

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.1-16>

УДК 622.276.031.011.43

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОСТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ
ИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ СЛОЖНЫХ
ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ**

¹Гильманова Р.Х., ¹Сарваретдинов Р.Г., ¹Махмутов А.А., ²Корнев Е.В.,
²Янкин А.Б.

¹ООО НПО «Нефтегазтехнология»

²ООО «БайТекс»

**APPLICATION OF GEOSTATISTICAL METHODS TO STUDY
GEOLOGICAL STRUCTURE OF COMPLEX OIL PRODUCTION ZONES**

¹R.Kh. Gilmanova, ¹R.G. Sarvaretdinov, ¹A.A. Makhmutov, ²E.V. Korneev,
²A.B. Yankin

¹Neftegaztekhnologiya

²Bayteks

E-mail: Makhmutov_AA@npongt.ru

Аннотация. В данной статье предложен комплекс критериев оценки однородности – комплекс признаков нормального распределения, имеющего стационарное поведение.

Показано, что в результате построения и анализа гистограммы и вариограммы, а также вычисления коэффициента вариации появляется возможность оперативной оценки стационарности поведения случайной величины геологического параметра в пределах исследуемой области. По соответствию критериям стационарности можно принимать решение о возможности применения стохастических подходов при создании трехмерных геолого-технологических моделей продуктивных пластов сложного геологического строения.

Ключевые слова: неоднородность, случайная величина, стационарность, нормальное распределение, гистограмма, вариограмма, коэффициент вариации

Abstract. This paper presents criteria for evaluation of heterogeneity, particularly, a set of normal distribution features exhibiting steady-state behavior.

Construction and analysis of histogram and variogram as well as calculation of variation coefficient have been shown to enable real-time assessment of the steady state of

geological random variables within the region of interest. A decision on application of stochastic approaches during three-dimensional simulations of complex reservoirs is made based on meeting steady state criteria.

Key words: *heterogeneity, random variable, steady state, normal distribution, histogram, variogram, coefficient of variation*

Одним из наиболее значимых факторов, оказывающих влияние на эффективность разработки нефтяных месторождений, является неоднородность резервуара. Эта неоднородность может быть обусловлена литологическими особенностями пласта, условиями образования породы, тектонической приуроченностью исследуемой территории, постседиментационными преобразованиями. Следовательно, повышение эффективности разработки нефтяных месторождений возможно за счет детального изучения параметра неоднородности и его учета при последующем построении трехмерных геолого-технологических моделей. В таких условиях особую актуальность приобретают как вопросы выявления и оценки всевозможных параметров неоднородности геологического строения продуктивных отложений, так и вопросы совершенствования процесса трехмерного моделирования [1, 2, 3].

Одним из приемов совершенствования построения трехмерных геолого-технологических моделей является использование геостатистических (т.е. стохастических, вероятностных) методов пространственного описания распределения неоднородности [4, 5, 6].

Стохастические методы применимы в том случае, когда:

- рассматриваемый геологический параметр x является случайной величиной, а значения его в наборе исходных данных x_1, x_2, \dots, x_n подчиняются некоему случайному (вероятностному) закону распределения;
- значения данного параметра независимы друг от друга, т.е. между ними отсутствует какая-либо зависимость.

Один из приемов стохастического моделирования, позволяющий получить наиболее вероятное решение – это использование среднего значения геологического параметра. Однако задача получения достоверного результата осреднения разработана не для всех видов распределения. Наиболее полно эта задача решена для распределений со стационарным поведением рассматриваемой случайной величины, значения которой образуют однородную совокупность.

Под стационарным поведением случайной величины подразумевается приблизительно однородное изменение, имеющее вид непрерывных случайных колебаний вокруг некоторого среднего значения, причем ни средняя амплитуда, ни характер этих колебаний не обнаруживают существенных изменений [5].

Напротив, нестационарное поведение (т.е. отклонение распределения параметра от стационарного поведения) встречается в следующих случаях.

1. Когда в общую совокупность объединяются данные из нескольких групп исследуемого параметра, в которых каждая группа имеет свой закон распределения со стационарным поведением. Примером может быть объединение в одну базу данных двух баз оценки пористости, полученных обработкой радиоактивного и электрического каротажа. Другой пример – объединение в одну базу двух типов пород: песчаника и алевролита.
2. Когда распределение параметра со стационарным поведением относительно среднего его значения сочетается с трендом изменения самого этого среднего значения во времени или в пространстве. Например, зависимость коэффициента нефтенасыщенности K_H от высоты залежи в переходной зоне «нефть-вода» является трендом, в то время как значения K_H , полученные расчетом по формуле Арчи-Дахнова, являются случайными колебаниями вокруг среднего значения, определенного по данному тренду.

