

ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКА ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

© Коллектив авторов,
2023



Е.А. Спирина*, И.В. Давыдов, Д.Н. Сазонов, Р.М. Таранин, Р.Х. Камалетдинов

Научно-Технический центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Spirina.EAle@gazpromneft-ntc.ru

Введение. В большинстве случаев для выбора оптимальной системы разработки используется трехмерная гидродинамическая модель (ГДМ) месторождения, имеющая высокий уровень детализации и точности. Однако создание и применение трехмерных ГДМ требует значительных вычислительных ресурсов и временных затрат. Соответственно актуальна задача оптимизации снижения затрачиваемого ресурса на принятие проектных решений с минимизацией потери качества результата.

Цель. Для оптимизации существующих методов решения задачи выбора оптимальных параметров системы разработки предложен подход, заключающийся в оперативной оценке NPV и КИН на основании многовариантного моделирования при помощи гидродинамического двумерного симулятора и проведения анализа чувствительности с использованием методов машинного обучения в условиях геологической неопределенности.

Материалы и методы. Для решения задачи выбора оптимальных параметров системы разработки используется двумерный гидродинамический симулятор NumEx2. Для обработки, визуализации и проведения анализа чувствительности результатов применяются методы машинного обучения на языке программирования Python.

Результаты. Предложен алгоритм выбора оптимальных параметров системы разработки на основании многовариантного моделирования с применением методов машинного обучения. Проведен анализ чувствительности КИН и NPV к изменению входных параметров модели. По результатам построена трехмерная матрица результатов, позволяющая по тройке значений эффективной мощности коллектора, проницаемости и длины горизонтального участка подбирать оптимальную плотность сетки скважин. Практическая значимость матрицы результатов оптимальных параметров в предложенном подходе заключается в возможности формирования гибридной проектной сетки скважин в зонах кластеризации по значениям проницаемости и эффективной мощности коллектора и корректировки проектных решений выбора оптимальных параметров системы разработки в условиях геологической неопределенности в короткие сроки.

Заключение. Предложен альтернативный подход к планированию разработки месторождений на основании многовариантного моделирования, заключающийся в подборе гибридных сеток с использованием методов машинного обучения.

Ключевые слова: оптимальные параметры системы разработки, анализ чувствительности, критерий оптимальности, ячейка разработки, двумерный гидродинамический симулятор, NumEx2, многовариантное моделирование, Python, машинное обучение.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Спирина Е.А., Давыдов И.В., Сазонов Д.Н., Таранин Р.М., Камалетдинов Р.Х. Экспресс-оценка выбора оптимальных параметров системы разработки в условиях геологической неопределенности. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):165–175. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-165-175>

Статья поступила в редакцию 26.12.2022

Принята к публикации 31.01.2023

Опубликована 17.07.2023

EXPRESS ASSESSMENT OF THE CHOICE OF OPTIMAL PARAMETERS OF THE DEVELOPMENT SYSTEM UNDER THE CONDITIONS OF GEOLOGICAL UNCERTAINTY

Elizaveta A. Spirina*, Ilia V. Davydov, Dmitrii N. Sazonov, Ruslan M. Taranin, Rinat H. Kamaletdinov
Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: Spirina.EAle@gazpromneft-ntc.ru

Background. In most cases, the 3D Hydrodynamic Model (3HM) of a field is used to choose an optimal development system. Despite of high level of detail and accuracy of the model, significant computational resources and time are required to create and apply the 3HM. Therefore, the task to reduce the resource expended on project decisions making while minimizing the loss in the quality is relevant.

Aim. The approach proposed to optimize the existing methods for solving the problem of choosing optimal parameters of the development system is to make the rapid assessment of NVP and KIN based on multivariate

modeling using a Hydrodynamic Two-Dimensional simulator and sensitivity analysis with machine learning methods under conditions of geological uncertainty.

Materials and methods. A Hydrodynamic Two-Dimensional simulator is used to solve the problem of choosing optimal parameters of the development system. Machine learning methods based on the Python programming language are used to process, visualize and conduct sensitivity analysis of the results.

Results. The algorithm of choosing optimal parameters of the development system based on multivariate modeling using machine learning methods is proposed. The analysis of the sensitivity of oil recovery factor and NPV to changes in the input parameters of the model was carried out. Based on the results, a three-dimensional matrix of results was created. The matrix of results allows selecting the optimal density of a well pattern using the triple values of the effective reservoir thickness, permeability and length of the horizontal section. The practical significance of the matrix of results lies in the possibility of forming a hybrid project grid of wells in clustering zones according to the values of permeability and effective reservoir thickness. Also, the matrix helps to adjust project decisions for choosing optimal parameters of the development system under conditions of geological uncertainty in a short time.

Conclusion. Based on multivariate modeling, the alternative approach for choosing combined grids using machine learning methods is proposed to field development planning.

Keywords: optimal parameters of the development system, sensitivity analysis, optimality criterion, development cell, two-dimensional hydrodynamic simulator, "NumEx2", multivariate modeling, "Python", machine learning.

Conflict of Interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Spirina E.A., Davydov I.V., Sazonov D.N., Taranin R.M., Kamaletdinov R.H. Express assessment of the choice of optimal parameters of the development system under the conditions of geological uncertainty. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):165–175. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-165-175>

Manuscript received 26.12.2022

Accepted 31.01.2023

Published 17.07.2023

ВВЕДЕНИЕ

Важной задачей для нефтегазовых компаний является выбор оптимальных параметров системы разработки и определение оптимальной системы разработки на месторождении в целом для обеспечения максимального накопленного чистого дисконтированного дохода (NPV) при достижении проектного утвержденного коэффициента извлечения нефти (КИН).

