

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.23-31>

EDN TCLWBP

УДК 622.276.1/4.001

**Применение метода Монте-Карло для расчета значений
технологических показателей проектного фонда скважин
и оценки их вариативности**

Емельянов В.В.

ПАО «Татнефть» СП «Татнефть-Добыча», Альметьевск, Россия

**Application of the Monte Carlo Method to Calculate the Values
of Technological Indicators of the Designed Well Stock
and Evaluate Their Variability**

V.V. Emelyanov

JV Tatneft-Dobycha – PJSC TATNEFT, Almet'yevsk, Russia

E-mail: zgeo_pn@tatneft.ru

Аннотация. При планировании программы геолого-технических мероприятий на нефтегазовых активах, в условиях, когда существует острая необходимость повышения точности результатов прогнозов на различные горизонты планирования при необходимости одновременного снижения трудоемкости процесса и временных затрат, актуальным является вопрос выбора инструмента проведения расчетов.

Ключевые слова: *риски, геолого-гидродинамическая моделирование, моделирование методом Монте-Карло, бурение*

Для цитирования: Емельянов В.В. Применение метода Монте-Карло для расчета значений технологических показателей проектного фонда скважин и оценки их вариативности // Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.23-31. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.23-31>. - EDN TCLWBP

Abstract. When planning a program of geological and technical measures at oil and gas assets, in conditions where there is an urgent need to improve the accuracy of forecast results for various planning horizons, if it is necessary to simultaneously reduce the labor intensity of the process and time costs, the issue of choosing a calculation tool is relevant.

Key words: *risks, geological and hydrodynamic modeling, Monte Carlo modeling, drilling*

For citation: V.V. Emelyanov *Primeneniye metoda Monte-Karlo dlya rascheta znacheniy tekhnologicheskikh pokazateley proyektного fonda skvazhin i otsenki ikh variantivnosti* [Application of the Monte Carlo Method to Calculate the Values of Technological Indicators of the Designed Well Stock and Evaluate Their Variability]. *Neftyanaya Provintsiya*, No. 1(33), 2023. pp. 23-31. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.23-31>. EDN TCLWBP (in Russian)

Введение

При решении задач, связанных с расчетом технологических показателей скважин, планируемых к бурению наиболее популярным и точным методом, выдающим относительно достоверные результаты, является геолого-гидродинамическое моделирование (ГГМ). Однако, любые работы по созданию моделей являются достаточно трудоемким процессом, требующим значительных временных и трудовых ресурсов. К тому же, немаловажным фактором, оказывающим влияние на конечный результат, является уровень компетентности каждого специалиста в отдельном направлении, а также слаженность их взаимодействий друг с другом. Также при моделировании крупных нефтегазовых месторождений любые виды прогнозных расчетов могут занимать достаточно долгое время и по итогу потерять свою актуальность. Это подталкивает специалистов применять более упрощенные и легкие модели, которые позволяли бы с достаточным уровнем точности давать прогнозы.

Методы

Основой одного из подобных методов, позволяющим вести расчеты, без построения тяжеловесных и трудозатратных ГГМ, является известный и принятый во всем мире метод Монте-Карло, в основе которого лежит моделирование случайных величин.

В данной статье приводятся расчеты, проведенные с помощью применения надстройки «Crystall Ball» в MS Excel.

Наиболее важными параметрами, оказывающими влияние на расчет технико-экономических показателей и соответственно конечные результа-

ты оценки прогноза динамики добычи того или иного актива, являются начальный дебит нефти проектных скважин, его темп падения, а также объем извлекаемых запасов, которые определяются по общеизвестным формулам. К примеру, на дебит нефти можно выйти путем расчета по формуле Дюпюи, а запасы могут быть определены с помощью объемного метода или иными другими методами. Суть состоит в том, что любой расчет для отдельной проектной точки бурения можно вшить с помощью формул в файл Excel, что и было осуществлено в рамках данной работы. Темпы падения дебита нефти и жидкости в рассматриваемом примере задаются на основе статистических данных по динамике работы соседних скважин (Рис. 1).

