

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 552.578.2.061.32

Рассеянное органическое вещество Северо-Новоборской параметрической скважины

Г.Л. Беляева^a, И.С. Хопта^{a, b}

^aПермский государственный национальный исследовательский университет
614068, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: belka61@inbox.ru

^bАО «КамНИИКИГС»

614016, Пермь, ул. Краснофлотская, 15. E-mail: KhoptaIS@yandex.ru

(Статья поступила в редакцию 19 октября 2023 г.)

Исследование рассеянного органического вещества разреза Северо-Новоборской параметрической скважины (юг Ненецкого автономного округа) позволило изучить его генезис, мацеральный состав и вторичные изменения, реконструировать и проанализировать катагенетическую зональность разреза, определить положение нижней границы существования нефти, главных зон нефте- и газообразования.

Ключевые слова: *рассеянное органическое вещество, мацералы, показатель отражения витринита, пиролиз, катагенез, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.*

DOI:10.17072/psu.geol.22.4.370

Введение

Северо-Новоборская параметрическая скважина глубиной 2500 м пробурена в южной части Ненецкого автономного округа, по нефтегазогеологическому районированию – в Тобышско-Нерицком перспективном нефтегазоносном районе (НГР) Ижма-Печорской нефтегазоносной области (НГО) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

В Ижма-Печорской НГО, совпадающей в пространственных границах с Ижма-Печорской синеклизой, промышленные залежи углеводородов приурочены в основном к южной и юго-восточной частям области и установлены почти по всему разрезу осадочного чехла, но распространены крайне неравномерно. В Тобышско-Нерицком перспективном НГР промышленная нефтегазоносность разреза не установлена, район бурения Северо-Новоборской скважины является малоизученным: плотность сети сейсмопрофилей здесь составляет лишь

0,005 пог.км/км², пробурено небольшое количество структурно-поисковых и только три параметрических скважины. Забой самой глубокой из них – Танюйской-1 – составляет 2552 м.

Северо-Новоборская скважина заложена на юго-западном склоне Седуяхинского вала (рис.), где представлен наиболее полный разрез осадочного палеозоя и выявлен ряд локальных поднятий с амплитудой по поверхности фундамента 150–250 м.

Седуяхинский дизъюнктивный вал (140x30 км) субширотного простирания является самой северной структурой Седуяхинско-Малолебединского мегавала и хорошо выражен по поверхности фундамента и в осадочном чехле. Вал имеет асимметричное строение с пологим юго-западным крылом и крутым северо-восточным. Мощность осадочного чехла Седуяхинского вала, по данным геофизических исследований, в различных частях составляет 2,5–4 км (Прищепа и др., 2013).

Скважиной вскрыт осадочный разрез от триаса до нижнего ордовика, в призабойной части – пятьдесят пять метров предположительно верхней части рифейской коры выветривания – наименее изученной в Тимано-Печорской провинции части разреза, переходной от кристаллического фундамента к осадочному чехлу. Силурийские отложения в разрезе отсутствуют, на среднеордовикских терригенных отложениях (нибельская свита) с размывом залегает тиманско-саргаевская толща верхнего девона. В целом весь разрез скважины преимущественно терригенный, представлен как чередованием песчаных, алевролитовых и глинистых толщ значительной мощности, так и их частым переслаиванием. Карбонаты (мергели, известняки, доломиты) доминируют лишь в каменноугольном и нижнепермском (ассельско-сакмарском) интервалах разреза.

Бурение параметрической скважины Северо-Новоборской позволило уточнить геологическое строение северной части Ижма-Печорской впадины и детализировать лито-

лого-стратиграфическую характеристику региона. В отношении нефтегазоносности скважина должна была вскрыть максимальное количество регионально продуктивных нефтегазоносных комплексов (НГК), аналогичных развитым на расположенных южнее и восточнее площадях: нижнеордовикскому терригенному, среднедевонско-франскому терригенному, доманиково-турнейскому карбонатному и верхневизейско-нижне-пермскому карбонатному, оценить распространение толщ потенциальных коллекторов в региональных нефтегазоносных комплексах – нижнеордовикском и среднедевонско-яранском терригенных, верхнедевонском карбонатном, выявить нефтегазоматеринские толщи и возможные флюидоупоры.

Оценка возможного нефтегазоматеринского потенциала рассеянного органического вещества (РОВ) вмещающих пород выполнялась пиролитическим и углепетрографическим методами.

