

УДК 622.276+556.3.01

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2024-63-4-35-44

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Александр Сергеевич Редькин^{1✉}, Анна Вадимовна Корзун²,
Никита Валерьевич Шарунов³

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; RedkinAS.97@yandex.ru ✉

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; a_korzun@mail.ru

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; sharunov.nv@yandex.ru

Аннотация. К текущему моменту накоплен большой массив результатов трассерных исследований, которые в основном анализируются без дальнейшего использования в численном гидродинамическом моделировании, несмотря на то, что в большинстве коммерческих гидродинамических симуляторов имеются модули по моделированию трассеров. Использование результатов трассерных исследований восполняет это упущение и позволяет выбирать модель фильтрации, уточнять как фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений межскважинного пространства, так и тип пустотного пространства, что может служить ценнейшим фактическим материалом для анализа и проектирования разработки.

Ключевые слова: каналы с низким фильтрационным сопротивлением, трещины авто-гидроразрыва пласта, адаптация гидродинамических моделей, гидродинамическое моделирование, индикаторные исследования, трассерные исследования

Для цитирования: Редькин А.С., Корзун А.В., Шарунов Н.В. Использование результатов трассерных исследований для адаптации гидродинамических моделей нефтяных месторождений // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2024. № 4. С. 35–44.

APPLICATION OF TRACER STUDIES RESULTS FOR ADAPTATION OF HYDRODYNAMIC MODELS OF OIL FIELDS

Aleksandr S. Redkin^{1✉}, Anna V. Korzun², Nikita V. Sharunov³

¹ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; RedkinAS.97@yandex.ru

² Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; a_korzun@mail.ru

³ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; sharunov.nv@yandex.ru

Abstract. To date, a large array of tracer results has been accumulated, which are mainly processed analytically without further use in numerical hydrodynamic modelling, despite the fact that most commercial hydrodynamic simulators have modules for tracer modelling, which is undoubtedly an omission. Using the results of tracer studies makes it possible to select a filtration model, to specify both filtration-capacitance properties of productive sediments of the interwell space and the type of void space, which can serve as valuable factual material for analyses and development design.

Keywords: channels with low filtration resistance, auto-fracturing fractures, adaptation of hydrodynamic models, hydrodynamic modelling, indicator studies, tracer studies

For citation: Redkin A.S., Korzun A.V., Sharunov N.V. Application of tracer studies results for adaptation of hydrodynamic models of oil fields. *Moscow University Geol. Bull.* 2024; 4: 35–44. (In Russ.).

Введение. Гидродинамические модели месторождений (ГДМ) являются одним из основных инструментов для принятия решений при разработке нефтяных залежей, в связи с этим качество их адаптации и полнота задаваемых данных безусловно важны. Адаптация гидродинамических моделей нефтяных месторождений является обязательным шагом моделирования, и этот процесс является сложным, многостадийным, требующим значительных временных затрат. Один из калибруемых параметров — проницаемость. На разрабатываемых месторождениях довольно часто проводятся инди-

каторные (трассерные) исследования, при которых может оцениваться данный параметр.

Проведение трассерных исследований в нефтяном деле заключается в закачке заданного объема меченой жидкости в контрольную нагнетательную скважину (пакетный запуск). После этого жидкость вытесняется к добывающим скважинам вытесняющим агентом (водой). На устье добывающих скважин отбираются пробы и анализируются на наличие индикатора и его концентрации. По результатам анализа строятся графики изменения концентрации индикатора во времени (выходная кривая) для каж-

дой добывающей скважины. Форма и количество пиков на графиках характеризует неоднородность поля проницаемости между нагнетательной и добывающей скважинами, в том числе наличие каналов с низким фильтрационным сопротивлением (НФС). Под каналами НФС подразумеваются протяженные высокопромытые пропластки или трещины автогидроразрыва пласта, формирующиеся при длительной закачке воды под давлением в нагнетательную скважину [Медведский, 1997].

Каналы НФС могут иметь как природный, так и техногенно-природный характер. Так, А.А. Изотов и Д.Г. Афонин выделяют ряд факторов, обуславливающих образование каналов НФС в пластах нефтяных месторождений: 1) существование в породе естественной микро трещиноватости; 2) температурные напряжения при охлаждении пласта закачиваемой водой; 3) периодические остановки нагнетательных скважин; 4) давление нагнетания, превышающее давление авто-ГРП [Изотов, Афонин, 2021]. При периодических остановках нагнетательных скважин или изменении их приемистости в коллекторе происходит изменение поля напряжений, а последующая закачка с увеличенным давлением приводит к возникновению гидроудара, что провоцирует образование новых трещин под углом к существующим. Также предполагалось, что образование данных трещин происходит в радиальном направлении от нагнетательной скважины, при этом в процессе длительной закачки со временем некоторые из них удлиняются в направлении добывающих [Изотов, Афонин, 2021]. Данный процесс приводит к преждевременной обводненности скважины, и вода начинает бесполезно циркулировать по сети трещин.

Трассерные исследования дают возможность оценить проницаемость пород по направлению и тип фильтрационной среды (поровая или трещинная). Полученные значения проницаемости по направлениям необходимо вносить в постоянно действующие ГДМ, что часто выполняется формально или вообще не делается в виду отсутствия методики по данной тематике.

Учет образованных каналов НФС при гидродинамическом моделировании позволит оценить их вклад в обводненность добывающих скважин, который по оценкам А.И. Ипатова и М.И. Кременецкого на одной добывающей скважине может составлять до 15–20% [Ипатов, Кременецкий, 2010]. В настоящей работе для анализа трассерных исследований на гидродинамической модели использовался программный комплекс tNavigator [tNavigator..., 2023]. Данный комплекс позволяет моделировать однофазную и многофазную фильтрацию в средах как с одинарным (single porosity), так с двойным типом пустотного пространства (dual porosity).

