



УДК 622.276
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2020



Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки

Н.Д. Козырев, А.Ю. Вишняков, И.С. Путилов

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

Assessment of the Uncertainty Parameters Influence on the Development Indicators Forecasting

Nikita D. Kozyrev, Aleksey Yu. Vishnyakov, Ivan S. Putilov

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 03.04.2020. Принята / Accepted: 25.08.2020. Опубликовано / Published: 26.10.2020

Ключевые слова:

гидродинамическое моделирование, параметры неопределенности, многовариантное моделирование, стохастический анализ, адаптация модели, прогноз технологических параметров разработки, уточнение уровней добычи нефти, анализ чувствительности, прирост добычи нефти, равновесные варианты адаптации, секторная модель, вероятностная оценка рисков, перцентиль, математическое ожидание, факторный анализ.

Неопределенности исходных данных при создании геолого-гидродинамической модели пласта могут привести к погрешности результатов моделирования и, следовательно, к неверной экономической оценке и перспективе турнейского объекта Солдатовского месторождения.

С целью повышения прогнозной надежности осуществлена оценка влияния исходных параметров гидродинамической модели на прогноз основных технологических показателей разработки на примере турнейского объекта Солдатовского месторождения.

В исследовании представлен ориентировочный алгоритм, позволяющий снизить неопределенности и повысить надежность прогноза технологических показателей разработки, полученного с помощью геолого-гидродинамической модели пласта. Алгоритм включает в себя обоснованный выбор исходных параметров неопределенности, оценку степени влияния исходных параметров на гидродинамическую модель пласта с помощью анализа чувствительности, выбор оптимального диапазона изменения параметров неопределенности в результате многовариантной адаптации гидродинамической модели, расчет и анализ многовариантного прогноза гидродинамической модели пласта.

Итогом работы является уточнение проектных технологических показателей разработки, оценка рисков неподтверждения прогноза гидродинамической модели, а также рекомендации и предложения по исследованию тех параметров неопределенности, которые оказали наибольшее влияние на расчетные технологические показатели разработки объекта. Как итог представлена блок-схема применяемого подхода с целью обобщения и тиражирования на перспективных и значимых месторождениях нефти и газа.

Описываемый подход адаптации модели и расчета прогнозных вариантов в условиях неопределенности исходных параметров модели позволит получить более достоверную и менее субъективную гидродинамическую модель пласта, что, в свою очередь, снизит вероятность неверной оценки перспективы «молодого» месторождения или месторождения, разрабатываемого на ранней стадии.

Keywords:

hydrodynamic modeling, uncertainty parameters, multivariate modeling, stochastic analysis, model adaptation, forecast of technological development parameters, specification of oil production levels, sensitivity analysis, oil production growth, equilibrium adaptation options, sector model, probabilistic risk assessment, percentile, mathematical expectation, factor analysis.

Uncertainties in the initial data when creating a geological and hydrodynamic model of a reservoir can lead to inaccuracies in the modeling results and, therefore, to an incorrect economic assessment and the perspective of an oil or gas field.

In order to improve predictive reliability, an assessment of the influence of the hydrodynamic model initial parameters on the forecast of the main technological development indicators was carried out on the example of the Tournaisian object of the Soldatovskoye field.

The study presents an approximate algorithm that allows to reduce uncertainties and increase the forecast reliability of the technological development indicators, obtained using a geological and hydrodynamic reservoir model. The algorithm includes a reasonable choice of initial parameters of uncertainty, assessment of the degree of initial parameters influence on the reservoir hydrodynamic model using sensitivity analysis, optimal range selection of uncertainty parameters variation as a result of multivariate adaptation of the hydrodynamic model, calculation and analysis of multivariate forecast for the reservoir hydrodynamic model.

The result of the work is to clarify the design technological indicators of development, assess the risks of non-confirmation of the hydrodynamic model forecast, as well as recommendations and proposals for the study of those uncertainty parameters that had the greatest impact on the calculated technological indicators of the object development. As a result, a block diagram of the applied approach is presented in order to generalize and replicate on promising and significant oil and gas fields.

The described approach to adapting the model and calculating forecast options in conditions of uncertainty of the model initial parameters would allow obtaining a more reliable and less subjective hydrodynamic model of the formation, which, in turn, would reduce the likelihood of an incorrect assessment of the prospects of a "young" field or a field developed at an early stage.

Козырев Никита Дмитриевич – инженер I категории отдела создания и мониторинга гидродинамических моделей приоритетных месторождений (тел.: +007 342 2353 405, e-mail: Nikita.Kozyrev@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

Вишняков Алексей Юрьевич – ведущий специалист отдела оптимизации добычи (тел.: +007 342 2336 291, e-mail: Aleksey.Vishnyakov@pnn.lukoil.com).

Путилов Иван Сергеевич – доктор технических наук, заместитель директора по научной работе в области геологии (тел.: +007 342 2336 291, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).

Nikita D. Kozyrev – 1st category Engineer at the Department of Creation and Monitoring of Hydrodynamic Models of Priority Fields (tel.: +007 342 23 53 405, e-mail: Nikita.Kozyrev@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

Aleksey Yu. Vishnyakov – Leading Specialist of the Production Optimization Department (tel.: +007 342 23 36 291, e-mail: Aleksey.Vishnyakov@pnn.lukoil.com).

Ivan S. Putilov (Author ID in Scopus: 2572377700) – Doctor of Engineering, Deputy Director of the Branch for Scientific Work in the Field of Geology (tel.: +007 342 364 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).

Введение

В связи с необходимостью повышения эффективности разработки нефтяных месторождений возникает потребность в создании геолого-гидродинамических моделей (ГДМ) эксплуатируемых объектов. Гидродинамическая модель должна максимально точно описывать фильтрационные и физико-химические процессы, характерные для реального пласта [1–7].

Все большую актуальность в Пермском крае приобретают небольшие месторождения нефти. Ввиду малых объемов и подвижности геологических запасов погрешность исходных данных может привести к неверной оценке перспектив месторождения. Поэтому с целью получения надежного прогноза в процессе проектирования, а также при создании гидродинамических моделей месторождений, разрабатываемых на ранних стадиях, необходим учет неопределенностей исходных данных.

Неопределенность – это состояние полного или частичного отсутствия информации о моделируемом объекте, необходимой для понимания какого-либо события, его последствий и их вероятности [8–12].

Целью данной работы является повышение достоверности прогноза основных технологических показателей разработки месторождения, разрабатываемого на ранней стадии.