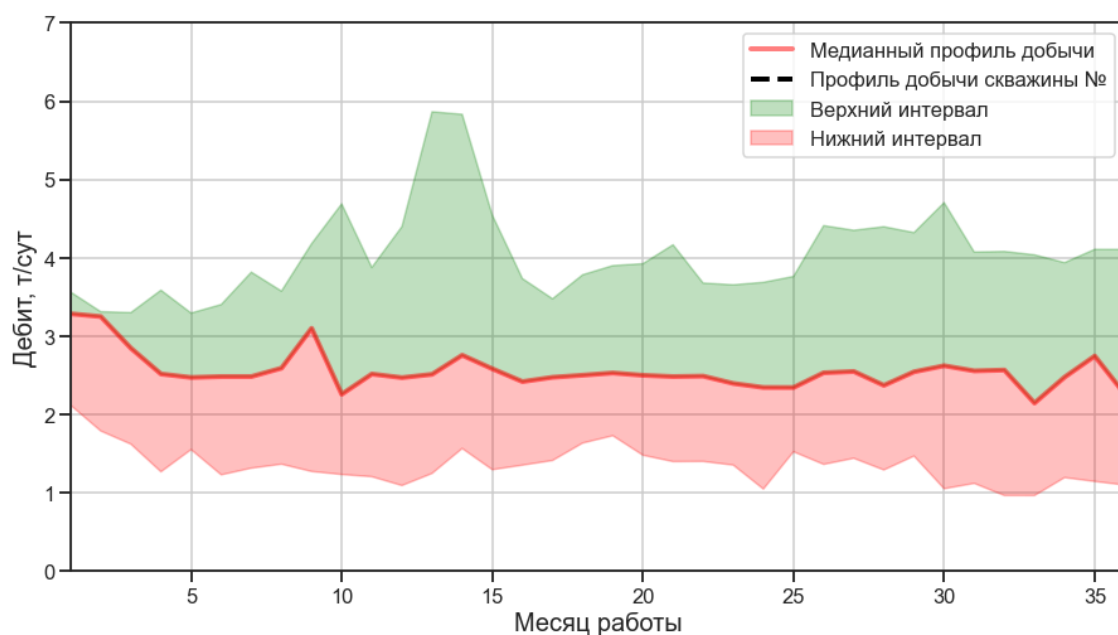


Рис. 1. Пример определения медианного профиля добычи нефти

Далее для таких параметров, как: нефтенасыщенная толщина пласта, пористость, обводненность, пластовое давление, скин-фактор определяются допущения. Распределения для первых двух параметров могут браться как по соседним скважинам, так и из геологической модели (Рис. 2), при ее наличии. Так, распределение, взятое из модели, будет более точным и сглаженным, что в свою очередь окажет влияние на качество прогнозных расчетов. К тому же, принятая геологическая модель (ГМ) отражает кон-

цепцию геологического строения рассматриваемых залежей, что отражается в свою очередь в распределении свойств пласта в межскважинном пространстве. В качестве целевого участка вручную выбирается предполагаемая область дренирования проектной скважины исходя из существующей сетки скважин, либо автоматически для выбранной зоны из диаграммы Вороного.