Кроме того, помимо задачи достоверного осреднения однородная совокупность данных со стационарным поведением случайной величины необходима в задачах восстановления корреляционных зависимостей при трехмерном моделировании (например, зависимости проницаемости от пористости).

Стоит отметить, что наиболее распространенным, широко известным и часто применяемым распределением случайной величины, которая обладает стационарным поведением, является нормальное распределение [4, 5, 6].

Рассмотрим, например, такой геологический параметр, как пористость, которая является подсчетным параметром при подсчете запасов объемным методом. Очевидно, что суммарный поровый объем равен сумме объемов пор. При делении объема пор на объем горной породы получаем, что средняя пористость не зависит от того, каких размеров поры участвовали в формировании суммарного порового объема. Отсюда вывод: для достоверного определения запасов нефти не обязательно рассматривать всю совокупность объемов пор, достаточно точно определить среднюю пористость.

С другой стороны, независимо от законов распределения объема каждой поры, аддитивность получения суммарного порового объема (т.е. получения его суммированием объемов пор), причем каждая пора вносит лишь малый вклад в получение результата, ведет (согласно центральной предельной теореме) к тому, что суммарный поровый объем (а значит, и пористость) имеет распределение, близкое к нормальному. При этом, как уже было сказано выше, нормальное распределение соответствует стационарному поведению случайной величины пористости, наличию однородной совокупности значений пористости и позволяет получить достоверное значение средней пористости.

Таким образом, для применения стохастических методов при создании трехмерных моделей в пределах продуктивных пластов

необходимо выделить участки более однородного изменения (однородные совокупности) изучаемого геологического параметра. Данные однородные совокупности должны соответствовать стационарному поведению изменения изучаемого геологического параметра. Традиционно это достигается за счет детализации геологического строения продуктивных пластов. Например, одним из способов детализации может быть применение фациального анализа [7].

При этом для принятия решения об однородности полученных после детализации участков необходима разработка критериев однородности.

В данной статье предлагается комплекс критериев оценки однородности - комплекс признаков нормального распределения, имеющего стационарное поведение.

Первым оперативным способом определения наличия стационарного поведения является применение гистограмм. Если, например, гистограмма имеет вид, соответствующий визуально нормальному распределению (симметричный относительно одного максимума в среднем значении), то данная случайная величина (например, пористость) имеет (в пределах рассматриваемой области) стационарное поведение. Данный графический способ часто используется на практике в геостатистических подходах в качестве первого критерия стационарности: «визуальное соответствие гистограммы унимодальному симметричному распределению».

Если же, наоборот, в гистограмме выделяются несколько максимумов, то исследуемая случайная величина, несомненно, обладает (в пределах рассматриваемой области) нестационарным поведением [4, 5, 6]. Выделение в гистограмме нескольких максимумов, образовавшихся при объединении в одну нескольких групп рассматриваемого параметра (каждая со своим законом распределения), говорит о неоднородности изменения случайных значений исследуемого параметра и является обоснованием необходимости дальнейшей детализации - выделения из

общей группы отдельных участков с однородным изменением параметра (пористость и др.).

Следующим инструментарием для оперативной оценки поведения исследуемой величины с точки зрения стационарности и возможной применимости в дальнейшем вероятностных подходов является использование ковариации и вариограммы (статистических моментов второго порядка). Вариограмма показывает пространственную автокорреляцию измеренных опорных точек. Когда условие стационарности выполняется, график вариограммы будет визуально повторять перевернутый график ковариации. Начиная с определенного расстояния («диапазона», «радиуса вариограммы») от рассматриваемой точки значение вариограммы для этой точки будет постоянной величиной, называемой «порогом» и равной значению дисперсии. В точках, расстояние до которых превышает радиус вариограммы, значения параметра (например, пористости) являются независимыми, составляют однородную совокупность и подчиняются нормальному распределению. Отсюда второй критерий стационарности: «значения рассматриваемого параметра в скважинах, в которых межскважинное расстояние превышает радиус вариограммы, являются независимыми и составляют однородную совокупность» [4, 5, 6].

