

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.153-165>

EDN MSFAAW

УДК 622.276.1/4.001.57

Оценка рисков при планировании разработки пласта Т на основе анализа неопределенностей и многовариантных расчётов

Пономарева Д.В., Усманова З.Р., Барабанов Д.Е.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Risk assessment during planning of T reservoir development based on uncertainty analysis and multivariate estimations

D.V. Ponomareva, Z.R. Usmanova, D.E. Barabanov

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: dyponomareva2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Настоящая работа посвящена проектированию разработки газовых залежей ТРИЗ в условиях геологической неопределенности. Описан подход к снижению рисков бурения на стадии построения геолого-гидродинамических моделей – составлена матрица параметров неопределенностей, на основе анализа чувствительности выявлены свойства, наиболее влияющие на объем запасов и профиль добычи газа, проведена оценка достоверности прогнозного профиля добычи. В результате выполненной работы предложен план мероприятий по снижению геологических и технологических неопределенностей.

Ключевые слова: многовариантные расчеты, оптимизация стратегии разработки газовой залежи, анализ неопределенностей геологических и фильтрационных параметров, туронские отложения, трудноизвлекаемые запасы

Для цитирования: Пономарева Д.В., Усманова З.Р., Барабанов Д.Е. Оценка рисков при планировании разработки пласта Т на основе анализа неопределенностей и многовариантных расчётов // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 153-165. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.153-165>. - EDN MSFAAW

Abstract. The present research paper focuses on the planning of hard-to-recover gas reservoir development under conditions of geological uncertainty. An approach to drilling risk

mitigation at the stage of geological and reservoir simulation modeling is described. Matrix of uncertainty parameters is generated, the properties that have the largest effect on reserves volume and gas production profile are identified based on sensitivity analysis, reliability of forecast production profile is assessed. The work performed resulted in a proposed plan of actions to reduce geological and technological uncertainties.

Keywords: *multivariate estimates, optimization of gas reservoir development strategy, uncertainty analysis of geological and fluid flow parameters, Turonian sediments, hard-to-recover reserves*

For citation: D.V. Ponomareva, Z.R. Usmanova, D.E. Barabanov Otsenka riskov pri planirovanii razrabotki plasta T na osnove analiza neopredelennostey i mnogovariantnykh raschotov [Risk assessment during planning of T reservoir development based on uncertainty analysis and multivariate estimations]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(36), 2023. pp. 153-165. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.153-165>. EDN MSFAAW (in Russian)

Введение

Значительная доля запасов газа рассматриваемого лицензионного участка залегает на относительно небольшой глубине – в туронских отложениях. Известно, что туронский газ относится к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ) в связи с особенностями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора – пласт характеризуется низкими значениями пористости (~0,3 д.ед.) и проницаемости (~10 мД), а также низким пластовым давлением (~100 бар). Также как правило, такие залежи имеют обширное распространение по площади, что дополнительно усложняет разработку запасов.

На текущий момент месторождение разбурено поисково-разведочным фондом (25 скважин) и находится на стадии проектирования разработки. Поэтому особое внимание уделяется доизучению геологического строения [1], снижению рисков неподтверждения проектных уровней добычи.

Объект характеризуется средней степенью изученности: выполненный комплекс ГИС (25 скв.) позволяет решать задачи литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и определения подсчётных

параметров. Изученность керновыми исследованиями (10 скв.) наиболее широко охватывает замеры коэффициентов пористости и проницаемости, однако по относительной фазовой проницаемости (ОФП), анизотропии и ФЕС необходимо привлечение аналогов для расширения выборки. В качестве сейсмической основы используется комплексная интерпретация данных 3D 2015-2016 гг. Замеров пластового давления и температуры, а также исследований проб газа достаточно для представления о составе и начальном состоянии флюида в залежи.

