

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО МАЛОМОЩНОГО РАСЧЛЕНЕННОГО КОЛЛЕКТОРА, ОСЛОЖНЕННОГО ПОДСТИЛАЮЩИМ ПРОМЫТЫМ ПЛАСТОМ

**Е.А. Спирина^{1,*}, Р.А. Озроков¹, Р.Х. Камалетдинов¹, А.М. Ишкинов², С.Н. Хохлов²,
А.Б. Комолов²**

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», РФ, Мегион

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Одним из ключевых показателей успешной разработки нефтяных месторождений является коэффициент извлечения нефти (КИН). На него влияют две основные группы факторов: геологические особенности строения продуктивных пластов и технологические параметры, характеризующие их разработку. В настоящее время все больший объем трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) вовлекается в разработку месторождений. Как правило, такая категория запасов связана со сложнопостроенными маломощными низкопроницаемыми сильно расчлененными коллекторами. Часто разработка таких объектов ТРИЗ осложнена дополнительными факторами. Например, малой мощностью глинистой перемычки, которая отделяет нефтегазоносные коллекторы такого качества от подстилающих их обводненных пластов. Чтобы решить такую задачу, в данной работе предлагается решение на основе выбора оптимальной системы разработки отложений ТРИЗ, отделенных маломощной глинистой перемычкой от нижележащего обводненного пласта.

Цель. В данной работе предложена стратегия разработки пласта АВ₁¹⁻² («рябчик»), который относится к запасам категории ТРИЗ. Его разработка затрудняется наличием промытого нижележащего объекта АВ₁³ с маломощным флюидопором между ними. Для совершенствования принятой на месторождении системы расположения скважин предлагается подбор оптимальных параметров системы разработки, который осуществляется на основе двумерной синтетической геолого-гидродинамической модели.

Материалы и методы. Для выбора оптимальных параметров системы разработки и проведения анализа чувствительности результатов использован двумерный гидродинамический симулятор «NumEx2», являющийся собственной разработкой Группы компаний «Газпром нефть».

Результаты. Предложена оптимальная система разработки отложений ТРИЗ, учитывающая фактор наличия подстилающего промытого пласта. Данная система разработки характеризуется следующими параметрами: рядная конфигурация продольно-направленных по линии регионального стресса (340°) горизонтальных скважин с BPS-технологией (Burst port system) проведения гидроразрыва пласта (ГРП) с длиной горизонтального участка (ГУ) = 1200 м с плотностью сетки скважин (ПСС) = 28 га/скв ($a = 1400$ м, $b = 200$ м с формированием системы поддержания пластового давления (ППД) в виде наклонно-направленной скважины (ННС) с ГРП. Применение BPS-технологии при ГРП позволяет уменьшить запускную обводненность скважин примерно на 40 % и увеличивает полудлину трещин ГРП на 90 м.

Заключение. Предложена стратегия разбурирования объекта ТРИЗ, учитывающая наличие нижележащего обводненного пласта, отделенного маломощной глинистой перемычкой.

Ключевые слова: оптимальные параметры системы разработки, ТРИЗ, анализ чувствительности, критерий оптимальности, ячейка разработки, двумерный гидродинамический симулятор, «NumEx2», многовариантное моделирование

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Спирина Е.А., Озроков Р.А., Камалетдинов Р.Х., Ишкинов А.М., Хохлов С.Н., Комолов А.Б. Выбор оптимальной системы разработки в условиях низкопроницаемого маломощного расчлененного коллектора, осложненного подстилающим промытым пластом. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):38–48. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-38-48>

Статья поступила в редакцию 19.07.2024

Принята к публикации 22.08.2024

Опубликована 27.12.2024

SELECTION OF THE OPTIMAL DEVELOPMENT SYSTEM IN CONDITIONS OF A LOW-PERMEABILITY, THIN, DISSECTED RESERVOIR COMPLICATED BY AN UNDERLYING WASHED FORMATION

Elizaveta A. Spirina^{1,*}, Ruslan A. Ozrokov¹, Rinat H. Kamaletdinov¹, Azat M. Ishkinov²,
Sergey N. Khokhlov², Alexander B. Komolov²

¹Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

²Slavneft-Megionneftegaz PJSC, RF, Megion

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Oil recovery factor (ORF) is one of the key indicators of the oil field development. There are two main group of factors that influence ORF: is affected by two main group of factors: geological features of the oil field and technological parameters of its development. Currently, oil fields development requires an increasing volume of hard-to-recover reserves (HRR). HRR involved in the development are usually characterized by complex, low-power, low-permeability, highly dissected reservoirs. The cost of geological errors in the development of such oil fields increases. There are often additional negative factors. For example, low thickness of the clay barrier separating HRR from adjacent water-saturated layers. The main purpose of this article is to select the optimal system of the development with HRR separated by a thin clay barrier from the underlying water-filled layer.

Purpose. The article proposes a strategy to develop AB1(1-2) («Ryabchik») oil field with HRR. Its development is complicated by the presence of the washed object AB1/3 with a thin fluid seal between them. The purpose of selecting the optimal parameters of the development is to improve the well placement system. The selection of the optimal development system is carried out on a two-dimensional synthetic geological-hydrodynamic model.

Materials and methods. The two-dimensional hydrodynamic simulator "NumEx2", Gazprom нефть company group own development, is used to solve the problem of selecting the optimal parameters of the development system and conducting a sensitivity analysis of the results.

Results. An optimal development system is proposed in the conditions of HRR with an additional complicating factor in the form of an underlying washed formation. This development system is characterized by the following parameters: a row configuration of longitudinally directed horizontal wells along the line of regional stress (340 degrees) with BPS (Burst port system) technology for conducting multi-stage hydraulic fracturing with a length of GU = 1200 m with a PSS = 28 ha/well ($a = 1400$ m, $b = 200$ m) with the formation of a reservoir pressure maintenance system in the form of a wellbore support system with hydraulic fracturing. The use of BPS technology for hydraulic fracturing reduces the starting water cut of the well by approximately 40 % and increases the half-length of hydraulic fracturing fractures by 90 m.

Conclusion. A strategy is proposed for drilling a HRR object complicated by the presence of an underlying water-saturated layer separated by a thin clay barrier.

