

Расчет локализации текущих извлекаемых запасов нефти и охвата вытеснением на ГДМ с динамическими ОФП

Calculating the current displacement efficiency and recoverable oil reserves in simulation models with dynamic relative permeability

С.В. Костюченко¹

С.А. Великопольский¹

И.И. Зарипов¹

S.V. Kostyuchenko¹

S.A. Velikopolsky¹

I.I. Zaripov¹

¹ООО «РН-ГИР»

¹RN- Geology Research Development LLC,
RF, Tyumen

Адрес для связи: svkostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

E-mail: svkostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: длительно разрабатываемые месторождения нефти, локализация текущих запасов нефти, текущий коэффициент охвата вытеснением, динамические фазовые проницаемости, нелинейная фильтрация, отклонения от линейного закона Дарси, цифровые гидродинамические модели

Keywords: oil brownfields, allocation of the current oil reserves, current displacement efficiency, dynamic phase permeability, non-linear flow, deviations from the linear Darcy's law, digital simulation models

В статье описаны принципы построения геолого-технологических гидродинамических моделей (ГДМ) с динамическими относительными фазовыми проницаемостями (ОФП) нефти, воды, газа и применения таких ГДМ для расчета текущих коэффициентов вытеснения запасов нефти. Основное отличие динамических ОФП от статических ОФП - зависимость формы и концевых точек ОФП не только от насыщенностей порового пространства нефтью, водой и газом, но и от скорости фильтрации этих флюидов. Эта особенность позволяет моделировать фильтрационные процессы с отклонениями от линейного закона Дарси и решать задачи, обычно нерешаемые на традиционных ГДМ со статическими ОФП: расчет локализаций недренируемых извлекаемых запасов нефти (целиков нефти) и текущего коэффициента охвата вытеснением запасов нефти. Решение этих задач актуально для обоснования эффективности уплотнения сетки скважин, технологий заводнения, профилей горизонтальных и многозабойных скважин и других технологий довыработки запасов нефти как для длительно разрабатываемых нефтегазовых месторождений, так и для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

The article describes the principles of building geological and technological simulation models (SM) with dynamic relative phase permeabilities (Rel-Perm) of oil, water, and gas and the use of such models for calculating the current displacement efficiency. The key difference between dynamic Rel-Perm and static Rel-Perm is the dependence of shape and endpoints of relative permeability not only on the saturation of pore space with oil, water and gas, but also on the rate of these fluids. This feature makes it possible to model flow processes with deviations from the linear Darcy's law and solve tasks that are usually cannot be solved using conventional simulation models with static relative permeability: allocating undrained recoverable oil reserves (bypassed oil) and calculating the current displacement efficiency. Solving these tasks is of interest in order to justify the efficiency of infill well pattern, flooding technologies, profiles of horizontal and multilateral wells, and other technologies of enhanced oil recovery both for oil and gas brownfields and for fields with hard-to-recover reserves of oil.

Одна из актуальных задач мониторинга разработки нефтегазовых месторождений на любой стадии их разработки – это расчет и построение карт локализаций текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) и целиков нефти. Бурение уплотняющих скважин и перфорационные работы на скважинах показывают, что значительная доля запасов нефти может быть сосредоточена в слабодренируемых и невыработанных зонах залежей.

Эффективным инструментом расчета локализаций ТИЗ нефти могли бы быть цифровые гидродинамические модели (ГДМ). Однако основу математического обеспечения традиционных гидродинамических симуляторов составляет линейный закон фильтрации Дарси, который допускает фильтрацию пластовых флюидов при сколь угодно малых градиентах пластовых давлений. Это обстоятельство затрудняет построение реалистичных ГДМ и решение актуальных задач: расчет дренируемых и недренируемых запасов, повышения добычи и КИН за счет уплотнения сетки скважин, технологической эффективности очаговых, нестационарных и циклических заводнений, потокоотклоняющих и других технологий.

Возможности цифровых ГДМ для решения этих задач можно существенно расширить, перейдя от линейного к обобщенному закону фильтрации флюидов. Это позволит рассчитывать нелинейные процессы фильтрации и даже отсутствие потоков на участках с малыми градиентами давлений. Учитывая, что отклонения от линейного закона Дарси могут проявляться на обширных площадях залежей нефти, то и эффект от них может быть значительным.

