ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья
УДК 622.276

Оценка влияния неопределенности параметров трещин на динамику технологических показателей разработки турнейско-фаменской залежи нефти месторождения им. Сухарева

А.А.КОЧНЕВ[1,2], **Н.Д.КОЗЫРЕВ**[2,3], **С.Н.КРИВОЩЕКОВ**[2]✉

[1] *Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия*

[2] *Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*

[3] *ООО «Газпромнефть-НТГФ», Санкт-Петербург, Россия*

Как цитировать эту статью: Кочнев А.А., Козырев Н.Д., Кривощеков С.Н. Оценка влияния неопределенности параметров трещин на динамику технологических показателей разработки турнейско-фаменской залежи нефти месторождения им. Сухарева // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 1026-1037. DOI: 10.31897/PMI.2022.102

Аннотация. Рассмотрены вопросы, связанные с влиянием неопределенности свойств пласта на моделирование разработки нефтяных месторождений. С целью повышения достоверности геолого-гидродинамической математической модели в ходе многовариантной адаптации оценено влияние неопределенности свойств пласта на расчетные технологические параметры разработки и установлено их взаимовлияние. Определены оптимальные условия разработки залежи и сделаны многовариантные прогнозы. Описываемый подход адаптации модели и расчета прогноза технологических показателей разработки позволяет получить более достоверную и менее субъективную модель, а также повысить достоверность долгосрочных и краткосрочных прогнозов.

Ключевые слова: параметры неопределенности; многовариантное моделирование; адаптация модели пласта; прогноз технологических параметров разработки; анализ чувствительности; параметры трещиноватости

Благодарность. Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2020-0027).

Поступила: 31.05.2022 ***Принята: 17.11.2022*** ***Онлайн: 29.12.2022*** ***Опубликована: 29.12.2022***

Введение. Потребность в рационализации разработки нефтяных и газовых месторождений возросла. Для повышения эффективности проектных решений и минимизации рисков, возникающих в процессе разработки, необходимо применять математические инструменты. Одним из актуальных инструментов мониторинга состояния месторождений и проектирования разработки является геолого-гидродинамическая математическая модель пласта (ГДМ) [1, 2]. ГДМ интегрирует всю исходную информацию об изучаемом объекте. Способность модели воспроизводить физико-химические, фильтрационные и геомеханические процессы зависит от количества и качества учитываемой информации [3]. Часто месторождения, разрабатываемые на начальной стадии, мало изучены, что приводит к значимым неопределенностям, которые могут влиять на технологическую и экономическую эффективность всего актива. Неопределенность – это состояние полного или частичного отсутствия информации о моделируемом объекте, необходимой для понимания какого-либо события, его последствий и их вероятности.

Е.А.Гладковым разобран процесс настройки модели на фактические показатели [4]. Отмечено, что высокая степень неопределенности исходной информации при построении модели пласта делает необходимым этапом моделирования адаптацию модели по данным наблюдений. На этом этапе решением обратной задачи идентифицируются основные фильтрационно-емкостные параметры пласта, заложенные в модель. Этот процесс называется воспроизведением истории разработки. Корректируются обычно те параметры, которые имеют наибольшую неопределенность

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

и сильнее влияют на решение; чаще всего это абсолютные и фазовые проницаемости, объем законтурной области, коэффициенты сжимаемости пор, продуктивности и приемистости скважин. Также Е.А.Гладковым отмечается важность этапа многовариантного моделирования с оценкой неопределенностей геологической модели и рисков заложения скважин. Этот этап является практически стандартным за рубежом, но в России пока применяется редко.

В работе [5] подробно рассмотрена количественная оценка неопределенностей параметров залежей нефти. Первоочередной задачей анализа неопределенностей и рисков при оценке запасов является количественная оценка вариации параметров, влияющих на подсчет запасов. Главный способ количественной оценки неопределенностей основан на вычислении случайных погрешностей, методы расчета которых различаются в зависимости от исследуемого параметра. Случайные погрешности, в отличие от систематических, неизбежно присутствуют при определении подсчетного параметра по геофизическим данным (сейсморазведка, каротаж скважин) и результатам лабораторных исследований. В данной работе оценка случайных погрешностей параметров залежи рассматривается как оценка неопределенности для статистического моделирования методом Монте-Карло или построения многовариантной геологической модели.

В работе [6] рассмотрен алгоритм оценки неопределенности, включающий следующие шаги: выбор неопределенности параметров, критических для решаемой задачи; составление представительной выборки экспериментов, на основании которых будут строиться поверхности отклика; построение поверхности отклика с помощью нейронных сетей; прогноз результатов с учетом вероятностного распределения неопределенных параметров; анализ результатов.

C.C.B.Cavalcante представлен алгоритм непрерывного обучения на основе данных для решения задач адаптации ГДМ [7]. Алгоритм состоит из двухэтапной стратегии оптимизации, в которой на каждом этапе обрабатываются различные типы неопределенности коллектора. Предлагаемый подход постоянно оценивает данные всех реализаций моделей и осуществляет стратегический выбор входных данных, которые можно использовать при создании ГДМ.

Направление многовариантного ГДМ является актуальным. Основным преимуществом многовариантного моделирования является возможность реализовать множество вариантов модели пласта и вероятностно оценить риски [8].

Цель работы – повышение достоверности прогноза технологических показателей разработки для месторождений, разрабатываемых на ранней стадии. Поставлены следующие задачи:

• Определение объекта исследования; оценка степени изученности фильтрационно-емкостных свойств.

• Создание ГДМ одинарной среды с косвенным учетом трещиноватости. Определение параметров неопределенности и наиболее чувствительных параметров ГДМ на целевую функцию посредством многовариантной адаптации на историю разработки.

• Оценка степени изученности параметров трещиноватости объекта.

• Создание ГДМ двойной среды. Определение параметров неопределенности трещиноватости и чувствительности параметров неопределенности трещин на целевую функцию посредством многовариантной адаптации на историю разработки.

• Определение взаимосвязи параметров неопределенности трещиноватости и расчетных технологических параметров разработки объекта.

Научная новизна заключается в создании научно обоснованного системного подхода прогнозирования технологических показателей разработки в условиях неопределенности исходных данных, обеспечивающего повышение достоверности долгосрочных и краткосрочных прогнозов.

Методы. Объект исследования отбирался по следующим критериям: значительному уровню извлекаемых и остаточных запасов нефти; разработке объекта на начальной стадии; высокой степени неопределенности исходных данных. Исходя из критериев, рассмотрен турнейско-фаменский (Т-Фм) объект месторождения нефти им. Сухарева.