Текущее состояние разработки турнейского объекта Солдатовского месторождения

Турнейский объект Солдатовского месторождения разрабатывается с 2012 г. На объекте выделяется ряд поднятий, зону интереса представляет Кукляновское поднятие, так как на нем сосредоточено 47 % геологических запасов нефти турнейского объекта.

На 2017 г. объект находится на начальной стадии разработки, действующий добывающий фонд – восемь горизонтальных скважин. Текущие дебиты по нефти составляют от 1,3 до 27,9 т/сут. Скважины работают с обводненностью от 4,8 до 93,0 % (рис. 1).

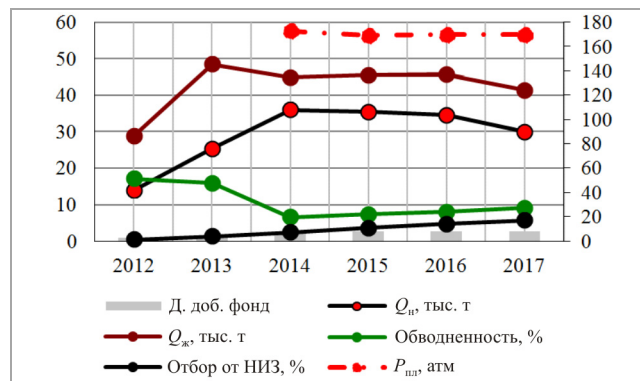


Рис. 1. График разработки Солдатовского месторождения, турнейский объект

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика турнейского объекта Солдатовского месторождения

Параметр	Кукляновское поднятие
Средняя глубина залегания кровли, м	1803,5
Тип коллектора	Карб.
Средн. эфф-я нефтенасыщ. толщина, м	8,9
Коэффициент пористости, д. ед.	0,12
Проницаемость, мкм ²	0,0145
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,443
Расчлененность, д. ед.	10,4
Начальное пластовое давление, МПа	17,5
Вязкость нефти в пласт. усл., мПа·с	13,7
Плотность нефти в поверхн. усл., г/см ³	0,912
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,2
Газосодержание, м ³ /т	38,8
Коэффициент вытеснения, д. ед.	0,56
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	3,4

Из анализа графика разработки видно, что средневзвешенное по объекту пластовое давление держится на уровне 17 МПа, однако в районе добывающих скважин № 404, 403 на Кукляновском поднятии наблюдается снижение пластового давления на 41–54 % от начального (с 17,5 до 8 МПа) при давлении насыщения 10,2 МПа.

В табл. 1 представлена краткая геолого-физическая характеристика турнейского объекта.

В целях оптимизации времени, затрачиваемого на расчет ГДМ, создана секторная модель только Кукляновского поднятия с детальностью геологической модели (ГМ). Количество активных ячеек

уменьшилось в семь раз, а время расчета сократилось в 15 раз. В целях инициализации на границах секторной модели создано влияние законтурной области с помощью аквифера Картера – Трейси.

Обоснование выбора параметров неопределенности

На этапе адаптации фактических отборов по скважинам вследствие низких значений абсолютной проницаемости возникли сложности при создании адекватной гидродинамической модели. Принятое по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) среднее значение абсолютной проницаемости по исследуемому поднятию составляет 14,5 мД. В результате решено принять во внимание гидродинамические исследования (ГДИ), в ходе которых установлено, что проницаемость удаленной зоны пласта (УЗП) одной из добывающих скважин на 2012 г. составляет 787 мД, а на 2014 г. – 23 мД. Учитывая различие величины проницаемости по исследованиям ГДИ и ГИС, а также изменение значений проницаемости по ГДИ при снижении пластового давления, можно сделать предположение о наличии системы трещин [13–19].

Известно, что проницаемость породы с системой трещин в гораздо большей степени зависит от пластового давления, чем проницаемость пористой среды. Предположительно при снижении пластового давления в 2014 г. увеличилась внешняя нагрузка на скелет породы, и раскрытость трещин снизилась, в результате чего после проведения ГДИ в 2014 г. в районе добывающей скважине проницаемость уменьшилась с 787 до 23 мД.

Также значения фильтрационно-емкостных свойств пласта (ФЕС), возможно, определены некорректно вследствие проведения неполного комплекса ГИС в скважинах с условно горизонтальной частью ствола, так как они имеют малый диаметр.

В результате проведенного анализа Кукляновского поднятия в качестве неопределенности выбраны следующие параметры:

1. Параметр абсолютной проницаемости законтурной и нефтенасыщенной части пласта

в целях косвенного учета трещиноватости турнейского пласта.

2. Влияние законтурной области. Оно смоделировано с помощью аквифера Картера – Трейси с учетом зон замещения. Аквифер Картера – Трейси максимально учитывает свойство законтурной области за счет таких параметров, как средняя проницаемость пласта, средняя пористость пласта, сумма сжимаемости породы и воды, внутренний радиус аквифера, средняя эффективная толщина, начальное пластовое давление, вязкость пластовой воды. Ввиду малоизученности объекта в качестве неопределенности выделены параметры средней проницаемости, пористости, толщины пласта и внутреннего радиуса аквифера.

3. Неопределенность фазовых проницаемостей породы. Экспериментальные фазовые проницаемости имеются только для двух значений абсолютной проницаемости Солдатовского месторождения. Для моделирования использовались кривые фазовых проницаемостей, модифицированные с учетом принятой остаточной водонасыщенности.

4. Неопределенность сообщаемости «скважина – пласт» и скин-фактора. Сообщаемость и скин-фактор выбраны в качестве параметра неопределенности ввиду того, что в скважине со временем изменяется гидродинамическое несовершенство по характеру вскрытия [20].

В табл. 2 представлены граничные значения параметров неопределенностей.