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

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

For citation: Spirina E.A., Ozrokov R.A., Kamaletdinov R.H., Ishkinov A.M., Khokhlov S.N., Komolov A.B. Selection of the optimal development system in conditions of a low-permeability, thin, dissected reservoir complicated by an underlying washed formation. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):38–48. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-38-48>

Manuscript received 19.07.2024

Accepted 22.08.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

Ключевым результатом успешной разработки нефтяных месторождений является коэффициент извлечения нефти (КИН). На данный показатель влияют две основных группы факторов: геологические особенности продуктивных пластов и технологические параметры, характеризующие их разработку. Основным фактором, влияющим на формирование проектных решений, является геологическое строение объекта. В рамках все большего вовлечения в разработку ТРИЗ, которые приурочены к сложнопостроенным маломощным низкопроницаемым сильно расчлененным коллекторам, нефтяные компании все активнее разрабатывают новые

методические подходы, которые позволяют максимально освоить углеводородный потенциал таких отложений. Помимо описанных выше факторов, при разработке ТРИЗ часто приходится учитывать наличие гидродинамического контакта нефтяного пласта с подстилающим обводненным (промытым) пластом, из-за малой мощности глинистой перемычки между ними. Геологические особенности строения объекта ТРИЗ напрямую влияют на формирование стратегии разработки, в частности, на выбор системы разработки, которая определяет добычные показатели: КИН, отборы флюида, темпы отбора извлекаемых запасов и обводнения, а также важные для нефтяных компаний экономические показатели: накопленный

чистый дисконтированный доход (NPV), индекс рентабельности эффективности проекта (PI) и т.п. Для повышения эффективности проекта и увеличения прибыли необходимо проводить корректную оценку геологического представления объектов месторождения, которая обоснованно позволит выбрать оптимальную стратегию развития актива, в частности системы разработки и технологии бурения.

ПРОИЗВЕДЕН ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ И ПРЕДЛОЖЕНА СТРАТЕГИЯ РАЗБУРИВАНИЯ ОБЪЕКТА ТРИЗ (ПЛАСТ АВ1/1/2 «РЯБЧИК») В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХСЯ НАЛИЧИЕМ НИЖЕЛЕЖАЩЕГО ВЫСОКООБВОДНЕННОГО ПЛАСТА, ОТДЕЛЕННОГО МАЛОМОЩНОЙ ГЛИНИСТОЙ ПЕРЕМЫЧКОЙ.

ЦЕЛЬ

Цель данной работы — это передача опыта разбуривания и подходов к освоению месторождения и формирование стратегии разработки для объекта «рябчик» на одном из крупных месторождений Западной Сибири ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаза». Формирование стратегии разработки такого объекта подразумевает сбор информации о геологических особенностях объекта, выбор оптимальной системы разработки, ориентируясь на опыт эксплуатации двух кустов скважин, анализ проведенного дизайна ГРП и подбор оптимальной технологии проведения ГРП на объекте, отделенном маломощной глинистой перемычкой от промытого пласта с действующим фондом скважин.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Для выбора системы разработки использован авторами статьи стандартный подход, включающий в себя следующие этапы:

- 1) определение оптимального соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин и анализ целесообразности организации системы поддержания пластового давления (ППД). На данном этапе проектируется (прогнозируется) энергетическое состояние объектов разработки;
- 2) выбор оптимального типа заканчивания добывающего и нагнетательного фонда скважин, оптимального азимута ствола скважин;
- 3) выбор оптимальной геометрии расположения скважин, включающий плотность

сетки скважин (ПСС) и коэффициент деформации (Кд).

$$K_d = \frac{a_i}{b_i},$$

где a_i — расстояние между точками Т1 в ряду добывающих скважин, b_i — расстояние между рядами нагнетательных скважин. В работе рассмотрены наиболее три наиболее гибкие к трансформациям системы разработки с горизонтальным типом заканчивания скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП): однорядная, пятиточечная и обращенная пятиточечная системы разработки с соотношением числа добывающих и нагнетательных скважин 1:1. При большем числе нагнетательных скважин дополнительная добыча нефти не оправдывает увеличения капитальных затрат на бурение дополнительных нагнетательных скважин. Тип заканчивания добывающих скважин не варьировался, принят горизонтальным, так как имеется положительный опыт разбуривания скважин с в таком типе объектов (слабопроницаемые коллекторы ТРИЗ). Режим истощения нецелесообразен по причинам слабой эффективности в текущих геологических условиях.

В ходе работы рассчитаны 1500 вариантов с перебором следующих параметров системы разработки:

- длина горизонтального участка (длина ГУ);
- тип заканчивания нагнетательных скважин;
- азимут ствола добывающих и нагнетательных скважин;
- расстояние между точками Т1 в ряду добывающих скважин (a), расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин (b) — ПСС;
- коэффициент деформации сетки скважин (Кд);

Диапазоны изменения перечисленных параметров указаны в **табл. 1**.

В Группе компаний «Газпром нефть» выбор оптимальной системы разработки выполняется в собственном программном продукте «NumEx2», который состоит из графического интерфейса и расчетного ядра, представляющего собой двумерный трехфазный гидродинамический симулятор на PEBI-сетках (ячейки Вороного) [1, 2, 3]. В окне пользовательского интерфейса задаются параметры системы разработки, тип заканчивания скважин, технологические режимы добывающих и нагнетательных скважин (граничные условия для расчета), параметры пласта (геолого-физические характеристики, геологические карты объекта разработки, PVT-свойства, фракционные функции Баклея–Леверетта

и т.д.), параметры сети сбора, экономические показатели, параметры для серийных расчетов, параметры расчета (методы оптимизации). После завершения расчета в окне визуализации результаты отображаются в виде расчетных графиков технологических показателей. В случае выполнения серийных расчетов существует возможность выбора любого из рассчитанных вариантов с демонстрацией полученных результатов. Также имеется возможность автоматического ранжирования серийных расчетов по заданному критерию оптимальности. В рамках данной работы критерий оптимальности T_{opt} определен аддитивной двухпараметрической функцией двух переменных КИН и NPV:

$$T_{opt} = \frac{КИН_i}{КИН_{max}} + \frac{NPV_i}{NPV_{max}} \rightarrow \max, \quad (1)$$

где i — номер расчета из всей выборки рассчитанных вариантов; max — максимальное значение параметра.