Т-Фм объект находится на начальной стадии разработки. Согласно краткой геолого-физической характеристике (табл.1), видно, что Т-Фм залежь пластовая, массивная, характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Нефть характеризуется как легкая, маловязкая,

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

сернистая, парафинистая, смолистая. Средний коэффициент продуктивности по залежи характеризуется высоким значением, в то же время пласт низкопроницаемый. Можно предположить, что система трещин, по которым происходит фильтрация флюида к добывающим скважинам, хорошо развита.

В табл.2 представлена изученность коллекторских свойств пласта и физико-химических свойств пластовых флюидов согласно данным геофизических исследований скважин (ГИС), гидродинамических исследований (ГДИ), исследований керна, глубинных и устьевых проб нефти. По данным исследования керна, породы как эффективной, так и плотной части пласта неравномерно трещиноватые. Трещины по наслоению разноориентированные, пересекающиеся, сомкнутые, залеченные кальцитом, ширина до 0,45 мм, раскрытость < 0,01-0,12 мм.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика Т-Фм объекта

Параметры	Т-Фм
Тип залежи	Пластовая массивная
Тип коллектора	Карбонатный
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11,0
Коэффициент пористости, д.ед.	0,08
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.ед.	0,91
Проницаемость, мкм^2	0,002
Начальное пластовое давление, МПа	21,46
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,46
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см^3	0,837
Содержание серы в нефти, %	1,47
Содержание парафина в нефти, %	5,37
Коэффициент продуктивности, м^3/сут·МПа	24,9

Таблица 2

Изученность коллекторских свойств пласта и физико-химических свойств пластовых флюидов

Параметр	Метод	Количество определений	Количество изученных скважин
Пористость	Керн	148	4
	ГИС	53	5
Проницаемость	Керн	141	4
	ГИС	53	5
	ГДИ	16	6
Нефтенасыщенность	Керн	49	3
	ГИС	43	5
Физико-химические свойства нефти	Глубинные пробы	5	4
	Устьевые пробы	6	4

Изучено небольшое количество скважин. Все скважины расположены в одном районе, в результате чего нельзя охарактеризовать залежь в целом. Можно сделать вывод, что объект Т-Фм имеет высокую степень неопределенности исходных данных.

Построена ГДМ одинарной среды трехфазной фильтрации (рис.1); в качестве основы принята актуальная геологическая модель изучаемого объекта. Зависимости PVT свойств пластовых флюидов приняты согласно исследованиям по последней проектной документации. Для распределения фильтрационных свойств в объеме модели применена петрофизическая зависимость проницаемость – пористость, построенная по результатам керновых исследований. По данному объекту функции относительных фазовых проницаемостей в системе (ОФП) нефть – вода определены аналитическим методом по кривым капиллярного давления (методом Бурдайна) ввиду отсутствия прямых исследований.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.102

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 1026-1037
© А.А.Кочнев, Н.Д.Козырев, С.Н.Кривощеков, 2022

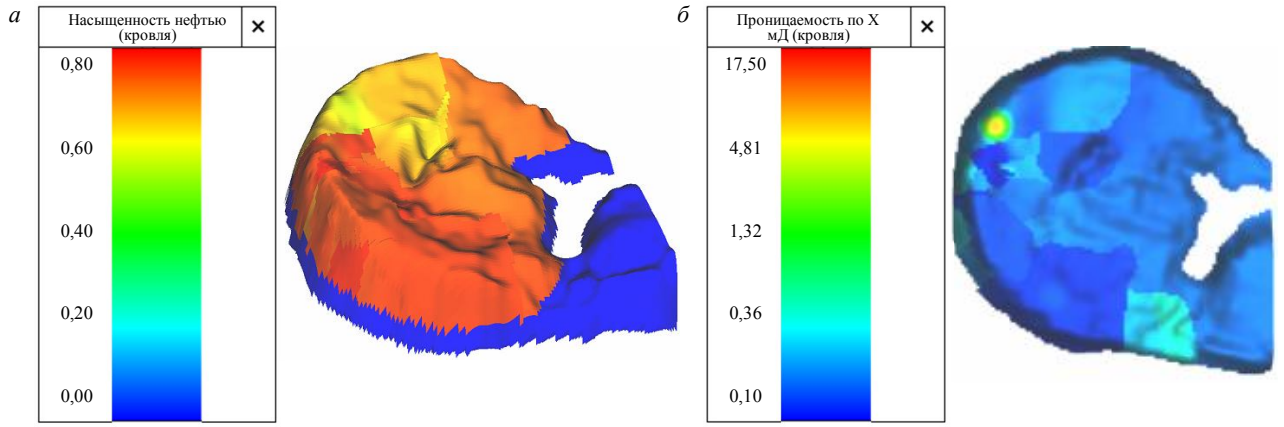


Рис.1. Общий вид модели одинарной среды пласта: куба начальной нефтенасыщенности (*а*) и проницаемости (*б*)

Исходя из анализа геолого-промысловой характеристики объекта предполагается, что породы трещиноватые, в то время как средняя проницаемость пласта, принятая по результатам исследований керна, характеризуется низким значением и не отражает добывных возможностей скважин [9, 10]. Поэтому для косвенного учета наличия естественной трещиноватости решено увеличить значения абсолютной проницаемости пласта в районе добывающих скважин путем наложения множителя [11].

С целью поиска оптимального значения проницаемости множитель задан в качестве неопределенности. Выбор максимальных и минимальных значений проницаемости осуществлялся с учетом фактических замеров по исследованиям керна, ГИС, ГДИ, а также с привлечением данных объектов-аналогов [12, 13] (табл.3).

Таблица 3

Диапазон значений параметров неопределенности

Параметры неопределенности	Значение параметра		
	Минимальное	Среднее	Максимальное
Проницаемость аквифера *k*	2	111	221
Пористость аквифера *m*	0,06	0,08	0,11
Средняя эффективная толщина аквифера *h*	3,2	11	19,8
Множитель абсолютной проницаемости (наличие систем трещин)	1,5	8,2	15
Неопределенность ОФП	–	–	–
Скин-фактор	–5	0	5
Сообщаемость скважина – пласт	0,5	5	10

Далее в качестве параметра неопределенности заданы функции ОФП системы нефть – вода для выбора оптимальной зависимости, близко характеризующей процесс вытеснения в трещиноватых коллекторах.