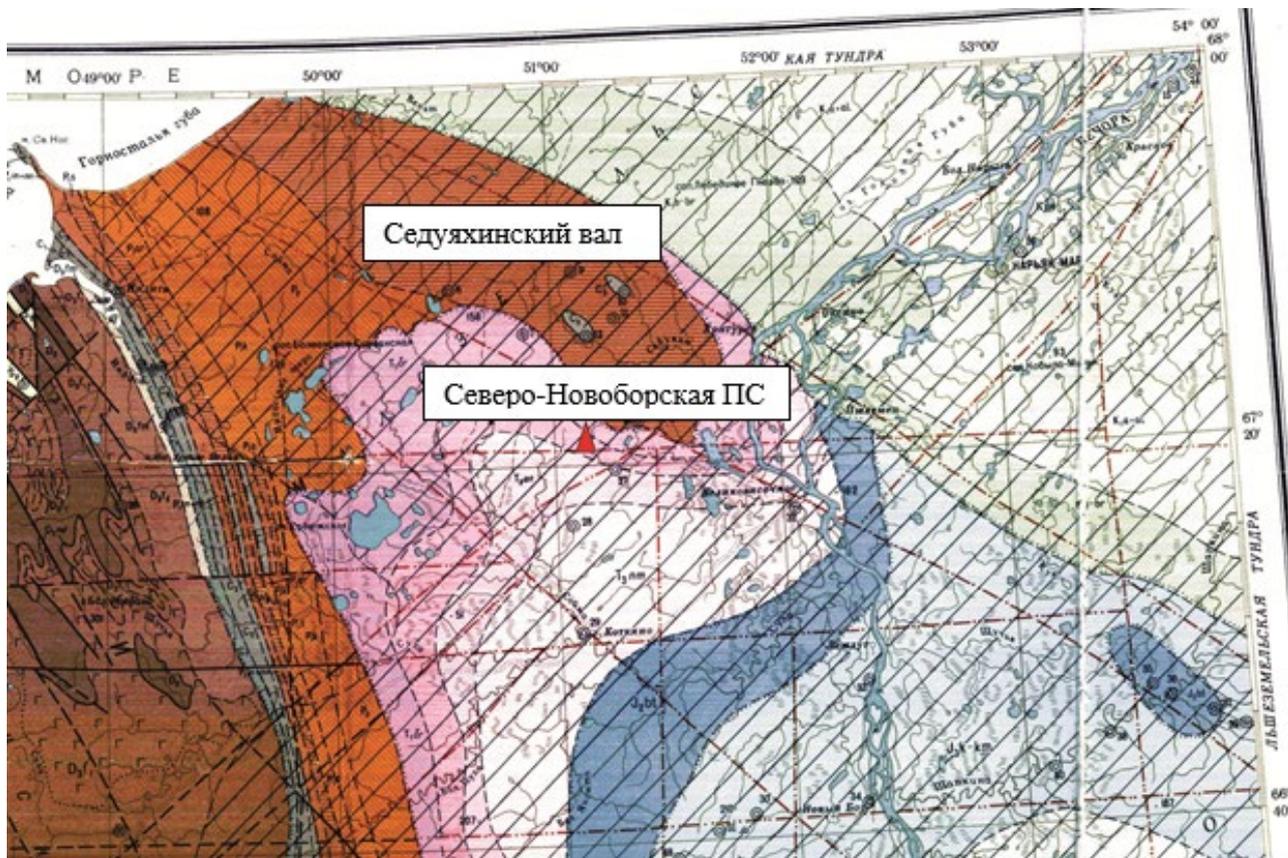


Рис. Северо-Новоборская скважина на карте дочетвертичных образований. Лист Q-38-39

Пиролиз методом Rock-Eval является аналитическим методом, широко используемым при оценке материнских пород (Espitalié et al., 1977, 1985; Peters, 1986). При данном виде пиролиза происходит выделение низкомолекулярных органических соединений (в основном углеводороды от C_1 до примерно C_{32}) при температуре 100–300°C, которые характеризует параметр S_1 в миллиграммах углеводородов на грамм породы (мг УВ/г). При программируемом нагреве до 300–600°C перегоняются более тяжелые органические соединения и расщепляется кероген с образованием органических соединений, двуокиси углерода и воды, при этом образованные продукты измеряются как параметр S_2 в мг НС/г породы и S_3 в мг CO_2 /г породы. Параметры, рассчитанные на основе пиролиза Rock-Eval, включают водородный индекс (HI), выраженный в мг УВ/г $C_{орг}$, и кислородный индекс (OI), выраженный в мг CO_2 /г $C_{орг}$, которые качественно характеризуют кероген. Индекс продуктивности (PI) рассчитывается как $S_1/(S_1+S_2)$ и используется в качестве показателя термической зрелости и индикатора нефтепроявления. T_{max} – это температура (°C), при которой образуется максимальное количество углеводородов S_2 , и она зависит от типа керогена и термической зрелости. Общие критерии оценки материнских пород представлены в Peters (1986) и Peters and Cassa (1994). Типы керогенов I, II и III определены (Tissot et al., 1974) на основе отношения атомарных водород/углерод (H/C) и кислород/углерод (O/C). Термическую зрелость оценивают при помощи T_{max} с использованием критериев (Peters and Cassa, 1994).