Матрица параметров неопределенности

В основу первого этапа работ легла консолидация имеющихся данных, оценка их качества, достоверности, непротиворечивости друг другу. Ввиду недостаточной степени изученности объекта Т привлечена информация с объектов-аналогов [2] соседних месторождений, характеризующихся схожими ФЕС одновозрастных месторождений – сформирована статистика по специальным и потоковым исследованиям керна, данным физико-химических свойств газа, геомеханическим свойствам пород, данным петрофизических исследований, седиментологическим и сейсмическим данным, а также результатам гидродинамических исследований скважин.

Вторым этапом работ стало составление матрицы параметров неопределенности (Табл. 1) для моделирования. Основной задачей матрицы является обобщение выбранных параметров неопределенности, согласование диапазонов (минимум, максимум), типов задания (дискретный или непрерывный), распределения плотностей вероятности (для непрерывных значений) и прочих способов задания параметров неопределенности (задание множителя, числовой зависимости, набора готовых реализаций). В качестве базиса для последующих многовариантных расчетов матрица удовлетворяет следующим требованиям:

- в матрице представлены все необходимые и достаточные параметры, влияющие на конечный результат;
- каждый параметр неопределенности, представленный в матрице, имеет полный набор данных, необходимых для моделирования неопределенности в гидродинамических расчетах [3].

Задание численных диапазонов является важным этапом моделирования и существенно влияет на дальнейший анализ чувствительности входных данных. Основная задача при оценке диапазона неопределенностей – определение среднего арифметического значения параметра (m) и дисперсии (σ) [4]. Диапазон неопределенности подбирается таким образом, чтобы заполнить пространство значений параметра неопределенности подобно распределению, полученному по исходным данным или исходя из оценки априорных знаниях о входном параметре (пример на Рис. 1).

Таблица 1

Матрица параметров неопределенности пласта T

Неопределенности	Параметр	Тип данных	Способ задания	Диапазон значений	базовый	макс.	Комментарий
				мин.			
Структурные	Поверхности кровли и подошвы пласта	непрерывный	карта пов-ти с учетом карты среднекв. откл.	-2б	базовый вариант	+2б	на основе сейсмических и скв. данных
	ГВК	Непрерывный	Карта поверхности	-	-899	-905	оценка по испытаниям и насыщению по РИГИС
Геологические	Нэфф	Непрерывный	Прогнозная карта Нэфф	-1.27б	Карта Нэфф ГРП с увязкой по скв. данным	+1.27б	Атрибутный анализ с поиском наибольшей корреляции по сценариям РИГИС Нэфф
Петрофизические	Эффективные толщины	дискретная кривая РИГИС	сценарий	Мин.	базовый вариант	Макс.	По граничным количественным критериям
	Пористость	значение Кп	диапазон	-2б	базовый вариант	+2б	Оценка ошибки неопр-ти Кп мин-(-2б) , макс-(+2б))
	Проницаемость	Зав-ть Кпр от Кп	сценарий	$K_{пр}(баз)*(m+3б)$	базовый вариант	$K_{пр}(баз)*(n-3б)$	где m и n – множители, опред. эмпирически
	Насыщенность		сценарий	Кг мин	Кг база	Кг макс	По базовой зависимости и крайним точкам керна для мин. и макс. зависимостей
Геоме-	Сжимае-	таблица	зав-ть множи-	k/k_0	k/k_0	k/k_0	функция Джон-