РЕЗУЛЬТАТЫ

ГЕОЛОГИЯ

В данной работе исследуется объект со следующими геологическими особенностями (табл. 2).

Рассматриваемый объект представлен мало-мощным низкопроницаемым коллектором с тонкой глинистой перемычкой, отделяющий его от нижележащего высокообводненного пласта AB_1^3 [4].

ОПЫТ РАЗБУРИВАНИЯ С УЧЕТОМ ТЕХНОЛОГИИ ГРП

Объект AB_1^{1-2} («рябчик»), эксплуатируется с 2013 года совместно с нижележащим пластом AB_1^3 . Необходимость выделения пласта AB_1^{1-2} в самостоятельный объект разработки возникла в 2021 году, так как пласт AB_1^3 в настоящее время находится на последней стадии разработки и характеризуется высокими накопленными отборами жидкости и закачки. При проведении МГРП по стандартной технологии из-за концентрации максимальных напряжений по вертикали трещины гидроразрыва часто выходят за пределы пласта «рябчик» и проникают в нижележащий пласт AB_1^3 (рис. 1).

В такой ситуации необходимо удерживать трещину ГРП в целевом интервале бурения, сокращая ее рост по вертикали и увеличивая область дренирования, добившись максимального увеличения полудлины трещины. Таким образом применение стандартной технологии МГРП приводит к высокой запускной обводненности при бурении новых скважин.

Таблица 1. Параметры вариации системы разработки и диапазоны ранжирования указанных параметров. Составлено авторами

Table 1. Parameters of development system variation and ranking ranges of the specified parameters. Compiled by the authors

Параметры	Вариативность параметров		
	min, м	max, м	шаг
Длина ГУ	600	1500	200 м
Азимут ствола	250	340	90°
a (параметр ПСС)	700	2000	100 м
b (параметр ПСС)	100	500	50 м
Кд	1	2	1 д.ед.
Тип заканчивания ППД	ННС	ГС	
Геометрия системы разработки	однорядная	5-я точка	5-я точка обращенная

Таблица 2. Ключевые геологические параметры и диапазоны изменения этих параметров. Составлено авторами

Table 2. Key geological parameters and ranges of variation of these parameters. Compiled by the authors

0,176	Средние показатели объекта	
	AB_1^{1-2} «Рябчик»	AB_1^3
Эффективная мощность коллектора, м	7.00	8,3
Нефтенасыщенная мощность коллектора, м	4.50	6,3
Проницаемость коллектора, мД	1.10	65
Пористость, д.ед	0.20	0,23
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,31	0,53
Мощность глинистой перемычки AB_1^{1-2} с AB_1^3 , м	4,50	

Для решения данного вопроса авторами предложена технология проведения мало-тоннажного ГРП на линейном геле с применением муфт BPS. Эта технология впервые применена на данном объекте в конце 2022 года. Опытнo-промышленные работы (ОПР) подтвердили высокую эффективность

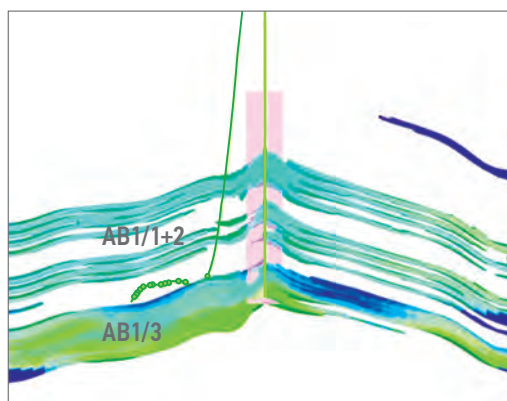


Рис. 1. Иллюстрация прорыва трещины ГРП в разрезе куба насыщения. Составлено авторами

Fig. 1. Illustration of a hydraulic fracture breakthrough. Compiled by the authors

BPS-технологии ГРП (рис. 2). На этапе проведения ГРП при ОПР зафиксирован прирост полудлины трещин ГРП на 90 м, при отсутствии ее прорыва в нижележащий высокообводненный пласт.

На рис. 3 представлен график зависимости запускной обводненности по фактически пробуренным скважинам на целевой объект АВ₁¹⁻² за весь период разработки объекта.

При внедрении компоновок с муфтами BPS и производстве ГРП на линейном геле наблюдается снижение обводненности и отсутствие прорывов в промытый пласт АВ₁³. Средняя запускная обводненность скважин на объект АВ₁¹⁻², при использовании BPS-технологии ГРП, равна 30 % (диапазон изменения от 20 до 50 %), что говорит об удержании в пласте. Средняя (медианная) запускная обводненность,