Таблица 2

Граничные значения параметров неопределенностей

Параметр неопределенности	Значение параметра		
	мини-мальное	среднее	макси-мальное
Параметр проницаемости аквифера, мД	14,5	25	207
Параметр пористости аквифера, %	0,08	0,12	0,17
Параметр средней эффективной толщины аквифера, м	70	75	100
Внутренний радиус аквифера, м	2000	2500	3000
Сообщаемость «скважина – пласт», д.ед.	1	5	10
Скин-фактор	-10	0	10
Множитель ОФП, д.ед.	0,75	1	1,25
Множитель проницаемости (наличие систем трещин), д.ед.	1	1,5	2

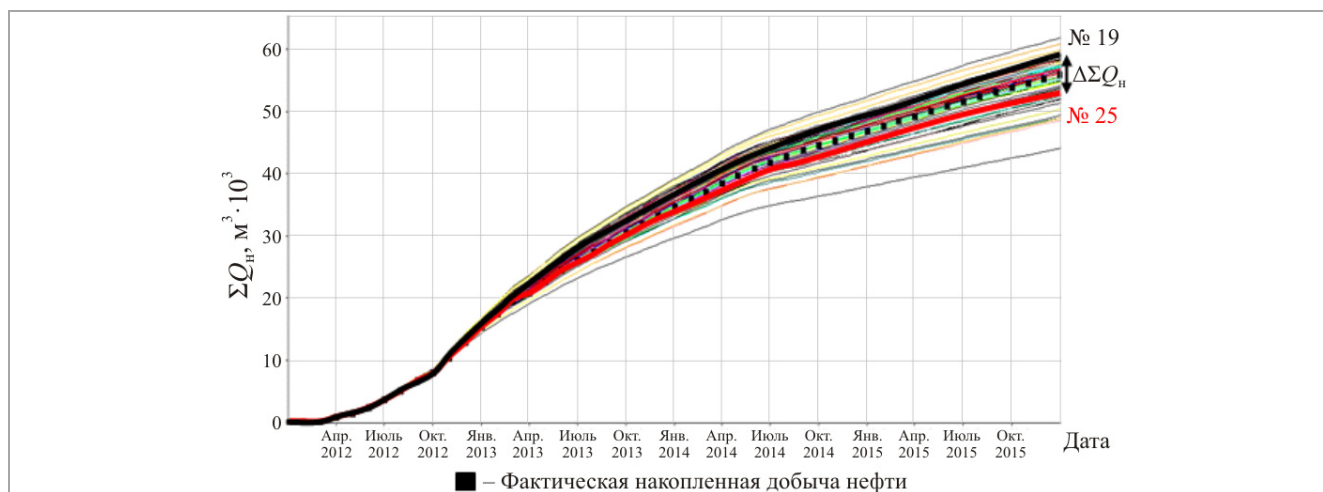


Рис. 2. График расчетной накопленной добычи нефти всех вариаций адаптации модели

Таблица 3

Результаты адаптации граничных расчетов

Год	Добыча жидкости, тыс. м³		Δ, %	Добыча нефти, тыс. м³		Δ, %	Обводненность, %		Δ, %
	факт	расчет		факт	расчет		факт	расчет	
Расчет № 19									
2012	28,1	27,1	3,6	15,4	16,2	-4,9	45,1	40,3	10,7
2013	38,2	38,0	0,4	19,3	20,6	-6,5	49,3	45,9	7,1
2014	15,9	15,8	0,8	12,2	12,5	-2,4	23,6	21,1	10,4
2015	12,6	12,5	0,5	9,0	9,3	-3,2	28,7	26,1	9,3
За весь период	94,8	93,4	1,4	55,9	58,5	-4,6			
Расчет № 25									
2012	28,1	28,1	0,0	15,4	15,2	1,7	45,1	46,1	-2,0
2013	38,2	38,0	0,5	19,3	19,2	0,8	49,3	49,5	-0,3
2014	15,9	15,6	2,3	12,2	11,6	4,5	23,6	25,3	-7,4
2015	12,6	12,6	0,0	9,0	8,2	8,5	28,7	34,8	-21,2
За весь период	94,8	94,2	0,6	55,9	54,2	3,1			

Многовариантное моделирование

Следующим этапом работы является проведение многовариантного моделирования с учетом выбранного диапазона неопределенных параметров на программном обеспечении Enable компании Roxar [20–27]. В сумме проведено 110 расчетов. На рис. 2 представлен график накопленной добычи нефти всех вариантов адаптации гидродинамической модели.

На основе полученных вариантов адаптации модели осуществлена оценка их

качества, в ходе которой выбраны расчеты, соответствующие временному регламенту оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей. То есть отклонение расчетной накопленной добычи жидкости и нефти не должно превышать 5 %, а отклонение расчетной годовой добычи жидкости и нефти – 10 %. В табл. 3 представлены результаты адаптаций граничных расчетов, соответствующих регламенту. Расчеты, представленные на рис. 6, распределяющиеся выше или ниже граничных, не входят в рамки регламента.

Уточненные граничные значения параметров неопределенностей

Параметр неопределенности	Значение параметра		
	минимальное	среднее	максимальное
Параметр проницаемости аквифера, мД	50	55	65
Параметр пористости аквифера, %	0,12	0,13	0,14
Параметр средней эффективной толщины аквифера, м	85	90	95
Внутренний радиус аквифера, м	2289	2392	2544
Сообщаемость «скважина – пласт», д. ед.	1	5	10
Скин-фактор	-10	0	10
Смачиваемость породы (множитель ОФП), д.ед.	1	1,25	1,25
Множитель проницаемости (наличие систем трещин), д. ед.	1,45	1,5	1,55

Выявлено, что 77 расчетов из 110 входят в рамки регламента, что составляет 70 % от общего количества.

Посредством многовариантной адаптации ГДМ и последующей выборки расчетов, соответствующих регламенту, диапазон изменения параметров неопределенности сужен, в результате произведено уточнение границ параметров неопределенности (табл. 4) [28–31].

При данных значениях параметров неопределенности все расчеты, полученные с помощью ГДМ, удовлетворяют регламенту, однако при расчете прогнозных технологических показателей на долгосрочную перспективу будет наблюдаться значительное отклонение.

Анализ степени влияния параметров неопределенности на расчетные показатели разработки

В ходе работы проведены расчеты на чувствительность, с помощью которых установлено, что параметрами, наиболее влияющими на адаптацию модели, являются множитель абсолютной проницаемости, косвенно учитывающий трещиноватость коллектора, и множитель относительно фазовых проницаемостей. На рис. 3 представлена торнадо-диаграмма, показывающая, как сильно изменяется накопленная добыча нефти при различных значениях параметров неопределенностей.