Следует отметить, что обычно вариограммы применяются при построении карт или формировании кубов в трехмерных геолого-технологических моделях. Причем в этих задачах интерес представляет «зона влияния» - зона расстояний менее радиуса вариограммы, в которой значения параметра в скважинах влияют на его значение данной точке. Напротив, в рассматриваемой задаче выделения критерия однородности (стационарности) интерес представляет зона расстояний, превышающих радиус вариограммы - зона однородности. В зоне же влияния совокупность значений параметра неоднородна, имеется тренд. Так, беспороговая

вариограмма указывает на наличие сильного тренда во всем массиве данных, в то время как горизонтальная вариограмма (так называемый «чистый эффект самородков») говорит о чисто случайной функции, что соответствует полностью однородной совокупности [4, 5, 6].

Стоит отметить, что первый критерий стационарности является качественным, визуальным методом оценки гистограмм. Поэтому в данной статье предлагается еще один критерий признака нормального распределения, имеющего стационарное поведение.

Критерий основан на вычислении коэффициента вариации, который равен отношению среднеквадратичного отклонения σ к среднему значению параметра $X_{\text{ср}}$ ($K_{\text{вар}} = \sigma / X_{\text{ср}}$). Из теории математической статистики известно, что при нормальном распределении 99,7 % случайных значений параметра укладываются в интервал $\pm 3\sigma$ вокруг среднего значения $X_{\text{ср}}$. Следовательно, для неотрицательного параметра (например, пористости) среднее значение $X_{\text{ср}}$ не может быть меньше 3σ . Отсюда $K_{\text{вар}} < \sigma/3\sigma$, или $K_{\text{вар}} < 1/3$. Таким образом, критерий признака нормального распределения звучит так: «при достаточно большом количестве данных случайное распределение неотрицательного параметра (например, пористости) может быть нормальным, если коэффициент вариации $K_{\text{вар}}$ не превышает значения 0,333». Критерий является необходимым, но не достаточным. Альтернативный же критерий отсутствия нормального распределения является достаточным: «при достаточно большом количестве данных случайное распределение неотрицательного параметра (например, пористости) не является нормальным, если коэффициент вариации $K_{\text{вар}}$ превышает значение 0,333».

Таким образом, комплекс (совокупность) критериев выделения однородных участков можно сформулировать следующим образом. В однородных пластах:

- гистограмма имеет симметричный вид с одним максимумом;

- радиус влияния вариограммы не превышает межскважинное расстояние;
- коэффициент вариации меньше 0,333.

Если эти условия не соблюдаются, значит, участок неоднородный.

В качестве примера рассмотрим нефтяное месторождение Западной Сибири. Использование вышеперечисленных критериев позволило в пределах продуктивного пласта данного месторождения выделить однородные участки изменения пористости. При изучении распределения коэффициента пористости по всему продуктивному пласту было установлено следующее:

- гистограмма имеет несимметричный вид и два максимума (около 14 % и 26 %) (Рис. 1), что не соответствует нормальному распределению;
- значения радиусов влияния вариограммы имеют большие значения (от 2100 до 3500 м) при межскважинном расстоянии в 400 м. Это означает, что в скважинах в пределах до 3500 м распределение пористости отличается от нормального;
- коэффициент вариации равен 0,351 (больше 0,333), что также говорит о распределении пористости, отличном от нормального.