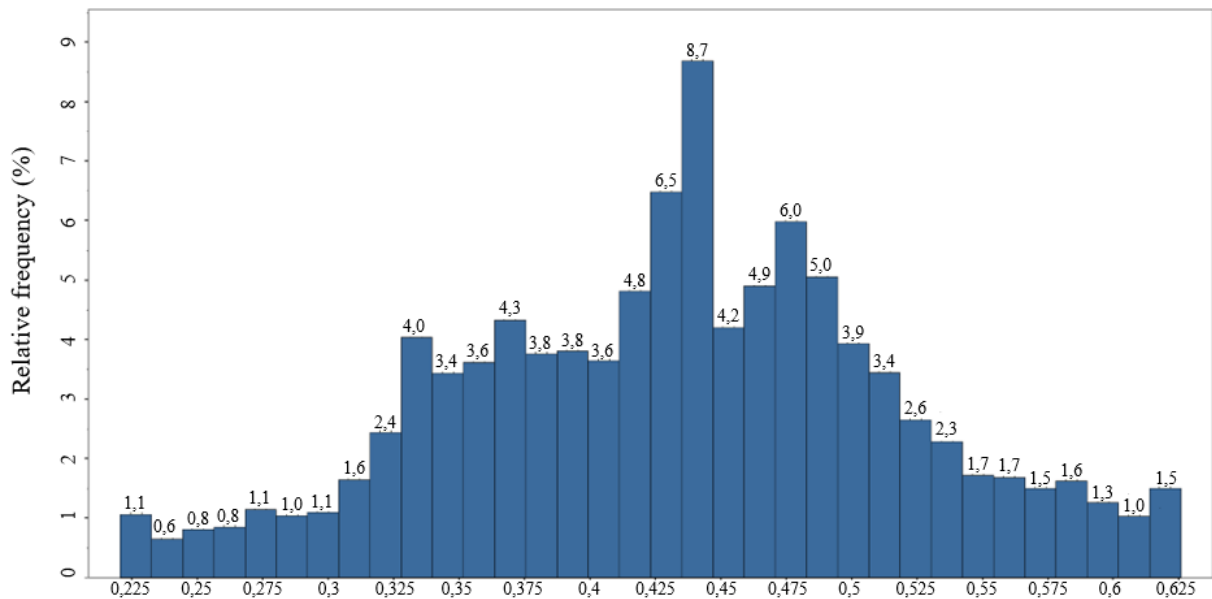


Рис. 2. Распределение пористости в геологической модели

В зависимости от размерности ячеек при моделировании, а также размера рассматриваемой площади количество значений в представленной выборке может варьироваться в различных диапазонах. Общеизвестно, что качество результатов прогноза находится в прямой зависимости от количества наблюдений. Для данного конкретного объекта общее количество значений выборки для каждого отдельного параметра находилось в диапазоне 5-15 тыс. значений. Такого количества наблюдений нельзя добиться при проведении анализа лишь скважинных данных. В последнем случае недостаточное число значений выборки окажет влияние на ее репрезентативность и как следствие приведет к закруглению итогового результата и высокому риску не подтверждения выполняемых прогнозов. Это является критичным для ситуаций, когда результаты расчетов используются для последующих технико-экономических оценок и при проектировании назем-

ной инфраструктуры в интегрированных моделях. Результатом могут явиться невыполнение плановых показателей, как следствие недополучение прибыли и убыточность проекта.

Результаты и обсуждения

На последующем этапе с помощью вышеописанной надстройки производятся расчеты с использованием генератора случайных величин. Модель многократно пересчитывается и на основе полученных данных строятся вероятностные характеристики рассматриваемого процесса (Рис. 3). Также существует возможность отображения полученного значения в любом перцентиле выборки и других статистических показателей (среднее арифметическое, математическое ожидание, среднеквадратическое отклонение и т.д.). Возможность численной оценки достоверности получения дебита в заданном интервале (на рис. 3 подсвечен синим цветом в области гистограммы) позволяет как оценить ее в процентах, так и провести сравнение между различными выборками, моделями и т.д.