Высокой степенью неопределенности обладает влияние законтурной области, которое в ГДМ настраивается исходя из фактической динамики пластового давления [14, 15]. Адаптировать влияние законтурной области возможно средней проницаемостью, пористостью и эффективной толщиной за контуром нефтеносности, поэтому в качестве неопределенности выбраны именно эти параметры. Диапазон изменения данных параметров выбран исходя из динамики фактических замеров пластового давления и с привлечением объектов-аналогов. Также в качестве неопределенности выбраны такие параметры, как скин-фактор и сообщаемость скважина – пласт, характеризующая продуктивность скважины [16]. Данные параметры являются динамичными в процессе разработки, поэтому обладают высокой степенью неопределенности.

Процесс настройки ГДМ на данные работы добывающих и нагнетательных скважин определяется как адаптация модели пласта [17]. Качество проведенной адаптации модели проверяется в соответствии с действующим временным регламентом оценки качества и приемки трехмерных

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.102

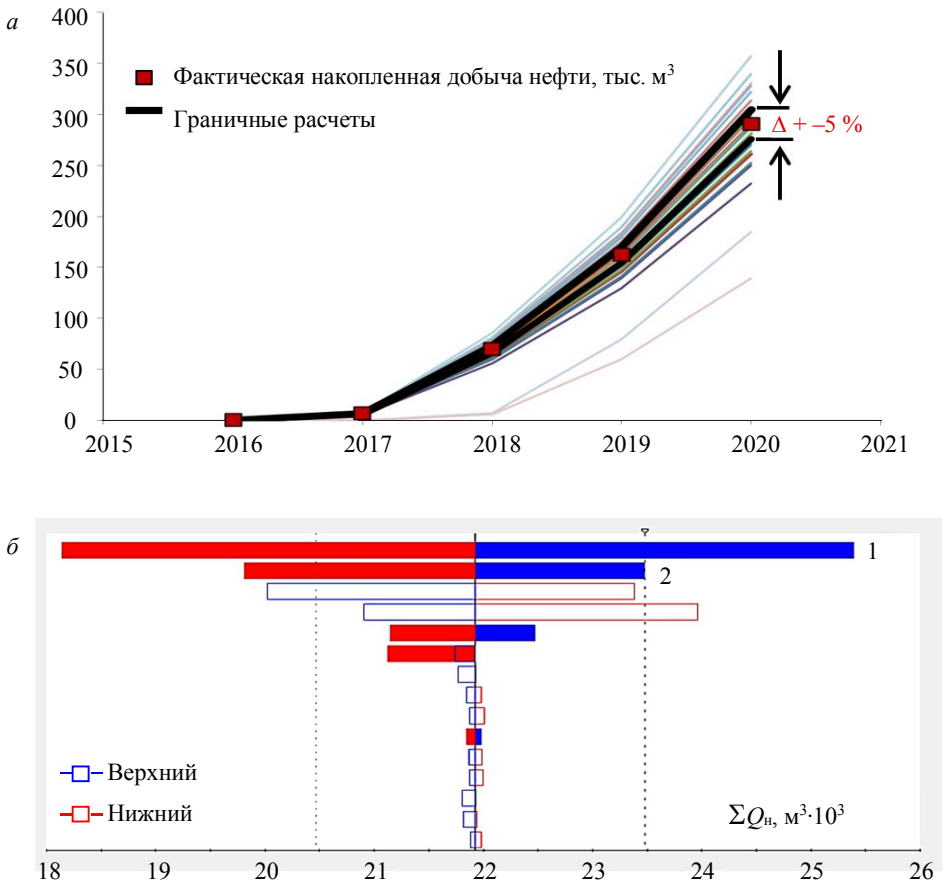


Рис.2. Оценка влияния параметров неопределенности на добычу нефти:
а – график по накопленной расчетной добыче нефти многовариантной адаптации;
б – торнадо-диаграмма
1 – множитель абсолютной проницаемости; 2 – множитель ОФП

цифровых геолого-гидродинамических моделей. Регламент подразумевает, что отклонение расчетной накопленной добычи жидкости и нефти не должно превышать 5 %, а отклонение расчетной годовой добычи жидкости и нефти – 10 %.

На данном этапе работы проведена многовариантная адаптация с учетом выбранного диапазона параметров неопределенности в ПО Enable (Roxar). Далее оценивалось качество всех расчетов в соответствии с действующим регламентирующим документом и анализировалась чувствительность, что показало степень влияния каждого параметра неопределенности на уровни накопленной добычи нефти [18]. Всего проведено 95 расчетов, из них 32 входят в рамки регламента, т.е. адаптация модели имеет 32 равновероятных решения. Черными линиями показаны граничные расчеты, а расчеты, распределяющиеся выше или ниже граничных, не входят в рамки действующего регламента (рис.2, *а*). По торнадо-диаграмме видно, что наиболее влияющими параметрами неопределенности являются множитель абсолютной проницаемости, косвенно учитывающий наличие трещиноватости, и зависимости ОФП (рис.2, *б*). Ввиду того, что по керновым исследованиям выявлена трещиноватость, и принятая средняя проницаемость по залежи, выявленная по ГИС, характеризуется низкими значениями и составляет 2 мД, а ГДИ зафиксировали среднее значение по залежи равное 123 мД, можно сделать вывод, что фильтрация в большей степени происходит по хорошо развитой системе трещин [19, 20]. Для приближения ГДМ к характеристикам реального пласта необходимо создать ГДМ двойной среды, учитывающей фильтрацию по матричной и трещинной составляющей коллектора [21].

Для комплексного изучения трещиноватости Т-Фм залежи рассмотрены ГИС, ГДИ, исследования ориентированного керна и данные 3D-сейсмики [22]. Ввиду того, что параметры трещин являются динамическими в зависимости от пластового давления, решено принять в качестве

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

начальных условий трещиноватости данные по ГИС, исследованиям керна и 3D-сейсмике, а ГДИ использовать для учета влияния пластового давления. Специальные ГИС (ВАК-Д и ЭМС), проведенные в трех скважинах 4, 113, 215, и исследования ориентированного керна в скважинах 2, 3 позволили определить интервалы и направленность трещиноватости [23].

Гидродинамические исследования проводились во всех эксплуатирующихся скважинах методом кривой восстановления давления (КВД). КВД при обработке (в соответствии с моделью Уоррена – Рута) подтвердили наличие трещиноватости [24]. Обработка КВД по методике Уоррена – Рута позволяет определить ряд параметров трещин и зафиксировать их изменение в соответствии с динамикой пластового давления [25]. Показатели трещиноватости рассчитаны в соответствии с моделью Уоррена – Рута на примере скважин 3, 118, 121 пласта Т-Фм (табл.4).

