

УДК 553. 0698

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА ЮЖНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И ПОИСКА ГЛУБИННОЙ НЕФТИ

© 2020 г. В. А. Скворцов*

Представлено академиком РАН Ф.А. Летниковым 10.02.2020 г.

Поступило 10.02.2020 г.

После доработки 18.02.2020 г.

Принято к публикации 20.02.2020 г.

Главная цель – оценить нефтегазоносность фундамента Южной части Сибирской платформы как дополнительного источника для многолетнего наполнения углеводородным сырьем трубопровода Восточная Сибирь–Тихий океан. Месторождения, открытые в осадочном чехле на Сибирской платформе, по своим первоначальным запасам значительно уступают месторождениям Западной Сибири и Поволжья. В последних месторождениях за счет бурения глубоких скважин установлена их связь с фундаментом, и запасы там естественно пополняются. На Сибирской платформе бурение скважин на многих месторождениях обычно заканчивалось на границе “чехол–фундамент” (на самом продуктивном уровне). Признаки, указывающие на нефтегазоносность фундамента в скважинах, имеются: присутствие в гранитоидах “черных” цирконов, содержащих радиоактивные элементы, наличие многоэтажных нефтяных залежей, сопряженных с глубинными разломами, мантийные флюиды, содержащие в своем составе водород и жидкие углеводороды. Исходя из множества перечисленных признаков, которые указывают на перспективность фундамента, следует изменить существующую методику поисково-оценочных работ на нефть в осадочном чехле и переориентироваться на поиски тяжелой глубинной нефти в породах фундамента.

Ключевые слова: нефть, газ, фундамент, Сибирская платформа

DOI: 10.31857/S2686739720050229

Наполнение углеводородным сырьем трубопровода Восточная Сибирь–Тихий океан требует значительных ресурсов и мобилизации нефтегазового комплекса Сибирской платформы (рис. 1) [1], как за счет эксплуатации месторождений с “легкой нефтью” в осадочном чехле платформы, так и с поисками глубинных месторождений с “тяжелой нефтью” непосредственно в кристаллических породах фундамента. Месторождения, открытые в осадочном чехле на Сибирской платформе, по своим первоначальным запасам значительно уступают месторождениям Западной Сибири и Поволжья. В последних месторождениях за счет бурения глубоких скважин установлена их связь с фундаментом, и запасы там естественно пополняются. На Сибирской платформе бурение скважин на многих месторождениях обычно заканчивалось на границе “чехол–фундамент” (на самом продуктивном уровне). В кристаллических породах фундамента скважины не бурились (за исключением нескольких скважин на Верхне-

Чонском и Даниловском месторождениях). На Верхне-Чонском месторождении на глубине 1950 м породы фундамента представлены гранитоидами. В верхней части цоколя гранитоиды выветрелые, разуплотненные. В них отмечаются контракционные трещины и пустоты. Мощность коры выветривания доходит до 34 м. Вскрытая толща фундамента составляет от 1 до 93.4 м. Из пород фундамента на Верхне-Чонском месторождении получен приток нефти [2]. На Даниловском месторождении в фундаменте на глубине 1650 м вскрыты граниты, гранодиориты, гранитоиды и хлоритовые сланцы. Верхняя часть фундамента в результате длительного перерыва в осадконакоплении сложена гетерогенными образованиями коры выветривания, мощностью (по данным ГИС) до 6 м. По ГИС породы характеризуются высокими значениями БК, НГК, низкими – АК. Вскрытая толщина фундамента от 13 м (скв. 3) до 57 м (скв. 10).

Следует заметить, что признаки, указывающие на нефтегазоносность в фундаменте, в скважинах имеются, если даже судить о присутствии в гранитоидах “черных” цирконов [3], окраска которых обусловлена содержанием в них радиоактивных элементов. Следовательно, на потенциально

*Институт земной коры Сибирского отделения
Российской академии наук, Иркутск, Россия*