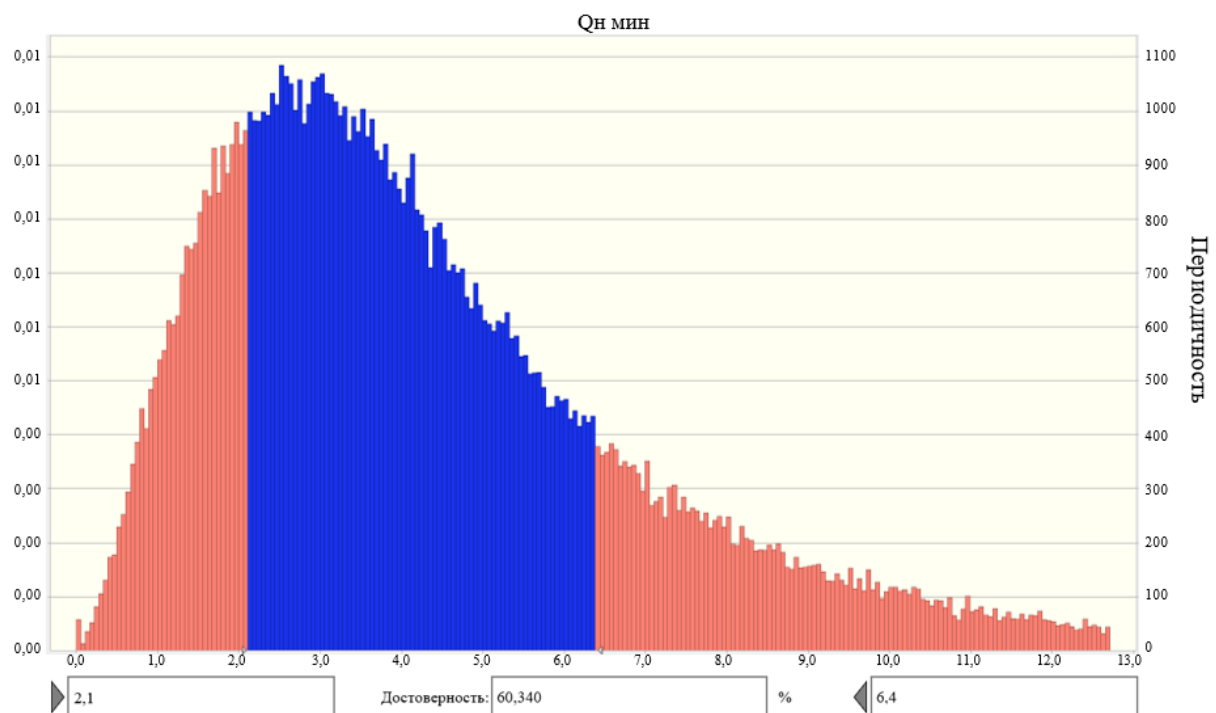


Рис. 3. Результаты прогнозных расчетов дебита нефти

Для данного примера прогнозирование величины дебита проведено для трех моделей, так как на этапе геологического моделирования производились многовариантные расчеты, следовательно, имеются три различные выборки для каждого параметра, участвующего в цепочке вычислений. На рис. 4 представлена перекрывающаяся диаграмма с наложением результатов прогнозирования дебита нефти для различных моделей (по вероятностной оценке, начальных геологических запасов: P10, P50, P90). Наложение различных вариантов позволяет определить диапазон дебита, который будет достигнут с большей степенью вероятностью и меньшими рисками при пессимистическом, оптимистическом и наиболее вероятном вариантах.