Для решения задачи выбора оптимальной системы разработки месторождения используется множество одномерных, двумерных и трехмерных гидродинамических симуляторов с различным математическим аппаратом в зависимости от особенностей месторождения и наличия осложняющих разработку факторов: трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), геологическая неоднородность (коэффициент расчлененности, связность), наличие подстилающего водоносного горизонта, тип флюида, число влияющих фаз (однофазные, двухфазные, трехфазные течения), изменчивость PVT-свойств и многих других геологических и технологических параметров. Зачастую для выбора оптимальной системы разработки используется трехмерная гидродинамическая модель (ГДМ) месторождения, имеющая высокий уровень детализации и точности. Однако применение трехмерных ГДМ требует значительных вычислительных ресурсов и временных затрат. С целью сокращения вычислительных затрат при расчетах

на трехмерных моделях, как правило, уменьшают диапазон вариации параметров, что повышает риск выбора неоптимального варианта. Для проведения оперативного анализа чувствительности с широким диапазоном параметров с целью минимизации риска потери истинного оптимального решения целесообразно применять двумерный симулятор NumEx2. Двумерный симулятор по заданным критериям оптимальности поиска решения позволит получить рейтинг наилучших вариантов параметров системы разработки в короткие сроки.

В динамически развивающихся нефтегазовых компаниях одной из ключевых целей является повышение оперативности принятия проектных решений при планировании стратегии развития месторождения. Данная цель стимулирует разработку методик и поиск методов решения следующей глобальной оптимизационной задачи: минимизация временных затрат на ту или иную задачу с максимизацией числа параметров (переменных) и их диапазонов изменения, влияющих на принятие проектных решений.

ЦЕЛЬ

Целью данной работы является создание алгоритма выбора оптимальных параметров системы разработки в условиях геологической неопределенности с использованием многовариантного моделирования.

Применение двумерного гидродинамического симулятора, позволяющего в автоматическом режиме рассчитывать технологические и экономические показатели эффективности и рентабельности проекта, и методов машинного обучения позволяет значительно сократить вычислительные затраты. Данная экспресс-оценка NPV и КИН при дальнейшем использовании может позволить сократить трудозатраты на принятие проектных решений с минимизацией потери качества результатов. Методика особенно актуальна для крупных и уникальных месторождений с широким диапазоном изменения проницаемости и эффективной мощности коллектора. В том числе методика может применяться в уже разбуренных зонах с возможностью учета работы фактически пробуренных скважин и адаптации гидродинамической модели на их историю работы.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Для решения задачи выбора оптимальных параметров системы разработки в НТЦ используют собственное программное обеспечение NumEx2. Двумерный симулятор NumEx2 предназначен, в частности, для выбора оптимальной системы разработки и оптимальной конфигурации скважин на основе серийных расчетов по выбранному критерию оптимизации как в неразбуренных зонах, так и в разбуренных с возможностью учета работы фактических скважин. Критериями оптимизации могут быть экономические или добычные показатели, или их комбинация. Также в симуляторе имеется возможность оценивать параметры работы скважин разных типов заканчивания в различных геологических условиях. Расчетный модуль NumEx2 состоит из графического интерфейса, написанного на языке программирования Python и расчетного ядра, представляющего двумерный трехфазный гидродинамический симулятор на PEBI-сетках (ячейки Вороного). Через пользовательский интерфейс задаются параметры системы разработки, параметры скважин, параметры пласта и флюидов, параметры сети сбора, экономические показатели и производится настройка серийных расчетов. После окончания расчета происходит графическое отображение результатов. В случае серийных расчетов можно выбрать любой из вариантов и отранжировать варианты по выбранному критерию. Результаты записываются в текстовые файлы, содержащие подробную информацию о работе месторождения, каждой отдельной

скважины и информацию по экономическим показателям.

ВЫПОЛНЕННЫЙ АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ПОКАЗАЛ, ЧТО НА КИН ПРЕИМУЩЕСТВЕННО ВЛИЯЕТ ПРОНИЦАЕМОСТЬ (59 %), НА NPV — ЭФФЕКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ КОЛЛЕКТОРА (53 %).

Таким образом, функционал двумерного трехфазного гидродинамического симулятора NumEx2 следующий:

1. моделирование трехфазного течения в пласте;
2. учет границ залежи;
3. учет неоднородности по латерали (использование 2D-карт свойств);
4. задание граничных условий (моделирование аквифера);
5. задание слоистости с целью учета анизотропии свойств по оси Z;
6. расчетная PEVI-сетка;
7. оптимизация регулярных/нерегулярных систем разработки;
8. оптимизация параметров системы разработки;
9. моделирование различных типов заканчивания (ННС, ННС с ГРП, ГС, ГС с МГРП, МЗС) с возможной вариацией азимута ГС;
10. адаптация модели на исторические данные (позволяет корректно подбирать параметры системы разработки в разбуренных и неразбуренных зонах);
11. расчет кустов с вводом скважин по заданным критериям оптимизации;
12. автоматический расчет экономических показателей эффективности проекта (NPV, PI) с построением графиков основных технологических показателей (динамика добычи флюидов, обводненности, пластового давления, закачки).

В качестве расчетного ядра используется двумерный трехфазный гидродинамический симулятор на PEVI-сетках (ячейках Вороного). В основе решения задачи нахождения полей давления и решения транспортной задачи насыщенности используются закон сохранения массы для каждой фазы (уравнения неразрывности), закон Дарси, уравнения равновесия (связи давлений) и уравнение баланса насыщенностей [1, 2, 3].

Для полной математической постановки задачи и решения дифференциальных уравнений необходимо задать начальные и граничные условия на пласт и скважину. Условия подбираются в зависимости от геологических особенностей (аквифер или граница непротекания) и режимов работы скважин (контроль по жидкости или контроль по Рзаб).

