

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.2.73-94>

УДК 519.2-7:622.276.5

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЕРОЯТНОСТНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

¹Ханипов М.Н., ²Ганиев Б.Г., ³Насыбуллин А.В., ¹Саттаров Рав.З.

¹ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

²ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

³ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

DEVELOPMENT OF OIL PRODUCTION PROBABILISTIC FORECASTING TECHNIQUE

¹M.N. Khanipov, ²B.G. Ganiev, ³A.V. Nasybullin, ¹R.Z. Sattarov

¹TatNIPIneft Institute PJSC TATNEFT

²PJSC TATNEFT

³Almetyevsk State Petroleum Institute

E-mail: arsval@bk.ru

Аннотация. При проектировании разработки нефтяных месторождений или планировании геолого-технических мероприятий в основном используются детерминированные методы. Как правило это детерминированные геолого-гидродинамические модели или инженерные формулы. Они позволяют дать единственную оценку как запасов, так и добычи. Однако, распределение фильтрационно-емкостных свойств пласта подчинено случайным распределениям. Во-первых, в силу их значительной изменчивости по площади и по разрезу, во-вторых, в силу погрешности их измерения. Поэтому невозможно точно предсказать дебит нефти. Возможно оценить вероятность, с которой будет достигнут тот или иной дебит скважины.

С учетом этого, при подсчете запасов давно и успешно применяются стохастические подходы, например, основанные на методе Монте-Карло или на трехмерных геологических моделях. Это позволяет дать вероятностную оценку запасов нефти. Однако при переходе к анализу и проектированию разработки, весь ансамбль геологических моделей превращается в такой же ансамбль гидродинамических моделей, отличающихся реализациями геологического строения. Трудоемкость их создания и

адаптации не позволяет оперативно в реальном времени получить вероятностную оценку дебитов скважин.

Целью данной работы является разработка методики вероятностного прогнозирования дебита скважины, основанная на стохастическом подходе к геологическому описанию пласта. Созданная методика является простой, как все известные инженерные формулы, и не требует больших временных и вычислительных затрат. Основная идея методики состоит в том, чтобы получить оценку параметров в определенной точке пространства пласта получить функцию плотности распределения параметров, методом Монте-Карло оценить дебит новой скважины в определенной точке пространства.

Ключевые слова: прогноз добычи нефти, геостатистика, геостохастика, метод Монте-Карло, вариограмма, интерполяция, декластеризация

Abstract. Deterministic methods are typically used for reservoir and production engineering or well intervention planning. Deterministic reservoir simulation models or design equations that are usually used provide only a single estimate of reserves and production. However, distribution of reservoir properties is random due to their significant areal and vertical heterogeneity, as well as uncertainty of their measurement. Therefore, accurate forecast of oil production rate is impossible. It is only possible to define a degree of possibility for a certain well flow rate.

For this reason, stochastic methods of reserve estimation based, for example, on Monte-Carlo technique or 3D geologic models have been successfully used for quite a long time. These methods provide a probabilistic estimate of oil reserves. However, when proceeding to field development analysis and planning, the entire group of geologic models turns into the same group of reservoir simulation models differing by geological structure representation. Labor-consuming nature of their generation and history matching makes it impossible to obtain a real-time probabilistic estimate of well flow rates.

This paper discusses the development of technique for well flow rate probabilistic forecasting based on stochastic approach to geologic reservoir description. This technique is quite simple and does not require significant time spending and computation effort. The main concept of the technique is estimating parameters in a certain point of a reservoir, obtaining parameter density function and evaluating production rate of a new well in a certain point by Monte-Carlo method.

Key words: oil production forecast, geostatistics, geostochastics, Mote-Carlo method, variogram, interpolation, declustering

При проектировании разработки нефтяных месторождений или планировании геолого-технических мероприятий в основном используются

детерминированные методы. Как правило это детерминированные геолого-гидродинамические модели или инженерные формулы. Они позволяют дать единственную оценку как запасов, так и добычи. Вместе с тем в науке давно известно, что распределение фильтрационно-емкостных свойств пласта подчинено случайным распределениям. Во-первых, в силу их значительной изменчивости по площади и по разрезу, во-вторых, в силу погрешности их измерения. Поэтому невозможно точно предсказать дебит. Возможно оценить вероятность, с которой будет достигнут тот или иной дебит скважины.

С учетом этого, при подсчете запасов давно и успешно применяются стохастические подходы, например, основанные на методе Монте-Карло или на трехмерных геологических моделях [1]. Это позволяет дать вероятностную оценку запасов нефти. Однако при переходе к анализу и проектированию разработки, весь ансамбль геологических моделей превращается в такой же ансамбль гидродинамических моделей, отличающихся реализациями геологического строения [2]. Трудоемкость их создания и адаптации не позволяет оперативно в реальном времени получить вероятностную оценку дебитов скважин.

Целью данной работы является разработка методики вероятностного прогнозирования дебита скважины, основанная на стохастическом подходе к геологическому описанию пласта. Методика должна быть простой как все известные инженерные формулы (например, формула Дюпюи) и не требовать больших временных и вычислительных затрат [3]. Основная идея методики состоит в том, чтобы получить оценку параметров в определенной точке пространства пласта получить функцию плотности распределения параметров, методом Монте-Карло оценить дебит новой скважины в определенной точке пространства. Для этого выполняется анализ двух основных параметров определяющих гидропроводность и необходимых для

расчета дебита скважины (например, по формуле Дюпюи) – коэффициент проницаемости ($K_{\text{прон}}$) и толщина пласта (h).

Алгоритм реализации методики следующий:

- статистический анализ исследуемых параметров по объекту разработки (построение функции распределения, плотности распределения, построение вариограммы и основных показателей вариограммы);
- статистический анализ по локальной области объекта разработки, ограниченного радиусом, равным рангу вариограммы исследуемого объекта;
- статистический анализ соседних скважин, определяемых по общим граням сетки Вороного (1,2,3 и т.д. ряда окружающих скважин);
- интерполяция значений и статистический анализ по данным, полученным после построения разреза по скважинам в определенном направлении с разворотом угла в пределах 0-180 градусов (пространственный анализ распределения параметра по разрезу);
- интерполяция значений методом кригинга, который включает 2 основные задачи: установить пространственную структуру данных - подобрать к данным модель пространственной изменчивости (вариограмму); построить поверхность, используя для расчета (прогноза) неизвестных значений подобранную вариограмму, расположение и известные значения опорных точек, находящихся в пределах заданного радиуса поиска вокруг точки с искомым значением.
- оценка дебитов скважин с применением метода Монте-Карло на основе полученных оценок параметров и расчет интервальных оценок дебитов скважин (оценка рисков).

