



УДК 550.832

## Литолого-петрофизическое моделирование нефтегазоносных резервуаров терригенных отложений (на примере Северо-Лиманского месторождения)



С. А. Руднев

Руднев Сергей Александрович, аспирант, Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, [Sergey.rudnev93@gmail.com](mailto:Sergey.rudnev93@gmail.com)

В статье рассмотрена литолого-петрофизическая модель нефтегазоносных терригенных резервуаров Северо-Лиманского месторождения. Определены геолого-геофизические характеристики терригенных коллекторов. Составлены литолого-петрофизические модели пластовых резервуаров тульско-бобриковских и алексинских отложений Северо-Лиманского месторождения. Прослежена закономерность изменения коллекторских свойств (пористости, эффективной мощности пластов) по вертикали и латерали в исследуемых резервуарах. Сделан вывод о необходимости использования построенных моделей для успешного проведения бурения и геолого-технологических исследований.

**Ключевые слова:** литолого-петрофизическая модель, нефтегазоносный резервуар, пористость, проницаемость, эффективная мощность.

### Lithological and Petrophysical Modeling of Oil and Gas Reservoirs of Terigenous Deposits (on the Example of the Severo-Limanskoye oil Field)

S. A. Rudnev

Sergey A. Rudnev, <https://orcid.org/0000-0003-3469-8649>, Saratov State University, 83 Astrakhanskaya St., Saratov 410012, Russia, [Sergey.rudnev93@gmail.com](mailto:Sergey.rudnev93@gmail.com)

In this article, a lithologic-petrophysical model of oil and gas bearing terigenous reservoirs of the Severo-Limanskoye oil field has been considered. Geological and geophysical characteristics of terigenous reservoirs have been determined. Lithologic-petrophysical models of reservoir of the Tula-Bobrikov sediments and the Alexin sediments of the Severo-Limanskoye oil field have been compiled. The regularity of the change in reservoir properties (porosity, effective thickness of beds) vertically and laterally in the reservoirs has been traced. The conclusion has been made about the need to use built models for carrying out successful drilling and mud logging.

**Keywords:** lithologic-petrophysical model, oil and gas reservoir, porosity, permeability, effective capacity.

DOI: <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2020-20-1-46-50>

Сегодня трудно себе представить успешное решение ряда геологических задач, возникающих в процессе бурения, без построения литолого-петрофизической модели разбуриваемого нефтегазоносного резервуара. Ранее нами были подробно рассмотрены задачи, решаемые с помощью литолого-петрофизического моделирования в процессе бурения, описана методика построения моделей [1], а также представлены первые резуль-

таты моделирования пластовых нефтегазоносных резервуаров, сложенных карбонатными отложениями [2]. В настоящей статье дается краткая литологическая и промыслово-геофизическая характеристика песчано-алевритовых отложений и описываются некоторые особенности терригенных нефтегазоносных резервуаров Северо-Лиманского месторождения, выявленные в результате литолого-петрофизического моделирования.

Северо-Лиманское месторождение расположено в пределах Лиманско-Западно-Ровенского сегмента бортовой зоны Прикаспийской впадины к северо-западу от полосы развития девонского рифового тренда. Месторождение относится к многопластовым и содержит залежи углеводородов в данково-лебедевских, заволжско-малевских карбонатных, радаевских, бобриковских, тульских и алексинских терригенных отложениях.

Литология и коллекторские свойства терригенных отложений нижнего карбона Северо-Лиманского месторождения изучены достаточно хорошо по данным бурения скважин 2, 4, 5, 6, 8. Последние пробуренные скважины (13, 15, 21, 22 и др.) позволили получить новые аналитические материалы, которые дополняют и уточняют картину распределения фильтрационно-емкостных свойств указанных отложений.

Терригенные резервуары нижнекаменноугольного разреза Северо-Лиманского месторождения сложены весьма широким литологическим спектром пород: от песчано-алевритовых литофаций до карбонатных, залегающих в виде маломощных прослоев в глинистых пачках, что обусловило достаточно четкую дифференциацию показаний на диаграммах всех без исключения промыслово-геофизических методов.

По данным РК, в рассматриваемом интервале разреза значения наведенной активности варьируют от 4,5 усл. ед. (реже 5 усл. ед.) до 1,6–2 усл. ед. Максимальным разбросом значений характеризуется также естественная радиоактивность пород – от – 4–3 до 16–18 γ.