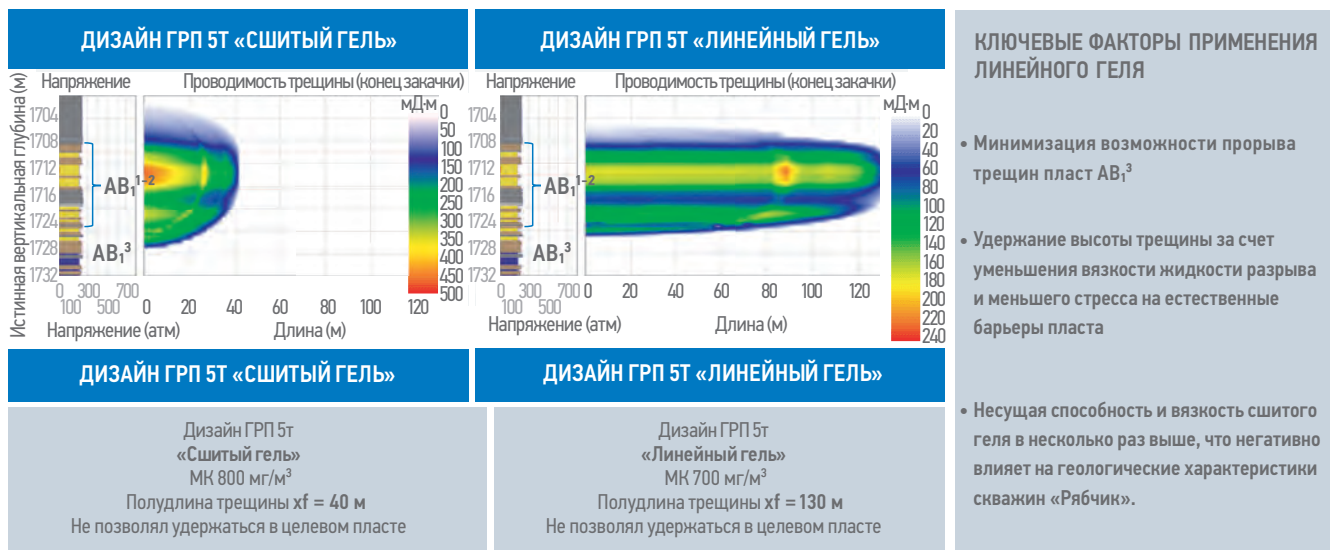


Рис. 2. Оптимизация технологии МГРП на горизонтальных скважинах. Составлено авторами
Fig. 2. Optimization of multistage hydraulic fracturing technology in horizontal wells. Compiled by the authors

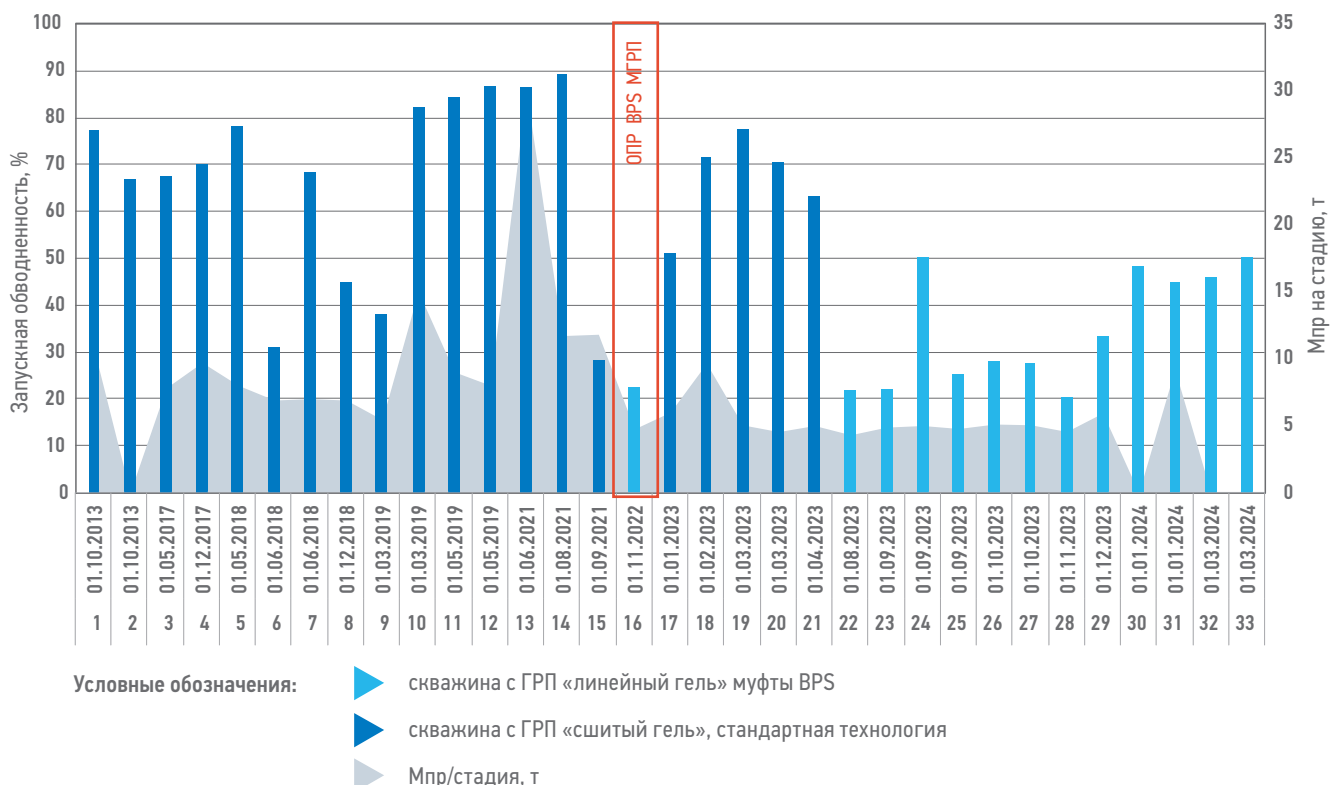


Рис. 3. Диаграмма зависимости запускных значений обводненности и массы проппанта (Мпр). Составлено авторами
Fig. 3. Diagram of the dependence of the starting values of water cut and proppant mass. Compiled by the authors

при использовании стандартной технологии ГРП, равна 70 % (диапазон изменения от 30 до 90 %).

Стоит отметить, что при применении стандартной технологии ГРП отмечается увеличение продуктивности, что указывает на прорыв в нижележащий объект AB_1^3 (рис. 4). Таким образом, снижение запускной обводненности за счет внедрения BPS-технологии ГРП составляет 40 %.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

Подбор оптимальных параметров системы разработки необходим для оптимизации текущей принятой сетки скважин. Выбор наилучшей системы разработки осуществляется на двумерной синтетической геолого-гидродинамической модели. Необходимо отметить, что модель подразумевает отсутствие прорывов воды из нижележащего обводненного пласта согласно проведению технологии ГРП. Под синтетической моделью понимается однородная изотропная модель пласта, насыщенная средневзвешенными по объекту свойствами породы: пористостью, проницаемостью, мощностью и насыщенностью. Модель создается и инициализируется в программном продукте «NumEx2», который предназначен для выбора удачной системы

разработки и наилучшей конфигурации скважин на основе серийных расчетов по выбранному критерию оптимизации как в неразбуренных зонах, так и в разбуренных, с учетом работы фактических скважин. С подробным описанием методологии расчета можно ознакомиться в статье [5].