При анализе распределенных в пространстве данных и проведении вариограммного анализа необходимо строго придерживаться следующей последовательности действий [4]:

- 1) визуализация выборки карте;

- 2) выявление кластеров и выполнение декластеризация данных (в случае необходимости);
- 3) проверка ограничений и предположений геостатистики методами одномерной и многомерной статистики, и выполнение (при необходимости) процедур преобразования данных.

Основным и наиболее надежным источником информации о пластах месторождений являются данные получаемые из пробуренной скважины в первую очередь прямыми методами – лабораторными методами определения параметров пласта и флюидов по керну и пробам жидкости, взятым из скважины, и косвенными методами, которые основаны на определении косвенно путем пересчета по соотношениям, связывающим их с другими, непосредственно измеренными параметрами – геофизические, промысловые, расходометрические, термодинамические, гидродинамические.

Возможное образование кластеров (пространственных сгущений) данных на месторождениях связано в первую очередь с неравномерностью плотности сетки скважин. В случае если обнаружены области пространственных сгущений данных, то такая избыточность информации в этих областях может быть учтена взвешиванием – использованием меньших весов для кластеризованных данных, чем для некластеризованных.

Декластеризация при обнаружении пространственных сгущений данных необходима, так как наличие кластеров в выборке существенно влияет на оценку параметров генеральной совокупности (среднего, дисперсии, вариограммы) и приводит к смещению оценок. Например, если элементы выборки кластеризуются в области более высоких значений, выборочное среднее даст завышенную оценку среднего генеральной совокупности.

Наличие кластеров обычно обнаруживается визуально при нанесении и рассмотрении данных на карте выборки и наложении на нее регулярной

сетки с размером ячеек, который равен среднему расстоянию между элементами выборки. Далее строится график, где для каждой ячейки по одной оси откладывается среднее значение выборочных данных, попавших в ячейку, по другой оси – число точек выборки, попавших в ячейку. Такой график позволяет обнаружить наличие кластеров в области высоких и/или низких значений.

Наиболее распространены два метода декластеризации пространственных данных: 1) полигональная декластеризация; 2) клеточная декластеризация. Оба метода обеспечивают определение весовых коэффициентов. Далее одномерные параметры генеральной совокупности (математическое ожидание, дисперсия) оцениваются с учетом этих весовых коэффициентов: чем больше вес, тем больше вклад данного элемента выборки в оценку.

Метод полигональной декластеризации – строится сетка Вороного, а весовой коэффициент элемента выборки пропорционален площади ячейки сетки Вороного. Сумма площадей масштабируется единицей, и кластеризованные точки получают меньшие веса, чем некластеризованные (Рис. 1).

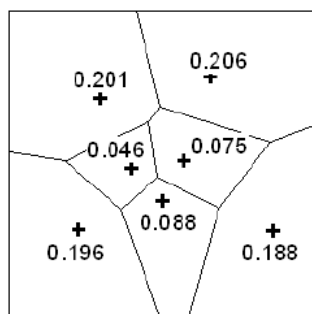


Рис. 1. Пример полигональной декластеризация. (показаны декластеризующие весовые коэффициенты)

Метод клеточной декластеризации делит всю область выборки на регулярные прямоугольные ячейки, и каждая точка выборки получает весовой коэффициент, который обратно пропорционален числу точек в ячейке (Рис. 2).

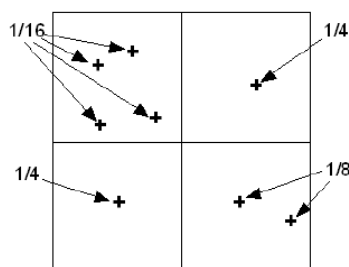


Рис. 2. Пример клеточной декластеризация. (показаны декластеризующие весовые коэффициенты)

При проверке ограничений и предположений геостатистики статистическое описание данных в общем случае начинается с анализа гистограммы. Гистограмма дает представление о виде закона распределения изучаемой величины. Кроме этого, на основе анализа гистограммы, в первую очередь, определяются выбросы или ошибки в данных, которые либо корректируются, либо удаляются из анализируемой выборки.

Для числовых данных важнейшие особенности большинства распределений могут быть представлены с помощью нескольких показателей описательной статистики. Эти показатели можно разбить на три группы:

- 1) характеристики положения – описывают положение данных на числовой оси - выборочные среднее, медиана, мода, минимум, максимум, квартили, квантили;
- 2) характеристики рассеяния - описывают степень разброса данных относительно своего центра – выборочные дисперсия, среднеквадратическое отклонение, размах выборки;
- 3) характеристики формы – выборочные коэффициент асимметрии, коэффициент эксцесса, положение выборочной медианы относительно выборочного среднего и относительно выборочных квартилей.

На рис. 3 представлено распределение параметра проницаемости по отложениям кыновского и пашийского горизонтов Ромашкинского месторождения. Распределение имеет логнормальный вид. Среднее

значение равно 579,58 мД, медиана равна 529,229 мД, минимум 53,4 мД, максимум 1717 мД.