РЕЗУЛЬТАТЫ

Предложен алгоритм выбора оптимальных параметров системы разработки на крупных месторождениях с использованием гидродинамического симулятора NumEx2, позволяющего проводить многовариантное моделирование в автоматическом режиме за короткие сроки. Многовариантное моделирование основано на переборе множества входных параметров, которые условно можно разделить на геологические (средняя проницаемость, эффективная мощность коллектора) и технологические (тип системы разработки, тип заканчивания скважин, азимут направления ГС, плотность сетки скважин (ПСС), коэффициент деформации сетки скважин, полудлина трещины гидроразрыва пласта (ГРП), число стадий ГРП и др.). Основой методики является проведение расчета основных технико-экономических показателей эффективности разработки на условном элементе разработки в виде куста скважин. Для корректного прогноза показателей модель куста скважин перед проведением серийного расчета адаптируется на фактические эталонные скважины. На следующем этапе моделируемый куст тиражируется на всю проектную площадь залежи с помощью масштабирующих коэффициентов. Ранжирование оптимальных вариантов производится по двухфакторной аддитивной функции, зависящей от основных технико-экономических параметров КИН и NPV.

Адаптация модели проводится методом ретроспективного анализа. Выбирается разбуренный участок месторождения с утвержденной сеткой скважин. На основании имеющихся исторических данных добывающих и нагнетательных скважин (запускные дебиты/приемистости, накопленные показатели жидкости, нефти, закачки, характера обводнения, Рзаб, Рпл) и утвержденных данных (ГФХ, проектный КИН, утвержденный Квыт) восстанавливается фактическая работа скважин с помощью модификации относительных фазовых проницаемостей (ОФП),

абсолютной проницаемости и начальной нефтенасыщенности. Подобрал ОФП, абсолютную проницаемость и начальную нефтенасыщенность, характеризующие ближайшую зону к проектной, проводится формирование серии расчетов и многовариантное моделирование на адаптированном участке залежи. Выходными данными являются технологические и экономические показатели эффективности разработки, полученные на условном элементе разработки, которые необходимо масштабировать на всю площадь залежи с целью получения корректных результатов на объекте в целом (математический метод площадного подобия). Следующим этапом является расчет критерия оптимальности с целью ранжирования оптимальных параметров системы разработки. Описанную выше реализацию можно представить в виде блок-схемы (рис. 1).

Для повышения оперативности принятия проектных решений предложено решать задачу выбора оптимальных параметров системы разработки на условном центральном элементе разработки в виде 16 скважин, данное количество скважин выбрано исходя из допущения, что на куст объекта разработки в среднем приходится 16 скважин. Экспериментально получено, что при решении фильтрационной задачи на однородной изотропной модели, симметричной относительно рассматриваемого центрального элемента для учета краевых эффектов (минимизации действия граничных условий на выбранный центральный элемент) достаточно окружить центральную ячейку разработки двумя дополнительными рядами скважин.

За эталон принят вариант с площадью нефтеносности, равной площади залежи. Результаты сравнения вариантов расчета с оценкой погрешностей представлены в таблице 1.

Таким образом, при расчете центрального элемента достаточно использовать два дополнительных ряда скважин для учета влияния краевых эффектов, использовать более двух рядов скважин можно,

Таблица 1. Погрешности основных технологических и экономических параметров. Составлено авторами
Table 1. Errors of the main technological and economic parameters. Compiled by the authors

Вариант	Погрешность удельной добычи с эталонным вариантом, %	Погрешность КИН с эталонным вариантом, %	Погрешность NPV с эталонным вариантом, %
1	3,82	5,04	8,91
2	0,03	0,89	2,20
3	0,06	0,92	2,08
4	0,06	0,33	1,98