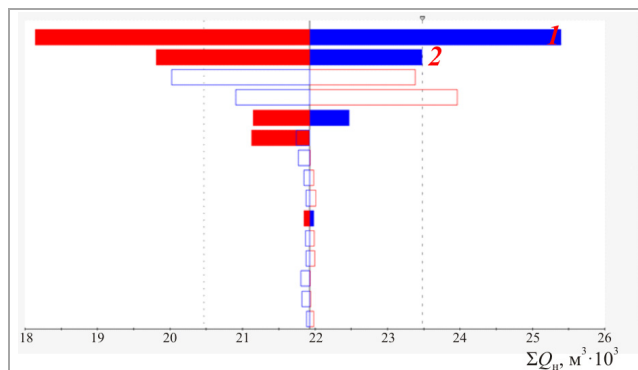


Рис. 3. Торнадо-диаграмма: 1 – множитель абсолютной проницаемости; 2 – множитель (ОФП)

Многовариантный прогноз при рекомендуемой системе разработки

На следующем этапе с учетом оценки качества и определения параметров, наиболее влияющих на адаптацию модели, произведены прогнозные расчеты по рекомендуемому варианту только тех адаптаций, которые соответствуют регламенту [32, 33].

В результате получены оптимистичный (510 тыс. м³) и пессимистичный (469 тыс. м³) варианты прогноза накопленной добычи нефти, разница между которыми составляет 41 тыс. м³ (рис. 4).

Анализируя рис. 4, а, можно увидеть, что прогноз рекомендуемого варианта входит в выделенную область и распределяется ближе к пессимистичному варианту. Далее проведена вероятностная оценка прогноза с помощью гистограмм, характеризующих

плотность распределения расчетов по значениям накопленной добычи нефти (рис. 4, б) [34].

На рис. 5 изображена увеличенная гистограмма, характеризующая плотность распределения накопленной добычи нефти на 2056 г. с нанесением перцентиля.

На перцентиле можно выделить наиболее вероятный или пессимистичный уровень накопленной добычи нефти (P10), оптимальный уровень (P50) обычно всегда близок к математическому ожиданию, то есть наиболее часто прогнозируемый уровень на ГДМ, и наиболее оптимистичный уровень добычи нефти (P90). Также на перцентиле отмечен уровень добычи нефти, утвержденный в текущем проектном документе разработки Солдатовского месторождения нефти для турнейского пласта Кукляновского поднятия. Так как уровень добычи нефти, утвержденный в ПТД, ниже P50 на 12 тыс. м³, то можно говорить о наличии небольшого потенциала для разрабатываемого объекта.

Также из анализа перцентиля можно сделать вывод, что уровень накопленной добычи нефти, утвержденный в текущей проектной документации разработки месторождения, согласно расчетам на геолого-гидродинамической модели пласта подтвердится с вероятностью 81 %.

Ввиду того что Кукляновское поднятие выделено в отдельный объект, разрабатывается на начальной стадии и имеет небольшое количество геологических и подвижных

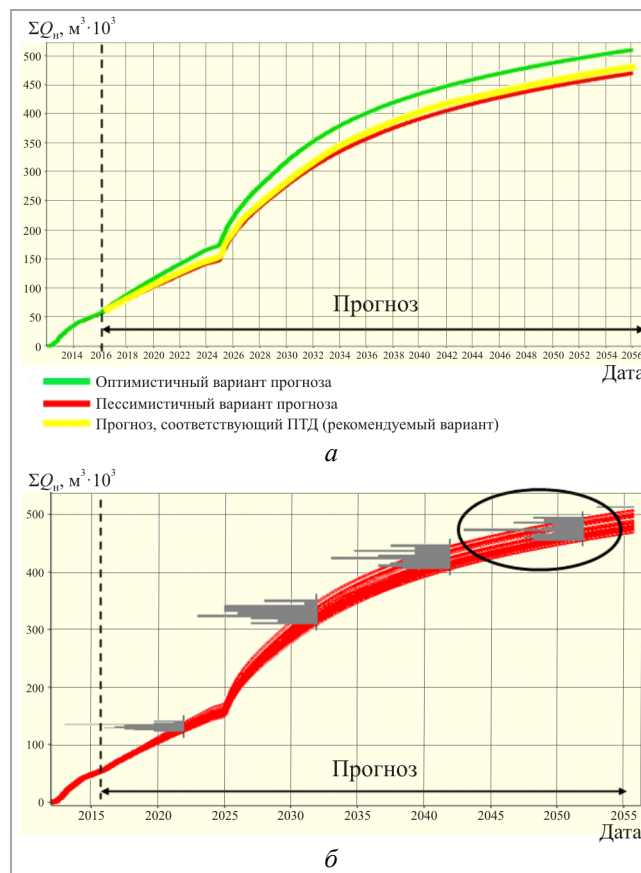


Рис. 4. График прогнозных значений: а – накопленной добычи нефти; б – накопленной добычи нефти с нанесением гистограмм распределения плотности расчетов

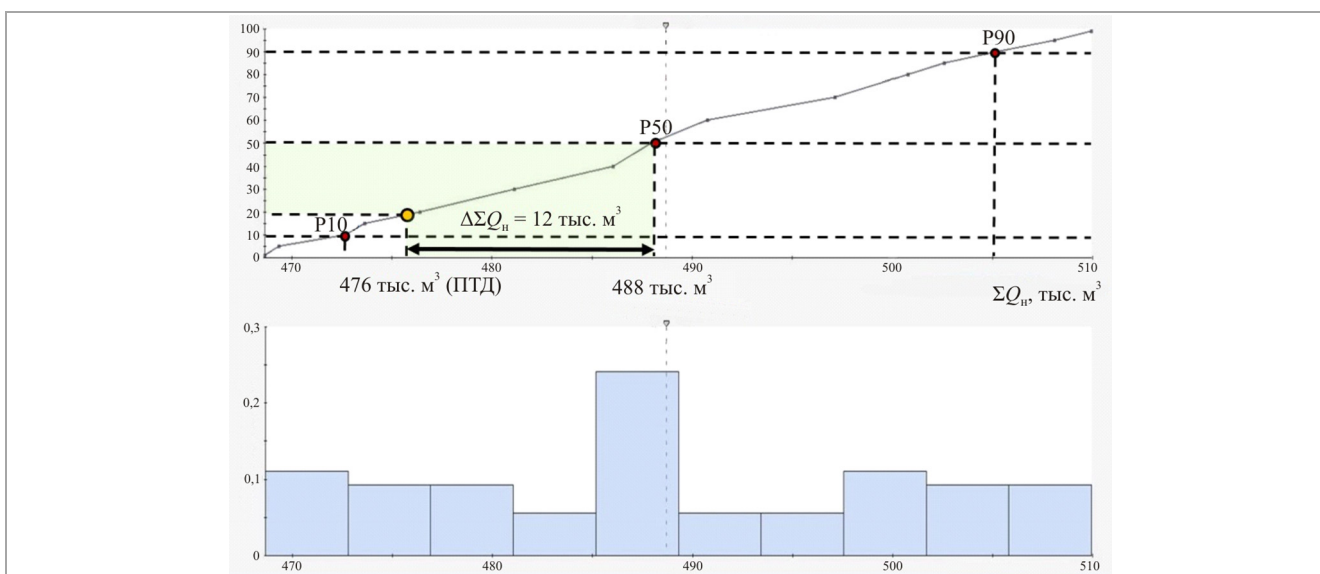


Рис. 5. Гистограмма распределения плотности расчетов на ГДМ с нанесением перцентиля