характеристики	мощность пород		теплов. Кпр (Рэфф)	$=\exp(0.390 \cdot (\exp((-P_{эфф})/20.7) - 1) / ((1 + 0.00044 \cdot P_{эфф}))$	$=\exp(1.243 \cdot (\exp((-P_{эфф})/20.7) - 1) / ((1 + 0.00044 \cdot P_{эфф}))$	$=\exp(3.623 \cdot (\exp((-P_{эфф})/20.7) - 1) / ((1 + 0.00044 \cdot P_{эфф}))$	са
		таблица	зав-ть множителей Кп (Рэфф)	$m/m_0 = ((0.282 \cdot \exp[0.082 \cdot (\exp((-P_{эфф})/20.7) - 1)] / (1 + 0.00044 \cdot P_{эфф})) / (1 + 0.282 \cdot \exp[0.082 \cdot (\exp((-P_{эфф})/20.7) - 1)] / (1 + 0.00044 \cdot P_{эфф}))$	$m/m_0 = ((0.340 \cdot \exp[0.190 \cdot (\exp((-P_{эфф})/20.7) - 1)] / (1 + 0.00044 \cdot P_{эфф})) / (1 + 0.340 \cdot \exp[0.190 \cdot (\exp((-P_{эфф})/20.7) - 1)] / (1 + 0.00044 \cdot P_{эфф}))$	$m/m_0 = ((0.418 \cdot \exp[0.343 \cdot (\exp((-P_{эфф})/20.7) - 1)] / (1 + 0.00044 \cdot P_{эфф})) / (1 + 0.418 \cdot \exp[0.343 \cdot (\exp((-P_{эфф})/20.7) - 1)] / (1 + 0.00044 \cdot P_{эфф}))$	функция Джонса
Фильтрационные	связанная водонасыщенность	Непрерывный	множитель в ур-нии SWL (a)	0.78	0.938	1.2	$SWL = a \cdot \sqrt[3]{(Perm_x / Poro) - 0.35}$
	ОФП воды при остаточной газонасыщенности	Непрерывный	значение переменной KRWR	0.0003	0.015	0.048	-
	максимальная ОФП воды	Непрерывный	значение переменной KRW	0.0336	0.1	0.1736	-
	остаточная газонасыщенность	Непрерывный	значение переменной SGCR (с)	0.1297	0.541	0.95	$SGCR = (1 - SWL) - c \cdot (1 - SWL)$
	максимальная ОФП газа	Непрерывный	значение переменной KRG	0.065	0.25	0.533	-
	ОФП по газу при критической водонасыщенности	таблица	значение переменной KRGR	0.016	0.038	0.087	-
	ОФП форма кривых	таблица	зависимость ОФП воды от Sw	$K_w = Sw^{2.1} / (Sw^{2.1} + 5.6 \cdot (1 - Sw)^{1.1})$	$K_w = Sw^{1.5} / (Sw^{1.5} + 5 \cdot (1 - Sw)^1)$	$K_w = Sw^{1.1} / (Sw^{1.1} + 5.5 \cdot (1 - Sw)^{1.1})$	LET-функция
		параметры аквифера	зависимость ОФП газа от Sg	$K_g = (1 - Sw)^7 / ((1 - Sw)^7 + 6 \cdot Sw^{0.8})$	$K_g = (1 - Sw)^5 / ((1 - Sw)^5 + 5 \cdot Sw^{0.9})$	$K_g = (1 - Sw)^4 / ((1 - Sw)^4 + 5 \cdot Sw^{0.9})$	LET-функция
	Аквифер	Непрерывный	3 сценария	без аквифера	базовый аквифер	аквифер увеличенного объема и мощности	объем, проницаемость, мощность аквифера
	Проницаемость	Непрерывный	зависимость Кпр от Кп (z)	0.17	1	10.5	$LgK_{пр} = (18.327 \cdot K_{п} - 4.677) \cdot z$
	Анизотропия	Непрерывный	множитель в уравнении проницаемости (p)	0.05	0.21	0.41	$Perm_z = p \cdot Perm_x$
	Начальное пластовое давление	Непрерывный	значение переменной Рпл	9.81	9.95	9.96	-

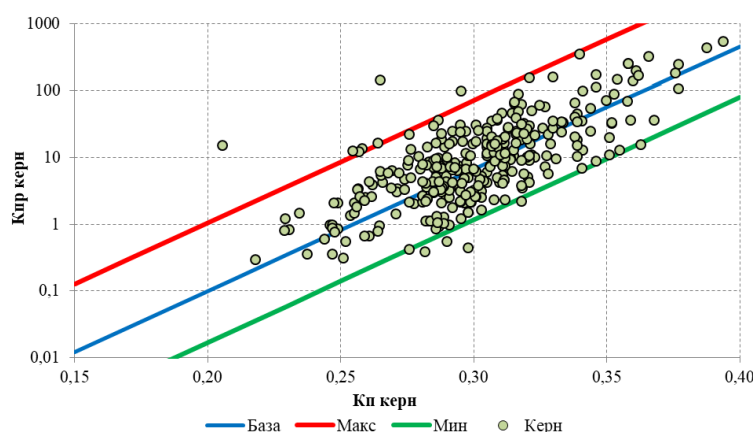


Рис. 1. Зависимость коэффициента проницаемости от пористости для пласта Т

Анализ чувствительности

На следующем этапе работ создана базовая геолого-гидродинамическая 3D модель, включающая средние значения рассматриваемых параметров, и на её основе проводился анализ чувствительности.