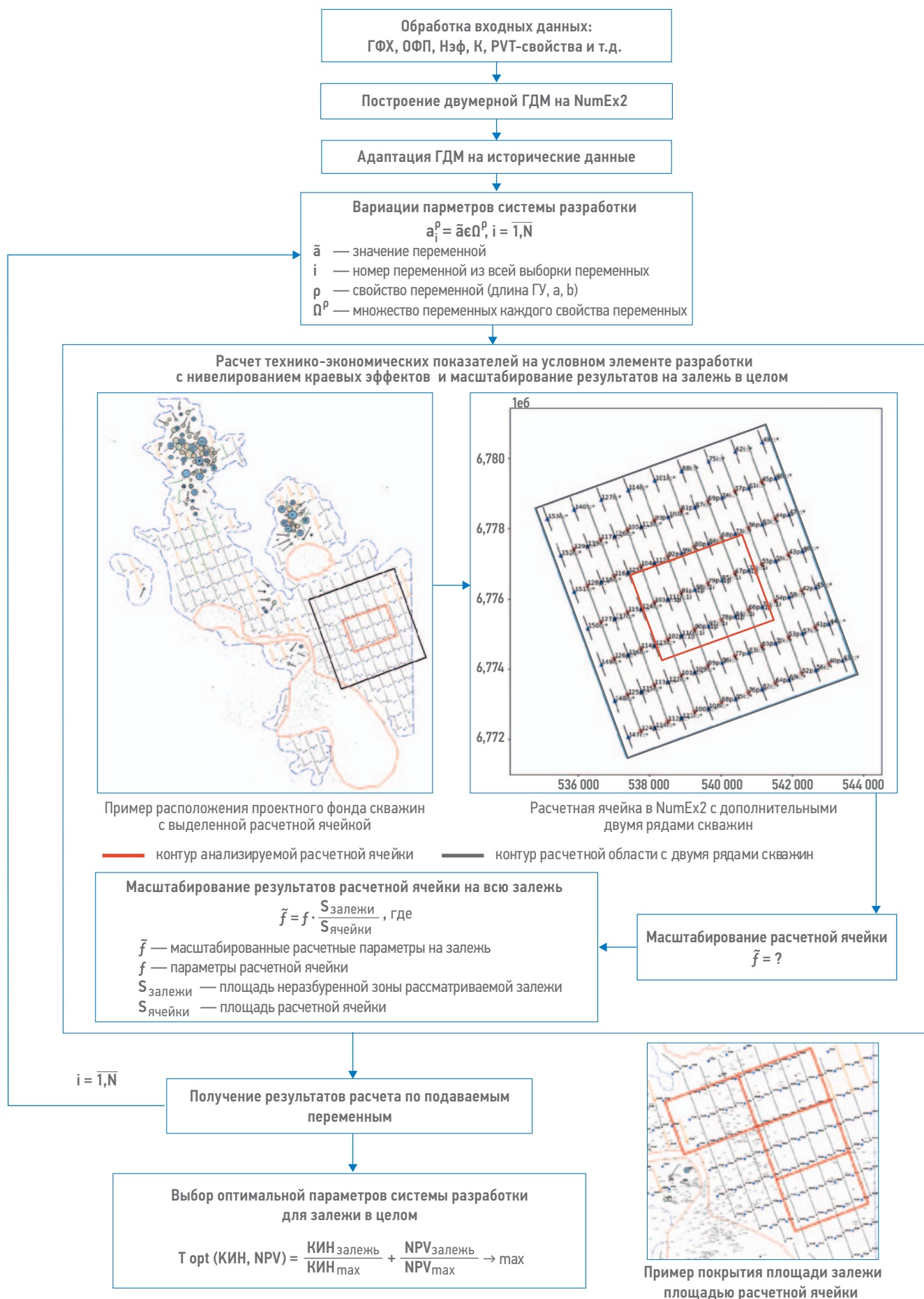


Рис. 1. Блок-схема процесса выбора оптимальных параметров системы разработки. Составлено авторами
 Fig. 1. The flowchart for choosing the optimal parameters of the development system. Compiled by the authors

но нецелесообразно ввиду увеличения вычислительных затрат.

В работе рассмотрена наиболее гибкая к трансформациям в ходе изменения стратегии разработки система разработки с горизонтальным типом заканчивания с МГРП однорядная система разработки или смещенная пятиточечная система разработки с соотношением числа добывающих и нагнетательных скважин 1:1. Подобраны оптимальные схемы расположения скважин и длины горизонтальных участков скважин в условиях геологической неопределенности в виде параметров проницаемости и эффективной мощности коллектора в неразбуренной зоне. Под схемой расположения скважин понимаются такие технологические параметры, как ПСС и коэффициент деформации сетки скважин (Кд), под деформированием системы разработки понимается преобразование растяжения-сжатия сетки скважин.

Всего в работе рассчитано 4000 различных вариантов с перебором следующих параметров: длина горизонтального участка (длина ГУ); расстояние между точками Т1 в ряду добывающих скважин (а), расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин (в), расстояние между добывающими скважинами в ряду добывающих скважин (с = а – длина ГУ), проницаемость (К), эффективная мощность коллектора (Нэф).

Диапазоны изменения перечисленных параметров следующие: длина ГУ = {600; 800; 1000; 1200; 1500} м; а = 700–1500 м с шагом 100 м;

в = 200–500 м с шагом 100 м; Нэф = 3–12 м с шагом 3 м; К = 0,5–5 мД с шагом 0,5 мД.

Плотность сетки скважин и коэффициент деформации сетки скважин являются пересчетными значениями параметров а и в.

Средствами языка программирования Python построена корреляционная матрица параметров (рис. 2), показывающая коэффициенты корреляции между различными параметрами. Применение методов машинного обучения целесообразно для поиска закономерностей и отношения между параметрами при работе с большим объемом данных.

Область изменения значений коэффициентов корреляции от -1 до 1, где -1 — это идеальная линейная отрицательная (обратная или нисходящая) корреляция (увеличение одного зависимого параметра ведет к уменьшению другого), 1 — это идеальная линейная положительная (восходящая) корреляция (увеличение одного зависимого параметра ведет к увеличению другого), 0 — нет линейной зависимости.

Для анализа выделены особо интересующие параметры, характеризующие геологию (проницаемость, эффективная мощность коллектора) и разработку (схема расположения скважин, длина горизонтального участка скважин), влияющие на технико-экономические показатели (NPV, КИН).

Анализ чувствительности показывает, что на NPV (показатель экономической эффективности) в большей степени влияют: эффективная мощность коллектора — 53%,