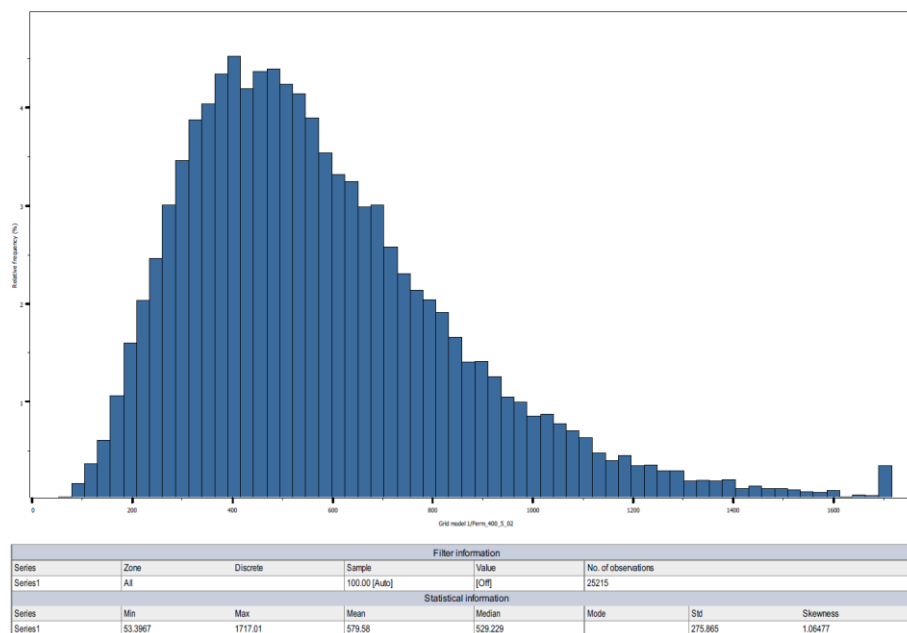


Рис. 3. Плотность распределения параметра проницаемости по отложениям кыновского и пашийского горизонтов Ромашкинского месторождения

Если на карте выборки прослеживается возможное наличие в данных пространственного тренда, то этот факт должен быть проверен статистическими методами, так как в подобном случае данные будут противоречить гипотезе стационарности.

Вариограммный анализ данных

При выполнении вариограммного анализа двумерных данных, вариограммы должны вычисляться по крайней мере в четырех направлениях для проверки анизотропии. Первым шагом выполнения вариограммного анализа является выбор лага (lag) вариограммы и его допуск, затем – выбор основных углов и угловой допуск.

Выбор размера лага имеет большое влияние на эмпирическую вариограмму. Например, если размер лага слишком большой, автокорреляция с малым диапазоном может быть замаскирована. Если размер лага слишком маленький, может присутствовать слишком большое

число пустых бинов, а размеры выборок в бинах могут быть слишком маленькими для получения репрезентативного среднего для них.

Одним из способов определения размера лага является определение среднего расстояния между точками и их ближайшими соседями. Для снижения влияния выбора определенного размера лага на расчетную вариограмму предлагается выполнять анализ с использованием различных размеров лага, которые определяются по фактическому распределению минимальных расстояний между скважинами. Предлагается использовать 3-5 значений лага в интервале меньше моды (включая моду).

На рис. 4 представлен пример плотности распределения расстояний между ближайшими соседними скважинами. Как можно заметить, на графике выделяются две зоны: 1) скважины на расстоянии до 100 метров (с максимумом при расстоянии 75 метров) – скорее всего скважины «дублиеры»; 2) скважины на расстоянии более 100 метров (с максимумом при расстоянии 300 метров).

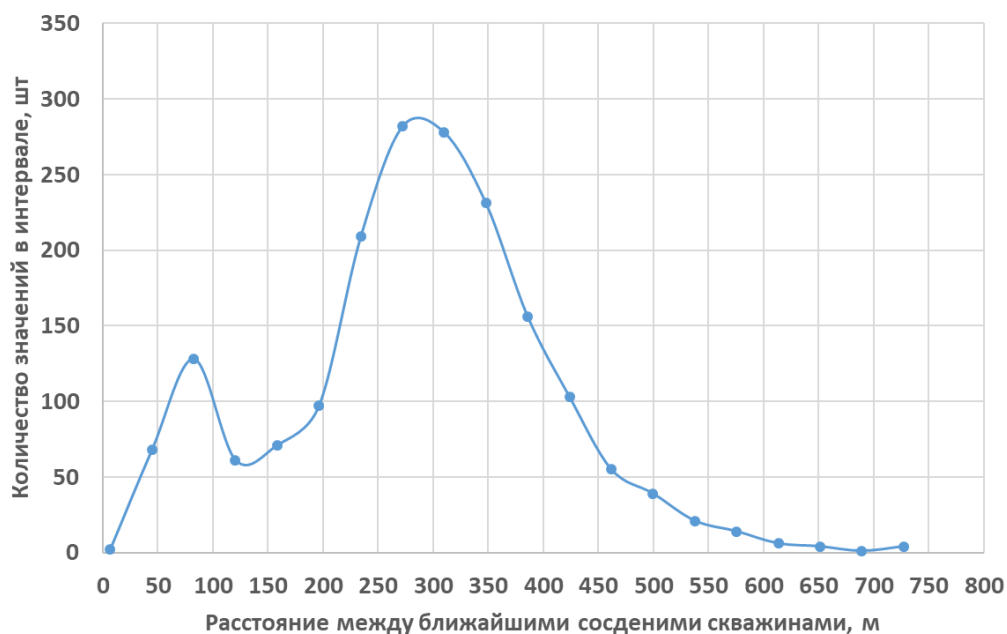


Рис. 4. Плотность распределения расстояний между ближайшими соседними скважинами

Для построения изотропной вариограммы рассматривают все возможные пары точек опробования. Для каждой пары рассчитывают

квадрат разности значений показателя в этих двух точках, пары объединяют в группы по удалению точек в парах друг от друга, а затем для каждой группы рассчитывают половину среднего квадрата разности значений показателя, т.е. функции $\gamma(h)$. Для построения вариограммы используют значения функции $\gamma(h)$ при расстояниях, кратных единичному расстоянию h , называемому шагом (или лагом). Таким образом, получают средние значения функции $\gamma(h)$ при расстояниях между точками пары, кратных шагу, т.е. при h , равных 1, 2, 3 и т.д. шагам. В реальности почти невозможно так организовать отбор образцов, чтобы расстояния между точками всегда оказывались точно кратными шагу. Поэтому расстояние между точками меньшее или равное единичному шагу приравнивают к шагу; расстояние в пределах от 1 до 2 шагов приравнивают к двум шагам и т.д. (возможна другая схема: расстояние в пределах от 0,5 до 1,5 шагов приравнивают к одному шагу, расстояние от 1,51 до 2,5 приравнивают к 2 шагам и так далее).

Пространственная структура варьирования показателей не всегда одинакова по всем направлениям в пространстве. Для определения варьирования показателя по выбранным направлениям в пространстве рассчитывают анизотропные вариограммы.

Направление в пространстве, для которого рассчитывается вариограмма, задается значением угла ϕ между вектором, определяющим направление и осью X .