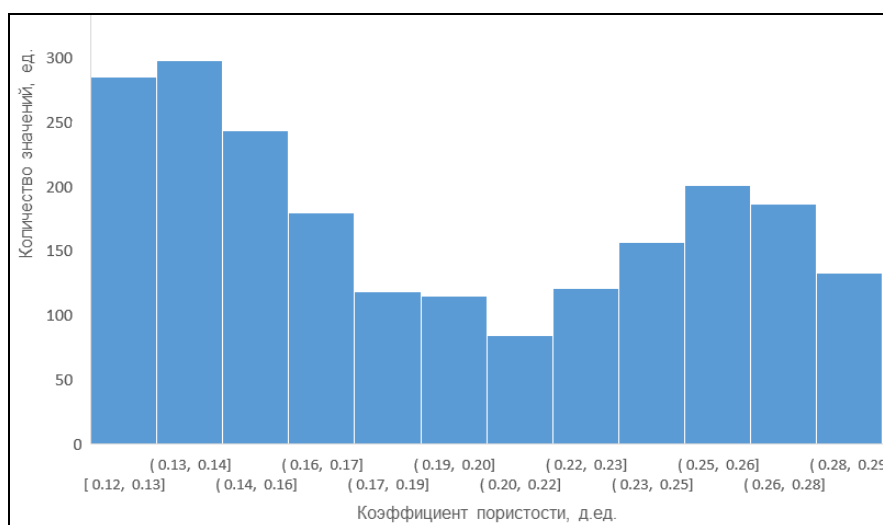


Рис. 1. Гистограмма распределения коэффициента пористости

Следовательно, в пределах рассматриваемого объекта распределение коэффициента пористости как случайной величины не обладает стационарным поведением. Связано это с тем, что общая совокупность данных по рассматриваемому объекту неоднородна, состоит из нескольких отличных по свойствам друг от друга геологических групп.

В связи с этим для получения однородных участков необходимо провести детализацию геологического строения данного продуктивного пласта. В качестве приема детализации был рассмотрен фациальный анализ, позволяющий разделить площадь объекта на участки со схожей литологией и обстановкой осадконакопления.

С учетом того, что коэффициент пористости был вычислен на основе кривых электрического каротажа (ПС), были проанализированы различные конфигурации кривой ПС согласно методике Муромцева В.И. [8]. Согласно характеру и формы записи кривой ПС выделены пять палеофаций (Рис. 2), соответствующих следующим литофациям:

- фация островов - однородный нерасчлененный монолитный коллектор с высокими ФЕС;
- фация забаровых лагун - практически однородный неколлектор, возможно с содержанием тонкого прослоя-коллектора с низкими ФЕС;
- фация внутрибаровых лагун - расчлененный коллектор с сопоставимыми по толщине прослоями;
- фация баровых образований - коллектор с двумя прослоями, из которых верхний – большей толщины с лучшими ФЕС;
- фация регрессивных баров - преимущественно монолитный коллектор с ухудшением свойств по разрезу в направлении сверху вниз.

Для каждой фации построены гистограммы распределения пористости (Рис. 3-6) и вычислены значения коэффициента вариации

(Табл. 1) (за исключением фации забаровых лагун, которая представляет неколлектор и для которой значения пористости не определялись).