Согласно материалам электрокаротажа максимальные значения сопротивлений (500–1000 Ом · м, до 6000 Ом · м по БК) соответствуют прослоям плотных карбонатных пород, тогда как минимальные их величины (1–3 Ом · м по БК и ИК) свойственны глинистым породам и водонасыщенным пористым песчаникам. Вместе с тем на кривых ПС хотя и отражается глинистость пород, описываемые отложения дифференцируются слабо.



Комплексирование микрометодов (МЗ, МБК) с материалами РК (НГК, ГК) позволяет выделять границы глинистых прослоев (минимальные значения МЗ, МБК) и плотных непроницаемых пород (максимальные значения по диаграммам указанных методов). Приращения удельного электрического сопротивления на микрозонах являются основанием для выделения коллекторов.

Описываемые отложения неплохо дифференцируются на материалах акустического каротажа. При этом прослой плотных известняков характеризуются значениями  $\Delta T = 160\text{--}170 \text{ мк} \cdot \text{с}$ , а в коллекторских интервалах  $\Delta T = 190\text{--}250 \text{ мк} \cdot \text{с}$ . Для глинистых пород типичны максимумы  $\Delta T$ .

Данные кавернометрии использованы для выделения коллекторов по сужению диаметра скважины. В мощных глинистых прослоях отмечаются каверны размером до 60 см, в связи с чем в этих прослоях выбираются минимальные значения  $J_{\text{ны}}$  водородосодержащих опорных пластов для подсчета пористости.

Ниже мы рассмотрим литолого-петрофизические модели тульско-бобриковского и алексинского резервуаров.

Коллекторами бобриковского резервуара являются кварцевые песчаники от мелко- до среднезернистых, в разной степени глинистые, с каолинитово-гидрослюдистым поровым, пленочно-поровым, базально-поровым и базальным типами цементации. Неглинистые разновидности песчаников сцементированы вторичным кварцем.

Сведения по основным коллекторским параметрам нижнекаменноугольных (в том числе и бобриковских) песчаных пород Северо-Лиманского месторождения суммированы в таблице. Т. А. Югаем с соавторами обоснованы нижние пределы пористости и проницаемости гранулярных песчаных коллекторов этого возраста, равные, соответственно, 8,8% и 0,1 мд. Поэтому в таблице приведены данные по песчаникам, значения пористости и проницаемости которых превышают указанные.

Коллекторы бобриковского горизонта обладают максимальной проницаемостью (см. таблицу) при сравнительно невысоких средних значениях этого параметра. Скважиной 21 – Северо-Лиманской – на глубинах 3310–3312 м вскрыт буро-серый, видимо, продуктивный, среднезернистый, массивный неглинистый песчаник с пористостью 10,3% и проницаемостью 54 мд.

Литолого-петрофизические модели тульско-бобриковских отложений представлены на рис. 1, 2, на которых отчетливо выделяется от двух до трех песчаных пластов, выклинивающихся на западной периклинали структуры. Коллекторы с лучшей емкостью (15–20% по ГИС), представленные неглинистыми разностями песчаников, приурочены к нижнему пласту и располагаются в сводовой части структуры (скв. 8, 15) (см. рис. 1). Эти зоны разделены прослоем глинистого песчаника с резко сниженной пористостью по ГИС (скв. 13), однако являющегося коллектором порового типа. На восточной периклинали поднятия отмечается общее снижение пористости песчаников описываемого пласта (до 10–15%).

В основании верхнего пласта в своде структуры (скв. 8) залегает прослой слабоглинистого песчаника, вверх по разрезу сменяющийся неглинистым кварцевым песчаником. Этот пласт выклинивается на западной периклинали структуры, а на восточной распадается на два маломощных песчаных пропластка. Коллекторские свойства песчаников описываемого пласта по ГИС характеризуются достаточной однородностью (10–15%). По керну здесь отмечаются небольшие прослойки более плотных глинистых и окварцованных песчаников (скв. 8).

Суммарные эффективные мощности коллекторов бобриковского горизонта варьируют от 2 м (скв. 7, см. рис. 1) до 14 м (скв. 19, см. рис. 2). Повышение мощностей коллекторов, отмечающиеся в своде структуры, сопряжено с увеличением мощности песчаных пластов. Не исключено, что здесь развиты русловые песчаные литофации, отличающиеся хорошей сортировкой обломочного материала и практическим отсутствием седиментационно-диагенетических глинистых цементов, что определяет столь высокие коллекторские свойства. Напротив, распадение монолитовых песчаных пластов на серию маломощных пропластков отрицательно сказывается на фильтрационно-емкостных свойствах горных пород [3].