На сегодняшний день не существует установленного методического подхода к моделированию каналов НФС на гидродинамических моделях,

поэтому **целью** данного исследования являлся анализ методов моделирования каналов НФС при адаптации гидродинамических моделей. Первый метод — создание среды с двойным типом пустотного пространства — двойной проницаемости (ключевое слово — DUALPERM в программном комплексе tNavigator), второй метод — задание высокопроницаемых каналов путем задания несоседних соединений (ключевое слово — NNC). Несоседние соединения — это дополнительные гидродинамические связи (соединения) между двумя несоседними ячейками, обладающие нулевым поровым объемом и указанной проводимостью.

Изучаемые отложения. В рамках данной работы изучались отложения викуловской свиты месторождения Краснотенинского свода, входящие в *ант-альб-сеноманский* водоносный комплекс. Гидродинамическая модель создана для трех нефтепродуктивных пластов ВК₁₋₃, имеющих преимущественно алеврито-песчаный состав с прослоями глин. Песчаные и глинистые пласты часто характеризуются микрослоистым линзовидным строением. Продуктивные коллекторы викуловской свиты сложены крупно- и средне-мелкозернистыми песчаниками, крупно- и среднезернистыми алевролитами, имеющими слоистое строение и содержащими большое количество пелитовой фракции [Цветкова и др., 2021]. Строение отложений викуловской свиты в районе Краснотенинского свода осложнено врезанной речной долиной ВК_{2-3врез}, но изучаемый в данной работе куст скважин их не вскрывает.

До 2000-х годов разработка данных отложений была экономически нецелесообразна в виду их низкой проницаемости. Затем с активным развитием технологии ГРП пласты были введены в эксплуатацию. Частое проведение ГРП также могло спровоцировать появление и рост трещин авто-ГРП, в результате чего наблюдался резкий рост обводненности нефти.

Анализ исходной гидродинамической модели-врезки для отложений викуловской свиты. В исследовании использовалась модель-врезка по трем пластам *викуловской свиты* ВК₁₋₃. Общая мощность моделируемых отложений 44–55 м. Модельный размер ячейки по вертикали составляет 10 см, по горизонтали — 100 м. Характерные значения абсолютной проницаемости по X и Y направлениям составляют от 20 до 704 мД, пористости — от 0,1 до 0,3 д.е.

Средние значения невязки по текущим дебитам на все время моделирования составляло порядка 20% по нефти и 20% по воде (рис. 1). Высокая максимальная невязка связана с недостатком в модели точной информации по характеристикам проведенных ГРП, а также с неучтенным источником обводненности. По результатам предварительной автоадаптации коэффициент проницаемости был увеличен в 1,3 раза по направлению X, Y и в 2 раза по Z, что позволило сделать предположение о заниженных значениях проницаемости на модели.

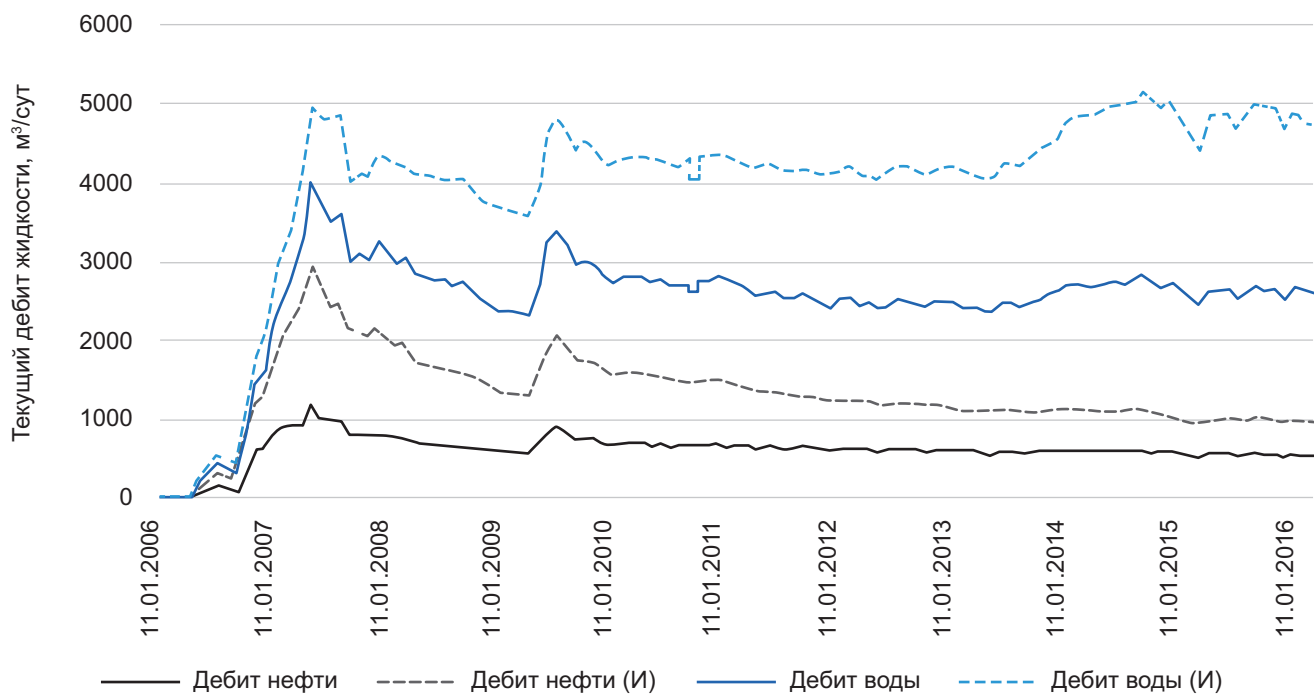


Рис. 1. Модельные графики текущих дебитов после базовой адаптации (макс. невязка по нефти — 40%, по воде — 46%)

В дальнейшем данные автоадаптации не использовались при моделировании каналов НФС.

Расчет проницаемости аналитическим методом с использованием линий тока. Перед расчетом проницаемостей проводился анализ линий тока на существующей гидродинамической модели в пределах исследуемого куста скважин для приблизительной оценки траектории движения частиц трассера по пласту (рис. 2). В дальнейшем в расчетах в качестве расстояния от нагнетательной до добывающих скважин использовалась траектория наиболее часто встречающейся линии тока в направлении к каждой добывающей скважине.