Статические и динамические фазовые проницаемости

Закон Дарси для процессов многофазной фильтрации в пористых средах приводит к заданию относительным фазовых проницаемостей (ОФП) для нефти и воды, капиллярных давлений (КД), нелинейно зависящих от локальной водо- и нефтенасыщенности коллектора. На рис. 1, а приведен типичный вид ОФП для системы «нефть – вода». Здесь S_{or} , S_{wc} – это остаточная нефтенасыщенность и критическая водонасыщенность коллектора, которые определяют подвижные (извлекаемые) запасы нефти и подвижность воды; K_{rwr} – относительная проницаемость коллектора по воде при остаточной

нефтенасыщенности. Обычно положения концевых точек ОФП определяются лишь свойствами коллектора, флюидов и не зависят от скорости фильтрации. Такие ОФП и КД будем называть статическими. Статические ОФП реализованы в большинстве гидродинамических симуляторов.

Динамическими будем называть такие ОФП, форма и концевые точки которых зависят не только от насыщенностей флюидами и истории насыщения (гистерезис ОФП), но и от скоростей фильтрации флюидов. Переход к динамическим ОФП – это возможность моделировать процессы вытеснения нефти водой с отклонениями от линейного закона Дарси в зонах пониженных и повышенных скоростей фильтрации пластовых флюидов. Многочисленные фильтрационные эксперименты на образцах керна, анализ промыслового опыта [1-7] подтверждают «динамичность» ОФП. Таким образом, в динамических ОФП остаточная нефтенасыщенность S_{or} , критические точки фазовых проницаемостей нефти K_{row} и воды K_{rwr} , капиллярные давления зависят от скорости фильтрации пластовых флюидов.

Принцип интерполяции ОФП

Известно, что скорости фильтрации пластовых флюидов и капиллярные числа потоков возрастают вблизи скважин и уменьшаются при удалении от них, а также и в межскважинном пространстве. Эти скорости не остаются постоянными во времени, а меняются под влиянием изменений полей пластовых давлений, полей насыщенностей и режимов работы скважин. В этих условиях динамические ОФП могут быть рассчитаны как результат интерполяции статических ОФП, заданных для нескольких фиксированных скоростей пластовых флюидов.

Для простоты ограничимся описанием принципа интерполяции ОФП [8] для двух фиксированных скоростей фильтрации. Из соображений общности перейдем от абсолютной скорости фильтрации к безразмерной скорости – к капиллярному числу

$$N = \frac{\mu_w \cdot v}{\alpha_{ow}},$$

где μ_w – динамическая вязкость воды, Па·с; α_{ow} – поверхностное натяжение на границе нефть – вода, Н/м; v – скорость фильтрации м³/(м²·с).

Пусть в ГДМ нефтяной залежи, составленной из расчетных блоков, на момент времени t существуют блок A с минимальным капиллярным числом N_f^A и блок B с максимальным капиллярным числом N_f^B . Предположим, что для капиллярных чисел N_f^A и N_f^B известны относительные фазовые проницаемости нефти, K_{ro}^B и воды K_{rw}^A, K_{rw}^B , а также все их концевые точки (рис. 1). Тогда концевые точки насыщения S_{wc}^i и S_{or}^i , относительные фазовые проницаемости для нефти и воды K_{ro}^i и K_{rw}^i , капиллярные давления P_{cow}^i могут быть вычислены для любого расчетного блока с капиллярным числом N_f^i по формуле

$$M^i = (1 - w_f^i)M^A + w_f^i M^B, \quad (1)$$

где w_f^i коэффициент интерполяции, вычисляемый по формуле

$$w_f^i = \left(\frac{N_f^i - N_f^A}{N_f^B - N_f^A} \right)^{n_f}, \quad (2)$$

где f – тип флюида: oil/water; N – капиллярное число; A, B, i – индексы малых, больших и текущих капиллярных чисел; n_f – параметр нелинейности формулы (1) для вычисления средневзвешенного параметра M^i на интервале N_f^A . Другие обозначения сведены в табл. 1.

