



УДК (551.263.12:553.98.041):551.736/.761(571.5)

ОСНОВЫ РАЙОНИРОВАНИЯ ТУНГУССКОЙ СИНЕКЛИЗЫ ПО СУММАРНОЙ ТОЛЩИНЕ ТРАППОВЫХ ИНТРУЗИЙ В НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

В. С. Старосельцев, Т. А. Дивина, М. И. Муратов, Г. Ф. Попелуха

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Обоснована возможность прогноза суммарных толщин трапповых пермо-триасовых интрузий в нефтегазоперспективных образованиях Тунгусской синеклизы в зависимости от соотношения туфогенных и базальтовых комплексов, залегающих на поверхности и слагающих расчлененный платообразный рельеф северной и центральной ее зон. При этом использованы разрезы глубоких скважин, пробуренных на исследуемой территории, и разрезы туфогенно-эффузивных комплексов, изученных в естественных обнажениях и охваченных структурным картированием с использованием барометрического нивелирования. Погребенные поднятия, выделенные на основе статистических характеристик линейamentной сети, дешифрованной по аэрофотоснимкам, опробованы гидрогеохимически в естественных водоемах и водотоках. Это позволило определить погребенные поднятия, среди которых по совокупности геолого-геохимических данных намечен ряд нефтегазоперспективных.

Ключевые слова: соотношение суммарных толщин интрузивных и эффузивных траппов, статистические показатели линейamentной сети, нефтегазоперспективные поднятия.

DIVIDING THE TUNGUSKA SYNECLISE INTO REGIONS BASED ON TOTAL THICKNESS OF TRAP INTRUSIONS IN OIL-AND-GAS-PROMISING STRATA

V. S. Staroseltsev, T. A. Divina, M. I. Muratov, G. F. Popelukha

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

The paper justifies the possibility to predict the total thickness of the Permian-Triassic intrusions in the oil and gas promising strata of the Tunguska syncline depending on the ratio of tuffaceous and basaltic complexes lying at the surface and forming a plateau-like broken relief of its northern and central parts. For that purpose, the authors have used deep well columns obtained from the area under study, and cross-sections of tuffaceous-effusive complexes studied by structure mapping with barometric levelling in natural outcrops. Revealed based on statistic figures of lineament network interpreted from aerophotographs, the highs were hydrochemically tested in natural water basins and water flows. This allowed the authors to outline buried highs promising for oil and gas, among which a number of promising highs were identified based on geological and geochemical data.

Keywords: correlation of total thicknesses of intrusive and effusive traps, statistic figures of lineament network, oil-and-gas-promising highs.

DOI 10.20403/2078-0575-2017-4-34-39

Тунгусская синеклиза, занимающая площадь около 1,2 млн км² на западе Сибирской платформы, частично или полностью перекрывает [3, 13, 15] шесть выделяемых в ней нефтегазоносных областей (НГО) (рис. 1). Связанный с Тунгусской синеклизой позднепермско-раннетриасовый эффузивный и интрузивный трапповый магматизм, не мог не влиять на вмещающие нефтегазоперспективные палеозойские отложения [1, 2, 4]. Внедрявшаяся трапповая магма с температурой 1200 °С, несомненно, оказывала тепловое и геохимическое воздействие на вмещающие осадочные породы и содержащееся в них органическое вещество. Результаты такого воздействия в зависимости от глубины их залегания, состава и объема внедрившейся трапповой магмы могут существенно различаться [6, 8, 10, 12, 14].

Информация по этой проблеме имеется лишь для территорий, на которых к настоящему времени проведены значительные объемы глубокого бурения;

в первую очередь это места сосредоточения уже открытых месторождений в Байkitской, Непско-Ботубинской, Катангской, Южно-Тунгусской НГО. Наиболее важны для понимания влияния трапповых интрузий результаты глубокого бурения в двух последних областях, где их количество достигает 30–40 % от вскрываемого глубокими скважинами разреза. Именно в таких скважинах, помимо значительно повышенного катагенеза вмещающих пород, наиболее часто фиксируются сложные аварии бурового инструмента, чрезмерный катагенез органического вещества, заражение флюидов технически вредными примесями, обрушение стволов скважин, прихват бурового инструмента и др. Очевидно, что значительное (20–40 %) повышение в разрезе суммарной толщины трапповых интрузий является фактором, существенно осложняющим поиск и разведку нефтяных и газовых месторождений [11].