Расчеты проницаемости проводились по алгоритму, описанному в методическом руководстве по приемке, анализу и систематизации результатов трассерных исследований в организациях группы «Лукойл» [Санников и др., 2012]. При расчетах использовалось распределение скоростей фильтрации на объекте исследования (рис. 3), полученное по результатам трассерных исследований. Градиент давления (ΔP) был взят по модельным данным.

Минимальные значения скорости фильтрации, полученные по трассерным исследованиям, соответствуют **поровым каналам фильтрации** (рис. 3) и их проницаемость ($K_{\min}$) была рассчитана по формуле [Санников и др., 2012]:

$$K_{\min} = \frac{n \mu_w L^2}{t \Delta P \cdot i \cdot f_w}, \tag{1}$$

где ΔP — разница забойных давлений между скважинами, Па; n — средняя пористость коллектора по данным геофизических исследований скважин; f_w — средняя для участка исследования относитель-

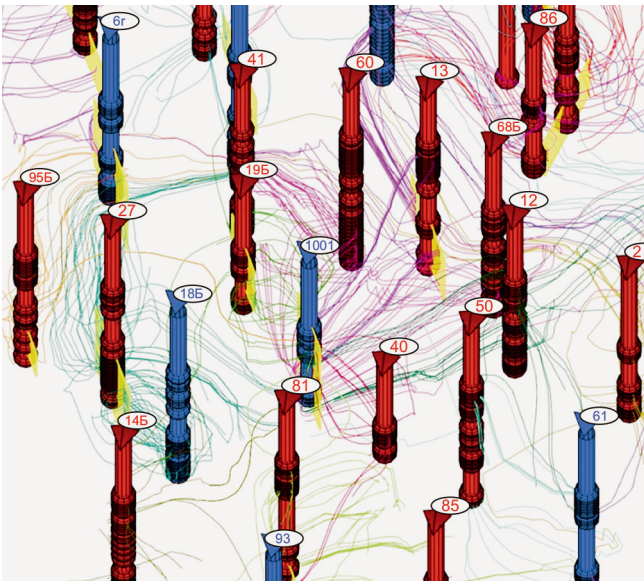


Рис. 2. Рассчитанные на гидродинамической модели в RFD tNavigator линии тока для исследуемого куста нагнетательной скважины № 1001 (синим цветом обозначены нагнетательные скважины, красным — добывающие. Линии тока до каждой добывающей скважины имеют свой цвет — данные траектории использовались при расчетах)

ная проницаемость по воде; μ_w — вязкость воды в пластовых условиях, сП; L — траектория движения частицы (линия тока), м; t — время регистрации прихода порции трассера от начала опыта, сут.

В пределах изучаемого куста скважин среднее значение пористости коллектора по данным геофизических исследований скважин — 0,2, средняя относительная фазовая проницаемость по воде — 0,5 д.е. Результаты расчетов $K_{\min}$ представлены в табл. 1.

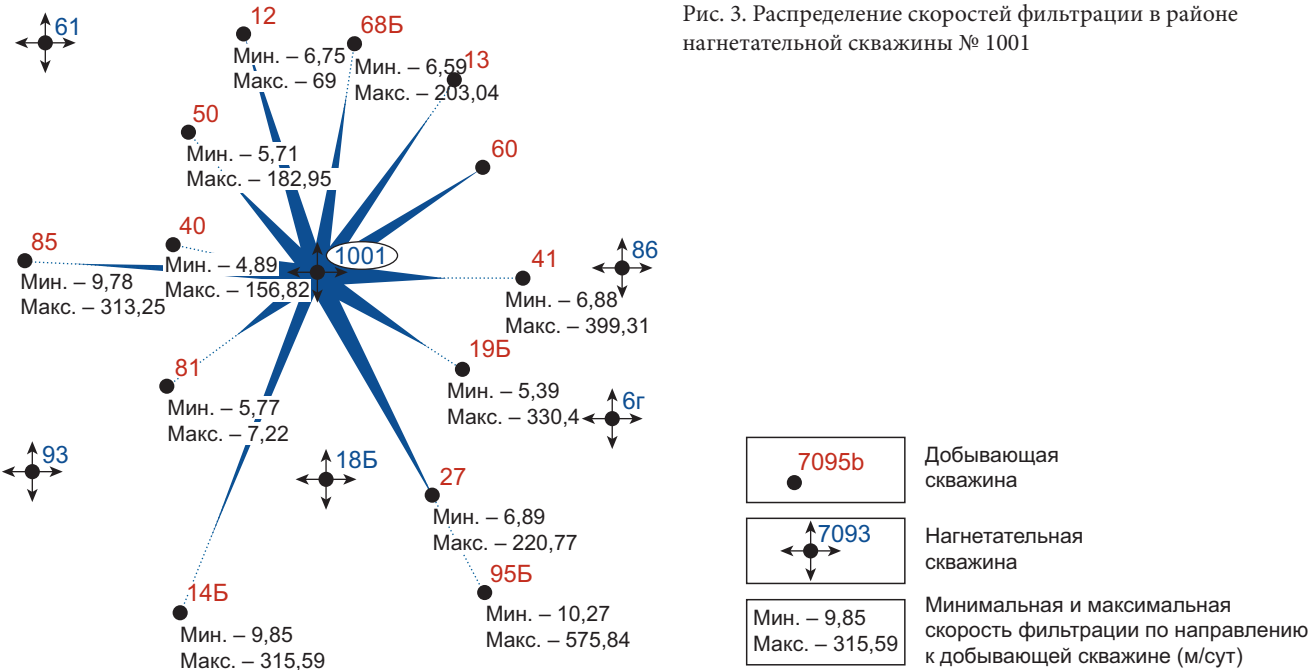


Таблица 1

Рассчитанные с использованием модельных линий тока значения проницаемости для поровой среды ($K_{\min}$) и каналов НФС ($K_{\max}$)