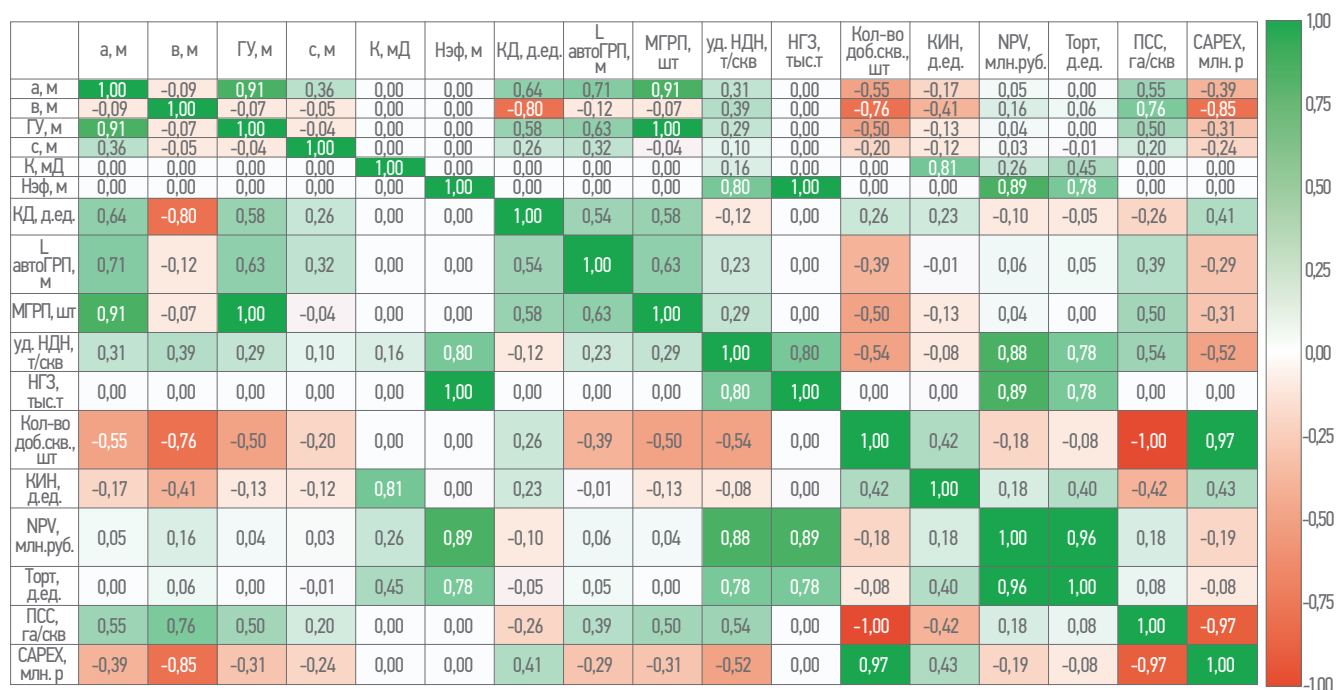


Рис. 2. Взаимовлияние входных и расчетных показателей. Составлено авторами
Fig. 2. Interconnection of input and output indicators. Compiled by the authors

проницаемость — 25%, плотность сетки скважин — 17%, длина горизонтального участка скважины — 4%, полудлина трещины автоГРП на нагнетательной скважине (зависит от приемистости на объекте и геологических особенностей) — 1%.

На КИН (показатель добычи) в большей степени влияют: проницаемость — 59%, расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин — 25%, длина горизонтального участка скважины — 10%, расстояние между точками Т1 и Т3 в ряду добывающих скважин — 5%, полудлина трещины автоГРП на нагнетательной скважине (или приемистость) — 0,85%, эффективная мощность коллектора — 0,15%.

Стоит отметить, что эффективная мощность коллектора незначительно влияет на КИН, связано это с прямой зависимостью накопленной добычи нефти и геологических запасов нефти с эффективной мощностью коллектора.

Средствами Python обработан весь пул рассчитанных на многовариантной модели данных. Следующий этап заключается в максимизации критерия оптимальности,

позволяющего сузить выборку рассчитанных вариантов до выборки оптимальных вариантов. Таким образом, по тройке значений проницаемости, эффективной мощности и длине ГУ построена трехмерная матрица оптимальных результатов, в узлах которой расположены оптимальные ПСС (рис. 3). Данная матрица необходима для дальнейшего выбора оптимального решения в условиях рассмотренного диапазона К и Нэф.

Техническая реализация проекта бурения зачастую заставляет выбирать менее эффективные варианты относительно полученных в теории в пользу физически реализуемых с учетом особенностей наземной инфраструктуры, макроэкономических параметров и иных факторов. Принимая во внимание изменчивость возможных факторов на объектах, построена трехмерная матрица результатов, позволяющая выбирать оптимальные ПСС для всех рассмотренных длин ГУ.

Также построена теоретическая плоскость оптимальных ПСС для каждой рассмотренной длины горизонтального участка скважины (рис. 4). По результатам ее анализа принимается решение о выборе оптимальных