Таблица 4

Результаты обработок КВД в соответствии с моделью Уоррена – Рута

Номер скважины	Год	$q_{ж.нач}$, м³/сут	$P_{пл.нач}$, МПа	$W_{нач}$, мкм	$q_{ж.тек}$, м³/сут	$P_{пл.тек}$, МПа	$W_{тек}$, мкм
3	2017	83,7	21,46	40,2	53,5	13,39	68,6
118	2018	62,5			8,5	8,66	30,3
121	2018	67,7			67,3	15,49	196,7

Примечания: $q_{ж.нач}$ – начальный дебит жидкости; $P_{пл.нач}$ – начальное пластовое давление; $W_{нач}$ – начальная раскрытость трещины; $q_{ж.тек}$ – текущий дебит жидкости; $P_{пл.тек}$ – текущее пластовое давление; $W_{тек}$ – текущая раскрытость трещины.

Одной из важных особенностей разработки трещиноватых резервуаров являются ярко выраженные деформационные процессы, происходящие при снижении пластового давления. В результате фильтрационные характеристики могут существенно меняться в течение эксплуатации месторождения [26]. Примером для Т-Фм залежи нефти месторождения им. Сухарева является район скв. 118. Данный район характеризуется геологической изолированностью, поэтому наблюдается сильное снижение пластового давления ниже давления насыщения. На рис.3 представлена динамика изменения общей проницаемости и пластового давления.

Для учета деформационных процессов получена зависимость изменения трещинной проницаемости от пластового давления на основе методических положений [27]. Основные теоретические зависимости:

$$K_{об} = K_м e^{3\beta_т (P_{пл} - P_{бок})}; \quad (1)$$

$$K_{тр} = K_м \left(e^{3\beta_т (P_{пл} - P_{бок})} - 1 \right), \quad (2)$$

где $K_{об}$ – общая проницаемость; $K_м$ – проницаемость матрицы; $\beta_т$ – коэффициент сжимаемости трещин; $K_{тр}$ – проницаемость трещин.

Данные зависимости подразумевают, что для сохранения вертикальных трещин в раскрытом состоянии пластовое давление должно превышать боковое горное, которое определяется по формуле:

$$P_{бок} = P_{гор} K_{бок}; \quad (3)$$

$$K_{бок} = \nu / (1 - \nu); \quad (4)$$

$$\nu = 0,2 - 0,006 m_{абс}, \quad (5)$$

где $K_{бок}$ – коэффициент бокового распора; ν – коэффициент Пуассона; $m_{абс}$ – полная пористость горной породы, %.

Согласно статистическим данным месторождений-аналогов, для Т-Фм пластов вертикальное горное давление при средней плотности горных пород 2450 кг/м³ составляет 48,2 МПа. При средних значениях $m_{абс}$ = 11 %, ν = 0,134 и $K_{бок}$ = 0,155 боковое горное давление составляет 7,45 МПа, что согласуется с результатами, представленными в работе [28].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 1026-1037
DOI: 10.31897/PMI.2022.102
© А.А.Кочнев, Н.Д.Козырев, С.Н.Кривощеков, 2022

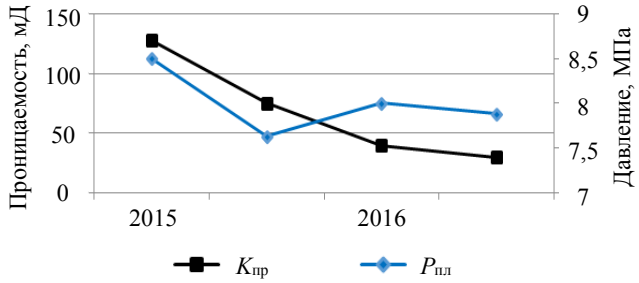


Рис.3. Динамика изменения пластового давления и общей проницаемости коллектора в районе скв. 118

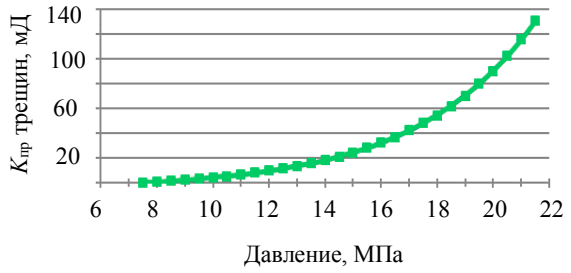


Рис.4. Зависимость изменения проницаемости трещин от пластового давления

На основе представленных зависимостей получена осредненная теоретическая кривая изменения значений трещинной проницаемости от пластового давления (рис.4).

Для создания модели двойной среды использовался программный продукт FracaFlow (Beicip-Franlab), позволяющий анализировать комплекс исходных данных по трещиноватости, создавать дискретную модель трещин (DFN-модель), распределять трещиноватость в объеме пласта [29]. На первом этапе в результате анализа данных специальных ГИС и керна выделены четыре группы трещин по диаграмме Шмидта. Определяется плотность трещин четырех семейств, и на основе проведенного сейсмофациального анализа устанавливается связь между зонами трещиноватости и фациями. Далее строится DFN-модель стохастическим методом в уменьшенной части резервуара (околоскважинная зона пласта), которая используется для калибровки статистических параметров системы трещин (средняя ориентация, длина и т.д.) и параметров, используемых при вычислении эквивалентных свойств (пористость, тензоры проницаемости и т.д.).

Для распределения трещиноватости в объеме пласта использовался дискретный параметр, характеризующий вероятностное распределение трещин в каждом блоке сетки. Параметр получен на стадии геологического моделирования путем наложения на трехмерную сетку результатов сейсмофациального анализа и исследования по выделению низкопористых карбонатных коллекторов со вторичной пористостью по результатам ГИС. Полученный параметр загружался в FracaFlow в виде трехмерного куба и использовался как корректирующее свойство вероятности наличия трещин.

На первом этапе создания ГДМ двойной среды необходимо определить тип модели. Для этого использовалась классификация карбонатных трещиноватых коллекторов Nelson [30]. Установлено, что в основном фильтрация пластового флюида идет по трещинам. Основные запасы, посчитанные объемным методом, сосредоточены в поровой составляющей коллектора. На основе сопоставления классификации и фильтрационных процессов, происходящих в Т-Фм залежи, принято решение вести расчеты на ГДМ двойной пористости.