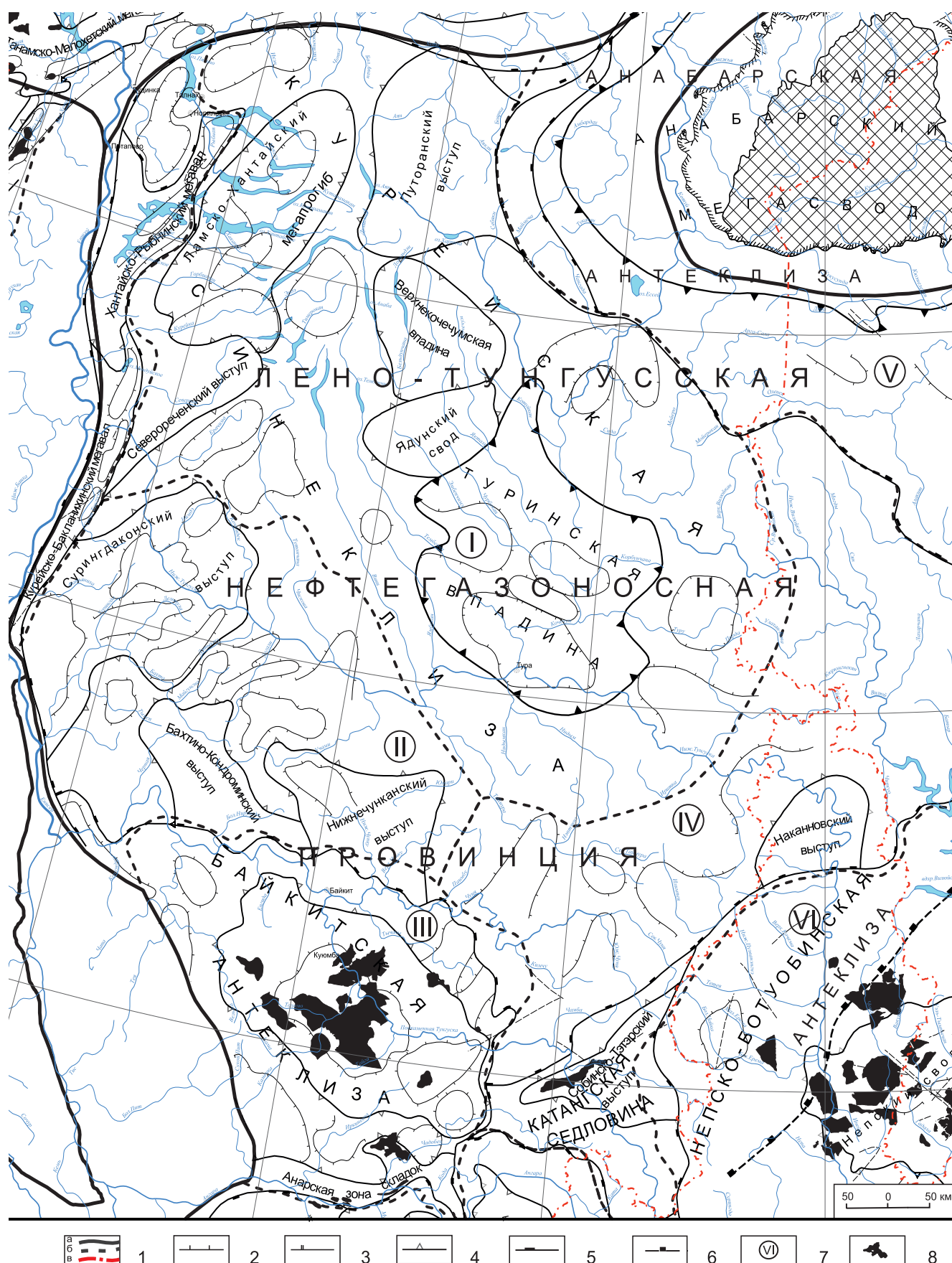


Рис. 1. Нефтегазогеологическое районирование Лено-Тунгусской НГП

1 – границы: а – нефтегазоносных провинций, б – нефтегазоносных областей, в – административные; 2–6 контуры структур: 2 – второго порядка, 3 – первого порядка, 4 – суперпорядковых, 5 – надпорядковых, 6 – наложенных отрицательных; 7 – нефтегазоносные области (I – Северо-Тунгусская, II – Южно-Тунгусская, III – Байкитская, IV – Катангская, V – Анабарская, VI – Непско-Ботубобинская); 8 – месторождения УВ