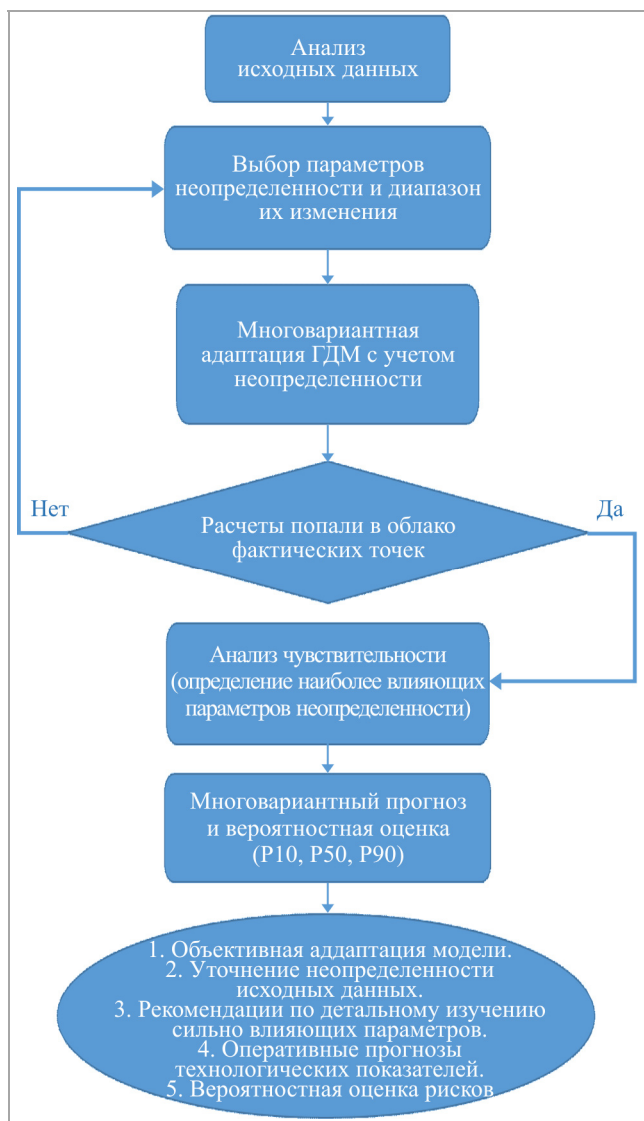


Рис. 6. Алгоритм анализа влияния неопределенностей и оценки рисков

запасов нефти, прирост в 12 тыс. м³ в достаточной степени укрепит экономическую эффективность инвестиционного проекта.

В ином случае, если значение уровня добычи нефти перцентиля P50 при расчете на ГДМ получено меньше, чем в утвержденном проекте разработки, то возникает риск снижения рентабельности проекта. Поэтому для перспективных и значимых месторождений, разрабатываемых на начальной стадии, или на месторождениях, имеющих небольшой объем геологических и подвижных запасов нефти, необходимо учитывать неопределенности, от влияния которых может зависеть рентабельность проекта [35–37].

Далее все данные сведены в обобщенный алгоритм анализа влияния неопределенностей и оценки риска технологической и экономической эффективности инвестиционного проекта, который применим, в частности, к объектам, разрабатываемым на начальной стадии (рис. 6) [38–45].

Данный алгоритм в зависимости от изученности объекта, от стадии разработки, от экономических и политических факторов может модифицироваться и дополняться.

Выводы

В ходе представленной работы выбраны параметры неопределенности и диапазон их изменения, проведена многовариантная адаптация, которая позволила уточнить диапазон изменения ранее выбранных параметров неопределенности.

Анализ чувствительности, или факторный анализ, позволил выявить, что множитель абсолютной проницаемости в районе добывающих скважин, косвенно учитывающий влияние трещин на фильтрацию флюида в пласте, и функции относительной фазовой проницаемости оказывают значительное влияние на накопленную добычу нефти, следовательно, рекомендуется изучить данные параметры более детально.

На основании полученных данных многовариантный прогноз позволил провести вероятностную оценку и выявить пессимистичный (P10), оптимальный (P50) и оптимистичный (P90) уровни добычи нефти на 2056 г. Определено, что оптимальный (P50) уровень накопленной добычи нефти на 12 тыс. м³ выше, чем уровень, утвержденный в текущем ПТД, из чего можно сделать вывод о наличии небольшого потенциала.

Проведенное исследование позволило создать алгоритм анализа влияния неопределенности и оценки рисков, использование которого дает возможность оптимизировать подход адаптации гидродинамических моделей, сделать процесс адаптации более объективным и надежным, снизить неопределенность исходных данных, разработать рекомендации

по дальнейшему изучению объектов, произвести прогнозы, позволяющие оперативно оценить основные технологические показатели разработки, и провести вероятностную оценку рисков.