№ доб. скв.	Траектория модельных линий тока, м	$t_{\min}$, сут	$t_{\min}$, сут	Модельное ΔP , МПа	μ , сП	$K_{\max}$, мД	$K_{\min}$, мД
14Б	956	3,03	97,06	16,6	0,41	8738,9	109,1
85	874	2,79	89,37	5,9		22311,9	278,6
40	438	2,79	89,57	8,8		3753,0	46,8
50	535	2,92	89,84	5,7		7591,4	107,5
19Б	483	1,46	89,61	20,6		3724,8	24,3
27	677	2,79	89,55	18,6		3521,2	52,9
95Б	1189	1,54	86,56	16,8		26208,4	186,96
81	554	71,19	89,08	8,1		255,9	81,8
60	564	5,72	83,56	10,4		2482,2	70,4
68Б	589	2,9	83,31	9,5		6063,5	84,3
41	718	1,5	89,8	9,5		12489,9	116,1
13	642	4,46	83,38	15,6		2589,7	60,9
12	629,2	8,72	89,19	7,8		2560,5	109,4

Максимальные же значения скорости фильтрации характеризуют **трещины**, и при расчетах их проницаемости ($K_{\max}$) по формуле 1 пористость коллектора (n) и относительная проницаемость по воде (f_w) принимаются равными единице. Связано это с тем, что трещины представляют собой каналы НФС, имеющие преимущественное водонасыщение. Так формирование данных каналов объясняется ручейковой теорией фильтрации, сформулированной Р.И. Медведским. Согласно данной теории, нагнетание воды в продуктивные пласты вследствие неоднородности реальной пористой среды приводит к образованию отдельных ручейков, по

которым вода движется от нагнетательной до добывающих скважин [Медведский, 1997]. В процессе эксплуатации месторождения с использованием системы ППД устойчивая фильтрация при высоких градиентах давления по сформированным ручейкам приводит к возникновению каналов с высокой проницаемостью.

Моделирование закачки трассера на базовой модели с поровым типом пустотного пространства. Моделирование трассерных исследований выполнялось в программном комплексе RFD t-Navigator с использованием модуля закачки трассера (ключевое слово в используемом гидродинамическом симуляторе — TRACER). Закачка трассера в объеме 100 м³ устанавливалась пакетным запуском в нагнетательную скв. № 1001, миграция трассера устанавливалась только по водной фазе.

Базовая исходная модель была построена с одним типом пустотного пространства — поровым. Рассчитанные аналитически минимальные значения проницаемости ($K_{\min}$) практически по всем направлениям совпали с модельными значениями (от 40 до 704 мД) и не изменялись, высокие же максимальные значения проницаемости ($K_{\max}$) задавались в гидродинамическую модель на базовой сетке с одним типом пустотного пространства — поровым.

Однако данный способ не позволил получить корректные результаты изменения концентрации трассера в добывающих скважинах. Время прихода трассера при пакетном запуске рассчитывается по пику концентрации. Так, приход первых порций трассера в добывающие скважины был зафиксирован на модели в 2015 г., т.е. через 6 лет (1457 дней) (рис. 4), фактические же времена прихода составили от нескольких суток до нескольких месяцев.

Моделирование каналов НФС. Ранее рядом исследователей выдвигались предположения о типах

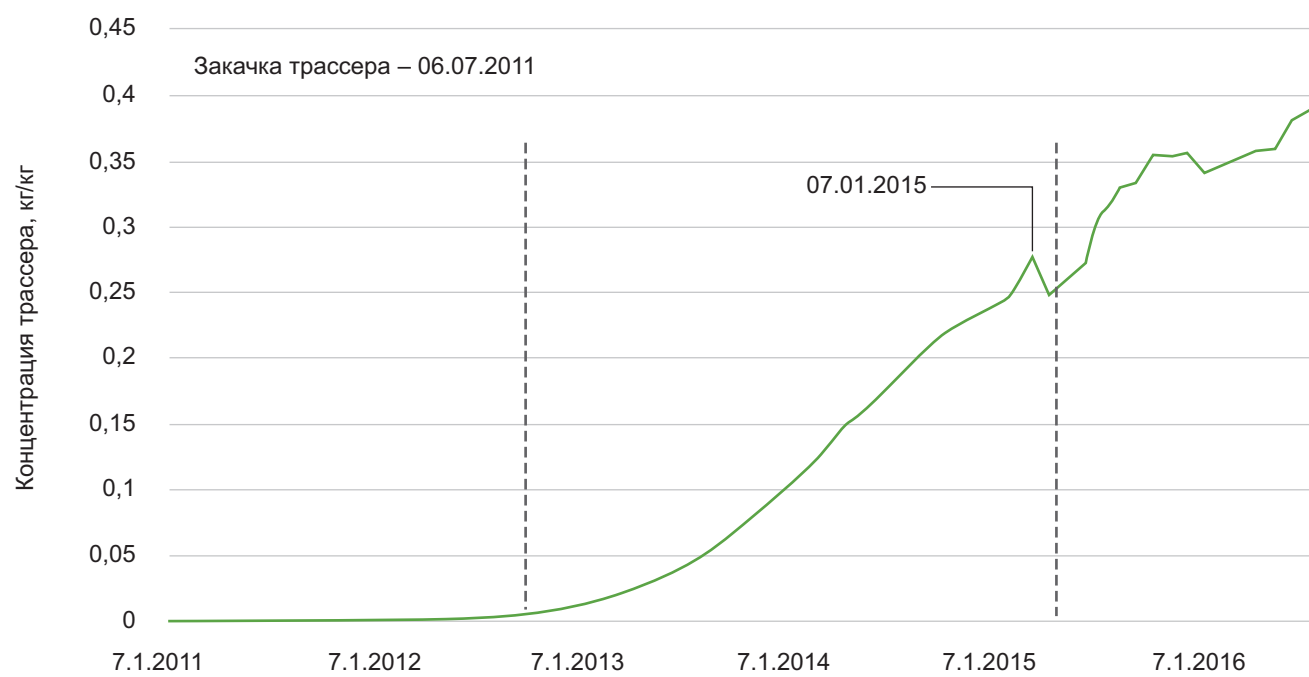


Рис. 4. График изменения концентрации трассера в добывающей скважине № 12 на модели с заданной проницаемостью для порового пространства. Вертикальными пунктирными линиями выделена порция трассера, зафиксированная в добывающей скважине