Залежь в бобриковских отложениях экранируется перекрывающей песчаники пачкой глинистых известняков.

Песчаники тульского горизонта представлены кварцевыми мелкозернистыми разностями, неглинистыми, а также слабоглинистыми со спорадически встречающимися карбонатными гнездами. Неглинистые песчаники окварцованы

**Коллекторские свойства песчаников нижнего карбона Северо-Лиманского месторождения**

Горизонт	Открытая пористость, %	Полезная статическая емкость, %	Потенциальный коэффициент нефтегазонасыщенности, %	Проницаемость, мд
Алексинский I	9,2–15,9/12,5	1–12,3/9,13	10,9–87,8/67,77	0,01–45,4/15,76
Алексинский II	8,1–15,2/12,52	0,6–13,9/9,48	7,4–88,6/71,15	0,01–260/60,18
Алексинский III	8,2–15,8/12,3	1,8–13,9/11,11	20–95,2/83,75	0,01–242/95,21
Тульский	8,6–16,3/12,5	1,8–14,4/8,8	19,1–87,7/67,6	0,43–692/101,4
Бобриковский	9,4–16,8/13,4	1,8–14,4/9,9	18,7–94,1/77,4	0,5–1806/155,4

Примечание. В числителе даны минимальное и максимальное значения, в знаменателе – среднее.

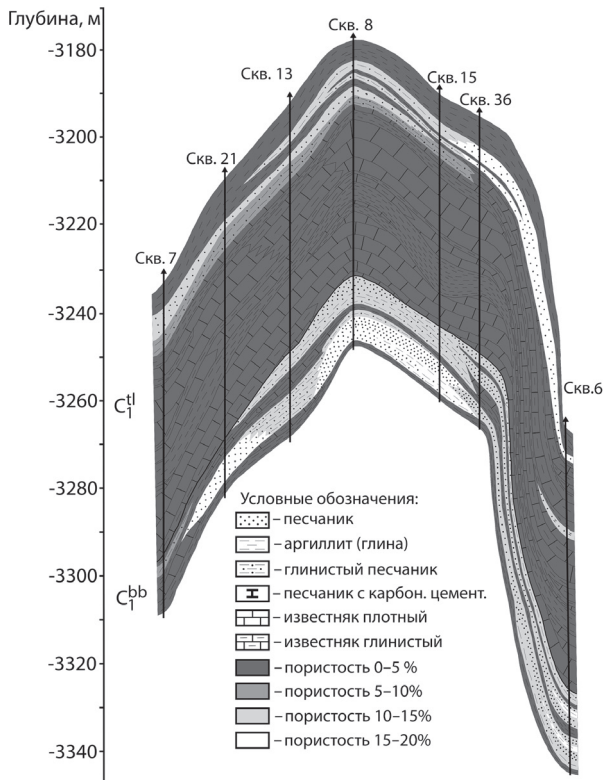


Рис. 1. Литолого-петрофизическая модель пластового резервуара тульско-бобриковских отложений Северо-Лиманского месторождения (профиль 1)

с образованием на межзерновых контактах вторичных конформных сочленений.

Коллекторские свойства тульских песчаников изучены по материалам скважин 2, 4, 5, 6, 8. Скважиной № 21 – Северо-Лиманской (гл. 3250–3255 м) – вскрыты продуктивные песчаники, фильтрационно-емкостные свойства которых (пористость 11,6–14,5%, полезная статическая емкость 11,3–13%, потенциальный коэффициент нефтенасыщенности 87,4–93,1%, проницаемость 92–352 мд) практически не отличаются от средних по месторождению (см. таблица). Ниже (гл. 3255–3261 м) залегают обводненные песчаники, пористость которых резко снижена (до 4,9%) как за счет наличия седиментационно-диагенетических глинистых цементов, так и за счёт катагенетической кальцитизации.

В сводовой части структуры в разрезе тульского горизонта выделяется два песчаных пласта (см. рис. 1, 2), верхний из которых содержит прослой аргиллитов мощностью 1,65–2 м. Нижний пласт развит на западной периклинали поднятия и выклинивается в восточной части свода. Пористость песчаников этого пласта, по данным исследования керна и ГИС, находится в пределах 10–15%. В подошвенной части пласта залегают глинистый песчаник пористостью 5–10%.