В первую очередь необходимо определить оптимальный азимут добывающих скважин и тип заканчивания скважин нагнетательного фонда, далее определить оптимальную геометрию скважин (длина ГУ, ПСС). На рис. 4 показано семейство расчетных точек с выделением групп расчета по типу заканчивания нагнетательного фонда (ГС/ННС) и типу расположения добывающих ГС (продольное — по стрессу, азимут=340°; поперечное — поперек стресса, азимут=250°). Выбор оптимума происходит по описанному ранее двухфакторному аддитивному критерию оптимальности $T_{opt}(1)$. Основными параметрами, характеризующими оптимальную систему разработки, являются удельная накопленная добыча нефти и NPV соответственно. По полученным результатам сделаны следующие выводы.

1. Оптимальное соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин 1:1 с расположением в виде классической однорядной системы разработки.

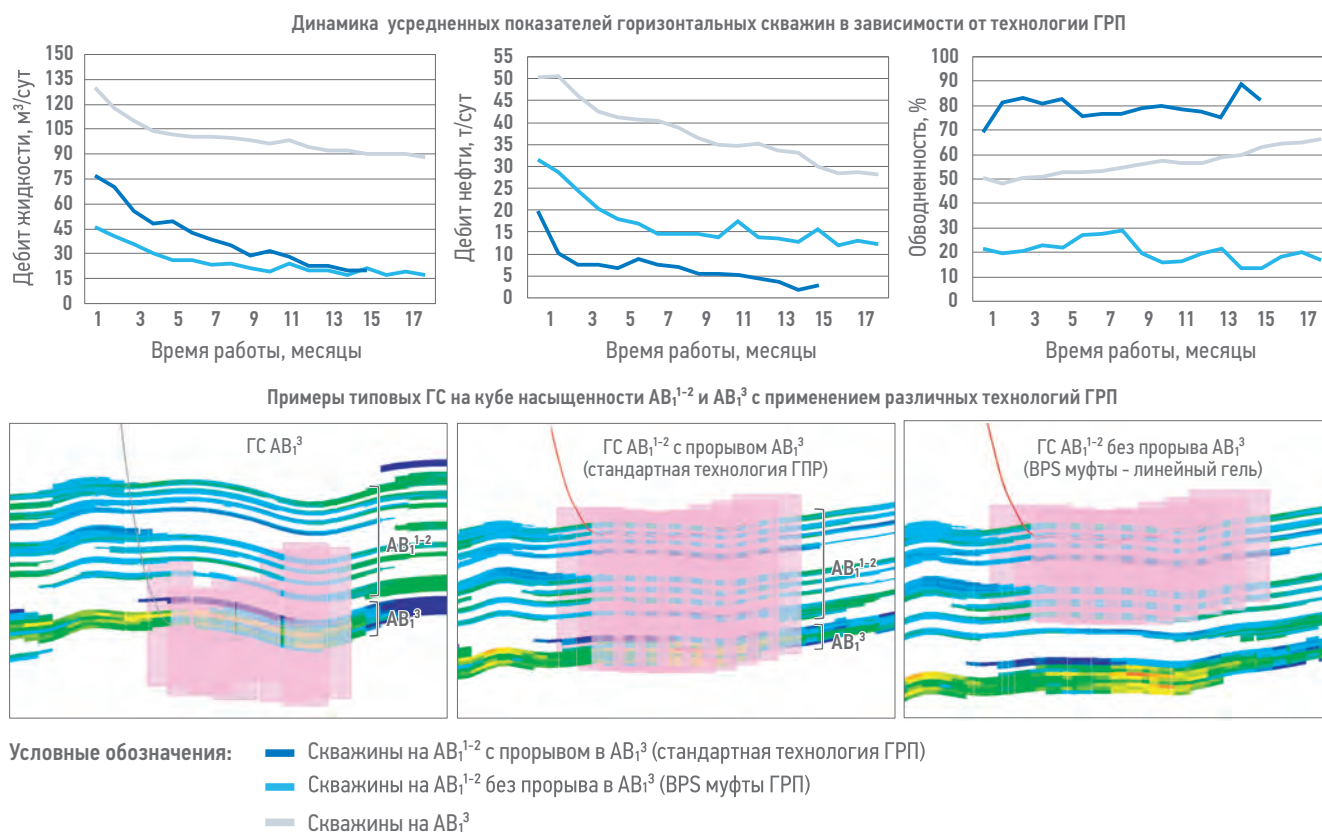
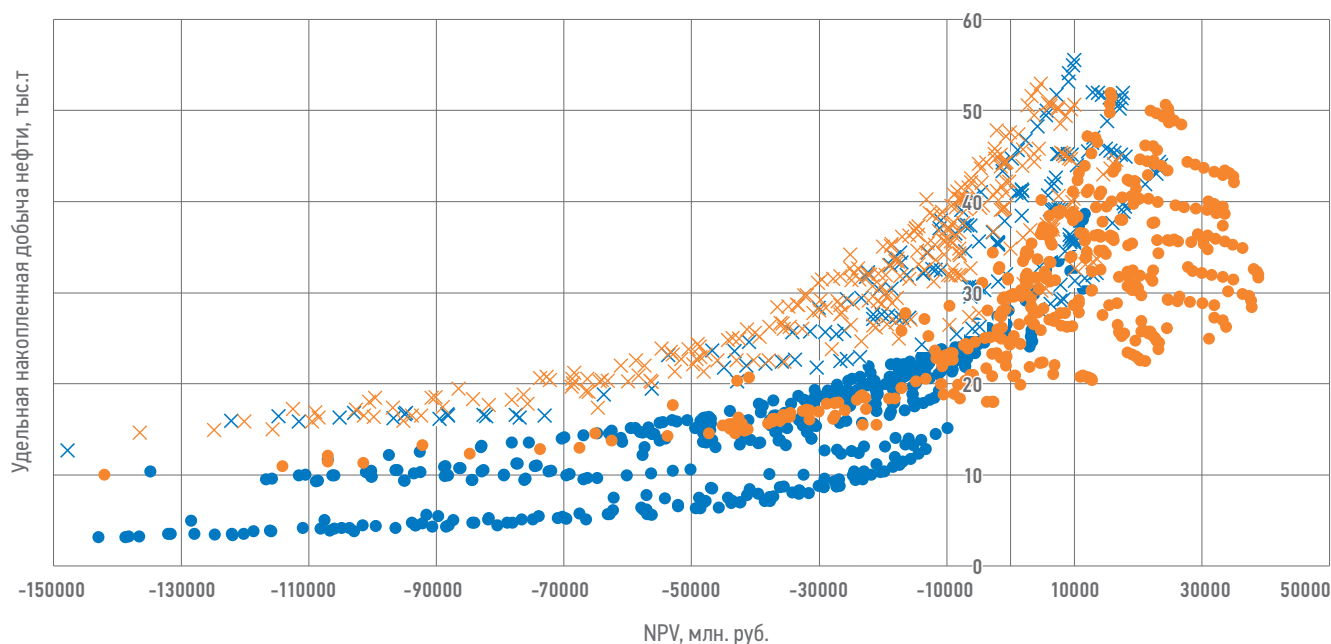