Основной его задачей является численная оценка влияния параметров неопределенности на изменение геологических запасов «сухого» газа с точки зрения геологии, и, с точки зрения разработки, на накопленную добычу газа. Для этого последовательно используются максимальные и минимальные значения сценариев и диапазонов изменения каждого параметра для определения максимального влияния выбранного параметра. В качестве базиса для последующих многовариантных расчетов анализ чувствительности позволяет:

- численно оценить степень влияния каждого представленного в матрице неопределенностей фактора;
- исключить факторы, оказывающие незначительное влияние на конечный результат и упростить процедуру проведения многовариантных расчетов.

Наибольшее влияние на запасы «сухого» газа пласта Т оказывает фактор сценария интерпретации пористости по методам ГИС. В значимой степени также влияют и остальные параметры неопределённости: структурный фактор, положение флюидальных контактов, методы выделения эффективных толщин, используемый сценарий газонасыщенности (Рис. 2).

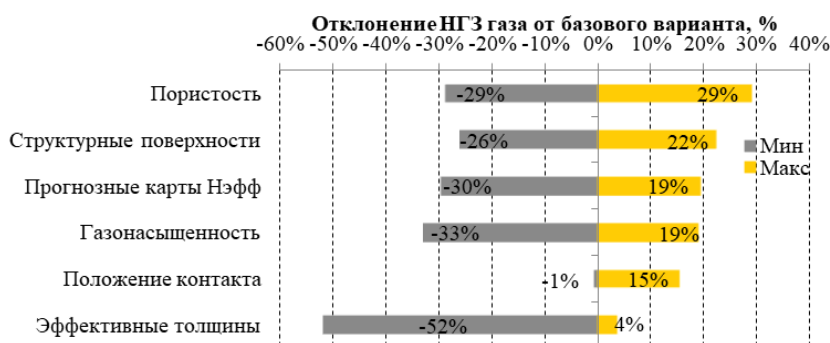


Рис. 2. Диаграмма-торнадо с результатами проведения анализа чувствительности к геологическим параметрам

В качестве параметров отклика, подверженных влиянию имеющихся неопределенностей с точки зрения разработки [5], приняты значения накопленной добычи газа за прогнозный период. Выполнены расчеты с последовательным перебором граничных сценариев каждого параметра на основе базовой модели.

Результаты анализа представлены в виде диаграммы «торнадо» (Рис. 3), которые характеризуют степень влияния изменения входных параметров на целевую функцию (накопленную добычу газа).