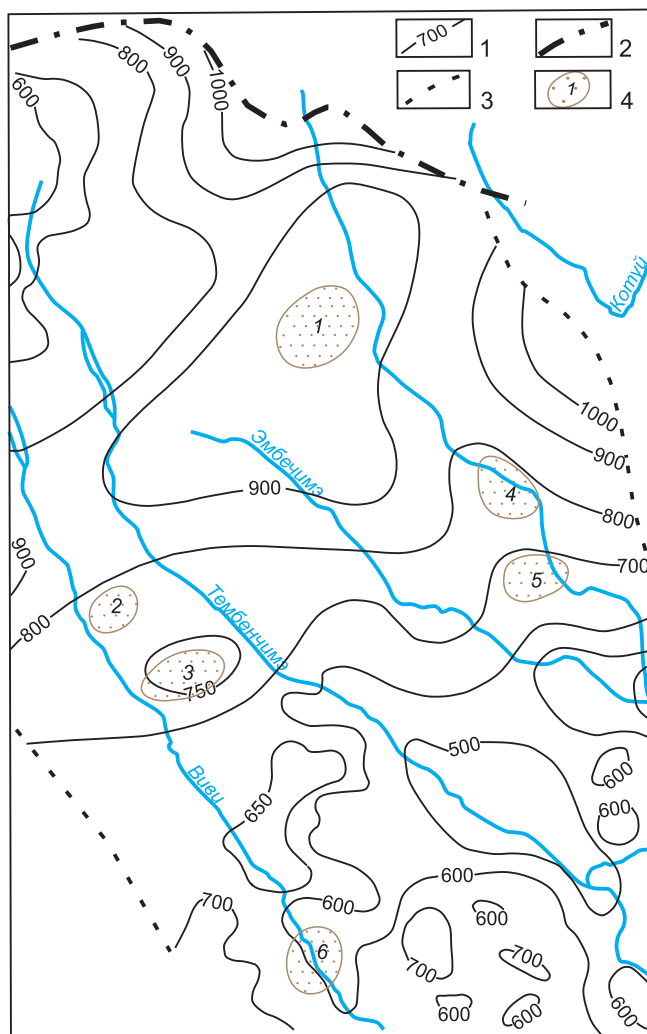


Рис. 2. Структурная карта подошвы калтаминского маркирующего покрова базальтов осевой зоны центральной части Тунгусской синеклизы

1 – изогипсы калтаминского маркирующего покрова (м); 2 – северная граница изученных территорий; 3 – контуры современного распространения калтаминского покрова, 4 – перспективные погребенные поднятия: 1 – Верхнекочумское, 2 – Камдинское, 3 – Логанчинское, 4 – Среднекочумское, 5 – Нижнекочумское, 6 – Деволганское

Крайне слабо изучена в этом отношении Северо-Тунгусская НГО (см. рис. 1). На ее юго-западной окраине в Бильчанской глубокой (3200 м) скважине трапповые интрузии занимают около 32 % вскрытого разреза, а на юго-восточной окраине в Кирамкинской глубокой (4062 м) скважине – 26,6 %. А вот на северо-западной и северо-восточной окраинах Северо-Тунгусской НГО насыщенность разреза трапповыми интрузиями принципиально изменяется: сокращается до 3 % на первой (Кыстыхстахская поисковая скв. 1 глубиной 4300 м) и до 8 % на второй (Ледянская параметрическая скв. 358 глубиной 3950 м) [9]. При этом важно иметь в виду, что вблизи устья Кыстыхстахской скв. 1 распространен весь набор базальтовых покровов и туфогенных пород от нижней части мокулаевской свиты, всей моронговской, надеждинской, туклонской, гудчихинской, сыверминской и ивакинской. На ближайших водо-

разделах залегают и картируются надаянский и яг-талийский маркирующие покровы базальтов, что свидетельствует о существенной роли в трапповом комплексе излившейся магмы.