В процессе создания ГДМ двойной пористости дублируется сетка с целью присвоения свойств для матричной и трещинной составляющей. На следующем этапе моделируются деформационные процессы. Для учета деформации за основу взята определенная зависимость трещинной проницаемости от текущего пластового давления и преобразована в зависимость отношения текущей проницаемости трещин к первоначальной от величины текущего пластового давления. В гидродинамической модели данная зависимость задавалась в виде таблицы KVSP [31]. Ввиду того, что в каждом районе добывающих скважин пластовое давление имеет разную динамику, принято решение задать зависимость деформации трещин для каждого региона добывающих и нагнетательных скважин [32]. Важнейшими характеристиками многофазной фильтрации являются ОФП для насыщающих пустотное пространство флюидов [33]. В качестве базовых зависимостей ОФП для поровой составляющей карбонатного коллектора принимались функции, полученные в результате лабораторных исследований керна. Отсутствие данных об ОФП в трещинной составляющей усложняет создание модели двойной пористости. Вид кривых ОФП для трещин принят крестом [34].

При создании модели двойной пористости возникает необходимость задания параметра Sigma, характеризующего гидродинамическую связь между матрицей и трещиной. Данный параметр подбирался эмпирическим путем с привлечением данных, полученных при обработке КВД

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.102

в соответствии с моделью Уоррена – Рута, ориентируясь на воспроизведение фактических показателей работы скважин на гидродинамической модели двойной пористости.

Для трещин, как правило, величина насыщенности принимается экспертно [35]. Учитывая множество мнений по определению величины начального коэффициента насыщения $K_н$, величина $K_н$ в трещинах принята 0,9. Такое высокое значение насыщенности нефти не оказывает определяющее влияние на запасы в целом по объекту, поскольку средняя пористость трещин составляет 0,01 д.ед. Таким образом, создана ГДМ с системой двойной пористости (табл.5). Общий вид кубов ГДМ двойной среды представлен на рис.5.

Таблица 5

Сравнение характеристик ГДМ

Параметры	ГДМ в рамках проектной технической документации	ГДМ двойной пористости
Пористость матрицы, д.ед.	0,08	0,08
Трещинная пористость, д.ед.		0,01
Нефтенасыщенность матрицы, д.ед.	0,91	0,745
Нефтенасыщенность трещин, д.ед.		0,9
Геологические запасы нефти в поровой части коллектора, %	100	86,2
Геологические запасы нефти в трещинной части коллектора, %		13,8

Для более детального изучения степени влияния трещин на уровни добычи нефти в качестве неопределенности рассмотрены параметры трещиноватости. Исходя из анализа исходной информации, необходимой для создания модели двойной среды, выявлено, что высокую степень

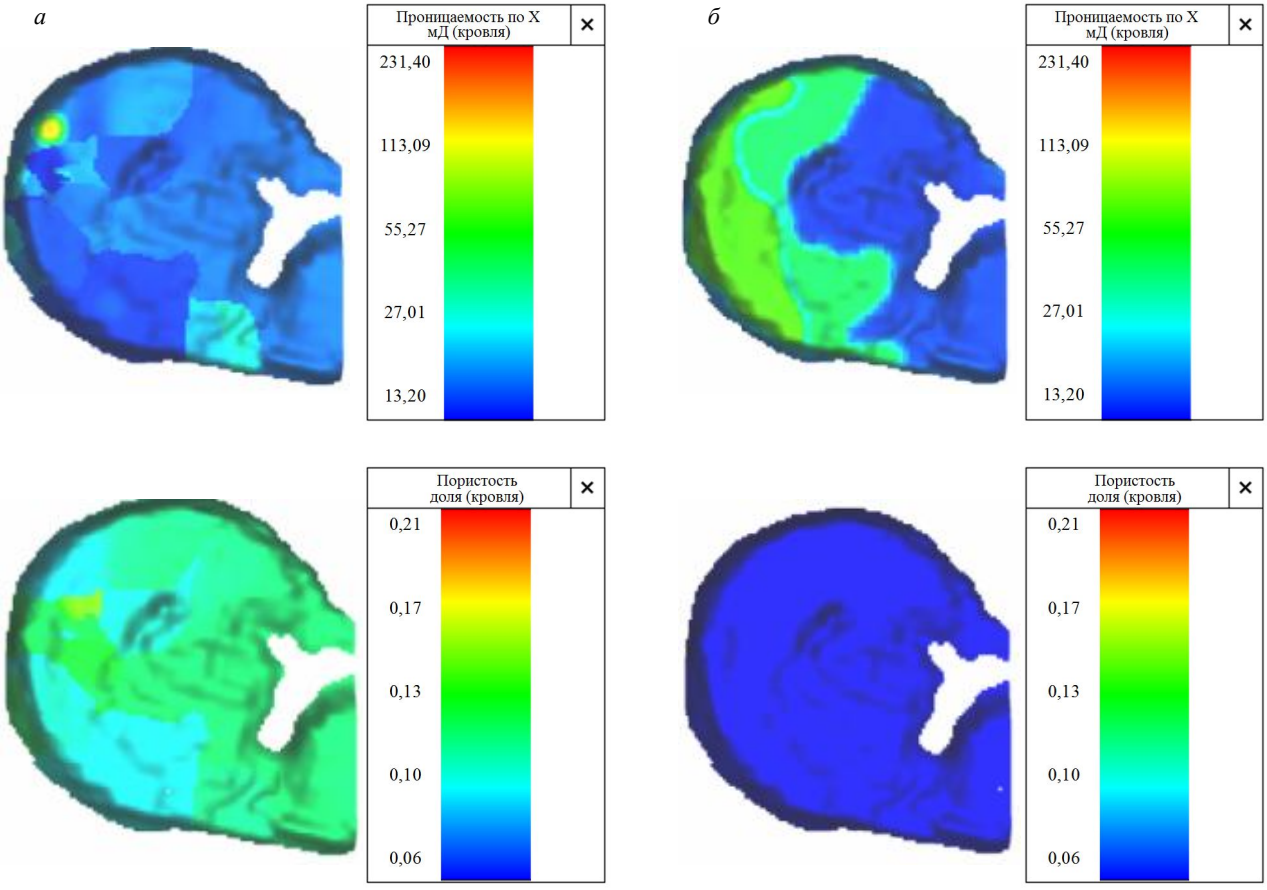


Рис.5. Общий вид модели двойной среды пласта: *а* – куба проницаемости поровой и трещинной составляющей; *б* – куба пористости поровой и трещинной составляющей