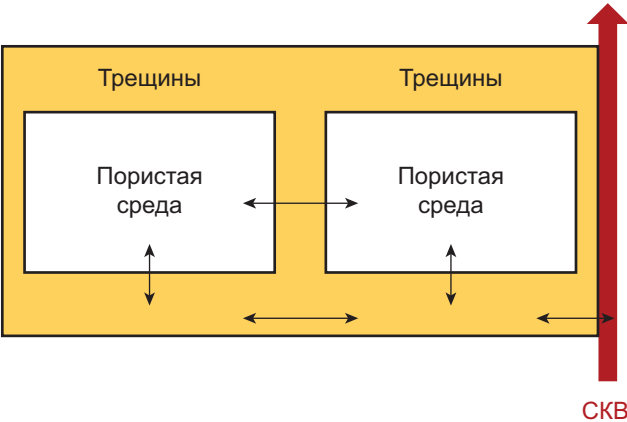


Рис. 5. Модельная сетка в моделях двойной проницаемости

фильтрационной среды и возможных моделях пустотного пространства при наличии каналов НФС. Р.И. Медведский считал, что при формировании сети каналов, по которым движется нагнетаемая вода с давлением, значительно превышающим давление в блоках большей части породы, создается среда с двойной пористостью [Медведский, 2002]. В работе [Ипатов, Кременецкий, 2010] также отмечено, что при обработке гидродинамических исследований скважин в условиях сформированных каналов НФС наиболее подходящей интерпретационной моделью является «неограниченный пласт с вертикальной трещиной», реже — «двойная пористость/проницаемость».

В ходе данного исследования было реализовано два способа моделирования каналов НФС на постоянно действующих гидродинамических моделях: 1) использование моделей с **двойной проницаемостью** (ключевое слово — DUALPERM) (рис. 5);

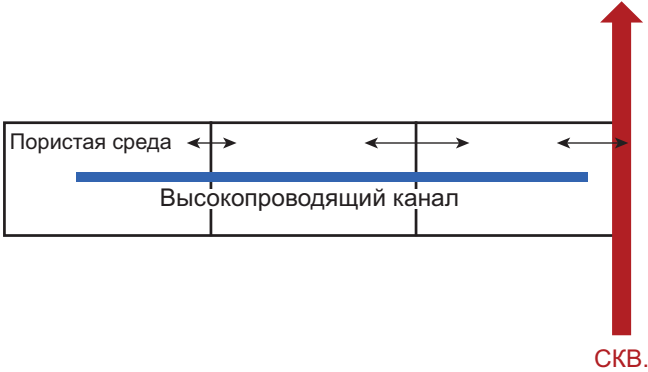


Рис. 6. Модельная сетка с заданным высокопроницаемым каналом (NNC)

2) задание **высокопроводящих каналов** с известным значением проводимости [мД · м] (несоседние соединения, ключевое слово — NNC) (рис. 6).

При моделировании необходимо задание собственных свойств ОФП для каналов НФС, генезис которых, как уже было отмечено ранее, может быть связан с формированием высокопромытых пропластков или раскрытыми под давлением трещинами авто-ГРП. Е.М. Смаховым было сделан вывод о том, что в трещинах толщиной более 10 микрон невозможно образование мениска, и капиллярные силы практически не играют роли при фильтрации по системе трещин [Райсс, 2012]. Капиллярными явлениями, и в частности, насыщенностью системы трещин связанной водой обычно в них можно пренебречь. Отсутствие капиллярного давления приводит к спрямлению кривых на графике свойств относительных фазовых проницаемостей (ОФП) вода-нефть. В связи с этим в обоих вышеуказанных



Рис. 7. График концентрации трассера в скв. № 12 в модели с двойной проницаемостью (кл. слово DUALPERM). Вертикальными пунктирными линиями выделена порция трассера, зафиксированная в добывающей скважине

способах моделирования для каналов НФС были заданы кривые ОФП, *линейно зависящие от насыщенностей*.

На практике оценить количество связанной воды и остаточную нефтенасыщенность в канале НФС или же трещине довольно трудно. В опубликованной литературе схожие свойства ОФП предлагаются и моделируются для трещиновато-пористых коллекторов [Афанаскин и др., 2019] и трещин гидроразрыва пласта [Афанаскин, Королев, 2015].

Модель двойной проницаемости используется в случаях, когда в резервуаре флюиды находятся в двух взаимосвязанных системах: *матрице* — это горная порода, которая составляет большую часть объема резервуара, и *трещине* — это разрывы сплошности горных пород, обладающие большей проницаемостью [tNavigator ..., 2023]. Фильтрация на гидродинамической сетке происходит как по поровому пространству (по блокам матрицы), так и по трещинам (рис. 5).

Для того, чтобы излишне не усложнять модель, сеть трещин моделировалась только для выявленных по результатам трассерных исследований высокопроницаемых каналов. На остальной части модельной сетки пористость для трещин указывалась нулевой, в результате чего фильтрация в этих областях происходила только по ячейкам матрицы. В таком случае может быть использована только модель с двойной проницаемостью, так как на модели с двойной пористостью (ключевое слово — DUALPORO) фильтрация флюида осуществляется только по сети трещин.

Проницаемость каналов НФС была принята по результатам аналитических расчетов с использованием модельных линий тока. Значения пористости подбирались путем варьирования данного

параметра до получения близкого к фактическому модельному времени прихода порций трассера к добывающей скважине. Полученное эквивалентное значение пористости составило от $0,1 \cdot 10^{-3}$ до $0,3 \cdot 10^{-3}$. С учетом того, что модельные ячейки имеют прямоугольную форму, ширина канала НФС может быть рассчитана следующим образом.