Таблица 1

Параметр M		Флюид
Обозначение	Наименование	
S_{wc}	Критическая водонасыщенность	$f = \text{water}$
K_{rwr}	Фазовая проницаемость воды	
S_{or}	Критическая нефтенасыщенность	$f = \text{oil}$
K_{row}	Фазовая проницаемость нефти	
P_{cow}	Капиллярное давление нефть-вода	

Пояснение к формулам (1), (2):

1. Параметр нелинейности: n_f – определяет нелинейность эффекта взвешивания: при уменьшении n_f M^i нелинейно приближается к кривой B , при увеличении M^i нелинейно приближается к кривой A , при $n_f = 1 - w_{jf}^i$ – линейная функция.

2. Если $N^i = N^A$, то $M^i = M^A$; если $N^i = N^B$, то $M^i = M^B$ независимо от значения параметра нелинейности n_f .

3. В пределах интервала $N^A \div N^B$ интерполяционный коэффициент w_{jf}^i принимает значения ≤ 1 .

4. Капиллярное число N^i может принимать значения за пределами интервала $N^A \div N^B$. В этом случае интерполяционный коэффициент w_{jf}^i принимает значения 0 или 1 – см. табл. 2.

Таблица 2

N^i	$N^A \sim N^B$	w_{jf}^i
$N^i < N^A$	$N^A < N^B$	0
$N^i > N^B$		1
$N^i > N^A$	$N^A > N^B$	0
$N^i < N^B$		1

После интерполяции ОФП по формуле (1) для каждого расчетного блока ГДМ необходимо выполнить «рутинное» масштабирование таблиц насыщенностей S_w^A и S_w^B кривых A и B , зависящих от насыщенности блока S_w по формулам:

$$S_w^A = S_{wc}^A + (S_w - S_{wc}^i) \left(\frac{1 - S_{or}^A - S_{wc}^A}{1 - S_{or}^i - S_{wc}^i} \right); \quad (3)$$

$$S_w^B = S_{wc}^B + (S_w - S_{wc}^i) \left(\frac{1 - S_{or}^B - S_{wc}^B}{1 - S_{or}^i - S_{wc}^i} \right). \quad (4)$$