Верхний пласт, напротив, получил развитие в основном на восточной периклинали структуры, а в западной части свода выклинивается. Хорошо

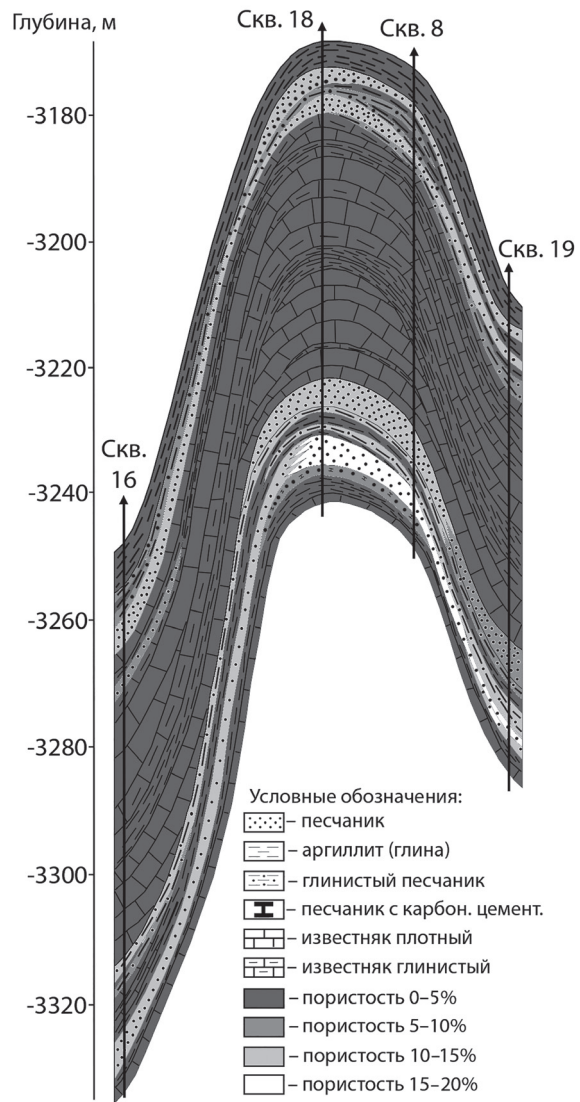


Рис. 2. Литолого-петрофизическая модель пластового резервуара тульско-бобриковских отложений Северо-Лиманского месторождения (профиль 2)

отсортированные неглинистые песчаники с наиболее высокой емкостью (15–20%) сосредоточены на периклинали структуры. В своде ввиду появления в песчаниках седиментационно-диагенетических глинистых цементов их емкость заметно снижается.

Суммарные эффективные мощности коллекторов тульского горизонта варьируются от 1,5 м (сква. 6) до 9,5 м (сква. 7). Повышение мощностей коллекторов параллельно с увеличением мощности песчаных пластов отмечается при движении от восточной и северо-восточной периклинали структуры к западной и юго-западной. Однако здесь с ростом мощности песчаников емкость не увеличивается, как в отложениях бобриковского горизонта.

Залежь в тульских песчаниках экранируется глинистой пачкой мощностью 8–10 м (сква. 13, 21). Однако наличие в этих аргиллитах примеси алевролитового материала снижает надежность данной покрышки.



В алексинских отложениях выделяется от двух до пяти песчаных продуктивных пластов. Однако, согласно полученным нами данным, верхние два пласта объединяются в один выдержанный по простиранию пласт, в верхней части обогащенный глинистым материалом (рис. 3, 4). Выдержанным является и отделенный от него снизу глинистым разделом второй пласт. Третий

пласт алексинского горизонта выклинивается к своду, замещаясь плотным непроницаемым сильно глинистым песчаником. Первый и второй пласты образуют пластовые сводовые ловушки, а третий – структурно-литологическую крыльевую.