Пиролитический метод определения катагенеза является международным стандартом и применим также для пород с преимущественно сапропелевым типом ОВ, особенно для отложений додевонского возраста. В данном исследовании пиролитическим методом изучены 34 образца, которые представлены нибельско-франскими отложениями.

Углететрографические исследования включали определение отражательной способности витринита на приборном комплексе на базе микроскопа БИОЛАМ-И, оснащенном фотометрической насадкой Namatsu. Измерения отражательной способно-

сти витринита (фотометрирование), в соответствии с ГОСТ Р 55659-2013, рекомендуется выполнять при перпендикулярном падении света и длине световой волны 546 нм в масляной иммерсии (параметр R^0) и/или в воздухе (R^a). В представленном исследовании фотометрирование проводилось на полированных аншлифах из ненарушенной породы в воздушной среде с определением значений показателя R^a_{max} , позволяющих судить о максимальном прогреве вмещающих пород. Последующая интерпретация катагенетической преобразованности РОВ выполнена по шкале Н.Б. Вассоевича (Вассоевич и др., 1976).

В изученном разрезе параметрической скважины гумусовое (III тип) рассеянное органическое вещество содержится в весьма незначительных количествах во франских отложениях, сапропелевое (I тип) – в фаменских. В единичных образцах РОВ находится в относительно концентрированном виде и представлено небольшими, визуально различимыми линзами, пятнами и тонкими прослоями.

В нерасчлененной евлановско-ливленско-зандонской толще верхнего девона предположительно гумусовое РОВ присутствует в виде единичных, очень мелких фрагментов размером менее 1 мкм. Преобладающее РОВ сапропелевое, представлено псевдовитринитом. Отмечено также бесструктурное сапропелевое сорбированное ОВ в виде тонких ореолов вокруг некоторых минеральных зерен. Всё РОВ в данном образце преобразовано не выше стадии протокатагенеза (ПК₂₋₃). Нижележащие франские отложения также содержат в своем составе псевдовитринит градации ПК₃.

Мацералы группы витринита обнаружены в цементе обломочных пород франского яруса (сирачойский горизонт) и морфологически представлены длинными узкими фрагментами, разбитыми поперечными трещинами. В составе гумусового РОВ отмечен единичный относительно крупный (несколько десятков мкм) фрагмент фюзинита (мацерала группы инертинита) с сохранившимися растительными клетками. Катагенетическая преобразованность РОВ соответствует границе прото- и мезокатагенеза или границе

между бурыми и каменными углями по углемарочной шкале (Вассоевич и др., 1976).

Концентрированное ОВ в виде тонких линзовидных прослоев угля, сложенных переслаиванием витринита и семивитринита, отмечено в грубозернистом песчанике ветлясянско-доманиковой толщи франа. В прослоях семивитринита просматриваются остатки анатомического строения растений (предположительно семителинит), группа витринита представлена преимущественно коллинитом, только в одном образце встречен телинит с реликтами клеточного строения.

Катагенез РОВ ветлясянско-доманиковых отложений соответствует началу стадии раннего мезокатагенеза (МК₁), т.е. верхнедевонские отложения района бурения Северо-Новоборской скважины, включая отложения доманикового горизонта – основного «флюидогенератора» данного региона, находятся на начальном этапе главной фазы нефтеобразования.

При изучении образцов среднеордовикских отложений (нибельская свита) отмечены обособления пирита, морфологически очень похожие на нацело пиритизированный псевдовитринит, представляющий остатки донных бурых водорослей. Наибольшая концентрация таких обособлений приурочена к прослоям алевролита, они ориентированы субпараллельно наслоению, что также говорит в пользу того, что это изначально был автохтонный псевдовитринит. Данный мацерал встречается в осадочных породах, начиная с кембрийского возраста, его нахождение в толщах ордовика вполне допустимо.