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

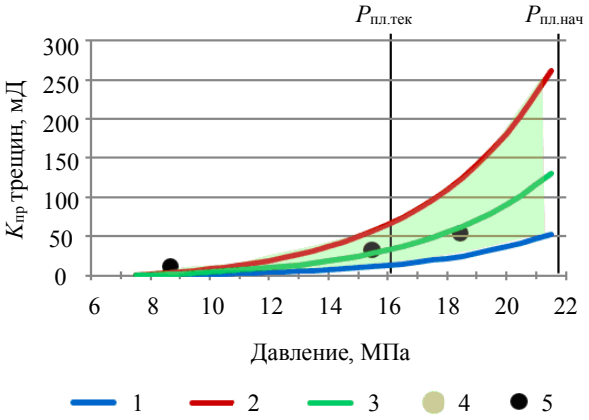


Рис.6. Множество зависимостей изменения проницаемости трещин от пластового давления

1-3 – $K_{пр}$ трещин, мД: 1 – min, 2 – max, 3 – среднее; 4 – область распределения; 5 – $K_{пр}$ по модели Уоррена – Рута, мД

неопределенности имеет параметр, характеризующий деформационный процесс, так как получен из теоретических зависимостей и осредненных подсчетных параметров. Необходимо учитывать наличие диапазона значений подсчетных параметров и то, что в районе каждой добывающей скважины разные значения проницаемости матричной составляющей карбонатного коллектора. В связи с этим появляется вероятность существования множества зависимостей изменения проницаемости трещин от пластового давления. На рис.6 представлены зависимости, характеризующиеся максимальными, минимальными и средними значениями проницаемости трещин, также выделена область, в которой могут распределяться зависимости.

Коэффициент Sigma, характеризующий связь между матрицей и трещинами, подбирался эмпирическим путем с привлечением данных, полученных при обработке КВД (в соответствии с моделью Уоррена – Рута), можно сделать вывод о высокой степени неопределенности данного параметра трещиноватости [36]. В качестве неопределенности задавался коэффициент сжимаемости трещин, так как данный параметр получен из их интерпретаций КВД в соответствии с моделью Уоррена – Рута. Диапазон изменения данных параметров выбирался исходя из обработки КВД с привлечением объектов аналогов.

Диапазон значений параметров неопределенности (минимальное/среднее/максимальное): сообщаемость матрица – трещина (Sigma) – 1/5/10; коэффициент сжимаемости трещин βт – 0,078/0,114/0,15 МПа$^{-1}$.

Для анализа чувствительности и выявления параметра, оказывающего наибольшее влияние, проведена многовариантная адаптация модели в условиях неопределенности параметров трещиноватости. Проведены 95 расчетов, рамкам регламента удовлетворяют 42. По результатам анализа чувствительности параметров неопределенности на уровни добычи нефти установлено, что деформация трещиноватой составляющей наиболее влияет на уровни добычи нефти.

Остальные параметры показали низкое влияние на накопленные уровни добычи нефти, поэтому для выявления зависимости деформационных процессов на накопленную добычу нефти параметры исключены из неопределенностей для прогнозных расчетов [37].

Зависимость влияния деформации на уровни добычи нефти определялась многовариантными прогнозами в условиях неопределенности деформации. Во избежание возможной погрешности оценки влияния деформации трещин на уровни добычи нефти многовариантный прогноз осуществлен при существующей системе разработки, т.е. только для изученной части пласта. В ходе многовариантного моделирования установлено, что при зависимости, характеризующей максимальные значения проницаемости трещин, максимальная добыча нефти не наблюдается, что говорит о преждевременном обводнении. Сопоставлением добычи нефти и проницаемости трещин при фиксированном текущем пластовом давлении получена оценочная эмпирическая зависимость накопленной добычи нефти от текущей проницаемости трещин. На зависимости выделен диапазон проницаемости трещин (27,3-48,2 мД), при которой наблюдается максимальная добыча нефти. Выделены области наиболее интенсивного смыкания трещин и преждевременного обводнения [38]. Возвращаясь к зависимости деформации трещин, можно определить диапазон пластового давления (14,8-17,1 МПа), при котором прогнозируется максимальная добыча нефти (рис.7).

Многовариантный прогноз в условиях неопределенности зависимости изменения проницаемости трещинной составляющей коллектора от значений пластового давления позволил определить рациональное пластовое давление, при котором интенсивное смыкание трещин и преждевременное обводнение не наблюдаются.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.102