Вокруг Ледянской параметрической скв. 358 суммарный объем излившейся трапповой магмы несколько сокращен по сравнению с окрестностями Кыстыхстахской поисковой скважины, что связано с отсутствием значительных объемов излившейся магмы ниже надаянского маркирующего покрова базальтов. Все изложенное подтверждает ранее сделанные выводы о тесной обратной связи суммарных толщин долеритовых и базальтовых комплексов. Поэтому далее мы попробуем наметить приблизительно суммарную толщину трапповых интрузий в осевой зоне севера Тунгусской синеклизы (рис. 2). Здесь во время полевых работ 2014–2016 гг. намечены перспективные на нефть и газ погребенные поднятия (на основе использования статистических показателей, выделенных в результате дешифрирования аэрофотоснимков м-бов 1:30 000–1:60 000, линейной сети и последующего газогидрогеохимического опробования поверхностных водотоков и водоемов).

Суммарная толщина трапповых интрузий в палеозойских и частично рифейских отложениях в глубоких скважинах (Ледянская 358 и Кыстыхстахская 1) на севере Тунгусской синеклизы зависит от полноты разреза нижней части позднепермско-раннетриасового туфогенно-эффузивного комплекса. Учитывая это, можно ориентировочно оценить ожидаемую суммарную толщину трапповых интрузий в палеозойско-рифейских нефтегазоперспективных отложениях осевой зоны Тунгусской синеклизы (см. рис. 2). В Бильчанской и Кирамкинской скважинах верхняя часть разреза сложена туфогенными породами корвунчанской свиты толщиной 300 и 120 м соответственно, которые продолжают выше в современном рельефе, сменяясь пойкилоофитовыми базальтами нирымской свиты.

В разрезах более северных районов осевой зоны Тунгусской синеклизы в верховьях рр. Кочечум, Тутончана, Виви во время работ 2014–2016 гг. мы наблюдали коренные выходы базальтовых покровов более низких частей разреза эффузивного комплекса, сопоставимых с развитыми в районе бурения Ледянской параметрической скв. 358, в которой доля трапповых интрузий в палеозойско-рифейских отложениях составляет всего около 8 % разреза. В осевой центральной части Тунгусской синеклизы в полевом геологическом маршруте на левом берегу р. Кочечум на абс. отм. около 600 м Т. А. Дивиной и В. С. Старосельцевым были встречены мелкозернистые черные щелочные базальты с игольчатой структурой, обычно залегающие под туффитом в основании надаянского покрова гломеропорфировых базальтов в бассейне оз. Хантайское. Аналогичные базальты отмечены М. И. Муратовым в коренном залегании в верховьях р. Виви на тех же высотах, а коренные