От этого вектора в обе стороны откладывается так называемый угол толерантности α , определяющий тот пространственный сектор, в пределах которого рассматриваются точки для расчета вариограммы. Таким образом, точки объединяют в группы не только по расстоянию между ними, но и по направлению вектора, соединяющего точки в паре. При угле толерантности, равном $\pm 90^\circ$ анизотропная вариограмма превращается в изотропную.

Для подбора оптимальных параметров модели вариограммы используют такие методы, как вычисление минимальной суммы квадратов

отклонений, максимального коэффициента детерминации, оценку максимального правдоподобия; наиболее распространенным методом является расчет взвешенной минимальной суммы квадратов отклонений.

В связи с математической неоднозначностью оптимизации экспериментальных данных по этим параметрам во многих программах подгон модели производится пользователем визуально. Отношение суммы квадратов отклонений, к общей сумме квадратов отклонений (ssd/sst) используется как критерий качества подбора модели.

После подбора модели вариограммы и ее параметров для описания экспериментальной вариограммы построенной по фактическим данным выполняется интерполяция методом кригинга.

Оценка дебита скважин методом Монте-Карло

Метод Монте-Карло можно определить, как метод моделирования случайных величин с целью вычисления характеристик их распределений [5].

В результате выполнения определения значений параметров пористости, проницаемости и толщины пласта методами линейной интерполяции и линейной геостатистики получаем некоторое распределение вероятностей для рассчитанных значений вышеуказанных параметров. Используя метод Монте-Карло и применяя при расчетах формулу определения дебита скважин получаем результирующее распределение возможного дебита скважины для указанного местоположения проектной точки. После выполнения расчета по методу Монте-Карло выполняется интервальная оценка (P10-P50-P90) дебита скважины.

Для расчета дебита скважины применять:

1) формулу Дююи:

$$q = \frac{2\pi kh \cdot (P_k - P_c)}{\mu B \left(\ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right) + S \right)}$$

2) формулу Джоши:

$$q = \frac{2\pi K_h h \cdot (P_k - P_c)}{\mu B \left(\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{a}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{\beta h}{L} \cdot \ln \left(\frac{\beta h}{(\beta + 1) \cdot R_c} \right) + S \right)}$$

где

$$a = \frac{L}{2} \left(0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2 \cdot R_k}{L} \right)^4} \right)^{0.5};$$

$$\beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}};$$

q – дебит скважины (м³/сут);

k – проницаемость, 10⁻³ мкм²;

K_h – проницаемость горизонтальная, 10⁻³ мкм²;

K_v – проницаемость вертикальная, 10⁻³·мкм²;

h – толщина пласта, м;

P_c – забойное давление, МПа;

P_k – давление в контуре питания, МПа

μ – вязкость жидкости, мПа·с;

L – длина горизонтальной скважины, м;

R_k – радиус контура питания, м;

R_c – радиус скважины, м;

B – коэффициент объёмного расширения (для пересчёта объёма жидкости из поверхностных в пластовые условия), безразм.;

S – скин-фактор, безразм.;

В качестве примера оценки дебита скважины по методу Монте-Крало выполнен расчет на примере Березовской площади Ромашкинского месторождения.

На начальном этапе анализа пространственные данные были изображены на карте - базовой карте (Рис. 5), где символы, представляющие данные, имеют размер или цвет, соответствующий значению данных.

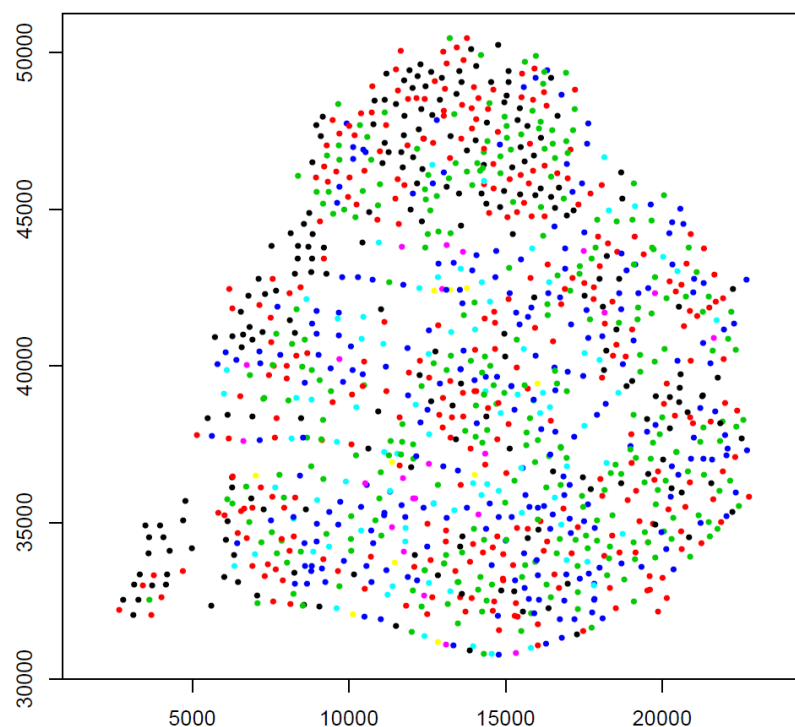


Рис. 5. Базовая карта

Ошибок локализации данных (проверка координат) не выявлено, кластеры на базовой карте не выявлены, декластеризация исходных данных не требуется. Основные статистические показатели исходных данных приведены в табл. 1.

Таблица 1

Статистическое описание исходных данных

Статистический параметр	Толщина пласта, м	Проницаемость, мД	Пластовое давление, МПа
Среднее	3,2	560,9	17,0
P10	1,4	100,0	12,3
P50	3,2	426,0	17,0
P90	5,0	1168,7	22,3
Дисперсия	1,9	218224,1	14,0

Плотность распределения эффективной толщины пласта, проницаемости пласта и давления (по исходным данным) приведены на рис. 6 – 8. Вариограммный анализ исследуемых параметров пласта (толщина, проницаемость) не выявил наличие трендов и вложенных

структур. Подобрана модель вариограммы. Наиболее подходящей моделью эмпирической вариограммы является экспоненциальная модель (Рис. 9).