Модельный размер ячейки:

$$100 \times 100 \times 1 \text{ м} = 10000 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{канала}} = V_{\text{породы}} \cdot \text{экв. пор.}$$

Предполагаемая эквивалентная пористость канала НФС: 0,0001–0,0003,

$$V_{\text{канала}} = 10000 \text{ м}^3 \cdot (0,0001 - 0,0003) = 1 - 3 \text{ м}^3.$$

Высота ячейки: 0,1 м = 10 см.

Ширина канала НФС с заданной экв. пористостью:

$$1 - 3 \text{ м}^3 / (100 \text{ м} \cdot 0,1 \text{ м}) = 0,1 - 0,3 \text{ м}.$$

По результатам моделирования на **модели с двойной проницаемостью** время прихода трассера к добывающей скважине составило — 32 дня. По фактическим же результатам приход первой порции трассера был зарегистрирован через 8 дней (табл. 1). Оставшаяся разница во временах прихода порций трассера может быть связана с недостаточно высоким качеством адаптации модели (среднее значение невязки по воде — 20%). Тем не менее, по сравнению с результатами на первоначальной базовой модели с поровым типом фильтрационной среды результаты были улучшены — 32 дня (рис. 7) сравнительно с 1456 днями (рис. 4).

Также в модели с двойным типом пустотного пространства задавался явный размер каналов

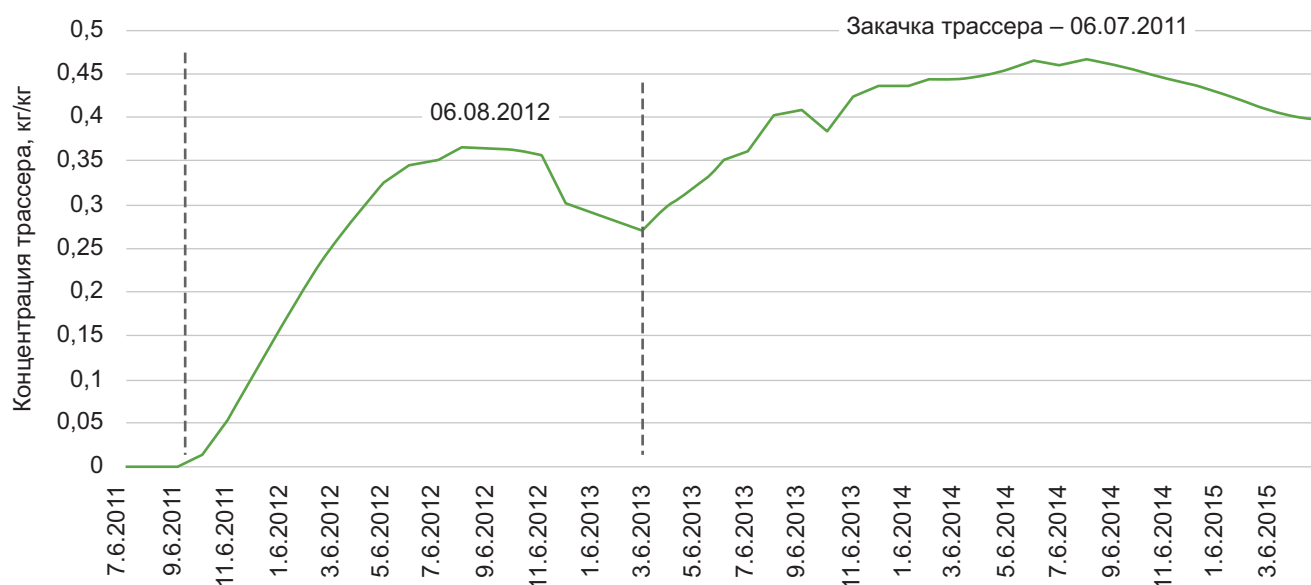


Рис. 8. График концентрации трассера в скв. № 12 в модели с заданным высокопроницаемым каналом (кл. слово NNC). Вертикальными пунктирными линиями выделена порция трассера, зафиксированная в добывающей скважине

НФС посредством локального измельчения сетки трещин (ключевое слово LGR). При моделировании измельченных сеток поток рассчитывается отдельно от основной сетки. Гидродинамическая связь в таком случае реализуется созданием несоседних соединений от глобальной ячейки до каждой граничной локально измельченной. Однако полученное распределение трассера в данной модели и изменение концентрации в добывающей скважине не соответствует фактическому. Изменение концентрации трассера во времени в добывающей скважине имеет тренд бесконечного роста, и в дальнейшем данная функция не использовалась.

Моделирование каналов НФС (задание высокопроницаемых каналов) имеет более упрощенную по сравнению с первым способом методику задания исходных параметров. С использованием ключевого слова NNC для каналов необходимо задавать только траекторию и проводимость — T [мД·м] непосредственно на ранее построенной сетке с поровым типом среды. При этом ячейкам, которые пересекает высокопроницаемый канал, также присваиваются свойства ОФП, характерные для трещинного типа пустотного пространства (рис. 6).

Траектория каналов НФС задавалась по линиям тока от нагнетательной к добывающим скважинам, проводимость — из рассчитанных значений проницаемости (табл. 1) исходя из высоты каналов 10 см. Вычисление проводимости несоседнего соединения в разных гидродинамических симуляторах проводится с учетом различных поправок (например, коррекции наклона несоседнего соединения и эффективной мощности блока), а усредненно может быть представлено формулой:

$$T = \frac{KA}{L},$$

где T — проводимость, мД·м; K — проницаемость, мД; A — площадь поперечного сечения, м²; L — длина несоседнего соединения, м.

Для сетки размерами 100 × 100 × 0,1 м проводимость между двумя ячейками рассчитывается следующим образом:

$$T = 22311 \cdot 100 \cdot 0,1 / 100 = 2231,19 \text{ [мД·м]}.$$

Полученный график концентрации в добывающей скв. № 12 на модели с высокопроводящими каналами приведен на рис. 8. Первые большие доли пакетного объема трассера поступили в скважину уже через 38 дней. Однако пик концентрации на данном графике имеет более плавную сглаженную во времени форму, в связи с чем модельное время прихода всей порции трассера формально составило 366 дней, при фактическом 9 суток (табл. 1). Можно отметить, что при моделировании канала НФС вторым способом в скважину приходит больший пакетный объем трассера. Это может быть связано с характерными особенностями фильтрации на сетках пористого типа с принудительно заданными несоседними соединениями — NNC. На подобных моделях может отмечаться излишне высокая сосредоточенность линий тока вблизи высокопроводящих каналов, таким образом они концентрируют в себе большой объем потока. Предположительно в природных условиях в каналах НФС такой эффект будет менее выражен.