Библиографический список

1. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 496 с.
2. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
3. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
4. Насыбуллин А.В., Антонов О.Г. Постоянно действующая геолого-технологическая модель 3 блока Березовской площади // Сб. научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2012. – № 80. – С. 91–95.
5. Козырев Н.Д., Ладейщикова Т.С., Жуланов Е.В. Моделирование геолого-технических мероприятий на Сибирском месторождении (залежь Бш-Срп) с использованием гидродинамического симулятора // Master's Journal. – 2015. – № 1. – Р. 238–244.
6. Создание и использование постоянно действующей геолого-технологической модели третьего блока Березовской площади / А.Р. Рахманов, Р.Р. Ибатуллин, И.М. Бакиров, А.В. Насыбуллин, О.Г. Антонов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 54–56.
7. Sazonov E.O. Hydrodynamic simulation of reservoir fluids filtration at diverter technology conditions // Oil and Gas Business: electronic scientific journal. – 2013. – Issue 3. – Р. 109–119.
8. Гутман И.С. Балабан И.Ю. Методологические приемы оценки рисков и неопределенностей по зарубежным классификациям // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 88–93.
9. Box G., Behnken D. Some new three level designs for the study of quantitative variables // Technometrics. – 1960. – Vol. 2. – P. 455–475. DOI: 10.2307/1266454
10. Todd M., Longstaff W. The Development, Testing and Application of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance // Journal of Petroleum Technology. – 1972. – Vol. 24, № 7. – P. 874–882. DOI: 10.2118/3484-PA.
11. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 244 с.
12. Гутман И.С. Балабан И.Ю. Геостатистика в промыслово-геологических исследованиях. – М.: РГУ НГ, 2011. – 154 с.
13. Hydrodynamic Modelling of Hydraulic Fracturing Fluid Injection in North Perth Basin Shale Gas Targets / Sankar Palat, Mina Torbatynia, Kerem Kanadikirik, Sunil Varma // SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition, 9–11 November. – Brisbane, Australia. Conference Paper SPE-176879, 2015. DOI: 10.2118/176879-MS.
14. Нестационарная фильтрация многокомпонентной углеводородной системы при наличии объемного источника тепла / Л.А. Ковалева, Н.М. Насыров, Ф.Л. Саяхов, Ф.С. Хисматуллина // Известия вузов. Нефть и газ. – 1997. – № 3. – С. 37–42.
15. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
16. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.
17. Myeong H. Noh, Larry W. Lake. Geochemical Modeling of Fracture Filling // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 13–17 April. – Tulsa, Oklahoma. Conference Paper SPE-75245, 2002. DOI: 10.2118/75245-MS

18. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2013. – № 61. – P. 223–230. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2013.02.012
19. Delineation of Hydrodynamic/Geodynamic Trapped Oil in Low Permeability Chalk / Nils L. Jacobsen, Finn Engstrom, A. Uldall, Niels W. Petersen // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 3–6 October. – Houston, Texas. Society of Petroleum Engineers SPE-56514, 1999. DOI: 10.2118/56514-MS
20. A new set of type curves simplifies well test analysis / D. Bourdet [et al.] // *World oil*. – 1983. – May. – P. 95–106.
21. William Thomas Peake, Rion Harl Camerlo, Terrell Tankersley. Tengiz Reservoir Uncertainty Characterization and Modeling // *SPE Caspian Carbonates Technology Conference*, 8–10 November. – Atyrau, Kazakhstan. Conference Paper SPE-139561, 2010. DOI:10.2118/139561-MS
22. Denney D. Digital core laboratory: reservoir-core properties derived from 3D images // *Journal of Petroleum Technology*. – 2004. – Vol. 56, iss. 05. – P. 66–88. DOI: 10.2118/0504-0066-JPT
23. Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores / A.M. Ansari, N.D. Sylvester, C. Sarica, O. Shoham, J.P. Brill // *SPE Production & Facilities*. – 1994. – Vol. 9, № 2. – P. 143–151. DOI: 10.2118/20630-PA
24. Jadhunandan P.P., Morrow N.R. Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/brine/rock systems // *SPE Reservoir Engineering*. – 1995. – Vol. 10 (1). – P. 40–46. DOI: 10.2118/22597-PA
25. Podio A.L., McCoy J.N., Becker D. Integrated well performance and analysis // *SPE Computer Applications*. – 1992. – June. – P. 43–48. DOI: 10.2118/24060-PA
26. Оптимизация системы заводнения на основе трехмерного геолого-гидродинамического моделирования и искусственного интеллекта / А.В. Насыбуллин, О.Г. Антонов, А.А. Шутов, А.Р. Рахманов, Н.Ф. Гумаров, Б.Г. Ганиев // *Нефтяное хозяйство*. – 2012. – № 7. – С. 14–16.
27. Повышение эффективности нефтедобычи при оптимизации системы заводнения на основе нейросетевого и гидродинамического моделирования / А.В. Насыбуллин, А.А. Шутов, О.Г. Антонов, Д.А. Разживин, А.Р. Рахманов, Б.Г. Ганиев // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. – 2014. – № 5. – С. 47–51.
28. Соснин Н.Е. Разработка статистических моделей для прогноза нефтегазоносности (на примере терригенных девонских отложений Северо-Татарского свода) // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2012. – № 5. – С. 16–25.
29. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. – М.: Недра, 1966. – 206 с.
30. Watson G.S. *Statistic on spheres*. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
31. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фациальной зональности турнефаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения // *Нефтяное хозяйство*. – 2007. – № 9. – С. 112–114.
32. Сазонов Е.О., Зейгман Ю.В. Анализ чувствительности модели к неопределенностям в условиях применения потокотклоняющих технологий. Экспресс-метод оценки эффективности технологии // *Нефтяное хозяйство*. – 2014. – № 10. – С. 102–105.
33. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. *Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа*. – М.: Недра, 1977. – 228 с.
34. Гмурман В.Е. *Теория вероятностей и математическая статистика: учеб. пособие для вузов*. – 10-е изд., стереотип. – М.: Высшая школа, 2004. – 479 с.
35. Сафин Д.К. Методика вероятностно-статистической оценки коэффициента извлечения нефти из залежей на различных стадиях их изученности // *Нефть и газ*. – 2001. – № 4. – С. 63–66.

36. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics / AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.

37. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС / М.Г. Латышова [и др.]. – М.: Недра, 2007. – 327 с.

38. Lebedev T.S. Model studies of physical properties of mineral matter in high pressure – temperature experiments // Phys. Earth and Planet. Inter. – 1980. – Vol. 25. – P. 292–303. DOI:10.1016/0031-9201(80)90126-0.

39. Parzen E. On estimation of a probability density function and mode // Annals of Mathematical Statistics. – 1962. – Vol. 33. – P. 1065–1076. DOI: 10.1214/aoms/1177704472.

40. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа. – Томск: Изд-во Томск. политехн. ун-та, 2012. – С. 25–35. – 87 с.

41. Комплексный подход к адаптации и прогнозу параметров вторичной пустотности для нефтяного месторождения имени Р. Требса / А.А. Гимазов, Е.Е. Фокеева, Р.У. Хайруллин, Д.М. Миниханов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 20–23. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-10-20-23

42. Закиров Р.Х. Роль геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. – 2009. – № 4. – С. 34–36.