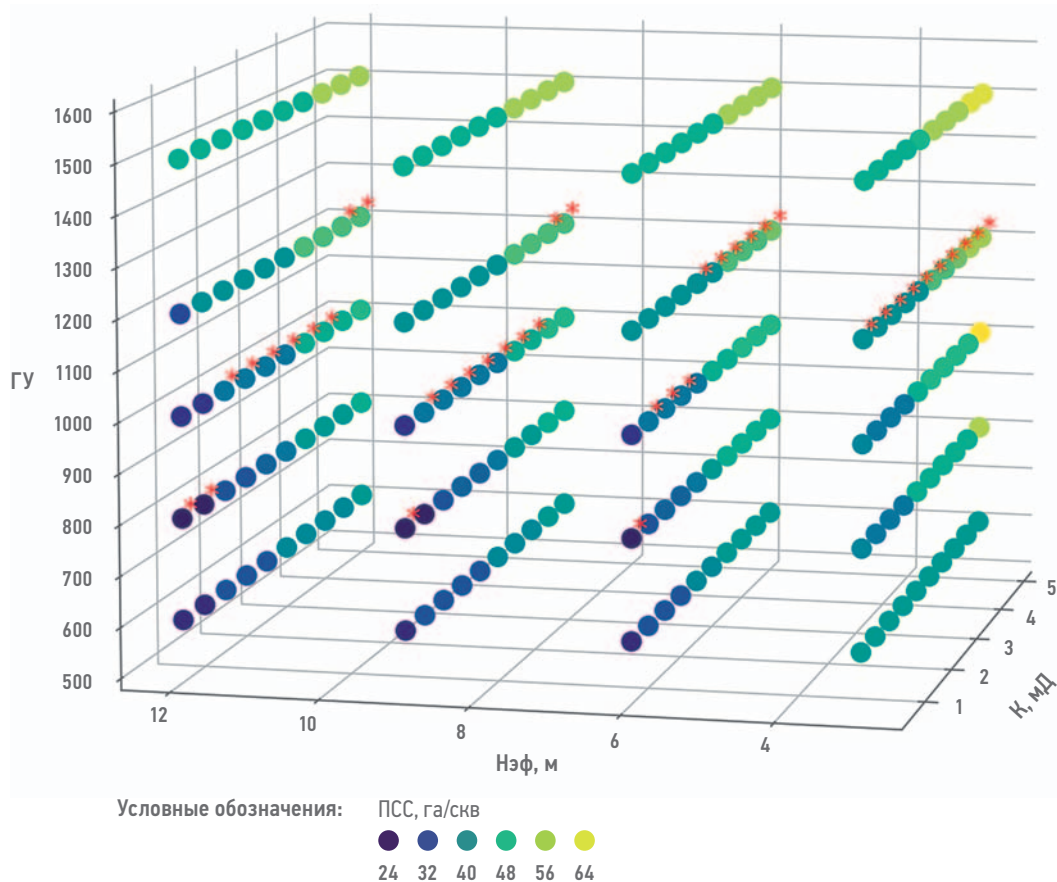


Рис. 3. Матрица результатов оптимальной ПСС для каждой длины горизонтального участка скважины: 600 м, 800 м, 1000 м, 1200 м, 1500 м (* — оптимальные ПСС и длины ГУ из всей выборки). Составлено авторами
Fig. 3. The results matrix of the optimal well grid density for each length of the horizontal section of the well: 600 m, 800 m, 1000 m, 1200 m, 1500 m (* — optimal well grid density and horizontal section lengths from the entire sample).
Compiled by the authors

ПСС и длине ГУ для конкретных значений проницаемости и эффективной мощности коллектора на целевом участке месторождения без возможных ограничений по бурению ГС [4].

В рамках рассмотренных пар значений проницаемости и эффективной мощности коллектора не нашлось оптимальных вариантов с длинами горизонтальных участков скважин равными 600 м и 1500 м по принятому критерию оптимальности параметров системы разработки.

По плоскости оптимальных параметров системы разработки наблюдаются следующие тенденции.

1. Чем меньше эффективная мощность коллектора при фиксированной проницаемости, тем выгоднее увеличивать длину горизонтального участка скважины и разуплотнять проектную сетку скважин.
2. Чем меньше проницаемость коллектора при фиксированной эффективной мощности, тем выгоднее уплотнять проектную сетку скважин.

Практическая значимость плоскостей оптимальных параметров системы разработки заключается в возможности формирования гибридной проектной сетки скважин в зонах кластеризации по значениям параметров

проницаемости и эффективной мощности коллектора и корректировки проектных решений выбора оптимальных параметров системы разработки в рамках геологической неопределенности в короткие сроки.

В качестве примера для обоснования оптимальности использования гибридной сетки для анализа взят один из объектов Западной Сибири. Ввиду значительной изменчивости мощности коллектора проведена кластеризация по ключевому влияющему на NPV параметру Нэф. В результате кластеризации выделены три зоны с выдержанной Нэф и К. Выделение именно трех зон связано напрямую с тремя областями на плоскости оптимальных результатов (рис. 4). Для каждой зоны при помощи построенной плоскости определения оптимальных параметров (рис. 4) подобраны длины горизонтальных участков и ПСС, рассчитаны NPV. Стоит отметить, что на рисунке 5 проиллюстрирован пример кластеризации по одному наиболее влияющему параметру Нэф, но кластеризация может быть проведена и по группе параметров в зависимости от геологических особенностей и распределения значений параметров на рассматриваемом объекте. Показан положительный рост NPV при формировании гибридной сетки скважин