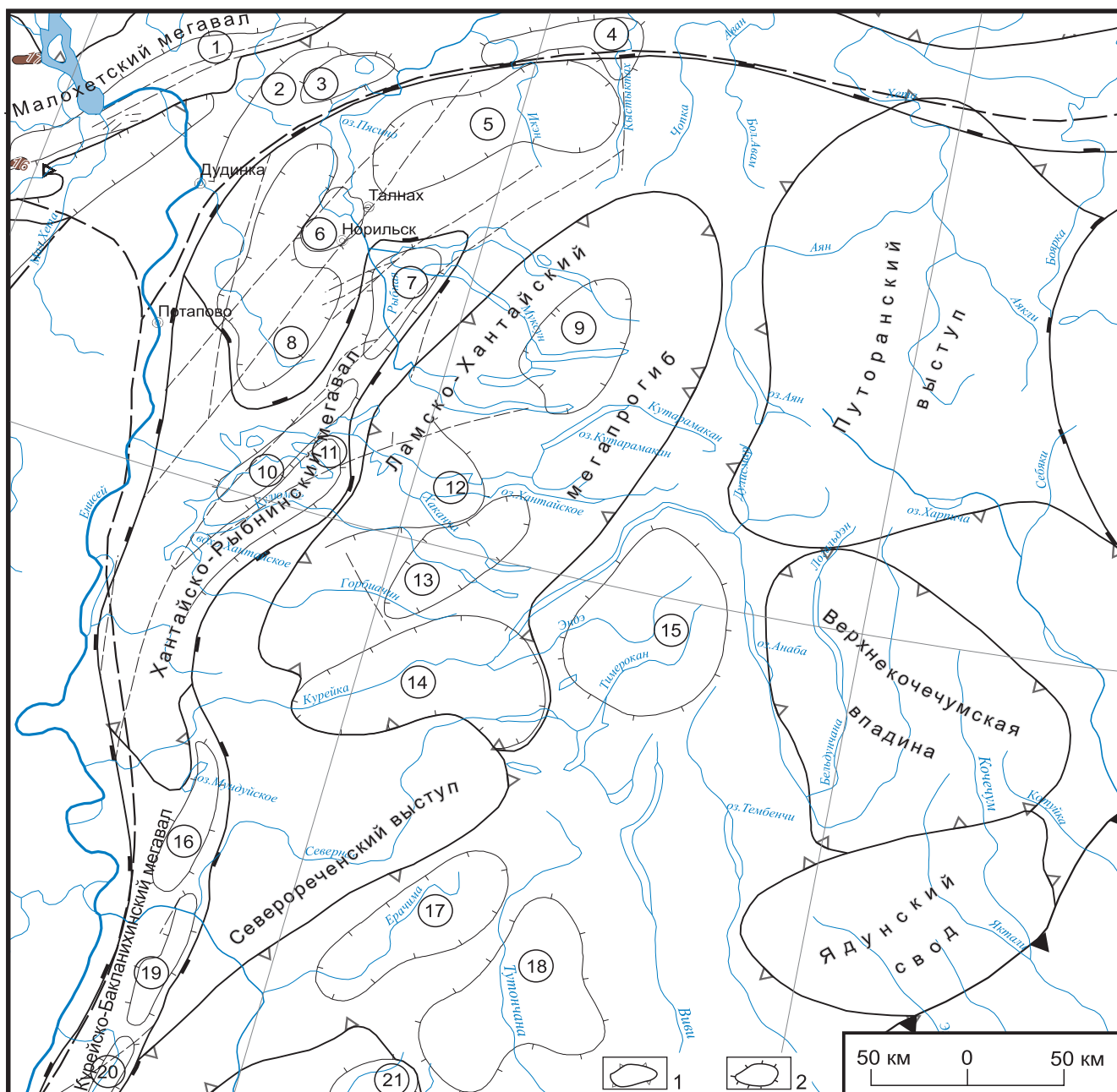


Рис. 3. Тектоническая схема северо-западной части Сибирской платформы

Структуры: 1 – I порядка; 2 – II порядка: 1 – Малохетский вал, 2 – Агапский структурный мыс (с. м.), 3 – Североясинское куполовидное поднятие (к. п.), 4 – Кыстыхстахско-Самоедский вал, 5 – Хараелахско-Иконский прогиб, 6 – Южно-Пясинское к. п., 7 – Рыбинское к. п., 8 – Норильско-Вологодчанский прогиб, 9 – Верхнекетская котловина, 10 – Хантайский вал, 11 – Кулюмбинский с. м., 12 – Хантайский с. м., 13 – Кулюмбинская котловина, 14 – Курейская котловина, 15 – Анамское к. п., 16 – Курейско-Голоярский вал, 17 – Нижнетунгусский прогиб, 18 – Бильчанское к. п., 19 – Летнинский вал, 20 – Сухотунгусский вал, 21 – Нимдинский вал

низкие выходы гламеропорфировых базальтов надаянского покрова – в верховьях р. Тутончана. Таким образом, на севере центральной зоны Тунгусской синеклизы, судя по составу и стратиграфическому положению, обнаружены аналоги эффузивов, развитых вблизи Ледянской скв. 358. Естественно, столь значительное по сравнению с разрезом Бильчанской скважины снижение доли трапповых интрузий в нефтегазоперспективных отложениях может сыграть значительную роль в повышении оценки близко расположенных нефтегазоперспективных поднятий (см. рис. 2).

К числу таких поднятий могут быть в первую очередь отнесены Верхнекочечумское и Логанчинское (см. рис. 2), расположенные в северо-восточной части структурного порога в центральной зоне Тунгусской синеклизы по калтаминскому маркирующему базальтовому покрову. Эти поднятия в структурном отношении отвечают Ядунскому своду и Бильчанскому куполовидному поднятию нижней части осадочного чехла (рис. 3).

В палеозойском разрезе наибольшие перспективы снижения суммарной толщины трапповых интрузий, вероятнее всего, присущи Верхне-



кочечумскому погребенному поднятию. Особый интересен также Логанчинское поднятие, представляющее собой солянокупольную структуру, как показали результаты полевых работ В. М. Лебедева и А. В. Мигурского в 1974 г. [5] и М. И. Муратова, Т. И. Ларионовой и К. В. Старосельцева в 2016 г.