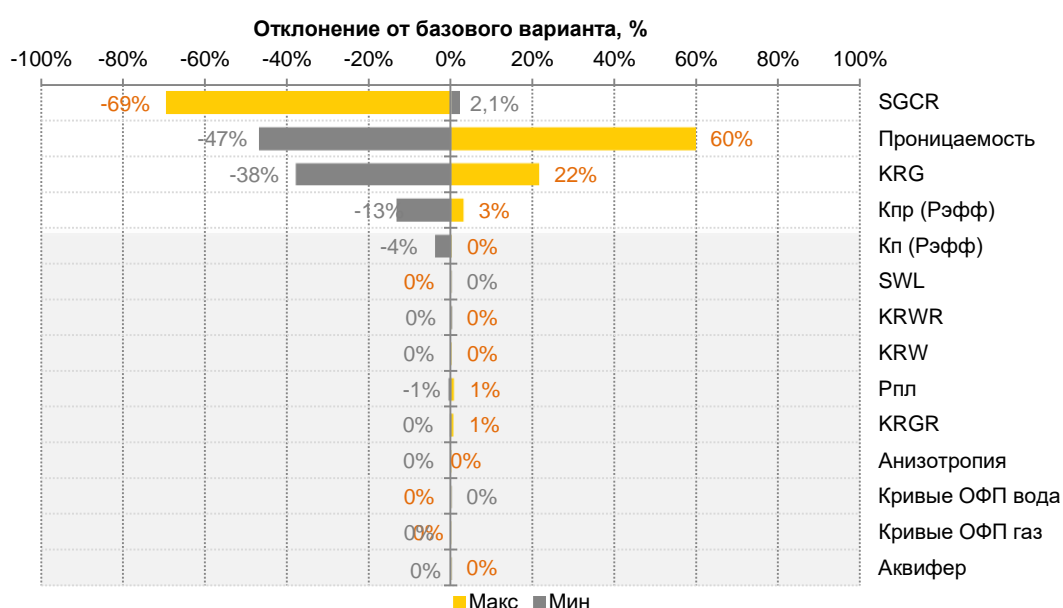


Рис. 3. Диаграмма-торнадо с результатами проведения анализа чувствительности к фильтрационным параметрам

Наибольшее влияние на профиль добычи Т оказывают параметры:

- критическая газонасыщенность (SGCR)
- зависимость проницаемости (Кпр) от пористости (Кп);
- максимальная фазовая проницаемость по газу (KRG);
- зависимость Кпр (Рэфф).

Многовариантные расчеты

Реализован алгоритм многовариантных расчётов НГЗ газа с согласованной комплексной вариацией параметров неопределённости для каждого

пласта. Выполнено свыше 500 реализаций, достаточных для оценки диапазона изменения запасов и выделения квантилей P90, P50, P10 (Рис. 4) [6].

Подготовлен набор квантилей для дальнейшего использования в многовариантном гидродинамическом моделировании участка – 9 реализаций по квантилям P10 – P90. Такое количество обеспечивает достаточную детализацию и не превышает оптимальное множество расчетов.

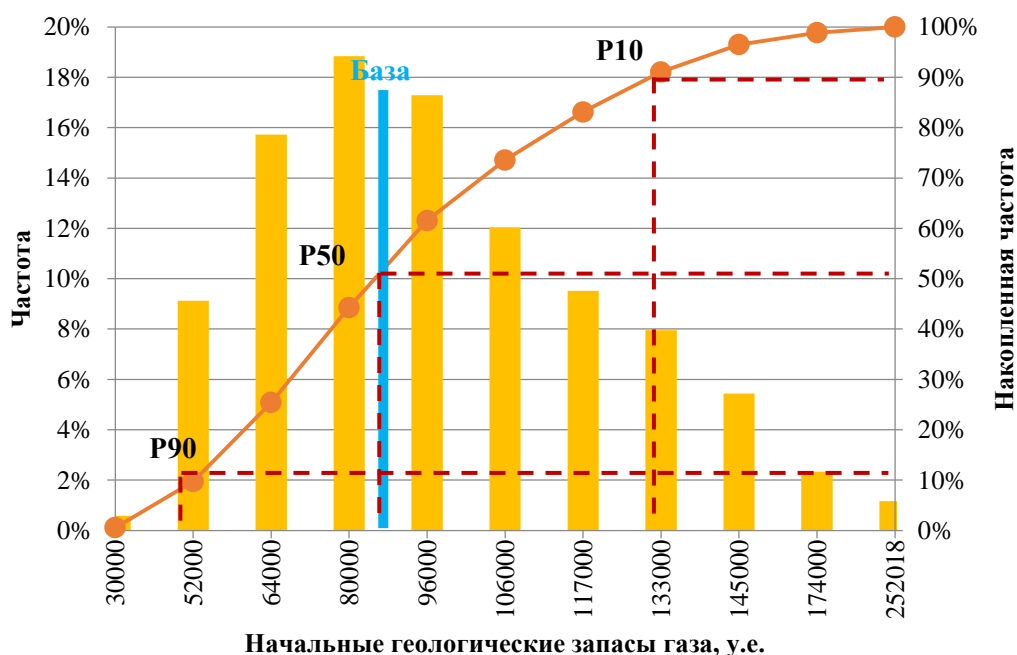


Рис. 4. Результаты многовариантных расчетов (МВР) геологических параметров неопределенности

