обоснованные выводы о сходстве геологического строения Предпатомского перикратонного прогиба и Байкало-Патомской складчатой области с хорошо изученными платформенными и складчатыми областями в аналогичных обстановках Земного шара.

3. Необходимость получения обоснованных выводов о перспективах нефтегазоносности прежде не оцениваемых районов Байкало-Патомского нагорья на фоне появившихся в последнее десятилетие слабоаргументированных количественных оценок УВ-потенциала требует активизации работ по государственному геологическому изучению этой территории. В настоящее время для Предпатомского перикратонного прогиба с определенной долей условности могут быть построены предварительные качественные тектонические модели, которые при планировании геолого-разведочных работ помогут выбрать направления и методики исследований.

4. Для создания адекватной геологической модели Предпатомского перикратонного прогиба следует выполнить ряд региональных геолого-разведочных работ, сделав упор на сейсмические исследования методами точечных сейсмических зондирований и глубинного МОГТ, структурное картирование, глубокое и колонковое бурение, тематические обобщающие работы.

Литература

1. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А., Старосельцев В.С., Мандельбаум М.М., Мигурский А.В., Моисеев С.А., Сафонов А.Ф., Ситников В.С., Филиппов Ю.А., Хоменко А.В., Еремин Ю.Г., Быкова О.В. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 8. – С. 851–862.
2. Решения совещания по классификации платформенных структур. – Л. : ВНИГРИ, 1963. – 16 с.
3. Павловский Е.В. Зоны перикратонных опусканий – платформенные структуры первого порядка // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1959. – № 12. – С. 3–9.
4. Старосельцев В.С. Систематизация окраинных надпорядковых прогибов Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2017. – № 3. – С. 18–21.
5. Ажгирей Г.Д. Шарьяжи в геосинклинальных поясах. – М. : Наука, 1977. – 155 с.
6. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Серия Прибайкальская. Лист N-49-I. Объяснительная записка / М.П. Лобанов, Б.В. Альбицкий; Ред. П.М. Хренов. – 1 : 200 000. – Л. : Недра, 1968.
7. Мигурский А.В., Старосельцев В.С. Шарьяжное строение зоны сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем // Советская геология. – 1989. – № 7. – С. 9–15.
8. Александров В.К. Надвиговые и шарьяжные структуры Прибайкалья. – Новосибирск : Наука, 1990. – 100 с.
9. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Сер. Бодайбинская. Лист O-49-XXXI. Объяснительная записка / А.Н. Артемьев, Ю.П. Цыпуков; Ред. В.Д. Мац. – 1 : 200 000. – М. : Недра, 1967.
10. Временная классификация запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов : Приложение № 3 к Приказу МПР РФ от 07.02.2001 N 126 [Электронный ресурс] / Министерство природных ресурсов РФ. – Режим доступа: <http://legalacts.ru/doc/prikaz-mp-rf-ot-07022001-n-126/> (дата обращения: 03.09.2018).

11. *Классификация* запасов и ресурсов нефти и горючих газов : Приложение к Приказу МПРИЭ РФ от 1 ноября 2013 года N 477 [Электронный ресурс] / Министерство природных ресурсов и экологии РФ. – Режим доступа: <http://legalacts.ru/doc/prikaz-minprirody-rossii-ot-01112013-n-477/> (дата обращения: 05.09.2018).
12. *Государственная* геологическая карта Российской Федерации (третье поколение). Серия Алдано-Забайкальская. Лист О-49 — Киренск. Объяснительная записка / Н.Н. Митрофанова, В.И. Болдырев, Н.К. Коробейников, Г.Л. Митрофанов и др. – 1 : 1 000 000. – СПб. : Картфабрика ВСЕГЕИ, 2012. – 607 с. + 8 вкл.
13. *Сметанин А.В.* Предбайкало-Патомский надвиговой пояс // Геология нефти и газа. – 2000. – № 1. – С. 14–20.
14. *Шемин Г.Г. и др.* Модели строения и количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нефти и газа Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа). Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2017. – 315 с.
15. *Langenberg C.W., Beaton A., Berhane H.* Regional Evaluation of the Coalbed Methane Potential of the Foothills/Mountains of Alberta // *International Journal of Coal Geology*. – 2006. – Т. 65. – № 1–2. – С. 114–128.

References

1. *Kontorovich A.E., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.A., Starosel'tsev V.S., Mandel'baum M.M., Migurskii A.V., Moiseev S.A., Safronov A.F., Sitnikov V.S., Filiptsov Yu.A., Khomenko A.V., Eremin Yu.G., Bykova O.V.* Tectonic map of the Vendian-Lower Paleozoic structural stage of the Lena-Tunguska petroleum province, Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2009;50(8):649–659.
2. *Resolution* of the meeting on platform structures classification. Leningrad: VNIGRI; 1963. 16 p.
3. *Pavlovskii E.V.* Zones of cratonic-margin sags: first-order platform structures. *Izvestiya AN SSSR. Seriya geologiya*. 1959;(12):3–9.
4. *Starosel'tsev V.S.* Systematising of superorder marginal troughs of the Siberian Platform. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri*. 2017;(3):18–21.
5. *Azhgirei G.D.* Overthrusts in geosynclinal belts. Moscow: Nauka; 1977. 155 p.
6. *Lobanov M.P., Al'bitskii B.V.* State geological map of Russian Federation. Pribaikalsky Block. Sheet N-49-I. Explanatory note. In: P.M. Khrenov eds. 1 : 200 000. Leningrad: Nedra; 1968.
7. *Migurskii A.V., Starosel'tsev V.S.* Overthrust structure of Siberian Platform and Baikal-Patom Highlands joint zone. *Sovetskaya geologiya*. 1989;(7):9–15.
8. *Aleksandrov V.K.* Thrust and overthrust structures in Baikal Lakeside. Novosibirsk: Nauka; 1990. 100 p.
9. *Artem'ev A.N., Tsyukov Yu.P.* State geological map of Russian Federation. Bodaibinsky Block. Sheet O-49-XXXI. Explanatory note In: V.D. Mats ed. 1 : 200 000. Moscow: Nedra; 1967.
10. *Temporary* reserves assessment of fields, prospective and undiscovered resources of oil and fuel gas: Annex No. 3 to the Order No. 126 of the RF Ministry of natural resources dated 07.02.2001 N 126. Available at: <http://legalacts.ru/doc/prikaz-mpr-rf-ot-07022001-n-126/> (accessed 03.09.2018).
11. *Classification* of oil and fuel gas reserves and resources : Annex to the Order No. 477 of Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation dated November 1, 2013. N 477. Available at: <http://legalacts.ru/doc/prikaz-minprirody-rossii-ot-01112013-n-477/> (accessed 05.09.2018).
12. *Mitrofanova N.N., Boldyrev V.I., Korobeinikov N.K., Mitrofanov G.L. et al.* State geological map of Russian Federation (third generation). Aldan-Transbaikal Block. Sheet O-49 — Kirensk. Explanatory note. 1 : 1 000 000. St. Petersburg: Kraftfabrika VSEGEI; 2012. 607 p.
13. *Smetanin A.V.* Fore-Baikal-Patom thrust belt. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology*. 2000;(1):14–20.
14. *Shemin G.G. et al.* Structure models and quantification of petroleum potential of regional oil and gas reservoirs in Pre-Patomsky regional trough (Siberian Platform). Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN; 2017. 315 p.
15. *Langenberg C.W., Beaton A., Berhane H.* Regional Evaluation of the Coalbed Methane Potential of the Foothills/Mountains of Alberta. *International Journal of Coal Geology*. 2006;65(1–2):114–128.