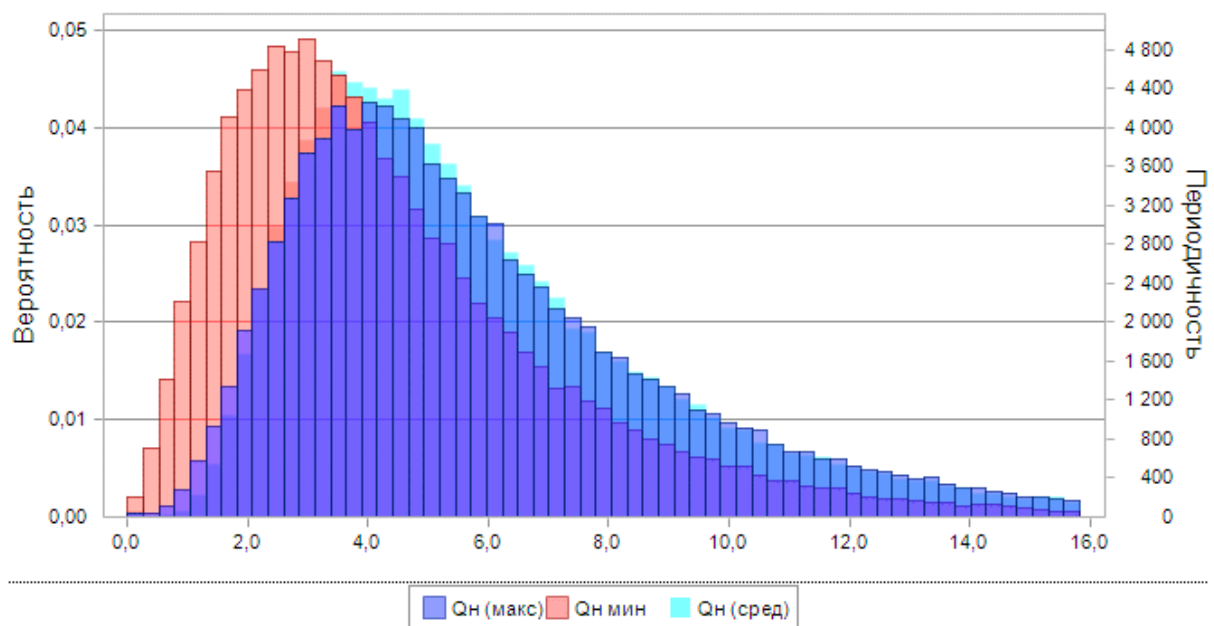


Рис. 4. Перекрывающаяся диаграмма для трех вариантов прогнозов

Приведенный вариант представлен для условной одиночной проектной скважины, однако алгоритм позволяет вести расчет прогнозов для множества объектов. Ограничивающим фактором является вычислительные мощности, необходимая точность вычислений и временной фактор. Несмотря на упоминание временного фактора в качестве ограничивающего фактора можно отметить, что длительность расчета трех описанных вари-

антов для одной скважины занимает около 9,5 секунд при величине 100 тыс. испытаний.

Аналогичным путем по вышеописанному алгоритму производится определение прогноза распределения для величины извлекаемых запасов. Данное действие необходимо для определения величины остаточных запасов рассматриваемого участка и вычисления их достаточности накопленной добычи на период мониторинга.

В статье [9] описывается методика, преследующая идентичные цели, однако в ее основе лежит интерполяция параметров методами линейной интерполяции и геостатистики для точки в пространстве, планируемой к бурению. В этом и заключается отличие, когда как для вышеописанного метода характерным является использование данных характеристик пласта, распределенных в пределах предполагаемой зоны дренирования или иной площади, задаваемой пользователем. Ключевым аспектом здесь является суждение о межскважинном пространстве, как о поле с неизвестным распределением параметров, которое более полно оценивает все риски изменчивости характеристик для точки пространства, при рассмотрении ее как облака распределения значений в некоторой площади исследования.

Заключение

Описанная методика применима на объектах как с наличием полноценных гидродинамических моделей, так и при их отсутствии. Для варианта, когда ГГМ построена, методика применима для ее калибровки и определения степени достоверности результатов расчетов. При отсутствии ГМ и ГГМ, методика тоже применима, однако, как было описано выше, снижение количества значений в выборке приведет к закономерному снижению точности прогноза.

Помимо всего прочего описанный подход является хорошим инструментом оценки геологических рисков, так как позволяет давать про-

гнозы для различных вероятностей. Главным недостатком существующих подходов при управлении рисками является субъективность оценок, так как значение вероятности и уровня последствий наступления того или иного риска (не подтверждение структурного плана или ФЕС пласта и др.) выдаются экспертами. В условиях прогнозирования степени окупаемости масштабных проектов человеческий фактор или субъективность суждения даже группы экспертов может оказаться критическим и привести к не достижению плановых экономических показателей.