© А.А.Кочнев, Н.Д.Козырев, С.Н.Кривощеков, 2022

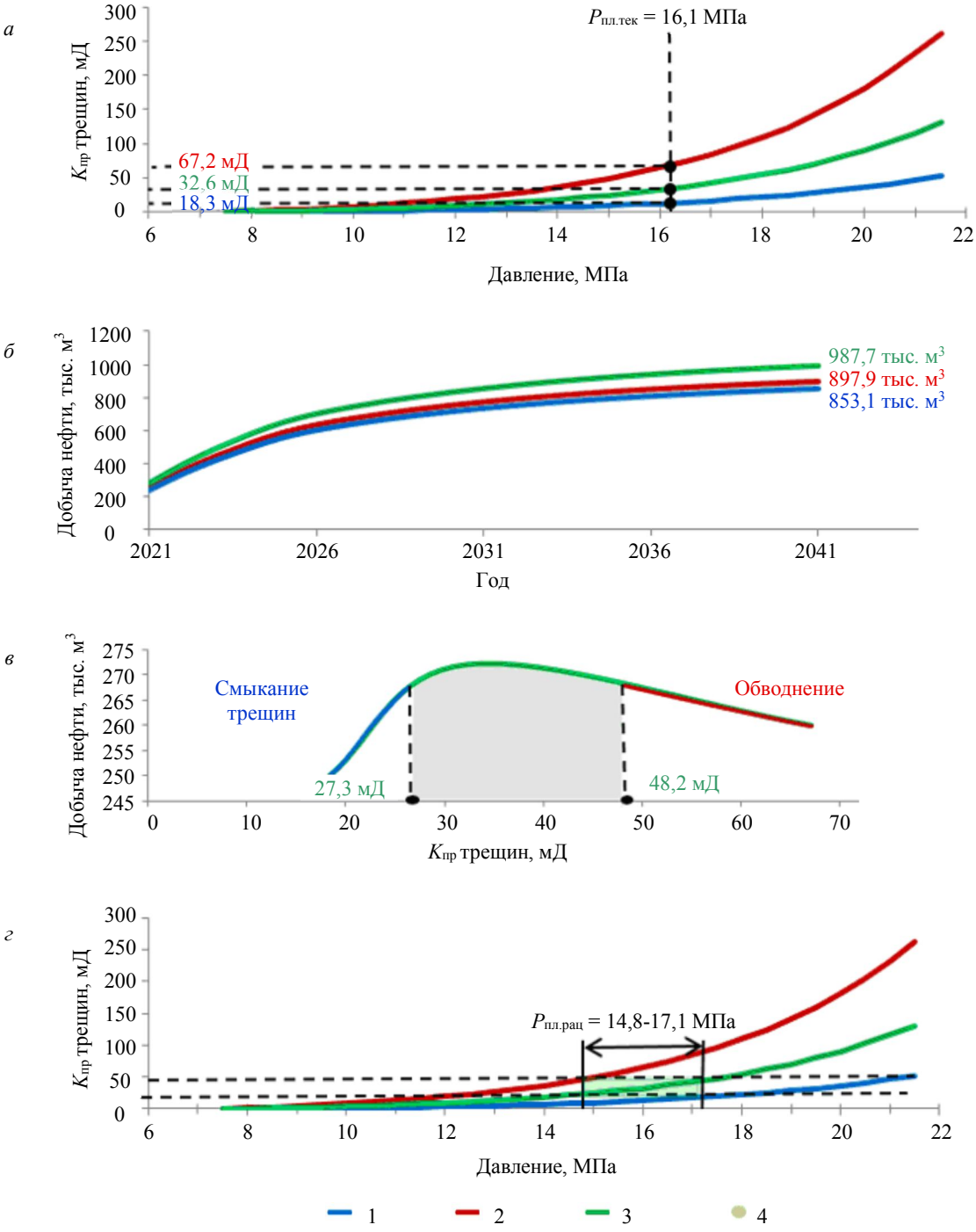


Рис.7. Результаты многовариантного прогноза на ГДМ: *а* – зависимости изменения проницаемости трещин от значений пластового давления; *б* – накопленная добыча нефти для разных значений проницаемости трещин; *в* – зависимость накопленной добычи нефти от проницаемости трещин; *г* – зависимость изменения проницаемости трещин от значений пластового давления с отметкой зоны, характерной для максимальной накопленной добычи нефти

1-3 – $K_{пр}$ трещин, мД: 1 – min, 2 – max, 3 – mean; 4 – зона $P_{пл.рац}$

Обсуждение результатов. Объект исследования выбран по критериям, обеспечивающим множество неопределенностей, которые могут значительно влиять на технологическую и экономическую эффективность актива. Установлены первичные параметры неопределенности и диапазоны их изменения согласно фактическим исследованиям с привлечением объектов аналогов. Проведена многовариантная адаптация гидродинамической модели пласта, по результатам которой найдено 32 решения. Для определения наиболее значимых параметров неопределенности проведен анализ чувствительности на уровни добычи нефти. Установлено, что значения абсолютной

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

проницаемости пласта влияют на уровни добычи нефти и коэффициент извлечения нефти. Соответственно, данный параметр требует более детального изучения с привлечением данных исследований трещиноватости пласта. С помощью комплексного анализа результатов гидродинамических, керновых, геофизических и сейсмических исследований установлено значительное влияние трещиноватости на значения проницаемости пласта. Таким образом, решено создать модель двойной среды, описывающую процессы фильтрации по матричной и трещинной составляющей коллектора. В результате сбора и анализа исходной информации установлены параметры неопределенности трещин. В ходе многовариантной адаптации и анализа чувствительности выявлено, что зависимость изменения проницаемости от значений пластового давления оказывает определяющее влияние на уровни добычи нефти. Принято решение оценить влияние только зависимости проницаемости трещин от значений пластового давления на уровни добычи нефти. По результатам многовариантного прогноза на 20 лет установлено оптимальное пластовое давление, при котором будут наблюдаться максимальные уровни добычи нефти. Поддержание пластового давления в выявленном диапазоне обеспечит рациональную разработку данного объекта и максимальный коэффициент извлечения нефти.

Заключение. Учет параметров неопределенности при ГДМ позволяет установить параметры модели, оказывающие значительное влияние на уровни добычи нефти, что служит основанием для его дальнейшего детального и комплексного изучения. Применение технологии многовариантного моделирования в условиях неопределенности параметров модели позволяет получить множество равновероятных реализаций гидродинамических моделей пласта и оценить технологическую эффективность проекта с учетом рисков дальнейшего неподтверждения свойств пласта. Многовариантное моделирование позволило не только снизить степень неопределенности путем многовариантной адаптации модели, но и выявить диапазон рационального пластового давления, которое обеспечит максимальный уровень добычи нефти для рассматриваемого объекта.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Дикалов Д.В.* Комплексный подход к созданию постояннодействующей 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

2. *Боженюк Н.Н., Стрекалов А.В.* Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 2. С. 42-49.

3. *Козырев Н.Д., Кочнев А.А., Менгалиев А.Г. и др.* Уточнение геолого-гидродинамической модели сложнопостроенной залежи нефти путем комплексного анализа данных // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 10. С. 164-177.

4. *Гладков Е.А., Гладкова Е.Е.* Неоднозначность геолого-технологической информации в процессе адаптации гидродинамической модели // Бурение и нефть. 2008. № 10. С. 40-41.

5. *Кузнецова Ю.В.* Особенности вариативного геологического моделирования // Молодой ученый. 2019. № 24 (262). С. 56-58.

6. *Майоров К.Н.* Применение алгоритмов машинного обучения для решения задач нефтегазовой сферы // Интеллектуальные системы в производстве. 2021. Т. 19. № 3. С. 55-64. DOI: 10.22213/2410-9304-2021-3-55-64

7. *Cavalcante C.C.B., de Souza C.C., Maschio C. et al.* A learning-from-data approach with soft clustering and path relinking to the history-matching problem // Journal of Petroleum Exploration and Production. Vol. 11. Iss. 7. P. 3045-3077. DOI: 10.1007/s13202-021-01176-4

8. *Оленчиков Д.М.* Интерактивный пошаговый расчет как основа методов автоматизации адаптации гидродинамических моделей с большим числом скважин // Научно-технический вестник ОАО НК «РОСНЕФТЬ». 2007. № 2. С. 38-40.