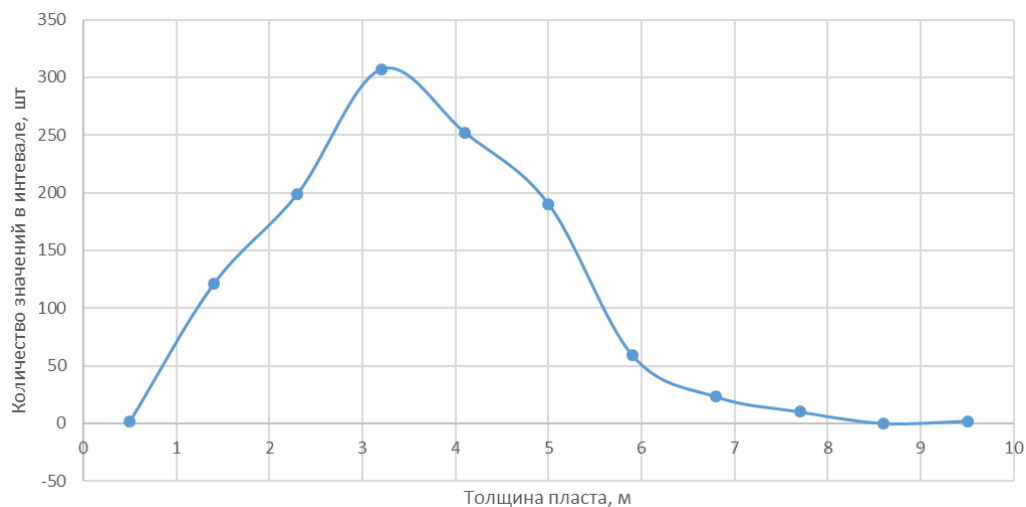


Рис. 6. Плотность распределения эффективной толщины пласта

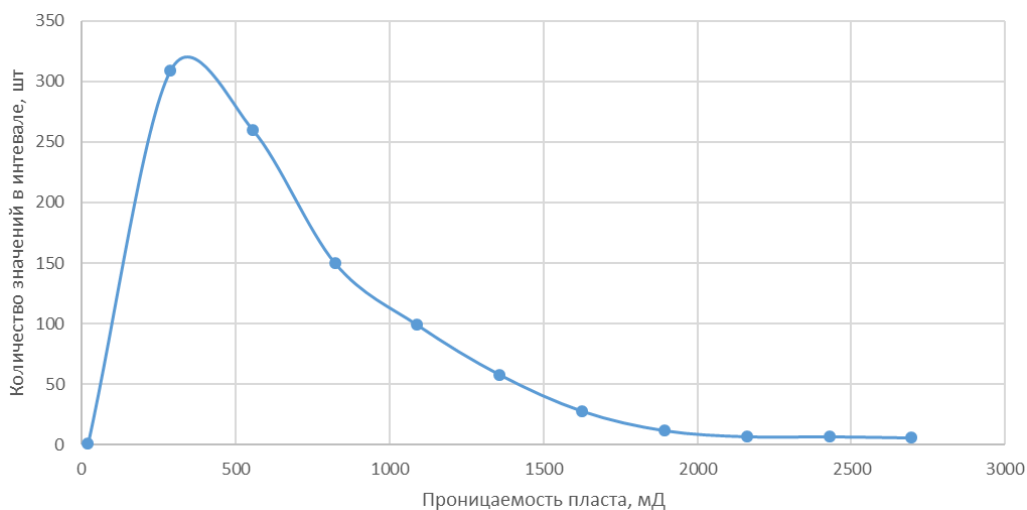


Рис. 7. Плотность распределения проницаемости пласта

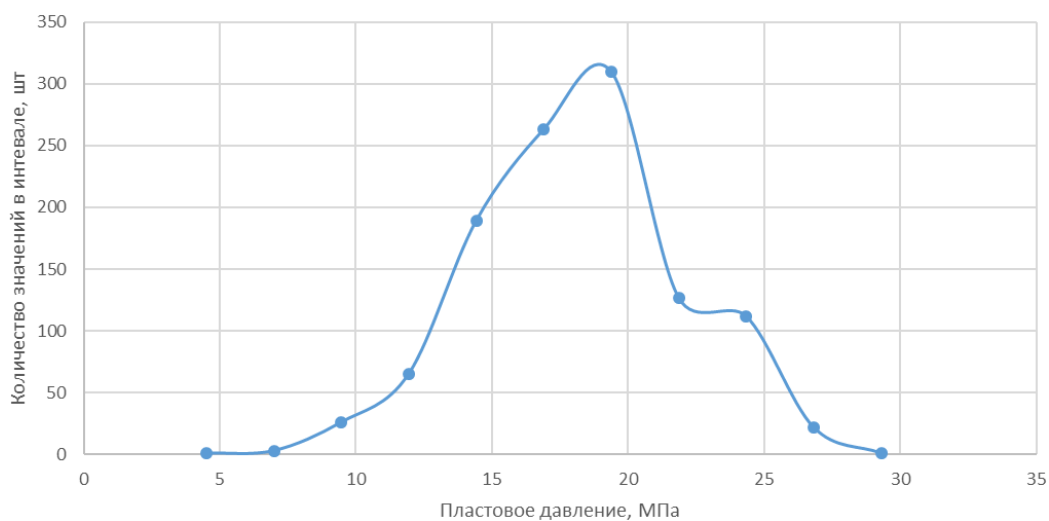


Рис. 8. Плотность распределения пластового давления

Определены интервалы изменения параметров вариограммы. Диапазон изменения основных параметров вариограммы приведен в табл. 2 – 3.

Таблица 2

Диапазон изменения основных параметров вариограммы (толщина пласта)

Параметр	Количество, шт	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение
Ранг	30	1000	3030	2015
экстент	7	0,85	1,15	1
диапазон	7	0,7	1	0,85

Таблица 3

Изменение основных параметров вариограммы (проницаемость пласта)

Параметр	Количество, шт	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение
Ранг	10	500	1500	1000
экстент	7	11500	14500	13050
диапазон	7	9000	12000	10500

Примеры построенных вариограмм по параметру эффективная толщина и проницаемости пласта для выполнения интерполяции методом Кригинга представлены на рис. 9.