Коллекторы алексинского горизонта (скважины 4, 5, 6, 7, 8, 21) представлены песчаниками кварцевыми мелкозернистыми, иногда среднелю-

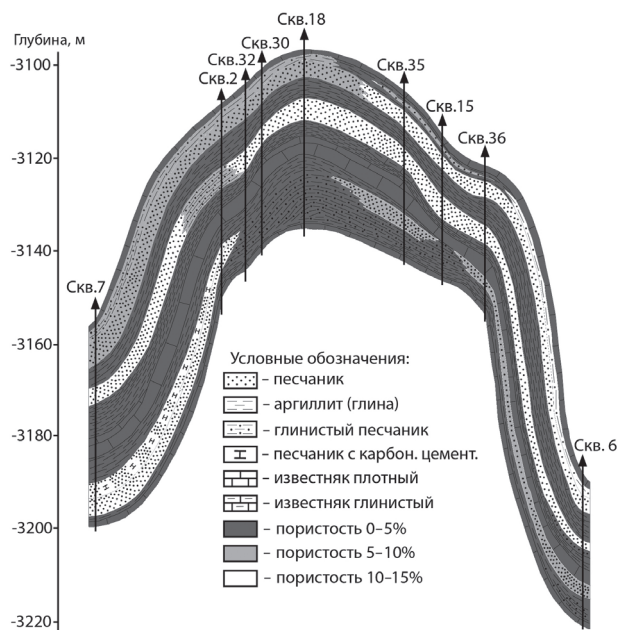


Рис. 3. Литолого-петрофизическая модель пластового резервуара алексинских отложений Северо-Лиманского месторождения (профиль 1)

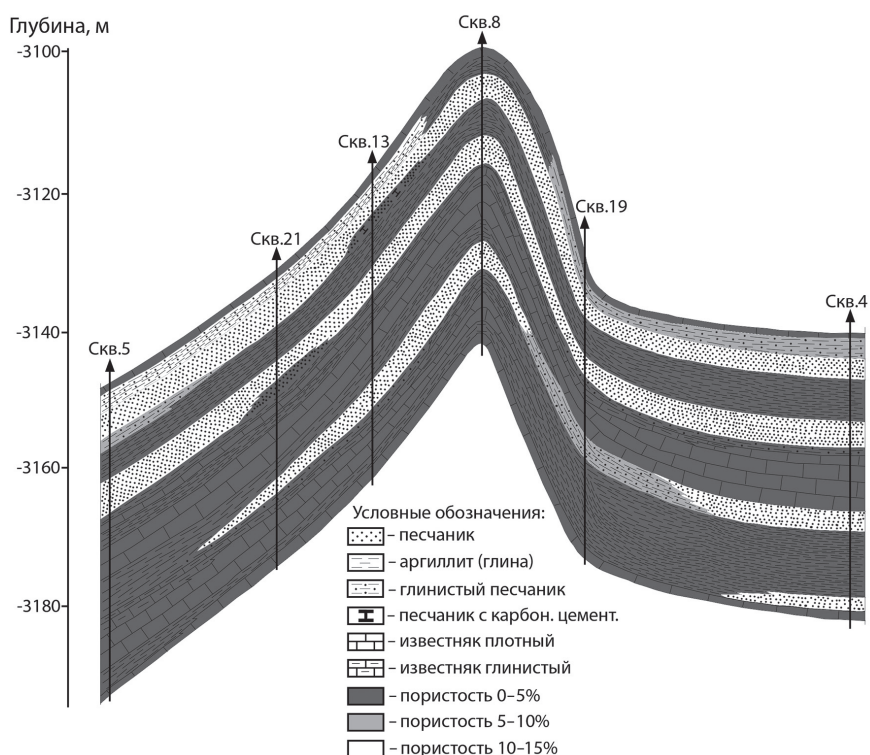


Рис. 4. Литолого-петрофизическая модель пластового резервуара алексинских отложений Северо-Лиманского месторождения (профиль 2)



зернистыми разностями со средней и плохой сортировкой обломочного материала. Они встречаются как малоцементные, так и содержащие значительное количество (до 35%) глинистого, карбонатно-глинистого и сульфатно-глинистого цемента. Основные цементирующие минералы – гидрослюда, каолинит, хлорит, кальцит, доломит, ангидрит.

Результаты определения коллекторских свойств алексинских песчаников по керну приведены в таблице. Следует отметить, что при одинаковых средних значениях открытой пористости песчаников другие коллекторские параметры снижаются вверх по разрезу горизонта. Это, по-видимому, связано с усложнением структуры порового пространства песчаников. Кроме того, замечено, что песчаники газонасыщенных интервалов разреза (скв. 8, гл. 3150–3155 м) имеют более высокие фильтрационно-емкостные свойства (пористость до 15,2%, проницаемость до 260 мд), чем их литологические аналоги из водонасыщенных интервалов (скв. 5, гл. 3184–3189 м, пористость до 13,9%, проницаемость до 87,8 мд).