По результатам проведенного анализа видно, что, учитывая намечающуюся обратную связь суммарных толщин трапповых интрузий в разрезе и общей толщины комплекса базальтовых покровов на поверхности, можно в первом приближении прогнозировать насыщенность нефтегазоперспективного разреза в пределах Тунгусской синеклизы. Это крайне важно для повышения качества проводимых сейсмо- и электроразведочных работ и глубокого бурения, направленных на обнаружение и разведку нефтегазовых месторождений. Следует учитывать наличие в описываемой зоне высокеемких гранулярных коллекторов верхнего палеозоя, залегающих на глубинах более 1 км, и региональной нижнетриасовой покрывки.

В связи с изложенным особую роль рассматривания заслуживает Девоганское погребенное нефтегазоперспективное поднятие в нижнем течении р. Виви. Оно расположено на юге центральной зоны Северо-Тунгусской НГО (см. рис. 2), скорее всего, в области повышенной (возможно, до 30 %) насыщенности палеозойского разреза трапповыми интрузиями, поэтому здесь возможны определенные сложности при проведении глубокого бурения и сейсморазведочных работ. Вместе с тем нельзя не учитывать, что на этом поднятии во время полевых работ в 2016 г. на поверхности воды из естественного источника отобрана проба с высоким (4 г/л) содержанием солей гидрокарбонатно-хлоридного натриево-кальциевого состава. Отсутствие признаков типичного солянокупольного поднятия, скорее всего, свидетельствует о сложности взаимоотношения соляных (вероятно, кембрийских) глубокозалегающих пластов и трапповых интрузий, насыщающих вышележащие палеозойские отложения.

В сложившейся геологической ситуации целесообразно планировать бурение глубокой скважины на Девоганском нефтегазоперспективном погребенном поднятии после получения представлений об особенностях строения разреза на Логанчинском, расположенном севернее и, возможно, содержащем меньшее количество трапповых интрузий в палеозойском разрезе.

Необходимо также проанализировать вероятность появления дифференцированных медно-никелево-платиновых хонолитов норильско-талнахского типа в области прогнозируемых перспективных на нефть и газ погребенных поднятий в центральной зоне Северо-Тунгусской НГО. В. С. Старосельцев, открыв в 1960 г. Талнахское месторождение, до сих пор продолжает активно заниматься обоснованием местоположения аналогичных рудных месторожде-

ний [11]. Всесторонний анализ имеющихся материалов не позволяет ожидать в указанной зоне Северо-Тунгусской НГО подобных рудных месторождений, а следовательно, и резких раздувов мощности трапповых интрузий, осложняющих поиски нефтегазовых месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аммосов И. И., Горшков В. И., Гречишников Н. П. Палеотемпературы преобразования нефтегазоносных отложений. – М.: Наука, 1980. – 110 с.
2. Геология и нефтегазоносность осадочных бассейнов Восточной Сибири / под ред. В. В. Забалуева. – Л.: Недра, 1980. – 131 с.
3. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
4. Клемм Х. Д. Геотермические градиенты, тепловые потоки и нефтегазоносность. – М.: Недра, 1978. – С. 176–208.
5. Лебедев В. М., Старосельцев В. С. О методах стратификации триасовых образований Тунгусской синеклизы // Геология и геофизика. – 1967. – № 4. – С. 109–112.
6. Макаренко Г. Ф. Базальтовые поля Земли. – М.: Недра, 1978. – 148 с.
7. Нефтегазоносность больших глубин / Ю. Г. Афанасьев, Ю. С. Кувыкин, Н. Е. Оводов и др. – М.: Наука, 1980. – 119 с.
8. Новые материалы по стратиграфии докембрия и кембрия северо-востока Тунгусской синеклизы / Т. А. Дивина, Л. И. Егорова, А. А. Салихов и др. // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37, № 7. – С. 23–33.
9. Славин Б. А., Тычино Н. Я., Бабошина О. А. Геотермические условия осадочного чехла Сибирской платформы // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1980. – № 5. – С. 5–13.
10. Соколов Б. А. Типизация нефтегазоносных осадочных бассейнов по времени трапповой активизации // Докл. АН СССР. – 1980. – Т. 254, № 2. – С. 450–452.
11. Старосельцев В. С. О возможности открытия богатого медно-никелево-платинового оруденения на севере Хараелахских гор // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – № 4 (28) – С. 84–86.
12. Старосельцев В. С. Север плато Путорана – приоритетное направление высокоэффективных работ на нефть и газ в Восточной Сибири // Геология нефти и газа. – 2015. – № 2. – С. 17–23.
13. Старосельцев В. С. Тектоника базальтовых плато (в связи с оценкой нефтегазоносности древних платформ) // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Наука, 1981. – С. 55–63.
14. Старосельцев В. С. Тектоническое положение базальтовых плато (в связи с оценкой нефтега-



зононости древних платформ) // Геология и геофизика. – 1980. – № 8. – С. 3–10.