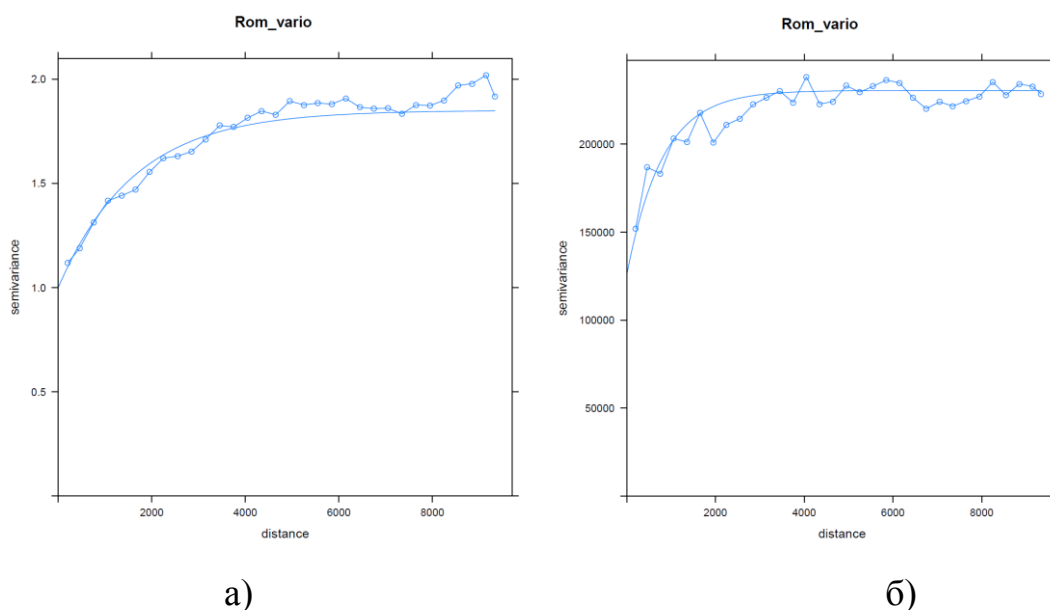


Рис. 9. Вариограмма по параметру эффективная толщина (а) проницаемость (б)

Результаты выполненной работы

В качестве контрольных проектных скважин были заданы следующие точки с координатами (Рис. 10 – выделены красным цветом).

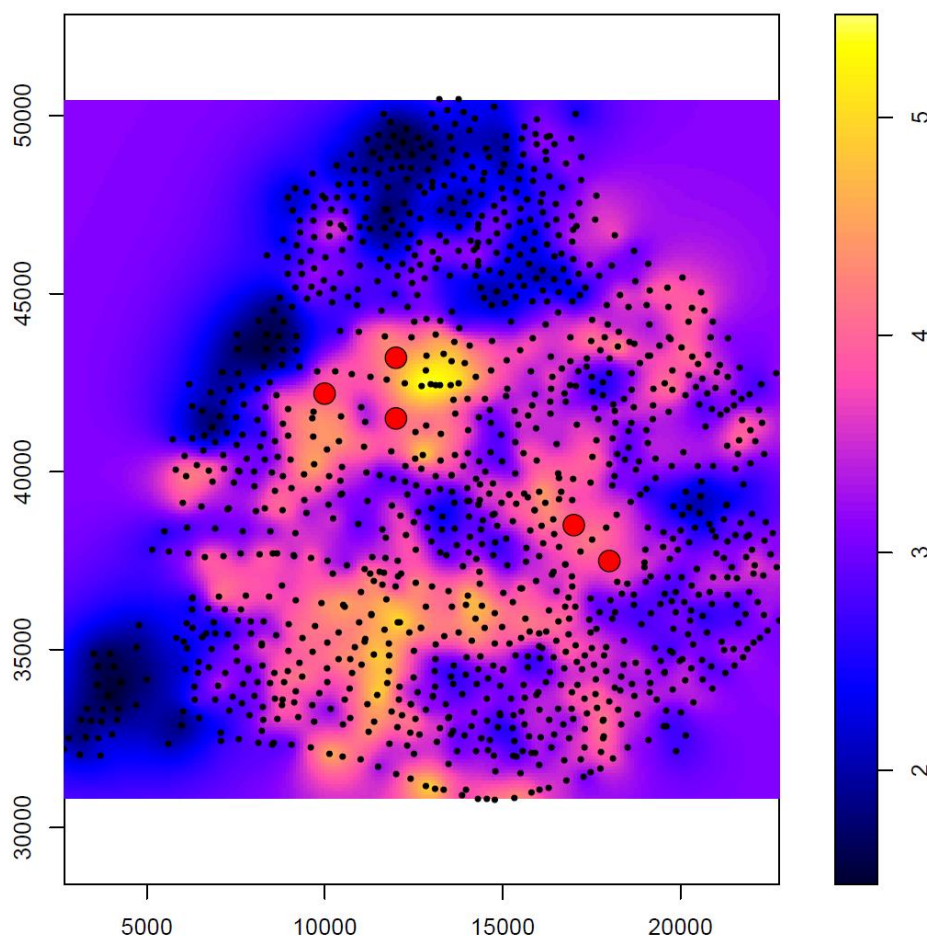


Рис. 10. Расположение контрольных проектных скважин

Выполнены необходимые этапы для интерполяции по методу Кригинга:

1. Выполнен расчет эмпирической вариограммы;
2. Подобрана теоретическая функция по полученной фактической вариограмме;
3. Для параметров толщина пласта выполнено 210 вариантов интерполяции методом Кригинга, для параметра проницаемость – 77 вариантов, для параметра пластовое давление – 35 вариантов.

Таким образом, для каждой из заданных контрольных скважин получено $210 \cdot 77 \cdot 35 = 565950$ расчетных дебитов жидкости и нефти. Для рассчитанных параметров приведены поля значений в виде картограмм,

статистические характеристики (средние, оценки с вероятностями 10-50-90 %, плотности распределения).

Сравнение выполненной интерполяции и карты эффективных толщин приведена на рис. 11.