Следующим шагом проведена оценка влияния неопределенностей на профиль добычи пласта Т. Для варьирования приняты вышеупомянутые параметры неопределенности (SGCR, KRG, Кпр (Кп), Кпр(Рэфф)), а также 9 реализаций геологии, характеризующих вероятности НГЗ газа по квантилям P10 – P90. В качестве параметров отклика, подверженных влиянию имеющихся неопределенностей, приняты профили добычи газа, а также фактическое забойное давление по скважинам.

Многовариантные расчеты проводились в программном модуле РН-КИМ RexLab. Набор реализаций генерировался с помощью алгоритма «латинский гиперкуб» (LH). В качестве критерия проверки качества адапта-

ции модели принято значение целевой функции (ЦФ) [7]. Задание ЦФ обеспечивает выбор наилучшего варианта модели по совокупности параметров. ЦФ представляет собой сумму временных рядов невязок скважинных параметров, выбранных пользователем: для скважин пласта Т таким параметром принято забойное давление на гидродинамических исследованиях скважин (ГДИ). Чем меньше значение ЦФ, тем больше сходимость между рассчитанными и фактическими показателями.

$$E^{WBHP} = \sum_{s=1}^{N_{steps}} \sum_{w=1}^{N_{wells}} \left| \frac{WBHP_w^s - WBHPH_w^s}{WBHPH_w^s} \right|, \text{ где}$$

E – целевая функция,

$WBHP$ – рассчитанное забойное давление в скважине,

$WBHPH$ – историческое забойное давление в скважине,

Всего проведено порядка 1000 расчетов по методу ЛН, в процессе анализа исключено 47 % расчетов с максимальными значениями целевой функции (обозначены серым цветом на рис. 5), т.е. с наихудшей адаптацией.

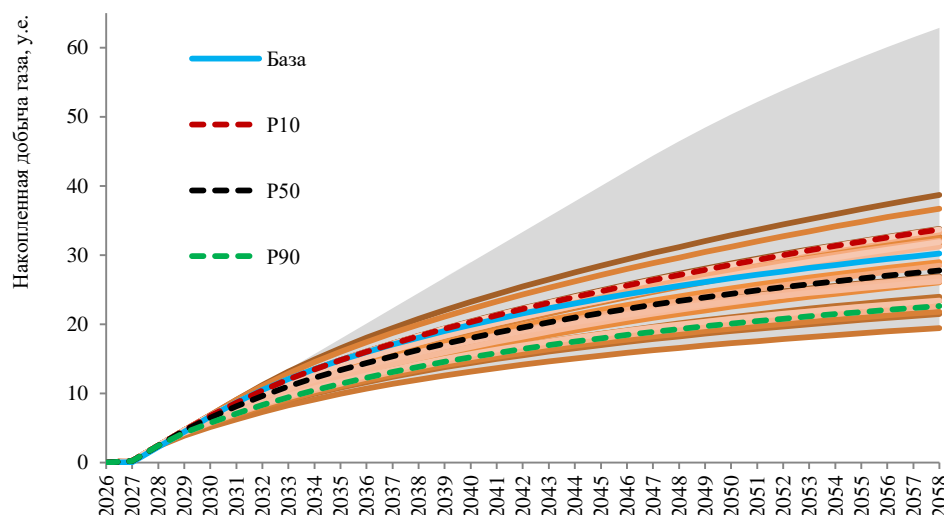


Рис. 5. Вероятностная оценка профилей добычи за прогнозный период

Для определения квантилей P10, P50, P90 выбран диапазон с минимальными значениями ЦФ, гистограмма распределения представлена на рис. 6.