Рис. 4. Сравнение динамика показателей в зависимости от технологии ГРП. Составлено авторами
Fig. 4. Comparison of the dynamics of indicators depending on the hydraulic fracturing technology. Compiled by the authors



Условные обозначения:

● поперечные ННС × поперечные ГС ● продольные ННС × продольные ГС

Рис. 5. Облако точек всех рассчитанных вариантов сеток. Составлено авторами
Fig. 5. Point cloud of all calculated grid variants. Compiled by the authors

- Оптимальное расположение добывающих ГС в текущих геологических условиях — расположение вдоль регионального стресса, тип заканчивания нагнетательного фонда — ННС с ГРП. Общая конфигурация скважин: добывающие ГС с МГРП + нагнетательные ННС с ГРП. Данные результаты объясняются максимизацией коэффициента охвата сетки и коэффициента охвата заводнением в оптимальной конфигурации скважин за счет образования галереи трещин авто-ГРП на нагнетательном фонде и последующего равномерного оттеснения запасов к забоям добывающих скважин.
- Удельные накопленные показатели добычи нефти на всем диапазоне расчетов получаются выше для конфигурации скважин ГС с МГРП добывающие + ГС с МГРП нагнетательные. Однако этот прирост нефти не окупается затратами на бурение и обслуживание скважин. Из-за этого по экономической эффективности они уступают конфигурации скважин с нагнетательными ННС с ГРП.

Таким образом, в ходе работы получены оптимальные параметры системы разработки: ГС с МГРП добывающие + ННС с ГРП нагнетательные с направлением скважин по выдержанному региональному стрессу с азимутом 340° и с соотношением числа добывающих и нагнетательных скважин 1:1.

На **рис. 5** представлена палетка, позволяющая определить наилучшую длину ГУ и ПСС.

Оптимум находится по максимальному значению критерия оптимальности T_{opt} . Рядом с кругами на **рис. 6** указаны значения лучших ПСС для каждой длины ГУ.

Оптимальная длина горизонтального участка составляет 1200 м с ПСС = 28 га/скв.

Традиционной системой освоения объекта «рябчик» является избирательная система разработки добывающими ГС с МГРП с длиной горизонтального участка равной 900 м с расстоянием между добывающими скважинами 600 м, без выделенного преобладающего азимута направления скважин. В данной работе предложена наиболее удачная, по мнению авторов, система разработки с учетом имеющихся неопределенностей по геологическому строению и разработке.

ОПТИМИЗАЦИЯ СЕТКИ СКВАЖИН С УЧЕТОМ РИСКОВ ПО ТРАНЗИТНОМУ ОБЪЕКТУ АВ1-3

Как отмечалось ранее, разработка объекта «рябчик» на рассматриваемом месторождении осложнена наличием нижележащего промытого пласта. Для повышения успешности запусковых и накопленных показателей скважин необходимо сократить вероятность влияния промытого пласта на продуктивный объект АВ1¹⁻². Выбранная расчетным путем наиболее приемлемая сетка скважин (**рис. 7**) позволяет наилучшим образом снизить риски прорыва воды. На **рис. 8** продемонстрирована схема формирования сетки скважин с учетом этой неопределенности.