Распределение коллекторских свойств в пределах пластов представляется достаточно сложным и обусловлено как первичными седиментациями, так и вторичными катагенетическими особенностями песчано-алевритовых пород.

Так, латеральное замещение неглинистых песчаников второго (скв. 2) и третьего (скв. 19) пластов глинистыми приводит к заметному снижению их коллекторских свойств с 10–15 до 5–10%. Обилие седиментационно-диагенетических глинистых цементов в песчаниках третьего пласта (скв. 18, 30, 32) в южной части свода структуры приводит к утрате ими свойств поровых коллекторов.

В северной части свода структуры (скв. 8) отмечается замещение верхней части первого песчаного пласта, сложенного умеренно глинистыми песчаниками, аргиллитами, что в значительной степени осложняет строение резервуара.

Среди катагенетических процессов наибольшее отрицательное влияние на коллекторские свойства оказывают окварцевание и кальцитизация. Плотный прослой окварцованного песчаника вскрыт скважинами 6 и 21 в нижней части второго продуктивного пласта. Прослой песчаников с карбонатными цементами, по данным ГИС, предполагаются в подошве первого (скв. 13) и кровле третьего (скв. 2, 7) пластов. Однако в этом

случае снижение пористости песчаников за счет карбонатной цементации промыслово-геофизическими методами не фиксируется.

Суммарные мощности коллекторов алексинского горизонта изменяются от 8,5 (скв. 18) до 19,5 м (скв. 7). Максимальные мощности коллекторов отмечаются на северо-восточной и юго-западной периклиналях, минимальные – в своде и на северной периклинали структуры.

Залежь в алексинских песчаниках экранируется пластом глинистых известняков, малая мощность которых (4–6 м) свидетельствует, по-видимому, о невысокой степени надежности этой покрышки. То же можно сказать и о глинистых прослоях между первым и вторым, вторым и третьим песчаными пластами ввиду их малой мощности.

Подводя итог, необходимо сделать следующие выводы:

- впервые составлена детальная литолого-петрофизическая модель резервуаров бобриковского, тульского и алексинского горизонтов;

- установлены некоторые закономерности пространственной локализации пород-коллекторов, изменения их качества по разрезу и в плане; зоны наилучших коллекторов чаще всего совпадают с зонами повышенных мощностей песчано-алевритовых литофаций;

- уточнены детали строения резервуаров в терригенных отложениях нижнего карбона и дана качественная оценка надежности покрышек над залежами.

#### Библиографический список

1. Головин Б. А., Головин К. Б., Калинин М. В., Кузнецов И. В., Руднев С. А. Перспективы геологического моделирования нефтегазоносных резервуаров в процессе бурения // Изв. Сарат. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2018. Т. 18, вып. 2. С. 110–117. DOI: 10.18500/1819-7663-201818-2-110-117
2. Головин Б. А., Головин К. Б., Калинин М. В., Руднев С. А. Литолого-петрофизическое моделирование нефтегазоносных резервуаров карбонатных отложений (на примере Северо-Лиманского месторождения) // Изв. Сарат. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2018. Т. 18, вып. 4. С. 265–272. DOI: <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2018-18-4-265-272>
3. Морозов С. Н. Постседиментационные изменения и коллекторские свойства терригенных отложений подсолевого палеозоя западной бортовой зоны Прикаспийской впадины: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Саратов, 1981. 217 с.

#### Образец для цитирования:

Руднев С. А. Литолого-петрофизическое моделирование нефтегазоносных резервуаров терригенных отложений (на примере Северо-Лиманского месторождения) // Изв. Сарат. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2020. Т. 20, вып. 1. С. 46–50. DOI: <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2020-20-1-46-50>

#### Cite this article as:

Rudnev S. A. Lithological and Petrophysical Modeling of Oil and Gas Reservoirs of Terigenous Deposits (on the Example of the Severo-Limanskoye oil Field). *Izv. Saratov Univ. (N. S.), Ser. Earth Sciences*, 2020, vol. 20, iss. 1, pp. 46–50 (in Russian). DOI: <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2020-20-1-46-50>