Пиролитические исследования, проведенные на тех же, что и углепетрографические исследования, образцах керна из Северо-Новоборской скважины, малоинформативны из-за большого содержания серы в породах. Корректные значения параметра T_{max} получены для сирачойских (427°C, градация ПК₃) и ветлясянско-доманиковых (432°C, градация МК₁) отложений.

Отложения евлановско-ливленско-задонского горизонта имеют бедный генерационный нефтематеринский потенциал (S_2) – 0,06–0,82 мг УВ/г. Пиролиз пород показал крайне низкое содержание нефтяных углеводородов – менее 0,1 мг УВ/г. Породы являются «бедными» в отношении генерацион-

ного потенциала и катагенетически незрелыми ($T_{max} \approx 420^\circ\text{C}$). Органическое вещество относится к III типу по классификации Б. Тиссо, Д. Вельте (Тиссо, 1981) (НІ 32–107 мг УВ/г $S_{орг}$), степень выработанности керогена – низкая (PI 0,06–0,2), отвечающая стадии протокатагенеза.

В сирачойском горизонте, по результатам пиролиза (T_{max} 430–436°C), породы вступают в главную фазу нефтеобразования (ПК₃-МК₁). Содержание свободных и сорбированных углеводородов S_1 не превышает 0,12 мг/г (в среднем – 0,05 мг УВ/г). Генерационный потенциал пород в единичных случаях очень высок и достигает 12 мг УВ/г (S_2), однако в целом породы обладают «бедными» материнскими свойствами (0,02–1,47 мг УВ/г). Тип ОВ, в основном III, преимущественно газогенерирующий.

Ветлясянско-доманиковый горизонт содержит органическое вещество III типа – газогенерирующий (НІ 130–155 мг УВ/г $S_{орг}$). Породы характеризуются «бедными» нефтематеринскими свойствами (S_2 – 0,07–0,71 мг УВ/г, в среднем 0,35 мг УВ/г) и степенью выработанности керогена (PI), отвечающей начальной стадии нефтегенерации (0,08–0,25).

В саргаевском и тиманском горизонтах породы являются «бедными» в отношении генерационного потенциала (S_2 – 0,6 мг УВ/г), очень низкое содержание нефтяных углеводородов (S_1 – 0,04 мг УВ/г), органическое вещество смешанное, представлено II и III типами.

В нибельской свите пиролитические показатели (S_2 , $T_{max} < 400^\circ\text{C}$) связаны с деградацией смолисто-асфальтеновых компонентов битумоидов. Нефтяные углеводороды практически отсутствуют (S_1 – 0,04–0,1 мг УВ/г).

По проведенным ранее исследованиям, «...в Ижемской впадине на тремадокском уровне не исключено обогащение пород ОВ» (Чупров, 2002). Однако для района бурения Северо-Новоборской скважины этот вывод не подтвердился.

Изучение нефтематеринских свойств органического вещества нижнепалеозойских пород разреза Северо-Новоборской скважины, выполненное двумя международно принятыми стандартными методами, показали

одинаковые результаты. Отсюда следует вывод, что потенциально нефтематеринские породы, только вступившие в ГЗН, не достигли той фазы нефтеобразования, при которой возможна генерация УВ в промышленных масштабах. Низкая зрелость органического вещества является основным фактором отрицательной оценки перспектив нефтегазоносности данного региона.

Полученные в результате проведенных исследований данные в целом соответствуют ранее выполненным геохимическим исследованиям для Тимано-Печорского осадочного бассейна (Баженова и др., 2008).