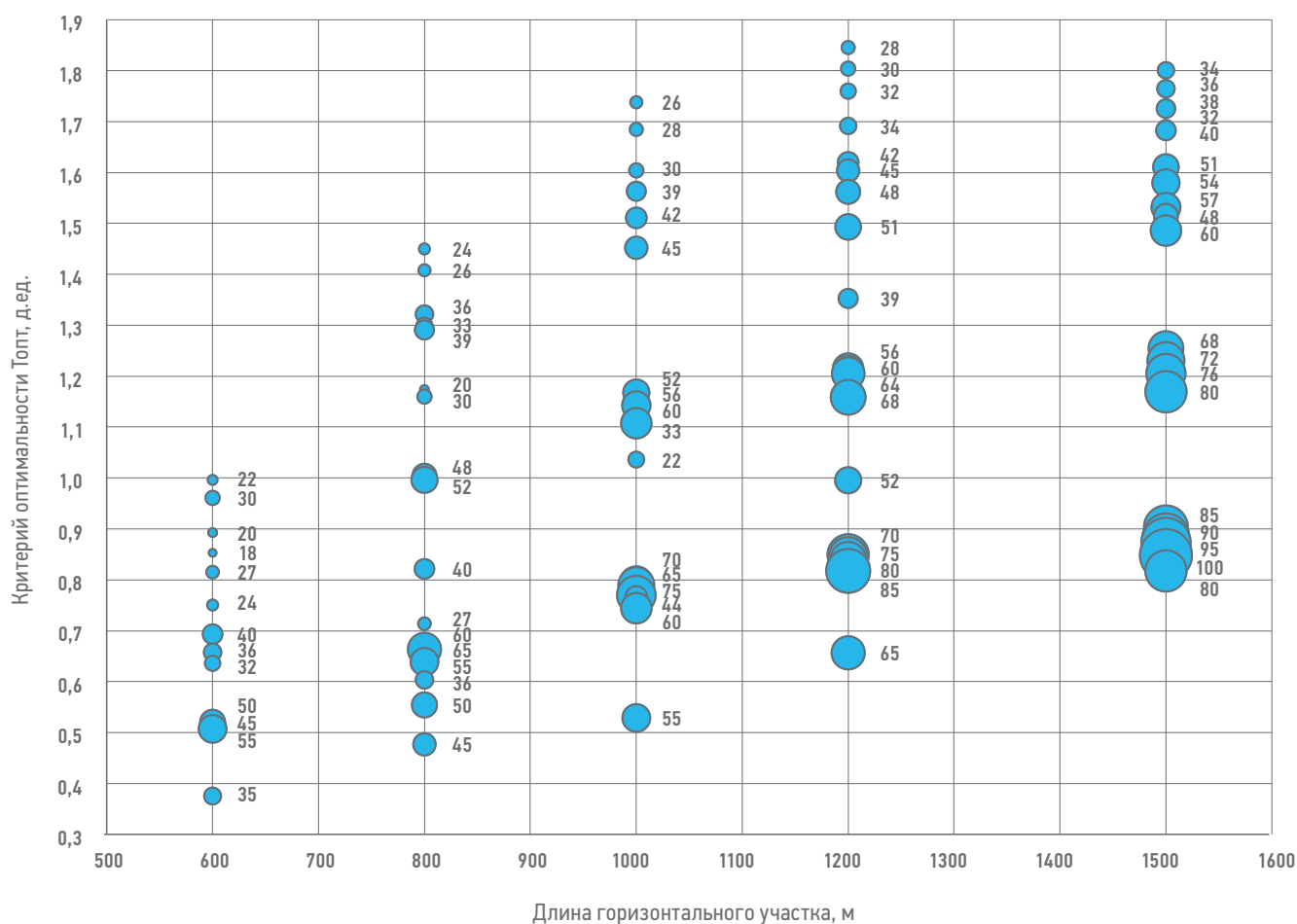


Рис. 6. Палетка определения оптимальной геометрии скважин. Составлено авторами
Fig. 6. Palette for determining the optimal well geometry. Compiled by the authors

Карта оценки риска обводнения построена на основе отношения вскрытой мощности объекта «рябчик» скважинами нижележащего пласта к эффективной мощности самого целевого пласта. Фактически эта карта показывает долю эффективной

толщины пласта «рябчик», вскрытой трещинами ГРП скважин, пробуренных на пласт АВ₁³. Полученная карта оценки неопределенностей позволяет формировать оптимальную сетку скважин с учетом рисков прорыва воды.

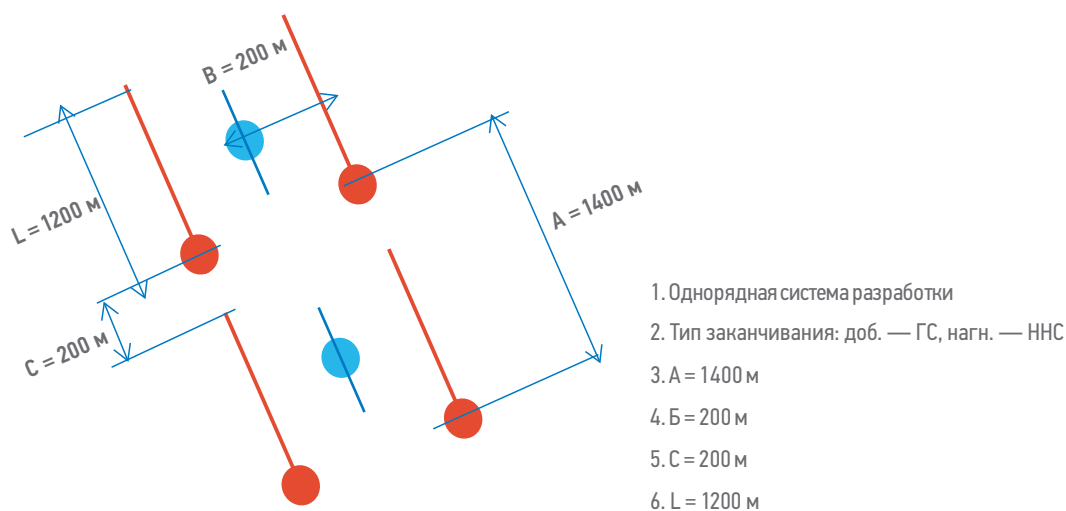


Рис. 7. Конфигурация оптимальной системы разработки в текущих геологических особенностях. Составлено авторами
Fig. 7. Configuration of the optimal development system in the current geological features. Compiled by the authors