**E-mail: sky@crust.irk.ru*

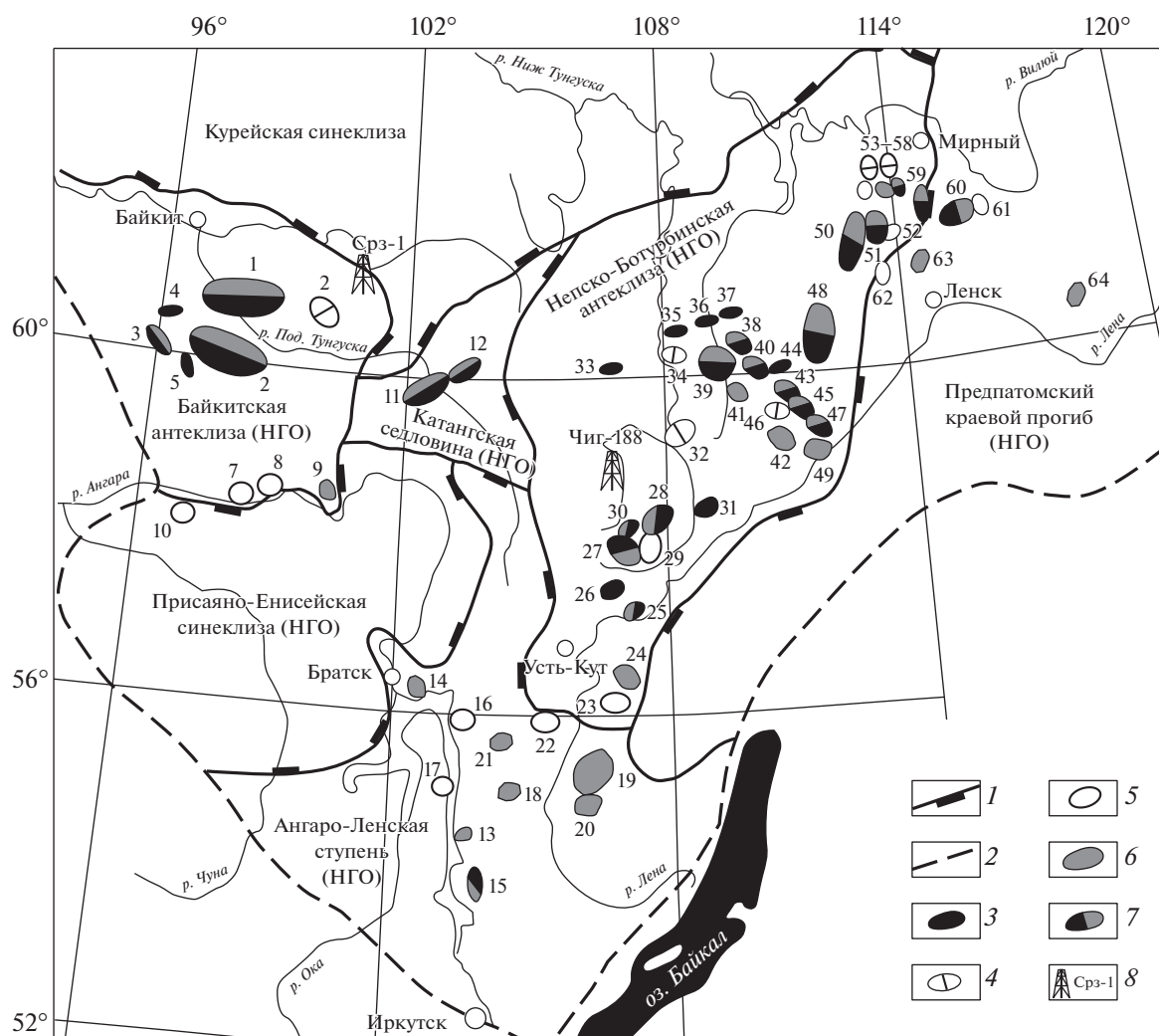


Рис. 1. Схема размещения месторождений южной части Лено-Тунгусской НГП (составил В.Н. Ларкин, 2012 г.). 1, 2 – границы: 1 – крупных тектонических элементов, 2 – Лено-Тунгусской НГП; 3–7 – месторождения: 3 – нефтяные, 4 – нефтегазовые, газонефтяные, 5 – газовые, 6 – газоконденсатные, 7 – нефтегазоконденсатные; 8 – новые поисковые скважины с притоками нефти. 1–64 – месторождения: 1 – Курумбинское (НГК), 2 – Юрубчено-Тохомское (НГК), 3 – Оморинское (НГК), 4 – Боршевское (Н), 5 – Камовское (Н), 6 – Шушукское (ГН), 7 – Имбинское (Г), 8 – Агалеевское (Г), 9 – Беряmbинское (ГК), 10 – Абаканское (Г), 11 – Собинское (НГК), 12 – Пайгинское (НГК), 13 – Абайское (ГК), 14 – Братское (ГК), 15 – Атовское (НГК), 16 – Ангаро-Илимское (Г), 17 – Левобережное (Г), 18 – Ангаро-Ленское (ГК), 19 – Ковыктинское (ГК), 20 – Чиканское (ГК), 21 – Заславское (ГК), 22 – Знаменское (Г), 23 – Нарьягинское (Г), 24 – Тутурское (ГК), 25 – Марковское (НГК), 26 – Северо-Марковское (Н), 27 – Ярактинское (НГК), 28 – Дулисьминское (НГК), 29 – Аянское (Г), 30 – Западно-Аянское (НГК), 31 – Пилюдинское (Н), 32 – Даниловское (ГН), 33 – Санарское (Н), 34 – им. Н. Лисовского (ГН), 35 – им. Б. Синявского (Н), 36 – им. Савостьянова (Н), 37 – Северо-Вакунайское (Н), 38 – Вакунайское (НГК), 39 – Верхнечонское (НГК), 40 – Тымпучиканское (НГК), 41 – Верхне-Пеледуйское (ГК), 42 – Пеледуйское (ГК), 43 – Талаканское (НГК I), 44 – Северо-Талаканское (Н), 45 – Южно-Талаканское (НГК), 46 – Алинское (ГН), 47 – Восточно-Алинское (НГК), 48 – Чайдинское (НГК), 49 – Чайкинское (ГК), 50 – Среднеботубинское (НГК), 51 – Тас-Юряхское (НГК), 52 – Бесюряхское (Г), 53 – Мирнинское (НГ), 54 – Маччобинское (НГ), 55 – Иреляхское (НГК), 56 – Нелбинское (Г), 57 – Северо-Нелбинское (ГК), 58 – Станакское (НГ), 59 – Иктехское (НГК), 60 – Верхневиллючанское (НГК), 61 – Виллюйско-Джербинское (Г), 62 – Хотого-Мурбайское (Г), 63 – Отраднинское (ГК), 64 – Быхахтаское (ГК).

перспективных площадях надо обязательно изучать кристаллический фундамент на сотни метров и более с целью вскрытия вероятной аллохтонной расслоенности кристаллических пород – зон разуплотнения и нижних горизонтов осадочного чехла и выявления многоэтажных нетради-

ционных поднадвиговых автохтонных нефтяных залежей. Применение метода частотно-резонансной обработки и интерпретации спутниковых снимков и фотоснимков позволит изучить глубинное строение структуры месторождения, определить наличие расслоенности, выявить ка-