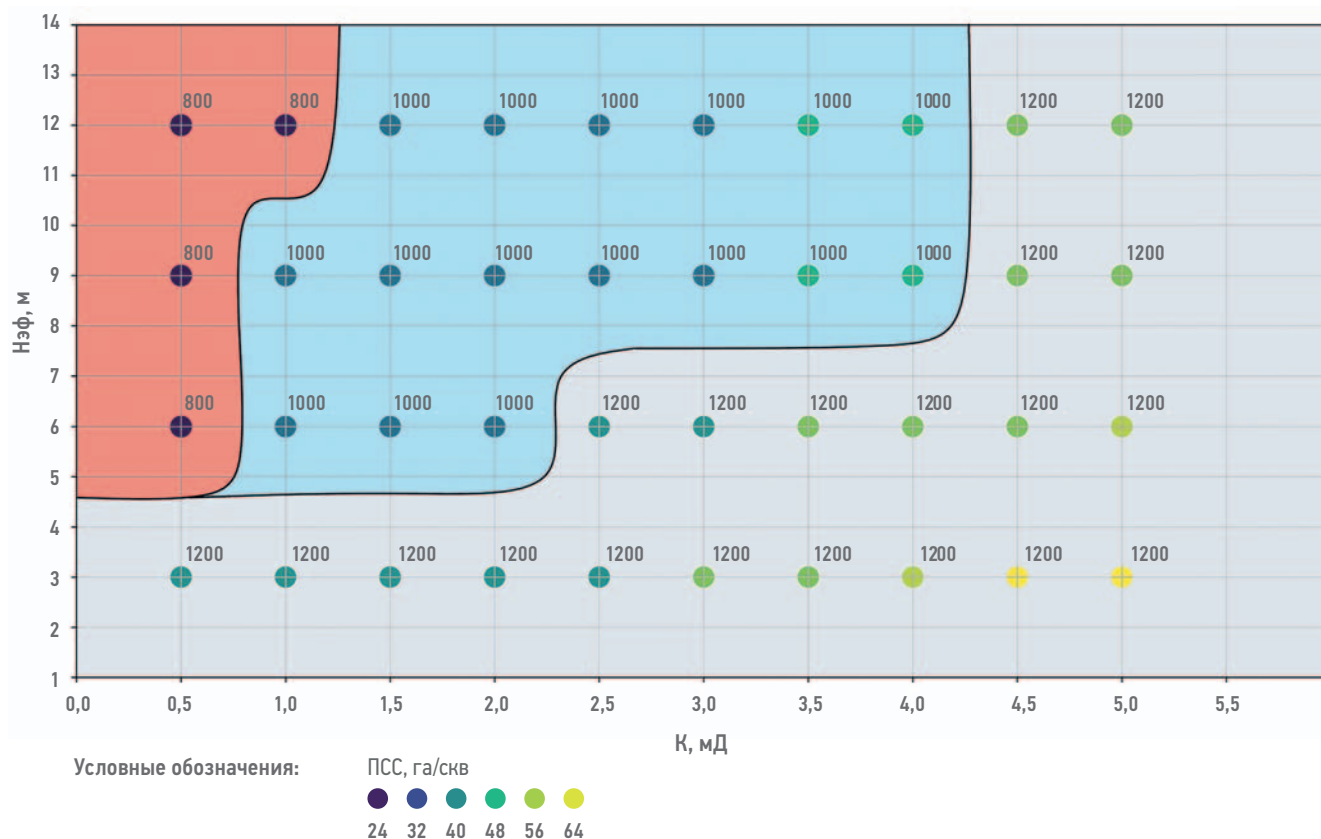


Рис. 4. Плоскость оптимальных ПСС и длин ГУ (в кругах указаны значения длин ГУ в метрах). Составлено авторами

Fig. 4. Plane of optimal well grid density and horizontal section lengths (values of horizontal section lengths in meters are indicated next to the markers). Compiled by the authors

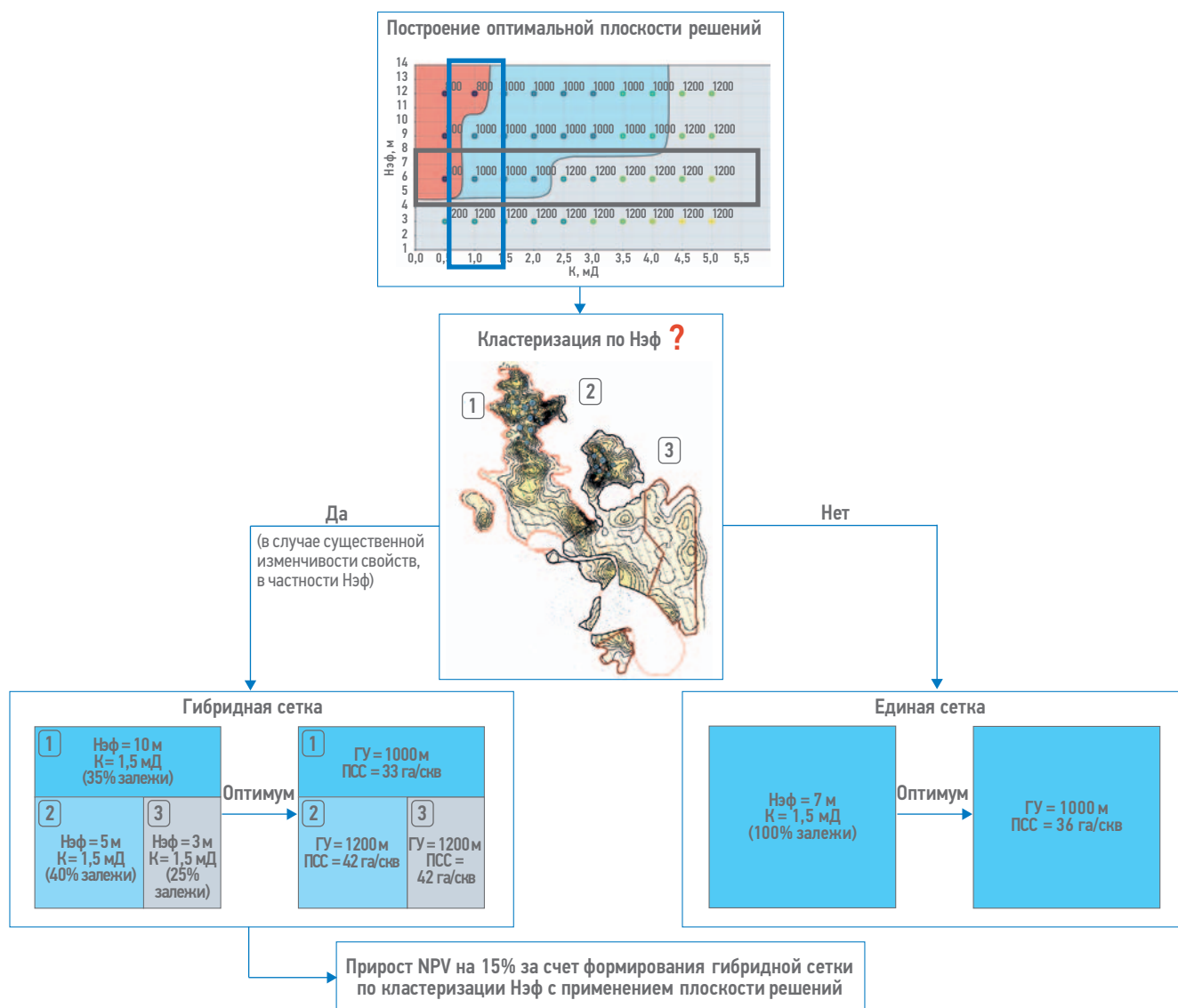


Рис. 5. Пример схемы формирования гибридной сетки скважин. Составлено авторами
Fig. 5. Example of a scheme for the formation of a hybrid grid of wells. Compiled by the authors

в планируемой проектной зоне по сравнению с проектированием единой сетки скважин на рассматриваемой крупной залежи с меняющейся эффективной мощностью коллектора. Таким образом, в случае изменчивости эффективной мощности и проницаемости на больших площадях простираения залежи эффективнее проектировать гибридную сетку скважин по зонам кластеризации, выделенным на плоскости оптимальных параметров (рис. 4).