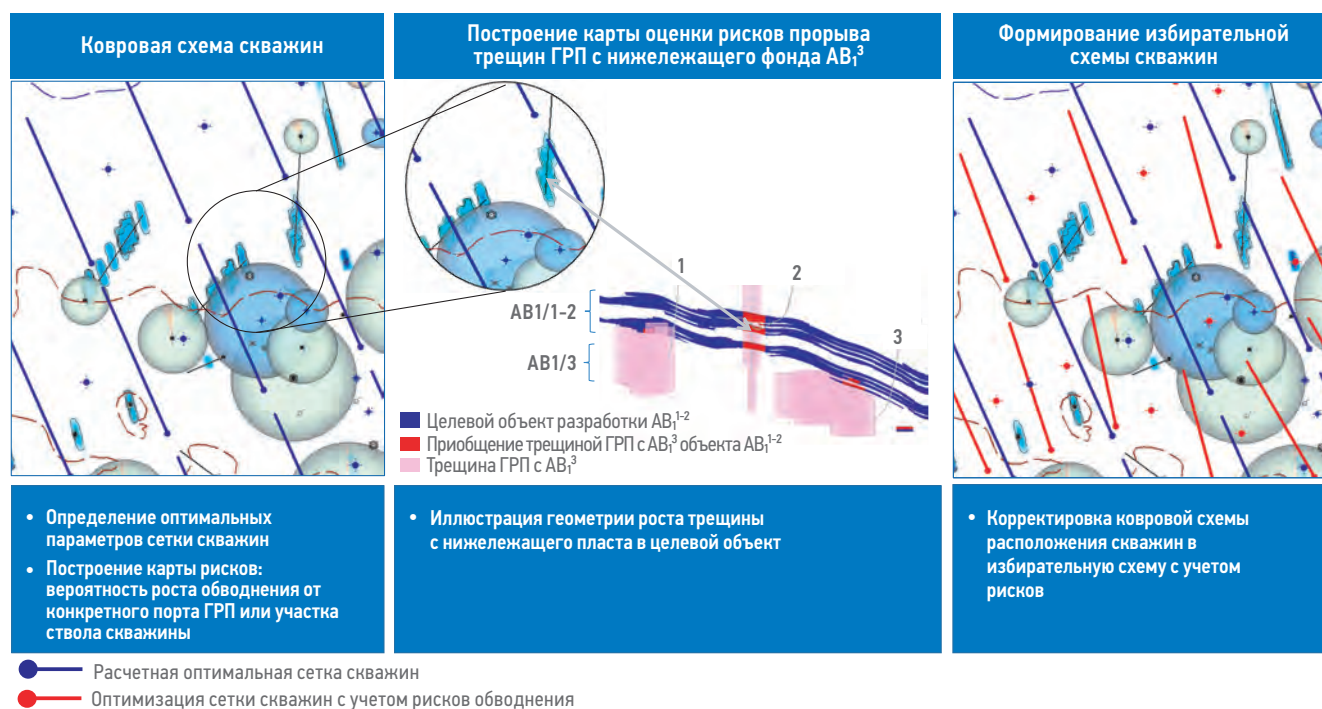


Рис. 8. Схема формирования сетки скважин с учетом рисков обводнения. Составлено авторами
Fig. 8. Scheme of formation of a grid of wells taking into account the risks of flooding. Compiled by the authors

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведены многовариантные расчеты на 2D гидродинамической модели, созданной в ПО «NumEx2», в количестве 1500 расчетов с целью проведения оценки и подбора оптимальных параметров системы разработки.
2. Предложена оптимальная система разработки пласта ТРИЗ «рябчик» (AB_1^{1-2}), учитывающая примыкание снизу промытого пласта AB_1^3 с действующим обводненным фондом скважин. Оптимальные параметры: рядная конфигурация продольно-направленных по линии регионального стресса (340°) горизонтальных скважин с МГРП с длиной ГУ = 1200 м с ПСС = 28 га/скв ($a = 1400$ м, $b = 200$ м) с формированием системы ППД в виде ННС с ГРП.

3. Предложена специальная технология проведения ГРП — BPS-технология ГРП (малотоннажный ГРП с линейным гелем). Данная технология позволяет не выходить из целевого интервала бурения, сокращая возможность прорыва воды из нижележащего горизонта.
4. Применение BPS-технологии ГРП позволяет сократить запускную обводненность скважины ориентировочно на 40 % и увеличивает полудлину трещин ГРП на 90 м.
5. Построена карта оценки рисков обводнения пласта «рябчик», фиксирующая области прорыва трещин в скважинах, пробуренных на нижележащий пласт. С помощью данной карты запроектирована сетка скважин на целевой интервал пласта AB_1^{1-2} с учетом возможности его обводнения из-за потенциальной гидродинамической связи с нижележащим объектом AB_1^3 .

Список литературы

1. Маснет 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.: НедраБизнесцентр, 1999. — 212 с.
3. Уиллхайт Г.П. Заводнение пластов (Приложение 3). М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. — 788 с.
4. Байнов В.А., Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами // Нефтегазовое дело. — 2011. — № 1. — С. 84–98.
5. 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 // PRONEFT. Профессионально о нефти. — 2023. — № 2. — С. 165–175. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-165-175>

References

1. Muskat M. *The flow of homogeneous fluids through porous media*. New York: McGrawHill, 1937.
2. Kanevskaya R.D. *Mathematical modeling of oil and gas field development*. Moscow: NedraBiznestsentr Publ., 1999. 212 p. (In Russ.)
3. Willhite G.P. *Waterflooding*, SPE Textbook Series, 1986.
4. Baykov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliev 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.)
5. 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, no. 2, pp. 165–175. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-165-175>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Е.А. Спирина — разработала алгоритм экспресс-оценки выбора оптимальных параметров системы разработки для крупных месторождений [5], рассчитала и обосновала оптимальную систему разработки на двумерной модели «NumEx2», создала гидродинамическую модель на «NumEx2», провела многовариантное моделирование, предложила к использованию двухфакторный аддитивный критерий оптимальности, разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи.

Р.А. Озроков — провел анализ запусков и работы исторических скважин на рассматриваемый объект, обработал полученные результаты по многовариантному моделированию проектной сетки скважин, адаптировал подобранный оптимальную сетку скважин с учетом рисков при бурении и проведении ГРП, разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи.

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

А.М. Ишкинов — утвердил технологию проведения ГРП, принял активное участие в координации работ по выбору оптимальных параметров систем разработки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

С.Н. Хохлов — принял активное участие в подборе и утверждении технологии ГРП, координации работ по выбору оптимальных параметров систем разработки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.Б. Комолов — принял активное участие в подборе технологии ГРП, координации работ по выбору оптимальных параметров систем разработки.

Elizaveta A. Spirina — developed an algorithm for express assessment to choose optimal parameters for a development system for large fields, proposed to calculate and justify the optimal development system on the two-dimensional model “NumEx2”, 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.

Ruslan A. Ozrokov — analyzed the work operation of historical wells of the field, processed the obtained results on multivariate modeling of the design well grid, adapted the selected optimal well grid taking into account the risks during drilling and hydraulic fracturing, developed the concept of the article, prepared the text of the article.

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.

Azat M. Ishkinov — approved the technology for conducting hydraulic fracturing, took an active part in coordinating the work on selecting the optimal parameters of the development systems, and finally approved the published version of the article.

Sergey N. Khokhlov — took an active part in coordinating the work on selecting the optimal parameters of development systems, finally approved the published version of the article.

Alexander B. Komolov — proposed the technology for conducting hydraulic fracturing, took an active part in coordinating the work on selecting the optimal parameters of development systems.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Елизавета Александровна Спирина* — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57510711800

Руслан Асланович Озроков — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Ринат Халидарович Камалетдинов — руководитель по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»

Азат Мавлютович Ишкинов — руководитель проекта «Рябчик», ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Сергей Николаевич Хохлов — руководитель проекта, ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Александр Борисович Комолов — главный специалист, ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Elizaveta A. Spirina* — Chief specialist, Gazprom
neft company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57510711800

Ruslan A. Ozrokov — Head of Development,
Gazprom neft company group

Rinat H. Kamaletdinov — Head of Product
Development, Gazprom neft company group

Azat M. Ishkinov — Head of project "Ryabchick",
Slavneft-Megionneftegaz PJSC

Sergey N. Khokhlov — Head of project, Slavneft-
Megionneftegaz PJSC

Alexander B. Komolov — Chief specialist, Slavneft-
Megionneftegaz PJSC

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author