9. *Галкин С.В., Кривощеков С.Н., Козырев Н.Д. и др.* Учет геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 408-417. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.3

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

11. *Ермеков Р.И., Коровин М.О., Меркулов В.П., Чернова О.С.* Построение анизотропной гидродинамической модели и исследование влияния анизотропии проницаемости на примере моделирования блока месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 11. С. 86-93. DOI: 10.18799/24131830/2019/11/2351

12. *Akmal Aulia, Daein Jeong, Ismail Mohd Saaid et al.* A Random Forests-based sensitivity analysis framework for assisted history matching // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 181. № 106237. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106237

13. *Katterbauer K., Arango S., Sun S., Hoteit I.* Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 128. P. 160-176. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.02.016

14. *Красовский А.В., Свентский С.Ю., Шандрыголов З.Н., Зимин Е.С.* Обработка геолого-промысловой информации с применением нейронных сетей при адаптации геолого-технологических моделей на историю разработки // Бурение и нефть. 2014. № 10. С. 44-46.

15. *Репина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В.* Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 268-274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

16. *Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю.* Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 10. С. 26-32. DOI: 10.18799/24131830/2019/10/2295

17. *Черных И.А., Галкин В.И., Пономарева И.Н.* Сравнительный анализ методик определения забойного давления при эксплуатации добывающих скважин Шершневского месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Vol. 328. № 8. С. 41-47.

18. *Гутман И.С. Балабан И.Ю.* Методологические приемы оценки рисков и неопределенностей по зарубежным классификациям // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 88-93.

19. *Ахмерова А.В., Галлямова Д.Ч., Мельников А.В., Харитонцева П.А.* Эволюция концептуальной модели низкопроницаемого трещиноватого коллектора // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 9. С. 39-48. DOI: 10.18799/24131830/2020/9/2802

20. *Репина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В.* Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) // Записки Горного института. 2018. № 231. С. 268-274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268

21. *Huafeng Sun, Hadi Belhaj, GuoTao et al.* Rock properties evaluation for carbonate reservoir characterization with multi-scale digital rock images // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 175. P. 654-664. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.12.075

22. *Benjamin Brigaud, Benoît Vincent, Christophe Durlet et al.* Characterization and origin of permeability–porosity heterogeneity in shallow-marine carbonates: From core scale to 3D reservoir dimension (Middle Jurassic, Paris Basin, France) // Marine and Petroleum Geology. 2014. Vol. 57. P. 631-651. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2014.07.004

23. *Denney D.* Digital core laboratory: reservoir-core properties derived from 3D images // Journal of Petroleum Technology. 2004. Vol. 56. Iss. 5. P. 66-88. DOI: 10.2118/0504-0066-JPT

24. *Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В., Котоусов А.Г.* Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14. № 16. С. 61-69. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.7

25. *Карев В.И., Коваленко Ю.Ф., Журавлев А.Б., Устинов К.Б.* Модель фильтрации в скважину с учетом зависимости проницаемости от напряжений // Процессы в геосредах. 2015. № 4. С. 34-44.

26. *Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Шустов Д.В. и др.* Повышение эффективности разработки месторождений углеводородов на основе комплексных геомеханических исследований // Нефтяное хозяйство. 2019. № 3. С. 66-69. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-3-66-69

27. *Takougang E.M.T., Bouzidi Y., Ali M.Y.* Characterization of small faults and fractures in a carbonate reservoir using waveform inversion, reverse time migration, and seismic attributes // Journal of Applied Geophysics. 2019. Vol. 161. P. 116-123. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2018.12.012

28. *Meng Chen, Zhifang Zhou, Lei Zhao et al*. Study of the Scale Effect on Permeability in the Interlayer Shear Weakness Zone Using Sequential Indicator Simulation and Sequential Gaussian Simulation // Water. 2018. Vol. 10. Iss. 6. № 779. DOI: 10.3390/w10060779

29. *Zhen Yin, Tao Feng, Colin MacBeth*. Fast assimilation of frequently acquired 4D seismic data for reservoir history matching // Computers & Geosciences. 2019. Vol. 2019. Iss. 128. P. 30-40. DOI: 10.1016/j.cageo.2019.04.001

30. *Mohamed Soufiane Jouini, Ali AlSumaiti, Moussa Tembely et al.* Permeability upscaling in complex carbonate samples using textures of micro-computed tomography images // International Journal of Modelling and Simulation. 2020. Vol. 40. Iss. 4. P. 245-259. DOI: 10.1080/02286203.2019.1596728

31. *Sablok R., Aziz K.* Upscaling and Discretization Errors in Reservoir Simulation // Petroleum Science and Technology. 2008. Vol. 26. Iss. 10-11. P. 1161-1186. DOI: 10.1080/10916460701833863

32. *Osho Ilamah*. A multiobjective dominance and decomposition algorithm for reservoir model history matching // Petroleum. 2019. Vol. 5. Iss. 4. P. 352-366. DOI: 10.1016/j.petlm.2019.07.004

33. *Хасанов Д.И., Лоншаков М.А.* Исследование масштабного эффекта и понятия элементарного представительного объема горных пород применительно к пористости // Георесурсы. 2020. Т. 22. № 4. С. 55-69. DOI: 10.18599/grs.2020.4.55-69

34. *Ching-Hsien Liu, Krishna Nunna, Imroj Syed, King M.J.* Evaluation of Upscaling Approaches for the Amellago Carbonate Outcrop Model // SPE Europec featured at 81st EAGE Conference and Exhibition, 3-6 June 2019, London, UK. OnePetro, 2019. SPE-195560-MS. DOI: 10.2118/195560-MS

35. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. и др.* Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2015. № 9. С. 68-72.

36. *Putilov I.S., Popov N.A., Yuriev A.V., Chizhov D.B.* Scale effect on the reservoir permeability and porosity over a wide range of void structure (example of the Tedinskoye oil field) // Arctic Evironmental Research. 2019. Vol. 19. Iss. 3. P. 93-98. DOI: 10.3897/issn2541-8416.2019.19.3.93

37. *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

38. *Насыбуллин А.В., Шутов А.А., Антонов О.Г. и др.* Повышение эффективности нефтедобычи при оптимизации системы заводнения на основе нейросетевого и гидродинамического моделирования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2014. № 5. С. 47-51.

***Авторы*: А.А.Кочнев,** *канд. техн. наук, доцент, инженер 1-й категории, https://orcid.org/0000-0003-2338-2796* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*; *Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия*), **Н.Д.Козырев**, *руководитель направления, младший научный сотрудник, https://orcid.org/0000-0002-5146-7079* (*ООО «Газпромнефть-НТГФ», Санкт-Петербург, Россия*; *Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*), **С.Н.Кривощеков**, *канд. техн. наук, доцент, krivoshchekov@gmail.com, https://orcid.org/0000-0002-9748-6291* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0