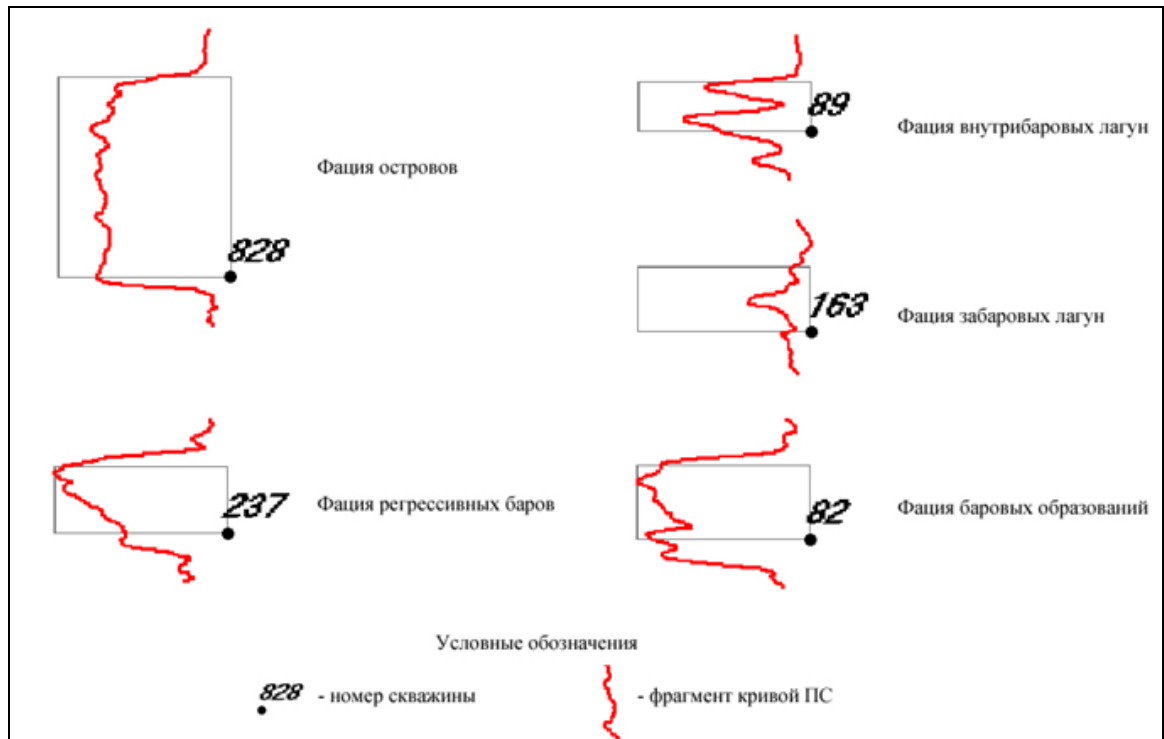


Рис. 2. Виды фаций

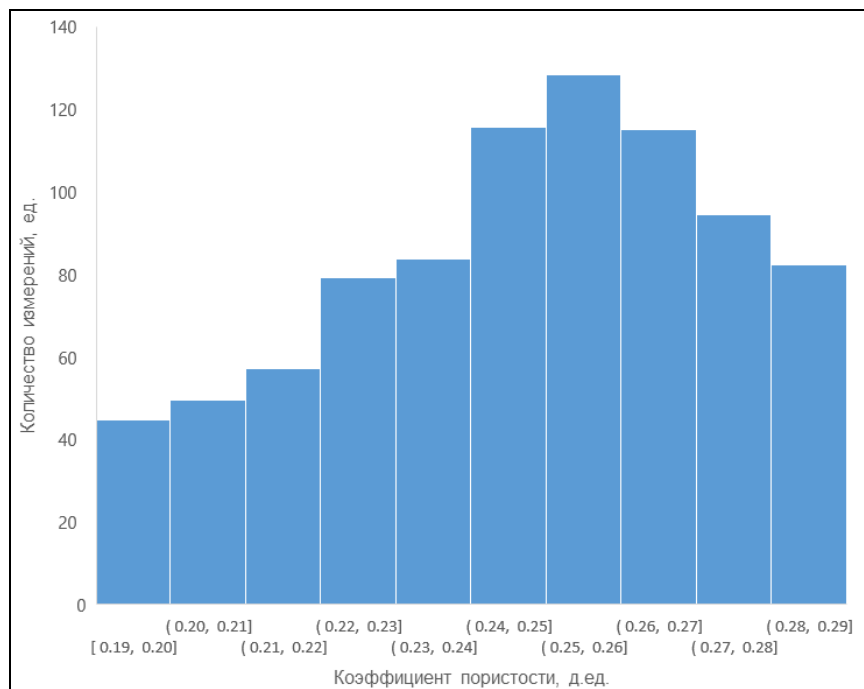


Рис. 3. Гистограмма распределения коэффициента пористости в пределах фации островов

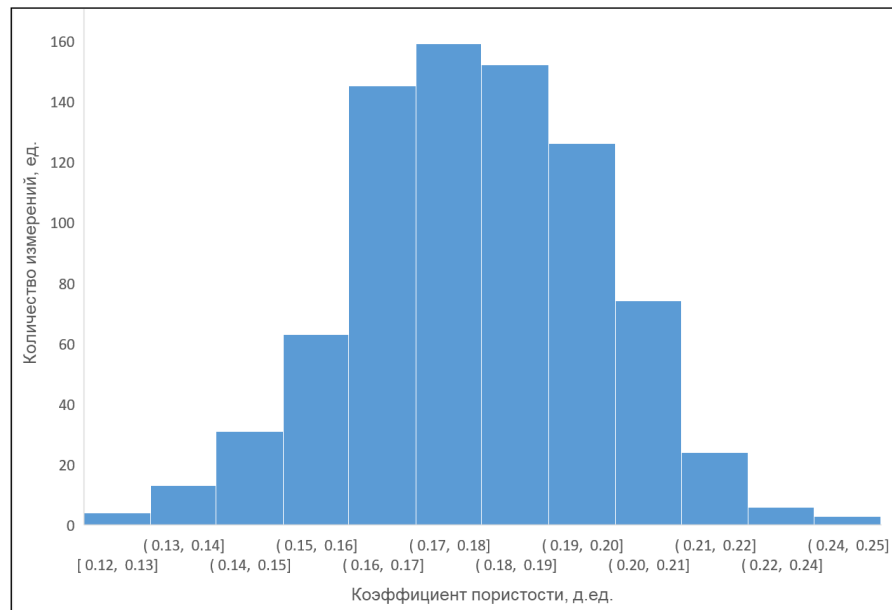


Рис. 4. Гистограмма распределения коэффициента пористости в пределах фации баровых образований