Список литературы

1. Ю.П. Ампилов, А.А. Герт, Экономическая геология. Москва, «Геоинформмарк», 2006. – 400с.
2. ГОСТ Р 58771-2019 Менеджмент риска. Технологии оценки риска. Москва, Стандартинформ, 2020. – 90с.
3. Создание системы ранжирования потенциального фонда бурения на объектах ПАО «Татнефть» в зависимости от рисков / В.В. Емельянов, Б.Г. Ганиев, И.Р. Мухлиев, И.С. Каримов // Нефтяная провинция. – 2022. – № 1(29). DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.270-281> УДК 622.24(470.41) – С. 270-281.
4. Емельянов, В.В. Обоснование системы размещения скважин с горизонтальным окончанием на залежах нефти с разным литотипом вмещающих пород (на примере нефтяных месторождений Республики Татарстан): диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук – Бугульма, 2016. – 154 с.
5. Емельянов, В.В. Оптимальная ориентация горизонтальной части ствола скважины в зависимости от направления трещиноватости карбонатного коллектора / В.В. Емельянов // Георесурсы. – 2015. – № 3(62). – С. 48-52.
6. Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа. Под ред. Джона Д. Хона. Пер. с англ. М., Недра, 1978.
7. Дергачев А.Л., Хилл Дж., Казаченко Л.Д. «Финансово-экономическая оценка минеральных месторождений», М., МГУ, 2000, 176с.
8. Виленский П.Л., В.Н. Лившиц, С.А. Смоляк. Оценка эффективности инвестиционных проектов. – М.2002.
9. Ханипов М.Н., Ганиев Б.Г., Насыбуллин А.В., Саттаров Рав.З. Разработка методики вероятностного прогнозирования добычи нефти//Нефтяная провинция.-2020.-№2(22).-С.73-94 DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.2.73-94>

References

1. Ampilov Yu.P., Gert A.A., Ekonomicheskaya Geologiya. [Economical geology]. Moscow: Geoinformmark Publ., 2006. 400 p. (in Russian)
2. GOST Standard 58771-2019. Menedzhment riska. Tekhnologii otsenki riska [Risk management. Risk assessment technologies]. Moscow: Standartinform Publ., 2020. 90 p. (in Russian)
3. Sozдание sistemy ranzhirovaniya potencial'nogo fonda bureniya na ob'ektah PАО «Tatneft'» v zavisimosti ot riskov / V.V. Emel'yanov, B.G. Ganiev, I.R. Muhliev, I.S.

- Karimov // Neftyanaya provinciya. – 2022. – № 1(29). DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.270-281> UDK 622.24(470.41) – P. 270-281. (in Russian)
4. Emelyanov, V.V. Obosnovanie sistemy razmeshcheniya skvazhin s gorizontальnym okonchaniem na zalezkhakh nefti s raznym litotipom vmeshchayushchikh porod (na primere neftnykh mestorozhdenij Respubliki Tatarstan) [Justification of horizontal well placement in oil reservoirs with different lithotypes of matrix rocks (by the example of oil fields in the Republic of Tatarstan)]. PhD thesis, Bugulma, 2016. 154 p.
 5. Emelyanov V.V. Optimalnaya orientatsiya gorizontальной chasti stvola skvazhiny v zavisimosti ot napravleniya treshchinovatosti karbonatnogo kollektora [Optimal orientation of horizontal well section depending on the direction of natural fractures in a carbonate reservoir]. Georesursy [Georesources], 2015, No. 3(62), pp. 48-52. (in Russian)
 6. Metody otsenki prognoznykh zapasov nefti i gaza [Methods for estimation of forecast oil and gas reserves]. Edited by John D. Khon. Moscow: Nedra Publ., 1978. (translated from English)
 7. Dergachev A.L., Hill Dzh., Kazachenko L.D. Finansovo-ekonomicheskaya otsenka mineral'nykh mestorozhdeniy [Financial and economic assessment of mineral resource fields]. Moscow: Moscow State University, 2000. 176 p. (in Russian)
 8. Vilenskiy P.L., Livshits V.N., Smolyak S.A. Otsenka effektivnosti investitsionnykh proektov [Assessment of the efficiency of investment projects]. Moscow, 2002. (in Russian)
 9. M.N. Khanipov, B.G. Ganiev, A.V. Nasybullin, R.Z. Sattarov Razrabotka metodiki veroyatnostnogo prognozirovaniya dobychi nefti [Development of oil production probabilistic forecasting technique]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(22), 2020. pp.73-94. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.2.73-94> (in Russian)

Сведения об авторах

Емельянов Виталий Владимирович, кандидат технических наук, ведущий эксперт, «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75
E-mail: zgeo_pn@tatneft.ru

Authors

V.V. Emelyanov, PhD, Senior Expert, JV Tatneft-Dobycha PJSC TATNEFT
75, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: zgeo_pn@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 05.12.2022
Принята к публикации 20.03.2023
Опубликована 30.03.2023