Библиографический список

- Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г., Лопатин Н.В.* О шкале катагенеза в связи с нефтеобразованием [Текст] // Горючие ископаемые: Проблемы геологии и геохимии нефтяных и битуминозных пород. М.: Наука, 1976. С. 47–62.
- Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна* / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева, А.И. Шапиро, Л.А. Яковлева (Гембицкая), Л.И. Климова [Текст]. СПб.: ВНИГРИ, 2008. 164 с.
- Прищепина О.М. и др.* Новые представления о перспективах нефтегазоносности северо-западных районов Тимано-Печорской провинции [Текст] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. №. 2. 36 с. DOI:10.17353/2070-5379/25_2013
- Tusso B., Veltje D.* Образование и распространение нефти [Текст]. Перевод с английского // М.: Мир. 1981. 504 с.
- Чупров В.С.* Сейсмостратиграфия палеозойских отложений Ижемской впадины в связи с нефтегазоносностью [Текст]. Автореф. канд. дисс. Сыктывкар, 2002. 19 с.
- Espitalié J., Deroo G., Marquis F.* 1985. Rock-Eval pyrolysis and its applications. Part Two: Revue de L'Institut Francais du Petrole, v. 40, p. 755–784. DOI: 10.2516/ogst:1985045
- Espitalié J., Madec M., Tissot B., Mennig J.J., Leplat P.* 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration: Proceedings of the 9th Annual Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2–5, 1977, v. 3, p. 439–444. DOI:10.4043/2935-MS
- Peters K.E.* 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 70, no. 3, p. 318–329. DOI:10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D
- Peters K.E., Cassa M.R.* 1994. Chapter 5 - Applied source rock geochemistry, in Magoon, L.B., and Dow, W.G., eds., The petroleum system—From source to trap: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 93–120.
- Tissot B., Durand B., Espitalié J., Combaz A.* 1974. Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 58, p. 499–506. DOI:10.1306/83D91425-16C7-11D7-8645000102C1865D

Dispersed Organic Matter of the Severo-Novoborskaya Parametric Well

G.L. Belyaeva^a, I.S. Khopta^{a, b}

^a Perm State University,

15 Bukireva str., Perm 614068, Russia. E-mail: belka61@inbox.ru

^bJSC Kama Research Institute for Complex Deep and Superdeep Borehole Investigation, 15 Krasnoflotskaya Str., Perm 614016, Russia. E-mail: KhoptaIS@yandex.ru

The study of dispersed organic matter in the section of the Severo-Novoborskaya parametric well (south of the Nenets Autonomous Area) made it possible to reveal its genesis, maceral composition, and secondary changes. Obtained information allowed reconstructing and the catagenetic zoning of the section, determining the position of the lower boundary of oil occurrence, the main zones of oil and gas generation.

Keywords: *dispersed organic matter; macerals; vitrinite reflectance; pyrolysis; catagenesis, Timan-Pechora Oil and Gas Basin.*

Reference

Vassoevich N.B., Neruchev S.G., Lopatin N.V. 1976. O shkale katagenеза v svyazi s nefteobra-

zovaniem [On the scale of catagenesis in connection with an oil formation]. In: Goryuchie iskopaemye: Problemy geologii i geokhimii naftidov i bitumi-

noznykh porod. Nauka, Moskva, pp. 47-62. (in Russian)

Organicheskaya geohimiya Timano-Pechorskogo basseyna [Organic geochemistry of the Timan-Pechora basin]. 2008. Eds. T.K. Bazhenova, V.K. Shimanskiy, B.F. Vasileva, A.I. Shapiro, L.A. Yakovleva (Gembickaya), L.I. Klimova, VNIGRI, SPb., p. 164. (in Russian).

Prishchepa O.M. et al. 2013. Novye predstavleniya o perspektivakh neftegazonosnosti severo-zapadnykh rayonov Timano-Pechorskoy provintsii [New insights into petroleum potential prospects of the northwestern areas of Timan-Pechora province]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika.* 8(2). (in Russian).

http://www.ngtp.ru/rub/4/25_2013.pdf
doi:10.17353/2070-5379/25_2013

Tissot, B. P., Welte D. H. 1984. Petroleum formation and occurrence. Springer-Verlag, Berlin. Heidelberg, New York, Tokio, p. 702.

Chuprov V.S. 2002. Seysmostratigrafiya paleozoyskikh otlozheniy Izhemskoy vpadiny v svyazi s neftegazonosnostyu [Seismostratigraphy of the Paleozoic deposits of the Izhma depression in connection with oil and gas potential]. Diss. kand. geol.-min.sci., Syktyvkar. (in Russian)

Espitalié J., Deroo G., and Marquis F., 1985. Rock-Eval pyrolysis and its applications. Part Two: Revue de L'Institut Francais du Petrole, 40:755-784. doi: 10.2516/ogst:1985045

Espitalié J., Madec M., Tissot B., Mennig J.J., Leplat P. 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration. In: Proceedings of the 9th Annual Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2-5, 1977, v. 3, p. 439-444. doi:10.4043/2935-MS

Peters K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 70, no. 3, p. 318-329. doi:10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D

Peters K.E., Cassa M.R., 1994. Applied source rock geochemistry. In: Magoon L.B., Dow W.G., Eds., The petroleum system—From source to trap: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 93-120.

Tissot B., Durand B., Espitalié J., Combaz A. 1974. Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 58, p. 499-506. doi:10.1306/83D91425-16C7-11D7-8645000102C1865D