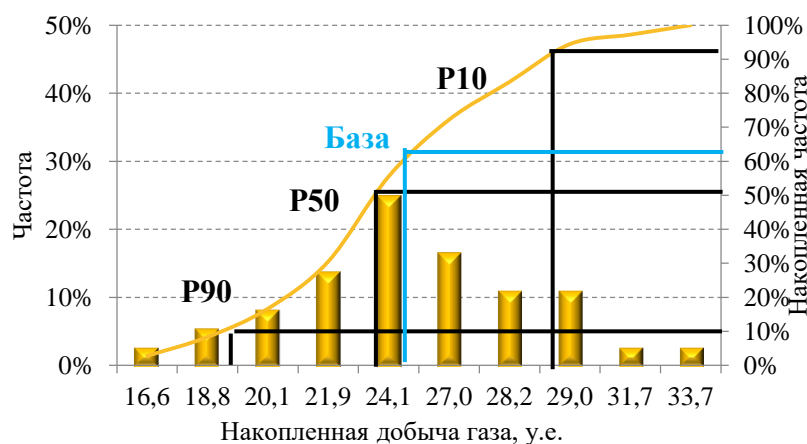


Рис. 6. Гистограмма распределения экспериментов по накопленным отборам газа на конец прогнозного периода

По накопленной добыче газа на конец расчетного периода (2058 г.) профиль базовой модели MBR соответствует вероятности P38. Это означает, что вероятность воспроизведения прогнозного профиля при разработке ниже среднего – в таком случае необходимо дополнительное изучение зон размещения проектных скважин.

Программа доизучения объекта

Сужение диапазонов неопределенностей путём добавления новых исследований невозможно, но возможно снизить риски неподтверждения геологических параметров (Табл. 2) – за счет расширенного комплекса геофизических исследований (ГИС) на пилотных стволах первых скважин на каждой кустовой площадке при бурении проектного фонда. Для уточнения условного подсчетного уровня (УПУ) рекомендуется также провести MDT в транзитных скважинах на нижележащие пласты. С целью уточнения естественной водонасыщенности, характеристик ОФП, основных параметров ФЕС и капиллярной модели насыщения рекомендуется рассмотреть возможность изолированного отбора керна с пласта Т, проведения исследований ОФП, капилляриметрии, измерения коэффициента оста-

точной водонасыщенности (Кво). Такие мероприятия также позволят своевременно скорректировать проектные решения при выявлении сценария, отличного от базового.

Таблица 2

Рекомендуемая программа исследований пласта Т

Уточнение параметров	Вид исследования	Описание исследования	Применение в работе
ФЕС, уровень ГВК	Расширенный комплекс ГИС	На каждой первой скважине куста (пилот)	При настройке ПФМ, интерпретация ГИС для ГМ
Уровень ГВК, вязкость, сжимаемость, плотность, давление насыщения	ХРТ/МДТ	По транзитным скважинам на нижележащие пласты: выявление газонасыщенных интервалов, экспресс-оценка давления и подвижности флюида / отбор проб, замеры Рпл, определение Кпр и анизотропии, стресс-тест	Уточнение ПФМ, ГМ, ГДМ, РVT-модели
Естественная водонасыщенность, ОФП, ФЕС, капиллярная модель насыщения	Отбор керна	Изолированный отбор керна пласта Т, проведение исследований ОФП, измерение Кво методом ЭДМ, капилляриметрия	Уточнение ПФМ, ГМ, ГДМ
Свойства газа, модель Арчи-Дахнова (минерализация и пластовые температуры)	Отбор глубинных проб	Отбор проб на новых скв. (пилотах)	При настройке ПФМ, оценке запасов

ПФМ – петрофизическая модель,

ГМ – геологическая модель,

ГДМ – гидродинамическая модель,

Рпл – пластовое давление,

ЭДМ – экстракционно-дистилляционный метод

Выводы

Таким образом, в процессе вышеописанной работы выполнена оценка рисков неподтверждения НГЗ и профиля добычи газа пласта Т в условиях значительной неопределенности. Описанный подход позволяет выявить параметры, оказывающие наибольшее влияние на объем запасов (структурный фактор, положение ГВК, методы выделения эффективных толщин, пористости, сценарий газонасыщенности) и накопленную добычу газа (зависимость Кпр(Кп), критическая газонасыщенность, максимальная ОФП газа, зависимость множителя Кпр от эффективного давления). Проведенный анализ позволил сформировать программу доизучения объекта, уделяющую особое внимание интересующим факторам.