43. Боженок Н.Н., Стрекалов А.В. Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 2. – С. 42–49.

44. Исследование процессов фильтрации воды в пористой среде методами физического и численного моделирования / К.В. Белов, А.Б. Лисенков, А.Д. Пономарев, Н.С. Горбатенко // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328, № 8. – С. 64–74.

45. Дикалов Д.В. Комплексный подход к созданию постоянно действующей геолого-технологической модели (на примере Западно-Тугровского месторождения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых

месторождений. – 2018. – № 9. – С. 34–40. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-9-34-40

References

1. Gavura V.E. Geologia i razrabotka neftianyx i gazoneftianyx mestorozhdenii [Geology and development of oil and gas-oil fields]. Moscow: VNIIOENG, 1995, 496 p.

2. Aziz Kh., Settari E. Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem [Mathematical modeling of reservoir systems]. Moscow: Nedra, 1982, 407 p.

3. Krichlou G.B. Sovremennaya razrabotka neftianyx mestorozhdenii – problemy modelirovaniia [Modern oil field development – modeling problems]. Moscow: Nedra, 1979, 303 p.

4. Nasybullin A.V., Antonov O.G. Postoianno deistvuiushchaia geologo-tekhnologicheskaiia model' 3 bloka Berezovskoi ploschadi [Permanent geological and technological model of block 3 of Berezovskaya area]. *Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft' OAO "Tatneft"*. Moscow: VNIIOENG, 2012, no. 80, pp. 91-95.

5. Kozyrev N.D, Ladeishchikova T.S, Zhulanov E.V. Modelirovanie geologo-tekhnicheskikh meropriatii na Sibirskom mestorozhdenii (zalezh' Bsh-Srp) s ispol'zovaniem gidrodinamicheskogo simuliatora [Simulation of geological and technical measures at the Siberian field (Bsh-Srp deposit) using a hydrodynamic simulator]. *Master's Journal*, 2015, no. 1, pp. 238-244.

6. Rakhmanov A.R., Ibatullin R.R., Bakirov I.M., Nasybullin A.V., Antonov O.G. Sozдание i ispol'zovanie postoianno deistvuiushchei geologo-tekhnologicheskoi modeli tret'ego bloka Berezovskoi ploschadi [Development and application of permanently updated geological and reservoir model for the third block of the Berezovskaya area]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 2, pp. 54-56.

7. Sazonov E.O. Hydrodynamic simulation of reservoir fluids filtration at diverter technology conditions. *Oil and Gas Business: electronic scientific journal*, 2013, iss. 3, pp. 109-119.

8. Gutman I.S., Balaban I.Iu. Metodologicheskie priemy otsenki riskov i neopredelennosti po zarubezhnym klassifikatsiiam [Methods of risks and uncertainties evaluation according to SPE-PRMS classification of reserves and resources]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 11, pp. 88-93.
9. Box G., Behnken D. Some new three level designs for the study of quantitative variables. *Technometrics*, 1960, vol. 2, pp. 455-475. DOI: 10.2307/1266454
10. Todd M., Longstaff W. The Development, Testing and Application of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance. *Journal of Petroleum Technology*, 1972, vol. 24, no. 7, pp. 874-882. DOI: 10.2118/3484-PA
11. Gutman I.S. Metody podscheta zapasov nefti i gaza [Methods for calculating oil and gas reserves]. Moscow: Nedra, 1985, 244 p.
12. Gutman I.S., Balaban I.Iu. Geostatistika v promyslovo-geologicheskikh issledovaniikh [Geostatistics in field geological research]. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefti i gaza, 2011, 154 p.
13. Palat Sankar, Torbatynia Mina, Kanadikirik Kerem, Varma Sunil. Hydrodynamic Modelling of Hydraulic Fracturing Fluid Injection in North Perth Basin Shale Gas Targets. *SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition*, 9-11 November. Brisbane, Australia. Conference Paper SPE-176879, 2015. DOI: 10.2118/176879-MS
14. Kovaleva L.A., Nasyrov N.M., Saiakhov F.L., Khismatullina F.S. Nestatsionarnaiia fil'tratsiia mnogokomponentnoi uglevodorodnoi sistemy pri nalichii ob'emnogo istochnika tepla [Non-stationary filtration of a multicomponent hydrocarbon system in the presence of a volumetric heat source]. *Izvestiia vuzov. Neft' i gaz*, 1997, no. 3, pp. 37-42.
15. Golf-Rakht T.D. Osnovy neftepromyslovoi geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov [Fundamentals of Oilfield Geology and Fractured Reservoir Development]. Moscow: Nedra, 1986, 608 p.
16. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionno-emkostnykh svoystv treshchinovatykh karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii Predural'skogo kraevogo progiba [Evaluation of filtration-capacitive properties of fractured carbonate reservoir of Predural'skogo edge deflection]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 62-65.
17. Myeong H. Noh, Larry W. Lake. Geochemical Modeling of Fracture Filling. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, 13-17 April. Tulsa, Oklahoma. Conference Paper SPE-75245, 2002. DOI: 10.2118/75245-MS
18. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2013, no. 61, pp. 223-230. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2013.02.012
19. Nils L. Jacobsen, Finn Engstrom, Uldall A., Niels W. Petersen. Delineation of Hydrodynamic/Geodynamic Trapped Oil in Low Permeability Chalk. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 3-6 October. Houston, Texas. Society of Petroleum Engineers SPE-56514, 1999. DOI: 10.2118/56514-MS
20. Bourdet D. et al. A new set of type curves simplifies well test analysis. *World oil*, 1983, May, pp. 95-106.
21. William Thomas Peake, Rion Harl Camerlo, Terrell Tankersley. Tengiz Reservoir Uncertainty Characterization and Modeling. *SPE Caspian Carbonates Technology Conference*, 8-10 November. Atyrau, Kazakhstan. Conference Paper SPE-139561, 2010. DOI: 10.2118/139561-MS
22. Denney D. Digital core laboratory: reservoir-core properties derived from 3D images. *Journal of Petroleum Technology*, 2004, vol. 56, iss. 05, pp. 66-88. DOI: 10.2118/0504-0066-JPT
23. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P. Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. *SPE Production & Facilities*, 1994, vol. 9, no. 2, pp. 143-151. DOI: 10.2118/20630-PA