Модельные графики концентрации трассера в добывающей скважине, полученные на моделях с заданными разными способами каналами НФС, имеют различную форму и время прихода порций (рис. 7; 8).

Также для оценки достоверностей моделей было проведено их сравнение по величинам полученных невязок дебитов воды. Датой выявления каналов

Таблица 2

Сравнение методик моделирования каналов НФС

Модель с двойным типом пустотного пространства (ключевое слово — DUALPERM)	Модель одинарной пористости с каналами высокой проводимости (ключевое слово — NNC)
<i>Способ задания канала НФС</i>	
Задание сетки трещин для каналов НФС с эквивалентной пористостью, заниженной в 10^{-3} раз по сравнению с исходной пористостью	Задание канала на сетке с пористым типом пустотного пространства только свойствами проводимости [мД·м]
<i>Полученные результаты</i>	
Возможность задания емкости каналов НФС посредством эквивалентной пористости трещин	Невозможность задания емкости каналов НФС, моделирование только с учетом проводимости
Большая сходимость модельного и фактического времени прихода порций трассера к добывающей скважине	Сосредоточение потока в области задания несоседнего соединения, что мало вероятно в пластовых условиях и приводит к временному размазыванию пика концентрации
Необходима дополнительная адаптация скважин на гидродинамической модели в связи с заданием сетки трещин	Не требует дополнительной адаптации модели

НФС было принято начало проведения трассерных исследований — 06.07.2011, поэтому сравнение модельных дебитов воды с историческими (фактическими) проводилось с момента начала трассерного опыта до окончания моделирования (02.12.2016). Среднее значение невязки по дебитам воды рассчитывалось на этот же период. Сравнение дебитов воды было выполнено для добывающей скв. № 12 по всем моделям: исходная базовая модель, модели с двойной проницаемостью и модель с высокопроводящими каналами (рис. 9).

Задание каналов НФС с помощью высокопроницаемых каналов позволило максимально снизить среднюю невязку по текущим дебитам воды в добывающей скважине № 12 по сравнению с базовой моделью на 2,9%, кроме того, были получены более близкие к историческим значениям модельные скачки дебита (рис. 9, в). Однако невязки по дебитам воды на модели с двойной проницаемостью выше, чем на исходной базовой несмотря на то, что время прихода порции трассера имеет лучшую сходимость с фактическим (рис. 9).

Такая ситуация может объясняться тем, что моделирование каналов НФС на модели с двойной проницаемостью производилось путем создания дополнительной сетки трещин к базовой модели с одинарной пористостью, и увеличение невязки по дебитам воды связано с перераспределением гидродинамического потока между ячейками пор и трещин от нагнетательной до добывающей скважины. Поэтому в дальнейшем необходимо проводить дополнительную адаптацию скважинных данных с учетом внесенной сетки трещин.

Анализ графика концентрации, полученного на модели с высокопроводящими каналами, выявил большее различие модельного и фактического времени миграции трассера, и тем не менее средняя невязка по дебитам воды имеет меньшее значение (рис. 9, в). Причиной этому может быть то, что гидродинамический поток устремляется в область моделирования несоседних соединений, заданных на сетке пор, таким образом на модели больший

объем воды из нагнетательной скважины поступает в добывающую.

Сравнение способов моделирования каналов НФС приведены в табл. 2.

Модели с двойным типом пустотного пространства требуют большего времени для создания дополнительных сеток трещин, и дальнейшей адаптации. Кроме того, время расчета также может увеличиваться из-за увеличения количества активных ячеек. Несмотря на отрицательные стороны, первый способ может быть использован в случаях сложной, разветвленной сети каналов НФС. Второй способ будет применим в качестве экспресс-метода для уменьшения невязки по дебитам воды при наличии каналов НФС.

Дополнительное тестирование моделирования каналов НФС с различной траекторией показало, что наиболее успешные результаты были получены для случаев, когда траектория совпадала с наиболее часто встречающимися линиями тока, при этом непосредственно пересекая ячейки со скважинами.

Критерием качества гидродинамической модели является полнота описываемых ею фактических фильтрационных потоков. В то же время получение минимальной модельной невязки с результатами проведенных трассерных исследований возможно лишь при высоком качестве адаптации гидродинамической модели в целом и для каждой скважины по отдельности. Таким образом, учет трассерных исследований позволяет повысить качество адаптации гидродинамической модели, и более детально описать направление фильтрационных потоков.

Полученные модели были перенесены также в программный комплекс Tempest MORE, выполнены расчеты и получены практически идентичные результаты.

Заключение. Для обоснования отсутствующей на сегодняшний день общепринятой методики моделирования каналов НФС в данной работе было рассмотрено два способа их задания в гидродинамических моделях: путем несоседних соединений