налы вертикальной миграции глубинных (50–60 км) мантийных флюидов, содержащих в своем составе водород и жидкие углеводороды, и зафиксировать на резонансных частотах положение нефти, газа, конденсата в определенном интервале. Подобные работы в свое время были проведены на шельфе Вьетнама и Украинском шите [4] и привели к открытию месторождений. Новые данные по глубинной зональности образования углеводородов, полученные автором в процессе термодинамического моделирования месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, полностью подтвердили полигенез нефти и газа при их образовании, о существовании которого ранее и сейчас постоянно упоминается в работах [5]. Было установлено, что на дне водоема скапливаются метан и органическое вещество, на глубине 60–100 м из жидких углеводородов алканов появляется пентан C_5H_{12} , на 250 м – гексан C_6H_{14} , на 2000 м – гептан C_7H_{16} , на 3100 м – октан C_8H_{18} и на 3800 м – нонан C_9H_{20} , на глубине 13 км – декан $C_{10}H_{22}$, на 14 км – ундекан $C_{11}H_{24}$ и на 15 км, вместе с жидкими алканами – от додекана $C_{12}H_{26}$ до пентадекана $C_{15}H_{32}$ отмечается группа твердых углеводородов от гексадекана $C_{16}H_{34}$ до октадекана $C_{18}H_{38}$, а на 25 км – изопреноиды от $C_{19}H_{40}$ нонадекана до $C_{24}H_{50}$ тетракозана. Сопоставляя петрографические наблюдения с данными моделирования, становится очевидным, что существуют, по-видимому, и несколько генераций битума: самая ранняя – сингенетична осадконакоплению в лагуне, вторая образуется в результате эпигенетической перекристаллизации осадочных пород и третья (основная, поздняя) связана с глубинным мантийным флюидом. Именно этой генерацией битума совместно с хлоритом и карбонатом оказываются залеченными трещины в породах фундамента. Температура гомогенизации флюидных включений в обломках минералов из залеченных трещин в кристаллических породах фундамента в скважине 25 (Верхне-Чонское месторождение) равна 300–270°C [2]. Вверх по разрезу в породах осадочного чехла температура уменьшается до 90°C. Определения абсолютного возраста нефтидов из Сибирской платформы показаны в работе [6], из которой следует, что в керитах содержится повышенное количество урана (0.1–0.2%) и отсутствует радиогенный свинец. Это свидетельствует о том, что образоваться кериты могли менее 50 млн. лет тому назад в кайнозойе на глубинах 13–15 км в кристаллических породах фундамента и по глубинным листрическим разломам во флюиде подниматься вверх к поднадвиговым ловушкам. О глубинном происхождении углеводородных флюидов свидетельствуют и данные, которые указывают на сходство трендов в распределении РЗЭ в керитах из осадочных пород на Даниловской и Верхне-Чонской площадях

Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области и кимберлитах мира. Углеводородные газы и нефть тесно связаны с мантийным флюидом, о чем свидетельствует и поступление метана вместе с его ближайшими гомологами, зафиксированное в газово-жидких включениях в породах из зон глубинных разломов [6, 7]. На присутствие углеводородов в мантии указывает их нахождение вместе с неорганическими газами (H_2 , N_2 , CO_2 , CH_4 , He) в мантийных ксенолитах [8] и алмазах (CO_2 , CO, N_2 , H_2 , CH_4 , C_2H_6) из кимберлитовых трубок Сибирской платформы [9]. В смеси с углеводородными газами CH_4 (75.82%) и его гомологами C_1 – C_5 (7.57%) – в венд-кембрийских отложениях на ряде месторождений нефти и газа присутствуют неорганические газы (в среднем, в об. %): N_2 9.20; CO_2 6.08; H_2 0.18; Ar 0.12 [10]. Вместе с другими газами (H_2O , He и др.) они, по-видимому, представляют неорганическую ветвь мантийного флюида, ведущая роль в котором принадлежит парам воды – переносчику различных элементов вверх по глубинным разломам.

Подтверждением сказанному являются многочисленные примеры в других хорошо изученных регионах, где скопления нефти и газа приурочены не только к базальным горизонтам осадочного чехла (Североморские месторождения и др.), но очень часто залегают ниже – в кристаллических породах фундамента на глубинах 300–1500 м, иногда и глубже, как, например, в месторождениях Эдисон, Мара, Ла-Пас, Оймаш, Белый Тигр, Еллей-Игайское, Тутома, Молоическое, Маунтин-Вью, Лубны, Костеляны, Нойленбах, Хухрянское. При этом вторичная пористость и проницаемость пород бывают настолько большими, что скважины фонтанируют нефтью с дебитом до 5000 т в сутки.

Учитывая, что ситуация с добычей нефти и газа в Восточной Сибири в настоящее время далека от совершенства: поиски, разведка, добыча ведутся только в пределах осадочного чехла на неглубоких горизонтах, и надеяться на то, что подсчитанных запасов хватит на 5–10 лет, чтобы загрузить нефтегазопровод Восточная Сибирь–Тихий океан, можно ошибиться. Это наглядно подтверждается прогнозом, сделанным специалистом Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН доктором экономических наук И.В. Филимоновой [11]. По словам специалиста, разработка крупных залежей Восточной Сибири и Якутии, открытых в 1980-е годы, уже вышла на проектную мощность. К таким объектам относятся три месторождения: Ванкорское (Красноярский край), Верхнечонское (Иркутская область) и Талаканское (Якутия). Это значит, что в ближайшие годы добыча нефти на них останется на стабильном уровне, а пик добычи будет достигнут 2023 г. и составит 63–64 млн.