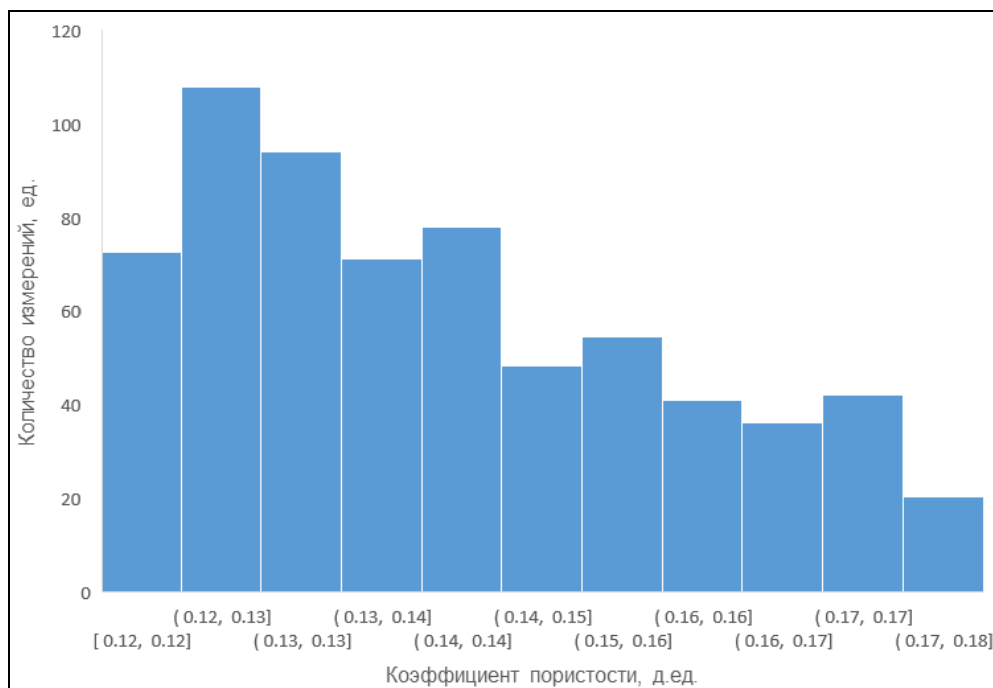


Рис. 5. Гистограмма распределения коэффициента пористости в пределах фации внутрибаровых лагун

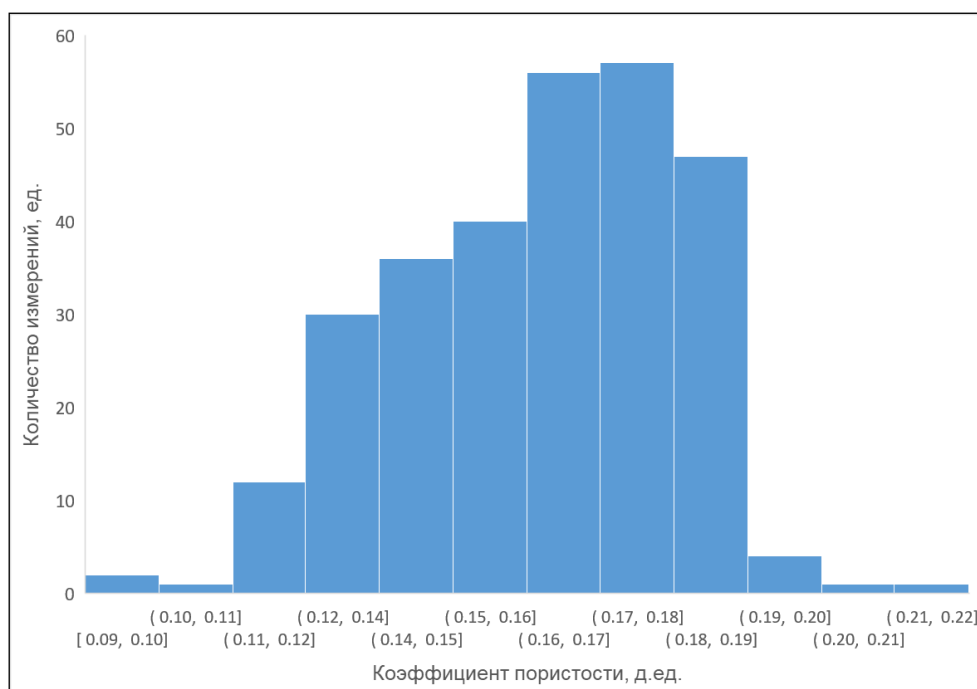


Рис. 6. Гистограмма распределения коэффициента пористости в пределах фации регрессивных баров