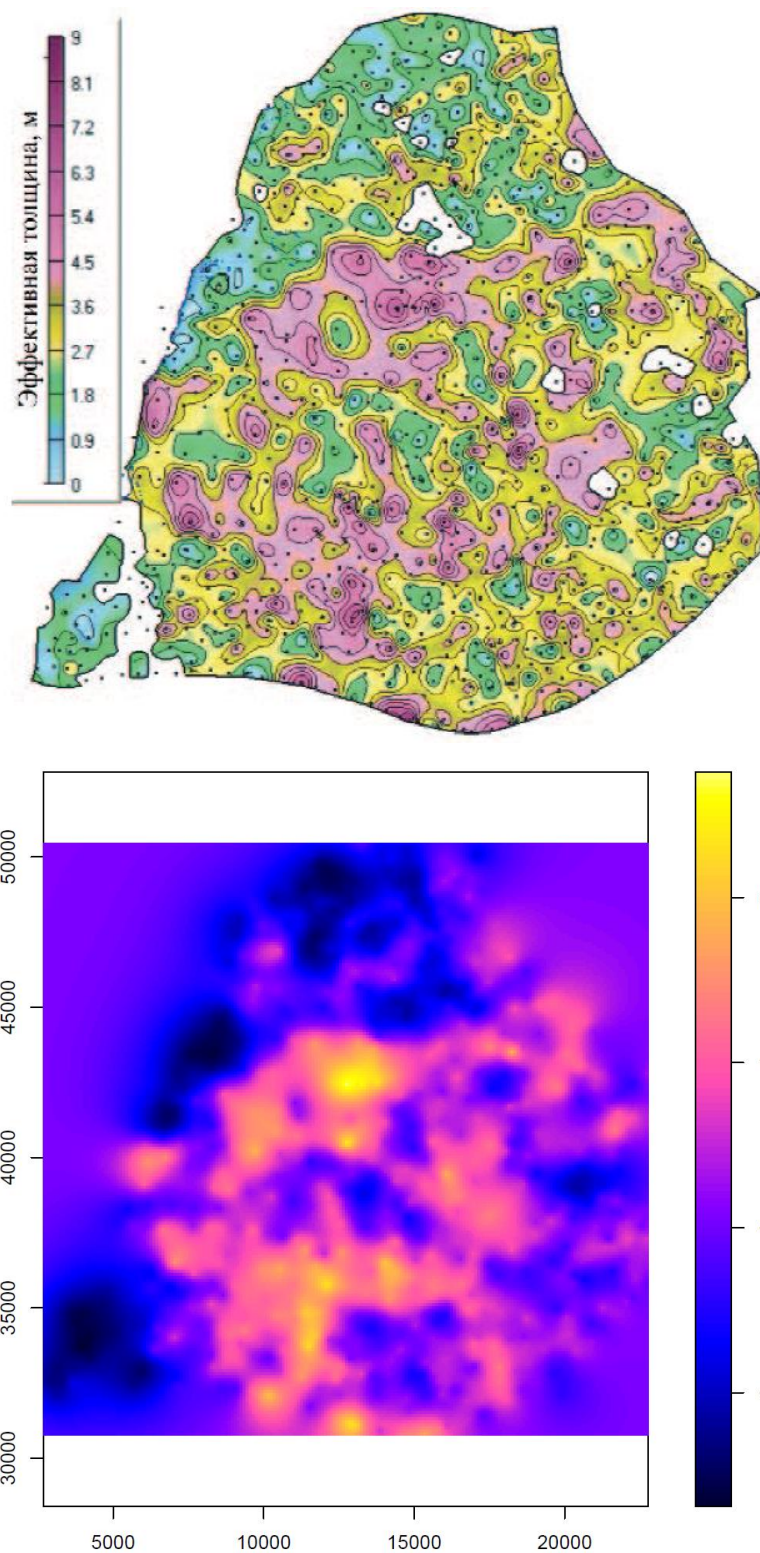


Рис. 11. Сравнение выполненной интерполяции с картой эффективных толщин

Прогнозный дебит нефти был рассчитан по фактической начальной обводненности новых скважин за последние 3 года. По результатам выполненного анализа фактических начальных дебитов скважин по Березовской площади Ромашкинского месторождения – начальный дебит жидкости составил 56-75 т/сут, начальный дебит нефти составил 17 -- 18,5 т/сут, обводненность 70-75% (таб. 4-8, рис. 12)

Таблица 4

Результаты статистического анализа прогнозной эффективной толщины пласта

Проектная скважина	Ср. эфф. тол. пласта, м	Эфф. тол. Пласта (оценка P10), м	Эфф. тол. Пласта (оценка P50), м	Эфф. тол. Пласта (оценка P90), м
t1	4,60	4,52	4,60	4,68
t2	4,25	4,11	4,28	4,34
t3	4,05	3,97	4,05	4,14
t4	4,10	4,06	4,11	4,14
t5	3,89	3,80	3,88	3,97

Таблица 5

Результаты статистического анализа прогнозного пластового давления

Проектная скважина	Ср. пл. давление, МПа	Пл. давление (оценка P10), МПа	Пл. давление (оценка P50), МПа	Пл. давление (оценка P90), МПа
t1	16,83	16,77	16,82	16,91
t2	16,89	16,84	16,88	16,94
t3	16,87	16,84	16,87	16,93
t4	17,56	17,21	17,58	17,87
t5	16,94	16,91	16,95	16,97

Таблица 6

Результаты статистического анализа прогнозной проницаемости

Проектная скважина	Средняя проницаемость пласта, мД	Проницаемость пласта (оценка P10), мД	Проницаемость пласта (оценка P50), мД	Проницаемость пласта (оценка P90), мД
t1	623,75	611,71	625,40	631,76
t2	817,61	742,27	834,92	862,90
t3	1052,64	960,97	1057,99	1116,99
t4	858,88	814,12	862,43	893,07
t5	765,16	724,85	767,11	797,91

Таблица 7

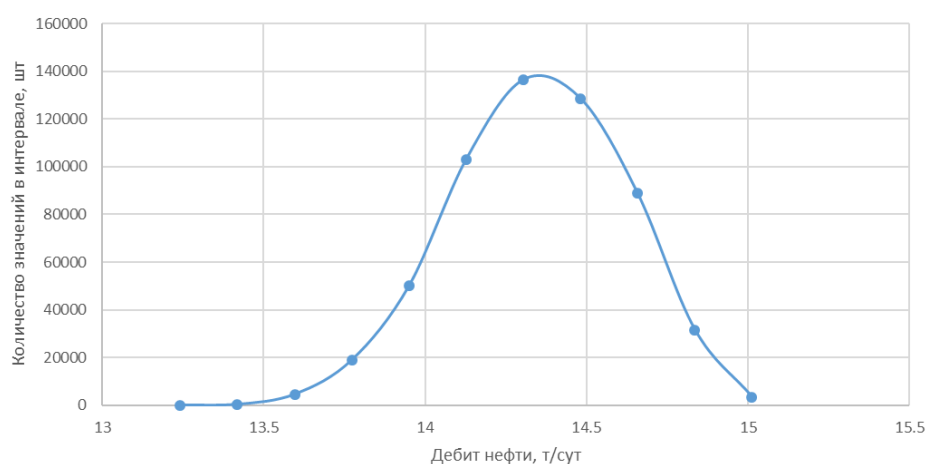
Результаты статистического анализа прогнозного дебита жидкости