Список литературы

1. Н.Н. Боженюк Анализ и классификация причин возникновения неопределенностей при геологическом моделировании/ ФГБОУ ВПО "Тюменский государственный нефтегазовый университет", г. Тюмень, Российская федерация стр. 5-6.
2. Д.В. Никифоров, И.Н. Глухих. Усовершенствованный подход выбора объектов-аналогов при проектировании разработки месторождений с помощью вывода по прецедентам. ООО "Тюменский нефтяной научный центр", "Тюменский государственный университет" стр. 109-110.
3. Е.В. Богданов. Оценка неопределенности параметров месторождения: использование метода планирования эксперимента для оптимизации планирования разработки. НГДУ "Сургутнефть", ОАО "Сургутнефтегаз" стр. 165-166.
4. Гост 34100.3-2017/ Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения стр. 8-24.
5. Васильев Ю.Н., Гимадеева Р.Н., Ильницкая В.Г. Неопределенности и риски при проектировании и управлении разработкой газовых месторождений.
6. И.С. Путилов, Д.В. Потехин, В.И. Галкин. Многовариантное 3D моделирование с контролем качества реализаций для повышения достоверности геологических моделей. Пермский национальный исследовательский политехнический университет стр. 17.
7. А.С. Нинул Оптимизация целевых функций. Аналитика, численные методы, планирование эксперимента/ Москва ФИЗМАТЛИТ 2009 стр. 19.

References

1. Bozhenyuk N.N. Analysis and classification of causes of uncertainties arising during geological modeling. Tyumen State Oil and Gas University. Tyumen, Russia, pp. 5-6 (in Russian)
2. Nikiforov D.V., Glukhikh I.N. Improved method of analogues-objects selection when designing oil and gas fields development by using case-based reasoning. Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen State University, pp. 109-110. (in Russian)
3. Bogdanov E.V. Uncertainty quantifying of the green field: experimental design integration for the development strategy optimization. Surgutneftegaz, pp. 165-166. (in Russian)
4. Russian Standard GOST 34100.3-2017 Uncertainty of measurement. Part 3. Guide to the expression of uncertainty in measurement. pp. 8-24. (in Russian)
5. Vasiliev Yu.N., Gimadeyeva R.N., Initskaya V.G. Uncertainties and risks of gas field development design and management.
6. Putilov I.S., Potekhin D.V., Galkin V.I. Creating technological polivariation 3D modeling with quality control of the models realization for raising reliability. Perm National Research Polytechnical University, p. 17. (in Russian)
7. A.S. Nulin. Optimization of objective functions. Analysis, numerical methods, design of experiments. Moscow: Fizmatlit. 2009, p. 19. (in Russian)

Сведения об авторах

Пономарева Дарья Валерьевна, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: dvponomareva2@tnnc.rosneft.ru

Усманова Зуля Рауфовна, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: zrusmanova@tnnc.rosneft.ru

Барабанов Денис Евгеньевич, специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: debarabanov@tnnc.rosneft.ru

Authors

D.V. Ponomareva, Chief Specialist,
Tyumen Petroleum Research Center LLC
42, Gorky st., Tyumen, 625048, Russian Federation
E-mail: dvponomareva2@tnnc.rosneft.ru

Z.R. Usmanova, Chief Specialist,
Tyumen Petroleum Research Center LLC
42, Gorky st., 625048, Tyumen, 625048, Russian Federation
E-mail: zrusmanova@tnnc.rosneft.ru

D.E. Barabanov, Specialist,
Tyumen Petroleum Research Center LLC
42, Gorky st., 625048, Tyumen, 625048, Russian Federation
E-mail: debarabanov@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 17.09.2023

Принята к публикации 20.12.2023

Опубликована 30.12.2023