На текущий момент проводятся работы по обучению модели на основе набора данных, позволяющей прогнозировать оптимальные параметры системы разработки по исходным параметрам вне области имеющихся наборов данных, что позволит прогнозировать оптимальные параметры системы разработки для месторождений-аналогов по PVT.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Предложен алгоритм выбора оптимальных параметров системы разработки на крупных месторождениях с использованием гидродинамического симулятора NumEx2, позволяющая проводить качественную экспресс-оценку оптимальных параметров системы разработки с последующими детальными расчетами технологических показателей на трехмерной ГДМ.
2. Расширение области применения текущего подхода заключается в многовариантном моделировании на условном элементе разработки, представляющем собой куст месторождения, окруженного двумя рядами дополнительных скважин для учета краевых эффектов. Планируемый куст адаптируется на фактические эталонные скважины для проведения корректного

прогноза показателей добычи и экономики. Достаточность использования двух рядов скважин окружения центрального расчетного элемента получена экспериментальными расчетами и сравнительным анализом результатов с расчетом погрешностей технико-экономических показателей не более 5%.

3. Предложен к использованию критерий по выявлению оптимального варианта в виде двухфакторной аддитивной функции КИН и NPV.
4. Проведен анализ влияния изменения геологических и технологических параметров на основные технико-экономические

показатели разработки в виде КИН, NPV с использованием методов машинного обучения. Выявлено, что основным влияющим параметром на КИН является проницаемость (59%), а на NPV — эффективная мощность коллектора (53%).

5. Построена трехмерная матрица результатов выбора оптимальной длины горизонтального участка и плотности сетки скважин по значениям проницаемости и эффективной мощности коллектора.
6. Показан эффект от формирования гибридной сетки скважин по кластеризации объекта по эффективной мощности коллектора. Прирост NPV составил 15%.

Список литературы

1. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. — 628 с.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа. — М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. — 212 с.
3. Уиллхит Г. Пол. Заводнение пластов (Приложение 3). М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. — 788 с.
4. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В.А. Байков, Р.М. Жданов, Т.И. Муллағалиев, Т.С. Усманов // Нефтегазовое дело. — 2011. — № 1. — С. 84–98.

References

1. Muskat M. *The flow of homogeneous fluids through porous media*. McGrawHill, New York, 1937.
2. Kanevskaya R.D., *Matemeticheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza s primeneniem gidravlicheskogo razryva plasta (Mathematical modeling of the development of oil and gas using hydraulic fracturing)*. Moscow: NedraBiznestsentr Publ., 1999, 212 p. (In Russ.).
3. Willhite G.P. *Waterflooding*, SPE Textbook Series, 1986.
4. Baykov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliyev T.I., Usmanov T.S. Selecting the optimal system design for the fields with low-permeability reservoirs, *Neftegazovoe delo*, 2011, no. 1, pp. 84–97 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Е.А. Спирина — разработала алгоритм экспресс-оценки выбора оптимальных параметров системы разработки для крупных месторождений, создала гидродинамическую модель на NumEx2, провела многовариантное моделирование, предложила к использованию двухфакторный аддитивный критерий оптимальности, разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи.

И.В. Давыдов — обработал полученные результаты по многовариантному моделированию посредством языка программирования Python. С использованием методов машинного обучения провел анализ чувствительности входных и выходных параметров. Предложил использовать на крупных месторождениях гибридную сетку посредством кластеризации наиболее чувствительного параметра.

Д.Н. Сазонов — активно участвовал в обсуждениях создания концепции работы, принял участие в организации и координации работ по выбору оптимальных параметров систем разработки, ректировал и подготавливал текст статьи.

Elizaveta A. Spirina — developed an algorithm for express assessment to choose optimal parameters for a development system for large fields, created a hydrodynamic model using “NumEx2”, conducted multivariate modeling, proposed to use a two-factor additive optimality criterion, developed the concept of the article, prepared the text of the article.

Ilia V. Davydov — processed the obtained results of multivariate modeling using the “Python” programming language, performed sensitivity analysis of input and output parameters using machine learning methods, proposed to use a hybrid grid in large fields by clustering the most sensitive parameter.

Dmitrii N. Sazonov — actively participated in the discussions how to create the concept of the research, took part in the organization and coordination of the research about choosing optimal parameters for development systems, corrected and prepared the text of the article.

Р.М. Таранин — участвовал в обсуждениях создания концепции работы, запускал на расчет модели на гидродинамическом симуляторе NumEx2, опробовал методику на ряде других объектов.

Р.Х. Камалетдинов — принял активное участие в организации и координации работ по выбору оптимальных параметров систем разработки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Ruslan M. Taranin — participated in the discussions how to create the concept of the research, launched the calculation of the model on the "NumEx2" hydrodynamic simulator, tested the technique on a number of other objects.

Rinat H. Kamaletdinov — actively participated in the organization and coordination of the research about choosing optimal parameters for development systems, finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Елизавета Александровна Спирина* — ведущий специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер. Д.
e-mail: Spirina.EAle@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 57510711800.

Илья Вячеславович Давыдов — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер. Д.
e-mail: Davydov.IVya@gazpromneft-ntc.ru

Дмитрий Николаевич Сазонов — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер. Д.
e-mail: Sazonov.DN@gazpromneft-ntc.ru

Руслан Михайлович Таранин — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер. Д.
e-mail: Taranin.RM@gazpromneft-ntc.ru

Ринат Халидарович Камалетдинов — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер. Д.
e-mail: Kamaletdinov.RKh@gazpromneft-ntc.ru

Elizaveta A. Spirina* — Leading specialist, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Spirina.EAle@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 57510711800.

Ilya V. Davydov — Chief specialist, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Davydov.IVya@gazpromneft-ntc.ru

Dmitrii N. Sazonov — Head of Development, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Sazonov.DN@gazpromneft-ntc.ru

Ruslan M. Taranin — Head of Development, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Taranin.RM@gazpromneft-ntc.ru

Rinat H. Kamaletdinov — Head of Product Development, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Kamaletdinov.RKh@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author