тонн в год и далее начнет сокращаться. Но даже если активно вводить в разработку трудноизвлекаемые запасы, этот уровень можно будет удерживать до 2026 г., заявляет И.В. Филимонова. Но далее без принятия дополнительных мер добыча нефти на уже эксплуатируемых месторождениях будет планомерно снижаться.

И чтобы запасы углеводородного сырья постоянно прирастали, надо заранее думать о поисках глубинной большой тяжелой нефти в кристаллических породах фундамента, а признаки, указывающие на ее присутствие, имеются.

Для оценки нефтегазонасности фундамента Сибирской платформы предлагается провести дополнительно комплекс работ в следующей последовательности:

1. Выявить наиболее крупные многоэтажные месторождения в осадочном чехле платформы, приуроченные к определенным участкам земной коры, которые контролируются глубинными мантийными разломами северо-восточного направления (например, Верхне-Чонское, Даниловское, Вакунайское, Марковское, Аянское, Дулисьминское месторождения). Все они находятся в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазонасной области как одной из наиболее перспективных в юго-восточной части Сибирской платформы вблизи ее границы с Предпатомским краевым прогибом. Глубинные разломы здесь выполняют роль коровых волноводов и являются прямыми поставщиками углеводородов из мантии. О существовании прямой связи многоэтажных залежей нефти и газа с разломами постоянно упоминается в работах [12].

2. На выбранных участках месторождений рекомендуется провести вертикальное электрорезонансное зондирование и сканирование разреза частотно-резонансным методом обработки спутниковых снимков и фотоснимков с целью определения глубин залегания и мощностей различных пород, прогнозируемых залежей углеводородов и, по возможности, других полезных ископаемых.

3. Только после того, как будут частично предварительно выявлены перспективные участки, начать бурить на них первые единичные глубокие скважины с вхождением в породы кристаллического фундамента до 200–500 м, а в отдельных случаях и больше. Бурение колонковое обязательно контролировать опробованием, что, к сожалению, не было сделано в период предыдущих работ. А сейчас это придется делать, чтобы оценить нефтегазовый потенциал фундамента.

4. Из отобранных со скважин проб изготовить шлифы для минералого-петрографического, геохимического и физико-механического изучения пород: в первую очередь сделать рентгеновский количественный фазовый анализ состава пород,

газов (H_2 , N_2 , CO_2 , CH_4 , H_2S , He) и количественно-спектральный анализ на Th, U, PЗЭ, La, Nd, Eu, Sc, Hf и Hg, Sb, As, Se, Zn, Pb, Cu, Mo, V, Ni. Перечень указанных элементов позволит однозначно определить состав флюида, его источник и оценить потенциальную нефтегазонасность фундамента, а обнаруженные положительные аномалии европия [13, 14], ванадия, никеля и различные сочетания мультипликативных и аддитивных ореолов определяемых элементов конкретно укажут на возможное присутствие глубинных залежей нефти, сформированных в нижних частях земной коры и ниже. При выявлении в нефти повышенных содержаний Ni, Co, Cr, V и платиноидов можно будет сделать вывод и об “ультрабазитовой” геохимико-металлогенической специализации нефти [15] и ее глубинном происхождении. Определения механических свойств пород позволят выявить места сосредоточения благоприятных нефтяных коллекторов в кристаллических породах фундамента и глубину залегания. Согласно термодинамическому моделированию, глубина основных залежей тяжелой нефти, которую предстоит разрабатывать, будет находиться в интервале 11–15 км в ловушках среди трещиноватых гранитоидных пород фундамента. И как показывает мировая практика, разработка нефтяных месторождений в фундаменте экономически выгодна, так как запасы нефти и газа на месторождениях неисчерпаемы, периодически восполняются и наполнению углеводородным сырьем трубопровода Восточная Сибирь–Тихий океан ничего не угрожает.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нефтематеринские формации, нефти и газы нижнего кембрия Сибирской платформы / Под ред. А.И. Варламова, А.П. Афанасенкова. М.: ВНИГНИ, 2014. 128 с.
2. *Зубков В.С.* Тяжелые углеводороды в мантийном флюиде Земли // Автореф. дисс... д. г.-м. н. Иркутск: Ин-т геохимии, 2003. 44 с.
3. *Дзюба А.А., Сизых В.И., Исаев В.П., Ширибов А.А.* Генезис Байкальской нефти // Нефть и газ в современном мире: Геолого-экономические и социально-культурные аспекты. Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та, 2003. С. 16–19.
4. *Якимчук Н.А., Корчагин И.Н.* Украинский щит: новые данные о глубинном строении и перспективах обнаружения залежей нефти, газоконденсата, газа и водорода // Геоинформатика. 2019. № 2 (70). С. 5.
5. *Дмитриевский А.Н.* Полигенез нефти и газа // ДАН. 2008. Т. 419. № 3. С. 373–377.
6. *Готтих Р.П., Писоцкий Б.П., Бурмистенко Ю.Н.* Восстановленные флюиды в разрезах нефтегазонасных бассейнов // Сов. геология. 1988. № 3. С. 33–42.
7. *Kolesnikov A., Kutcherov V., Goncharov A.* Methan-derived Hydrocarbons Produced under Upper-mantle