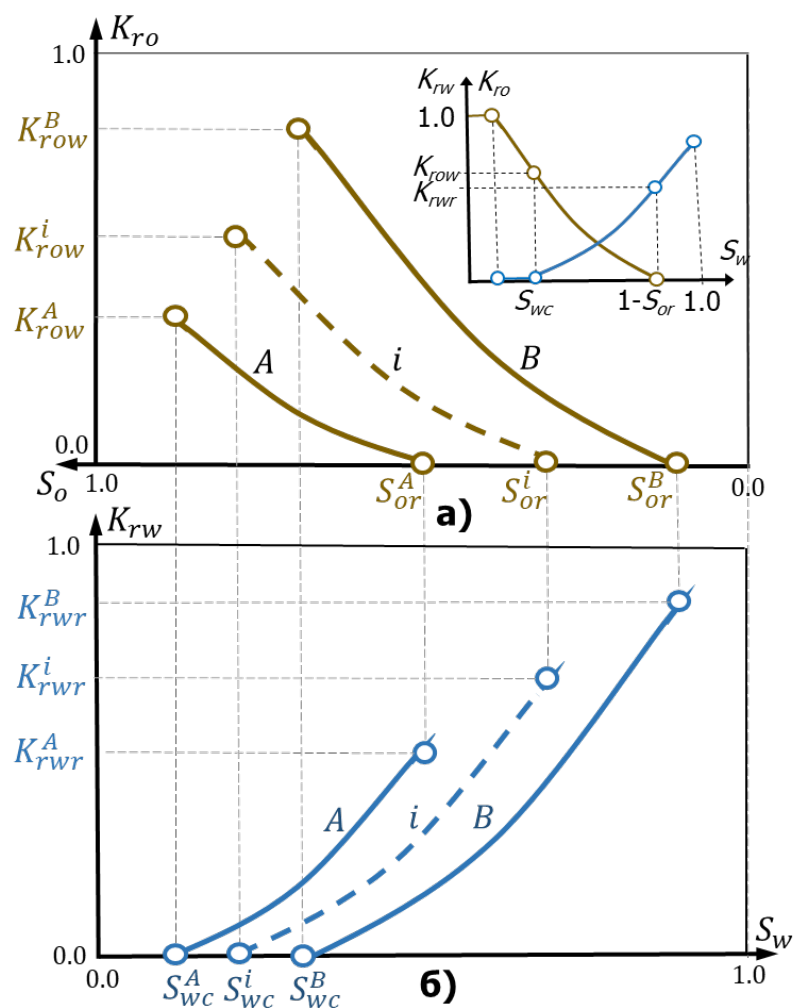


Рис. 1. Принцип интерполяции относительных фазовых проницаемостей: общий вид и по нефти (а), по воде (б)

Описание расчетной модели

Моделируемый участок системы разработки имеет размеры 850×1250 м. Модель участка построена из $17 \times 25 \times 1$ ячеек с размерами $50 \times 50 \times 5$ м – всего 425 ячеек. Начальная нефтенасыщенность составляет 0,7 д.е., абсолютные проницаемости по латерали составляют 100 мД и по вертикали 10 мД. На участке 8 добывающих и 3 нагнетательных скважин (см. рис. 2, а). Расстояние между скважинами составляет от 350 до 800 м. Нерегулярная сетка скважин образует зоны с высокими и низкими скоростями фильтрации пластовых флюидов. Начальное пластовое давление составляет 25 МПа. На добывающих и нагнетательных скважинах заданы забойные давления 15 и 35 МПа соответственно. На

границах модели из соображений симметрии заданы условия отсутствия потоков пластовых флюидов.

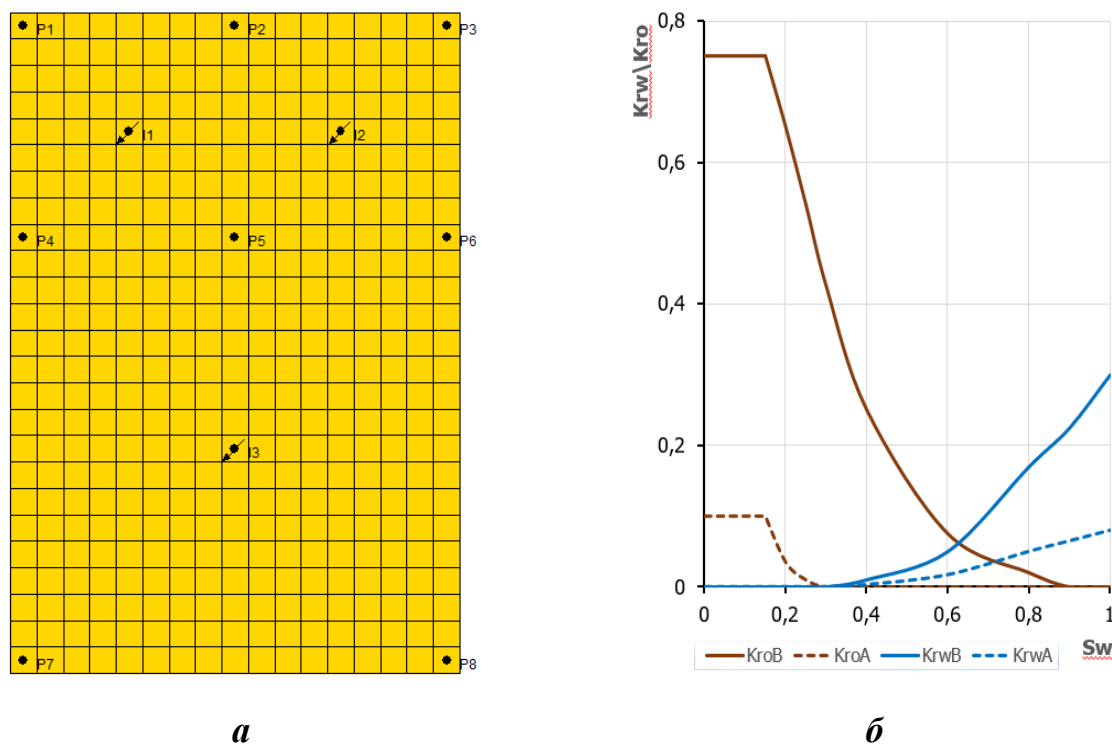


Рис. 2. Расчетная модель: схема размещения скважин (а); ОФП для минимальных и максимальных капиллярных чисел N_f^A и N_f^B для модели (б)