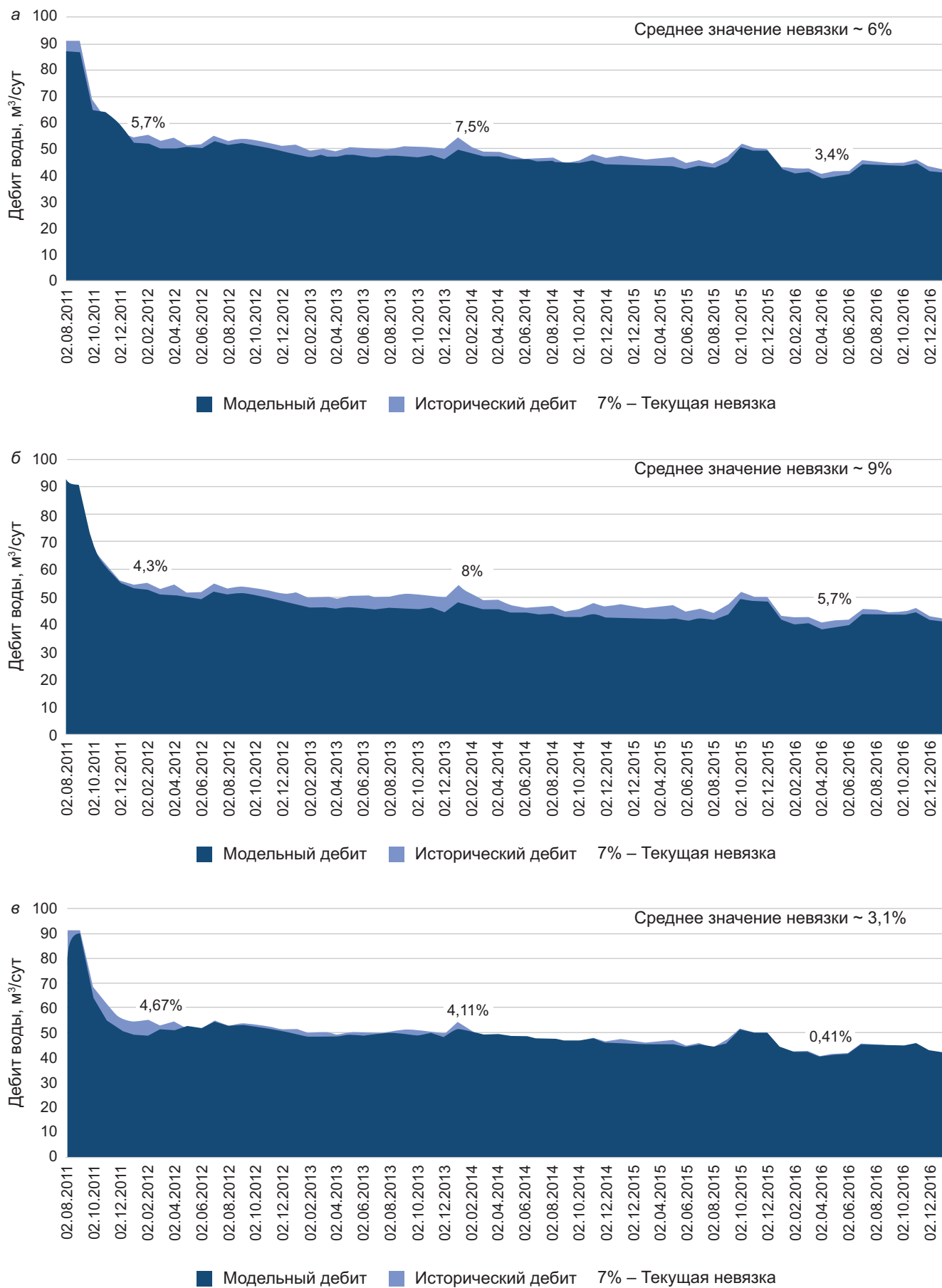


Рис. 9. График дебита воды добывающей скв. № 12: а — на исходной базовой модели, б — на модели с двойным типом пустотного пространства (1 способ задания каналов НФС), в — на модели с высокопроводящими каналами (2 способ задания каналов НФС)

и с использованием модели двойной проницаемости. В результате проведенных модельных экспериментов оказалось, что если каналы НФС единичные, то при применении несоседних соединений модель считается быстрее, кроме того, не требует дополнительного обоснования наличия двойного типа пустотного пространства в исследуемых отложениях. В случае же, когда каналы распространены повсеместно, и они достаточно протяженные, лучше при моделировании использовать условия двойной среды, но это приводит к увеличению временных затрат на

получение численного решения и более тщательной настройки модели.

Задание каналов НФС на ГДМ может позволить снизить количество изменяемых параметров при адаптации на исследуемом кусте скважин за счет проницаемости и свойств относительных фазовых проницаемостей, и как следствие оптимизировать и ускорить адаптацию. В ходе данных исследований удалось адаптировать трассерный опыт на существующей ГДМ нефтяного месторождения и повысить качество сходимости обводненности скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Афанаскин И.В., Королев И.В. Подходы к математическому моделированию разработки нефтяных месторождений скважинами с трещинами гидроразрыва пласта // Вестник кибернетики. 2015. № 3 (19). С. 117–126.

Афанаскин И.В., Родителев А.В., Вольпин С.Г., Колеватов А.А. Модель двойной пористости для изучения разработки трещиновато-пористых коллекторов на базе концепции суперэлементов // Программные продукты и системы. 2019. Т. 32, № 3. С. 478–485.

Изотов А.А., Афонин Д.Г. О техногенной трансформации продуктивных пластов вследствие повышенного давления нагнетания при заводнении // Нефтепромысловое дело. 2021. № 5 (629). С. 18–25.

Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. 2-е изд., испр. М.: Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. 780 с.

Медведский Р.И. Концепция струйного вытеснения нефти водой // Вестник Удмуртского университета. 2002. № 9. С. 121–129.

Медведский Р.И. Ручейковая теория вытеснения нефти водой // Изв. высших учебных заведений. Нефть и газ. 1997. № 6. С. 69.

Райсс Л. Основы разработки трещиноватых коллекторов. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 118 с.

Санников В.А., Курочкин В.И., Федотов С.Г., Глечников П.В. Методическое руководство по приемке, анализу и систематизации результатов трассерных исследований в организациях Группы «ЛУКОЙЛ» (Редакция 1.0). ОАО «ЛУКОЙЛ», 2012. 69 с.

Цветкова П.А., Федулов В.В., Сауткин Р.С. Новые подходы к разработке тонкослоистых недонасыщенных коллекторов (викуловская свита на Краснотенинском своде Фроловской нефтегазовой области) // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2021. № 1. С. 71–78.

tNavigator 23.1 Симулятор. Техническое руководство. Rock Flow Dynamics. Версия от 12.04.2023. 3827 с.

Статья поступила в редакцию 07.03.2024,
одобрена после рецензирования 21.03.2024,
принята к публикации 18.08.2024