- Conditions // Nature Geosciences. 2009. V. 2. P. 566–570.
8. Лутц Б.Г., Петерсилье И.А., Каржавин В.К. Состав газообразных веществ в породах верхней мантии Земли // ДАН СССР. 1976. Т. 226. № 2. С. 440–443.
 9. Тальникова С.Б., Барашков Ю.П., Сворень И.М. Состав и содержание газов в алмазах эклогитового и ультраосновного парагенезиса из кимберлитовых трубок Якутии // ДАН СССР. 1991. Т. 321. № 1. С. 194–197.
 10. Исаев В.П. Термодинамические аспекты геохимии природных газов. Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та. 1991. Ч. 1. 189 с.; Ч. 2. 115 с.
 11. Без принятия дополнительных мер добыча нефти в России может упасть после 2023 г. <http://www.sibscienceinfo.ru/institutes/bez-prinyatiya-dopolnitelnyh-mer-dobycha-nefti-v-rossii-mojet-upast-05032019>
 12. Кудрявцев Н.А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения. Л.: Гостоптехиздат. 1963. 220 с.
 13. Operators report string of Gulf of Mexico discoveries // Oil & Gas Journal. Feb. 16. 2009. P. 35.
 14. Иванов К.С. О возможно максимальной глубине нахождения месторождений нефти // Известия УГГУ. 2018. Вып. 4 (52). С. 41–49.
 15. Маракушев А.А. Геохимическая специфика нефти и происхождение ее месторождений // ДАН. 2004. Т. 398. № 6. С. 795–799.

ASSESSMENT OF OIL AND GAS POSSIBILITY OF THE SOUTH FOUNDATION OF THE SIBERIAN PLATFORM AND RESEARCH OF THE DEEP-SEATED OIL

V. A. Skvortsov[#]

Institute of the Earth's Crust of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russian Federation

[#]*E-mail: skv@crust.irk.ru*

Presented by Academician of the RAS F.A. Letnikov February 10, 2020

The main goal is to assess the oil and gas potential of the foundation of the southern part of the Siberian Platform, as an additional source for the long-term filling of the East Siberia-Pacific Ocean pipeline with hydrocarbons. The deposits discovered in the sedimentary cover on the Siberian platform are significantly inferior to the deposits of Western Siberia and the Volga region in their initial reserves. In the latter fields, due to the drilling of deep wells, their connection with the foundation has been established and the reserves there are naturally replenished. On the Siberian platform, well drilling, in many fields, usually ended at the “cover-foundation” boundary (at the most productive level). Signs indicating the oil and gas potential of the basement in the wells are: the presence of black zircons in the granitoids containing radioactive elements, the presence of multistory oil deposits associated with deep faults, mantle fluids containing hydrogen and liquid hydrocarbons. Based on the many listed signs that indicate the prospects of the foundation, the existing methodology for prospecting and evaluating oil in the sedimentary cover should be changed and reoriented to search for heavy deep oil in the rocks.

Keywords: oil, gas, foundation, Siberian platform