15. Старосельцев В. С., Дивина Т. А., Муратов М. И. Тунгусское базальтовое плато и прогноз скоплений углеводородов в подстилающих отложениях // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – № 2 (22). – С. 16–25.

REFERENCES

1. Ammosov I.I., Gorshkov V.I., Grechishnikov N.P. *Paleotemperature preobrazovaniya neftegazonosnykh otlozheniy* [Paleotemperatures of petroleum-bearing deposits alteration]. Moscow, Nauka Publ., 1980. 110 p. (In Russ.).

2. *Geologiya i neftegazonosnost' osadochnykh basseynov Vostochnoy Sibiri* [Geology and petroleum potential of sedimentary basins in East Siberia]. Ed. by Zabaluev V.V. Leningrad, Nedra Publ., 1980. 131 p. (In Russ.).

3. *Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy* [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. Ed. by Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. Moscow, Nedra Publ., 1981. 552 p. (In Russ.).

4. Klemm Kh.D. *Geotermicheskie gradienty, teplovye potoki i neftegazonosnost'* [Geochemical gradients, heat flows, and oil and gas content]. Moscow, Nedra Publ., 1978, pp. 176–208. (In Russ.).

5. Lebedev V.M., Staroseltsev V.S. [Methods to stratify the Triassic bodies of the Tunguska syncline]. *Geologiya i geofizika – Geology and Geophysics*, 1967, no. 4, pp. 109–112. (In Russ.).

6. Makarenko G.F. *Bazal'tovye polya Zemli* [Basaltic fields of the Earth]. Moscow, Nedra Publ., 1978. 148 p. (In Russ.).

7. Afanasyev Yu.G., Kuvykin Yu.S., Ovodov N.E., et al. *Neftegazonosnost' bol'shikh glubin* [Deep oil and gas occurrences]. Moscow, Nauka Publ., 1980. 119 p. (In Russ.).

8. Divina T.A., Egorova L.I., Salikhov A.A., et al. [New data on the pre-Cambrian and Cambrian stratigraphy of the northeast of the Tunguska syncline]. *Geologiya i geofizika – Geology and Geophysics*, 1996, vol. 37, no. 7, pp. 23–33. (In Russ.).

9. Slavin B.A., Tychino N. Ya., Baboshina O.A. [Geothermal conditions of the Siberian Platform sedimentary cover]. *Izv. AN SSSR – Proceeding of the Academy of Sciences of the USSR*, 1980, no. 5, pp. 5–13. (In Russ.).

10. Sokolov B.A. [Types of oil-and-gas-bearing sedimentary basins in terms of trap activation period]. *Dokl. AN SSSR – Proceeding of the Academy of Sciences of the USSR*, 1980, vol. 254, no. 2, pp. 450–452. (In Russ.).

11. Staroseltsev V.S. [Potential discovery of rich copper-nickel-platinum mineralisation in the north of the Kharaelakh Mountains]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2016, no. 4(28), pp. 84–86. (In Russ.).

12. Staroseltsev V.S. [The North of the Plateau Putorana – priority direction of high efficient oil and gas exploration in the Eastern Siberia]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 2015, no. 2, pp. 17–23. (In Russ.).

13. Staroseltsev V.S. [Tectonics of basaltic plateaus (in connection with petroleum content appraisal of ancient platforms)]. *Neftegazonosnost' Sibiri i Dal'nego Vostoka* [Oil and gas content of Siberia and the Far East]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1981, pp. 55–63. (In Russ.).

14. Staroseltsev V.S. [Tectonic position of basaltic plateaus (in connection with petroleum content appraisal of ancient platforms)] *Geologiya i geofizika – Geology and Geophysics*, 1980, no. 8, pp. 3–10. (In Russ.).

15. Staroseltsev V.S., Divina T.A., Muratov M.I. [Tunguska basaltic plateau and prediction of hydrocarbon accumulations in underlying deposits]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2015, no. 2(22), pp. 16–25. (In Russ.).

© В. С. Старосельцев, Т. А. Дивина, М. И. Муратов, Г. Ф. Попелуха, 2017