Проектная скважина	Ср. дебит жидкости, т/сут	Дебит жидкости (оценка P10), т/сут	Дебит жидкости (оценка P50), т/сут	Дебит жидкости (оценка P90), т/сут
t1	57,03	55,62	57,06	58,41
t2	69,53	62,85	70,54	74,02
t3	85,24	77,96	85,98	90,74
t4	75,87	71,57	76,10	79,98
t5	59,88	56,72	60,04	62,76

Таблица 8

Результаты статистического анализа прогнозного дебита нефти

Проектная скважина	Ср. дебит нефти, т/сут	Дебит нефти (оценка P10), т/сут	Дебит нефти (оценка P50), т/сут	Дебит нефти (оценка P90), т/сут
t1	14,26	13,90	14,26	14,60
t2	17,38	15,71	17,63	18,50
t3	21,31	19,49	21,49	22,69
t4	18,97	17,89	19,02	19,99
t5	14,97	14,18	15,01	15,69

**Рис. 12. Плотность распределения дебита нефти проектной скважины «t1»**

Выводы:

Рассмотрены различные методики геостохастического распределения параметров пласта и их качество. Исследовано поведение вариограмм при различных значениях ранга.

Даны рекомендации по применению методики на основе интерполяции параметров пласта по методу Кригинга. Даны рекомендации по предварительной обработке пространственных данных, их декластеризации.

Создана методика, основанная на методе Монте-Карло, позволяющая получить функцию плотности распределения дебита нефти, следовательно, его оценки P_{10} , P_{50} , P_{90} с использованием формул Дюпюи и Джоши.

Методика апробирована на примере Березовской площади Ромашкинского месторождения. Построены функции плотности распределения фильтрационно-емкостных свойств пласта и дебитов скважин.

Список литературы

1. Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З. Применение стохастического моделирования для оценки зависимости коэффициента охвата заводнением от показателей макронеоднородности // Георесурсы. - 2014. - №1(56). - С. 51-54.
2. Насыбуллин А.В., Нуртдинов Н.Р., Сулейманова Т.М., Валеева А.В., Ханипов М.Н. Учет неопределенности геологического строения при обосновании бурения горизонтальных скважин на матросовском месторождении // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 1. - С. 80-82.
3. Насыбуллин А. В., Войкин В. Ф. К определению дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме в элементе заводнения//Георесурсы. -2015. -Т. 2. -№ 4 (63). - С. 35 -38.
4. Геостатистический анализ данных в экологии и природопользовании (с применением пакета R): Учебное пособие / А.А. Савельев, С.С. Мухарамова, А.Г. Пилюгин, Н.А. Чижилова. – Казань: Казанский университет, 2012. – 120 с.
5. Смолич С.В., Смолич К.С. Решение горно-геологических задач методом «Монте-Карло»: Учебное пособие. – Чита: ЧитГУ, 2004. – 103 с.

References

1. A.V. Nasybullin, R.Z. Sattarov *Primenenie stohasticheskogo modelirovaniya dlya ocenki zavisimosti koefficienta ohvata zavodneniem ot pokazatelej makroneodnorodnosti* [Using

- stochastic simulation to assess dependence of sweep efficiency on macro-heterogeneity parameters]. *Georesursy*, 2014, No.1(56), pp.51-54 (in Russian)
2. A.V. Nasybullin, N.R. Nurtdinov, T.M. Suleimanova, A.V. Valeeva, M.N. Khanipov *Uchet neopredelennosti geologicheskogo stroeniya pri obosnovanii bureniya gorizonta'nyh skvazhin na matrosovskom mestorozhdenii* [Considering geologic heterogeneity in justification of horizontal well drilling in Matrosovskoye field]. *Neftyanoye khozyaistvo*, 2013, No.1, pp.80-82 (in Russian)
 3. A.V. Nasybullin, V.F. Voikin *K opredeleniyu debita gorizonta'noj skvazhiny na ustanovivshemsya rezhime v elemente zavodneniya* [On determination of horizontal well flow rate in steady-state conditions]. *Georesursy*, 2015, V.2, No.4 (63), pp.35-38 (in Russian)
 4. A.A. Saveliev, S.S. Mukharamova, A.G. Pilyugin, N.A. Chizhikova *Geostatisticheskij analiz dannyh v ekologii i prirodopol'zovanii (s primeneniem paketa R)* [Geostatistical data analysis in environmental studies and natural resources management (using R-packet)]: study guide. Kazan: Kazan University Publ, 2012, 120 p (in Russian)
 5. S.V. Smolich, K.S. Smolich *Reshenie gorno-geologicheskikh zadach metodom «Monte-Karlo»* [Solving mining-and-geological problems by Monte-Carlo method]: study guide. Chita, Chita State University Publ, 2004, 103 p (in Russian)

Сведения об авторах

Ханипов Марат Наильевич, заведующий сектором проектирования и сопровождения автоматизированных баз данных, ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: hanipov@tatnipi.ru

Ганиев Булат Галиевич, кандидат технических наук, начальник управления по разработке нефтяных и газовых месторождений ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: ganievb@tatneft.ru

Насыбуллин Арслан Валерьевич, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: arsva@bk.ru

Саттаров Равиль Зайтунович, кандидат технических наук, заведующий лабораторией автоматизированных баз данных, ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: ravilsat@tatnipi.ru

Authors

M.N. Khanipov, Head of Automated Database Design and Maintenance Sector, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: hanipov@tatnipi.ru

B.G. Ganiev, PhD, Head of Oil and Gas Field Development Office, PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: ganievb@tatneft.ru

A.V. Nasybullin, Dr.Sc, Professor, Head of the Department for Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: arsva@bk.ru

R.Z. Sattarov, PhD, Head of Automated Database Laboratory, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: ravilsat@tatnipi.ru

Насыбуллин Арслан Валерьевич
423450, Российская Федерация, Республика Татарстан
г. Альметьевск, ул. Ленина, 2
тел.: 8 (8553) 31-00-79
E-mail: arsva@bk.ru