24. Jadhunandan P.P., Morrow N.R. Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/brine/rock systems. *SPE Reservoir Engineering*, 1995, vol. 10 (1), pp. 40-46. DOI: 10.2118/22597-PA
25. Podio A.L., McCoy J.N., Becker D. Integrated well performance and analysis. *SPE Computer Applications*, 1992, June, pp. 43-48. DOI: 10.2118/24060-PA
26. Nasybullin A.V., Antonov O.G., Shutov A.A., Rakhmanov A.R., Gumarov N.F., Ganiev B.G. Optimizatsiia sistemy zavodneniia na osnove trekhmernogo geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniia i iskusstvennogo intellekta [3D reservoir modeling and AI-based optimization of waterflooding system]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 7, pp. 14-16.
27. Nasybullin A.V., Shutov A.A., Antonov O.G., Razzhivin D.A., Rakhmanov A.R., Ganiev B.G. Povyshenie effektivnosti neftedobychi pri optimizatsii sistemy zavodneniia na osnove neirosetevogo i gidrodinamicheskogo modelirovaniia [Increasing the efficiency of oil production while optimizing the waterflooding system based on neural network and hydrodynamic modeling]. *Oborudovanie i tekhnologii dlia neftegazovogo kompleksa*, 2014, no. 5, pp. 47-51.
28. Sosnin N.E. Razrabotka statisticheskikh modelei dlia prognoza neftegeozonosnosti (na primere terrigenykh devonskikh otlozhenii Severo-Tatarskogo svoda) [Development of statistical models for predicting oil-and-gas content (on the example of terrigenous devonian sediments of North Tatar arch)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 5, pp. 16-25.
29. Dement'ev L.F. Statisticheskie metody obrabotki i analiza promyslovo-geologicheskikh dannykh [Statistical methods of processing and analysis of field-geological data]. Moscow: Nedra, 1966, 206 p.
30. Watson G.S. Statistic on spheres. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983, 238 p.
31. Putilov I.S., Galkin V.I. Primenenie veroiatnostnogo statisticheskogo analiza dlia izucheniia fatsial'noi zonal'nosti turnefamenskogo karbonatnogo kompleksa Sibirskogo mestorozhdeniia [The results of statistical analysis for study fades characterization of T-Fm stage of Sibirskoe oilfield]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2007, no. 9, pp. 112-114.
32. Sazonov E.O., Zeigman Iu.V. Analiz chuvstvitel'nosti modeli k neopredelennostiam v usloviakh primeniia potoktkloniaiushchikh tekhnologii. Ekspress-metod otsenki effektivnosti tekhnologii [Sensitivity model analysis under diverter technology conditions and uncertainties. Express method of efficiency estimation]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 10, pp. 102-105.
33. Mirzadzhanzade A.Kh., Stepanova G.S. Matematicheskaiia teoriia eksperimeta v dobyche nefi i gaza [Mathematical theory of experiment in oil and gas production]. Moscow: Nedra, 1977, 228 p.
34. Gmurman V.E. Teoriia veroiatnostei i matematicheskaiia statistika [Theory of Probability and Mathematical Statistics]. 10nd ed. Moscow: Vysshaiia shkola, 2004, 479 p.
35. Safin D.K. Metodika veroiatnostno-statisticheskoi otsenki koeffitsienta izvlecheniia nefi iz zalezhei na razlichnykh stadiiakh ikh izuchennosti [Methodology for the probabilistic-statistical assessment of the oil recovery factor from deposits at various stages of their study]. *Neft' i gaz*, 2001, no. 4, pp. 63-66.
36. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. AAPG. Tulsa, Oklahoma, 1994, 231 p.
37. Latyshova M.G. et al. Prakticheskoe rukovodstvo po interpretatsii dannykh GIS [A practical guide to interpreting well log data]. Moscow: Nedra, 2007, 327 p.
38. Lebedev T.S. Model studies of physical properties of mineral matter in high pressure - temperature experiments. *Phys. Earth and Planet. Inter*, 1980, vol. 25, pp. 292-303. DOI: 10.1016/0031-9201(80)90126-0
39. Parzen E. On estimation of a probability density function and mode. *Annals of Mathematical Statistics*, 1962, vol. 33, pp. 1065-1076. DOI: 10.1214/aoms/1177704472.

40. Gladkov E.A. Geologicheskoe i gidrodinamicheskoe modelirovanie mestorozhdenii nefti i gaza: uchebnoe posobie [Tutorial Geological and hydrodynamic modeling of oil and gas fields]. Tomsk: Tomskii politekhnicheskii universitet, 2012, pp. 25-35. 87 p.

41. Gimazov A.A., Fokeeva E.E., Khairullin R.U., Minikhanov D.M. Kompleksnyi podkhod k adaptatsii i prognozu parametrov vtorichnoi pustotnosti dlia neftianogo mestorozhdeniia imeni R. Trebsa [Integrated approach to adapting and forecasting the parameters of secondary porosity for the R. Trebs oilfield]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 10, pp. 20-23. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-10-20-23

42. Zakirov R.Kh. Rol' geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniia pri proektirovanii razrabotki neftianykh mestorozhdenii [Role of geological-hydrodynamic modelling at designing of oil field development]. *Georesursy*, 2009, no. 4, pp. 34-36.

43. Bozheniuk N.N., Strekalov A.V. Nekotorye priemy adaptatsii gidrodinamicheskoi

modeli k istorii razrabotki [Some methods of simulation model history-matching]. *Neftegazovoe delo*, 2016, no. 2, pp. 42-49.

44. Belov K.V., Lisenkov A.B., Ponomarev A.D., Gorbatenko N.S. Issledovanie protsessov fil'tratsii vody v poristoi srede metodami fizicheskogo i chislennogo modelirovaniia [Study of fluid filtration in a porous medium using physical and numerical modeling]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2017, vol. 328, no. 8, pp. 64-74.

45. Dikalov D.V. Kompleksnyi podkhod k sozdaniuu postoiannodeistvuiushchei geologo-tekhnologicheskoi modeli (na primere Zapadno-Tugrovskogo mestorozhdeniia) [Comprehensive approach to the construction of a permanently working geological-technological model on the example of the Western-Tugrovsky deposit]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2018, no. 9, pp. 34-40. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-9-34-40

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Козырев Н.Д., Вишняков А.Ю., Путилов И.С. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки // Недропользование. – 2020. – Т.20, №4. – С.356–368. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5

Please cite this article in English as:

Kozyrev N.D., Vishnyakov A.Yu., Putilov I.S. Assessment of the Uncertainty Parameters Influence on the Development Indicators Forecasting. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.4, pp.356-368. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5