Таблица 1

Коэффициент вариации по различным видам фаций

Вид фации	Коэффициент вариации
Фация островов	0,102
Фация баровых образований	0,111
Фация внутрибаровых лагун	0,119
Фация регрессивных баров	0,127

В результате видно, что по коэффициенту вариации (Табл. 1) все фации соответствуют нормальному распределению. Однако другой критерий (гистограмма) позволяет выделить участки, однородные по свойствам.

Фации островов (Рис. 3) и баровых образований (Рис. 4) имеют гистограммы с одним максимумом (26 % и 18 % соответственно), близкие к симметричным. Следовательно, эти фации представляют собой участки, однородные по свойствам, со стационарным поведением случайных значений пористости.

Фации же внутрибаровых лагун (Рис. 5) и регрессивных баров (Рис. 6) имеют несимметричные гистограммы, не соответствующие виду нормального распределения. Фация внутрибаровых лагун (Рис. 5), к тому же, имеет несколько максимумов. При этом среднее значение пористости в этих фациях не соответствует максимуму.

Согласно рис. 2, фация внутрибаровых лагун складывается из нескольких пород, отличных по свойствам, по вертикали, а в фации регрессивных баров имеется в наличии тренд - увеличение среднего значения пористости снизу-вверх по разрезу. Следовательно, участки с фациями внутрибаровых лагун и регрессивных баров являются неоднородными, с нестационарным поведением пористости, и на участках с этими фациями нужна дальнейшая детализация, уже не по площади, а по разрезу. В рамках данной статьи дальнейшая детализация не рассматривается.

Таким образом, совокупность данных табл. 1 и рис. 3 - 6 показывает, что для достоверного определения стационарности необходимо использовать не одиночные критерии стационарности, а комплекс критериев.

Итак, в результате детализации путем фациального анализа установлено, что нестационарное поведение коэффициента пористости на рассматриваемом месторождении Западной Сибири (Рис. 1) обусловлено фациальной изменчивостью. При этом можно предположить, что два максимума (14 % и 26 %) на гистограмме пористости (Рис. 1) объясняются преимущественным распространением на территории данного продуктивного пласта фации островов (с максимумом, соответствующим среднему значению пористости 26 %) и внутрибаровых лагун (с одним из максимумов около 13 %).

Таким образом, в результате построения и анализа гистограммы и вариограммы, а также вычисления коэффициента вариации появляется

возможность оперативной оценки стационарности поведения случайной величины геологического параметра (например, пористости) в пределах исследуемой области (залежи). По соответствию критериям стационарности можно принимать решение о возможности применения геостатистических подходов (при стационарном поведении распределения) или необходимости (при нестационарном поведении) дальнейшей детализации – выделения из залежи (группы участков) отдельных однородных участков со стационарным поведением распределения параметра.

Список литературы

1. Сарваретдинов, Р.Г. Совершенствование методики построения карты проницаемости с учетом неоднородности пластов [Текст] / Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, А.А. Амиров, И.Г. Хамитов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 4. – С. 26-29.
2. Махмутов, А.А. Совершенствование методики построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов при трехмерном моделировании [Текст] / А.А. Махмутов, Р.Х. Гильманова, Р.Г. Сарваретдинов, В.Н. Кожин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – № 4. – С. 26-28.
3. Сарваретдинов, Р.Г. Предпосылки к уточнению концептуальной и седиментологической моделей нефтяных пластов на поздней стадии разработки / Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, С.Н. Смирнов, А.Н. Астахова, А.Г. Миннуллин, И.И. Бакиров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 10. – С.45-50.
4. Демьянов, В.В. Геостатистика: теория и практика / В.В. Демьянов, Е.А. Савельева; под ред. Р.В. Арутюняна; Ин-т проблем безопасности развития атомной энергетики РАН. – М.: Наука, 2010. – 327 с.
5. Дюбрюль, О. Геостатистика в нефтяной геологии / О. Дюбрюль. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 256 с.
6. Поротов, Г.С. Математические методы моделирования в геологии / Г.С. Поротов // Учебник. СПб.: Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет), 2006. – 223 с.
7. Сафиуллин, И.Р. Способ построения палеофациальной модели продуктивных пластов путем автоматизированной обработки данных ГИС / И.Р. Сафиуллин, А.А. Махмутов, А.Г. Миннуллин, И.И. Бакиров, М.М. Салихов, И.Р. Мухлиев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности и газовых месторождений. – 2017. – № 5. – С.16-19.

8. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. - Л.: Недра, 1984. - 260 с. (М-во геологии СССР. Всесоюзный нефт. науч.-исслед. геол. развед. ин-т)

References

1. Sarvaretdinov R.G., Makhmutov A.A., Amirov A.A., Khamitov I.G. *Sovershenstvovanie metodiki postroeniya karty pronitsaemosti s uchetom neodnorodnosti plastov* [Advancements in permeability mapping with account of reservoir heterogeneity]. *Neftpromyslovoye delo*, 2015, No. 4, 26-29 pp.
2. Makhmutov A.A., Gilmanova R.Kh., Sarvaretdinov R.G., Kozhin V.N. *Sovershenstvovanie metodiki postroeniya kuba pronitsaemosti s uchetom neodnorodnosti plastov pri trekhmernom modelirovanii* [Advancements in construction of permeability cubes with account of formation heterogeneity during three-dimensional modeling]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, 2015, No. 4, 26-28 pp.
3. Sarvaretdinov R.G., Makhmutov A.A., Smirnov S.N., Astakhova A.N., Minnullin A.G., Bakirov I.I. *Predposylki k utochneniyu konceptual'noy i sedimentologicheskoy modeley neftyanykh plastov na pozdney stadii razrabotki* [Prerequisites for refinement of conceptual and sedimentological models of oil reservoirs at the late stage of development]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2017, No. 10, 45-50 pp.
4. Demyanov V.V. *Geostatistika: teoriya i praktika* [Geostatistics: Theory and practice] Nuclear Safety Institute of the Russian Academy of Science, Moscow: Nauka Publ., 2010. – 327 p.
5. Dyubryul' O. *Geostatistika v neftyanoy geologii* [Geostatistics in petroleum geology]. Moscow–Izhevsk Publ.: Institute of Computer Studies, Regular and Chaotic Dynamics, 2009, 256 p.
6. Porotov G.S. *Matematicheskie metody modelirovaniya v geologii* [Mathematical simulation methods in geology], Saint Petersburg: Saint Petersburg State Mining Institute (Technical University), 2006, 223 p.
7. Safiullin I.R., Makhmutov A.A., Minnullin A.G., Bakirov I.I., Salikhov M.M., Mukhliev I.R. *Sposob postroeniya paleofatsial'noy modeli produktivnykh plastov putem avtomatizirovannoy obrabotki dannykh GIS* [Method for construction of paleofacies maps of productive intervals based on automated processing of well logging data]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti i gazovykh mestorozhdeniy*, 2017, No. 5, 16-19 pp.
8. Muromtsev V.S. *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel - litologicheskikh lovushek nefti i gaza* [Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas]. Leningrad: Nedra Publ., 1984, 260 p.

Сведения об авторах:

Гильманова Расима Хамбаловна, ООО НПО «Нефтегазтехнология», г.Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация
Email: Gilmanova_RH@npong.ru

Сарваретдинов Рашит Гасымович, ООО НПО «Нефтегазтехнология», г.Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация
Email: srgngt@mail.ru

Махмутов Алмаз Аксанович, ООО НПО «Нефтегазтехнология», г.Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация
Email: Makhmutov_AA@npong.ru

Корнев Евгений Владимирович, ООО «БайТекс», г.Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация
Email: kornev22@list.ru

Янкин Артем Борисович, ООО «БайТекс», г.Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация
Email: aryankin@rus.mol.hu

Authors

R.Kh. Gilmanova, Neftegaztekhnologiya, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
Email: Gilmanova_RH@npong.ru

R.G. Sarvaretdinov, Neftegaztekhnologiya, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
Email: srgngt@mail.ru

A.A. Makhmutov, Neftegaztekhnologiya, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
Email: Makhmutov_AA@npong.ru

E.V. Korneev, Bayteks, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
Email: kornev22@list.ru

A.B. Yankin, Bayteks, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
Email: aryankin@rus.mol.hu

Махмутов Алмаз Аксанович
450078, Российская Федерация, Республика Башкортостан
г. Уфа, ул.Революционная, 96/2
Тел.: +7 927 920 70 69
Email: Makhmutov_AA@npong.ru