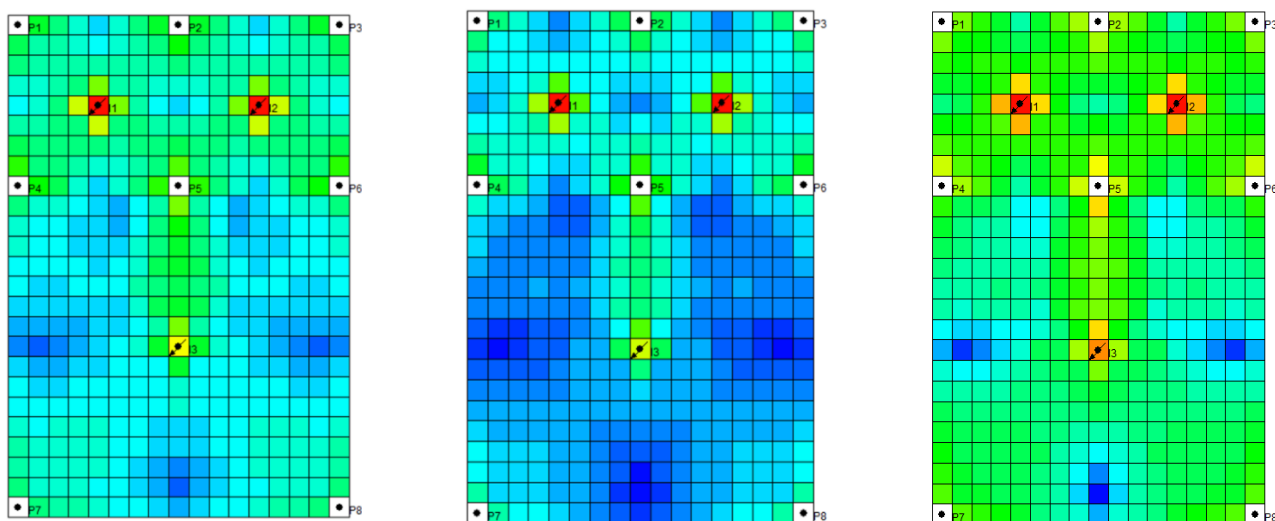
Относительные фазовые проницаемости нефти и воды для капиллярных чисел $\text{Log } N_f^A = -7,35$ и $\text{Log } N_f^B = -7,05$ приведены на рис. 2, б. Значения конечных точек ОФП приведены в табл. 3. Интерполяция и масштабирование ОФП выполнялось по формулам (1), (2).

Таблица 3

Концевые точки ОФП	$\text{Log } N_i > -7,05$	$\text{Log } N_i < -7,35$
SORW	0,100	0,700
KRO	0,750	0,100
KRW	0,300	0,090

Обсуждение результатов вычислительных экспериментов

На рис. 3 приведены поля расчетных скоростей фильтрации и капиллярных чисел. Нетрудно видеть, что логарифм $LogN$ наилучшим образом позволяет идентифицировать области с высокой скоростью фильтрации – призабойные зоны скважин и области с низкой скоростью фильтрации. На рис. 4 приведен результат выделения интервалов значений $LogN$ для интерполяции ОФП по логарифму $LogN$.



a

$$V_{\min} = 0,0224 \text{ м/сут}$$

$$V_{\max} = 0,4075 \text{ м/сут}$$

б

$$N_{\min} = 1,119 \cdot 10^{-8}$$

$$N_{\max} = 2,037 \cdot 10^{-7}$$

в

$$LogN_{\min} = -7,9510$$

$$LogN_{\max} = -6.5909$$

Рис. 3. Расчетные скорости фильтрации и капиллярные числа:

скорость фильтрации V , м/сут (*a*); капиллярное число $N = \frac{\mu_w \cdot v}{\alpha_{ow}}$ (*б*); логарифм₁₀ от капиллярного числа

$$LogN(\text{в})$$

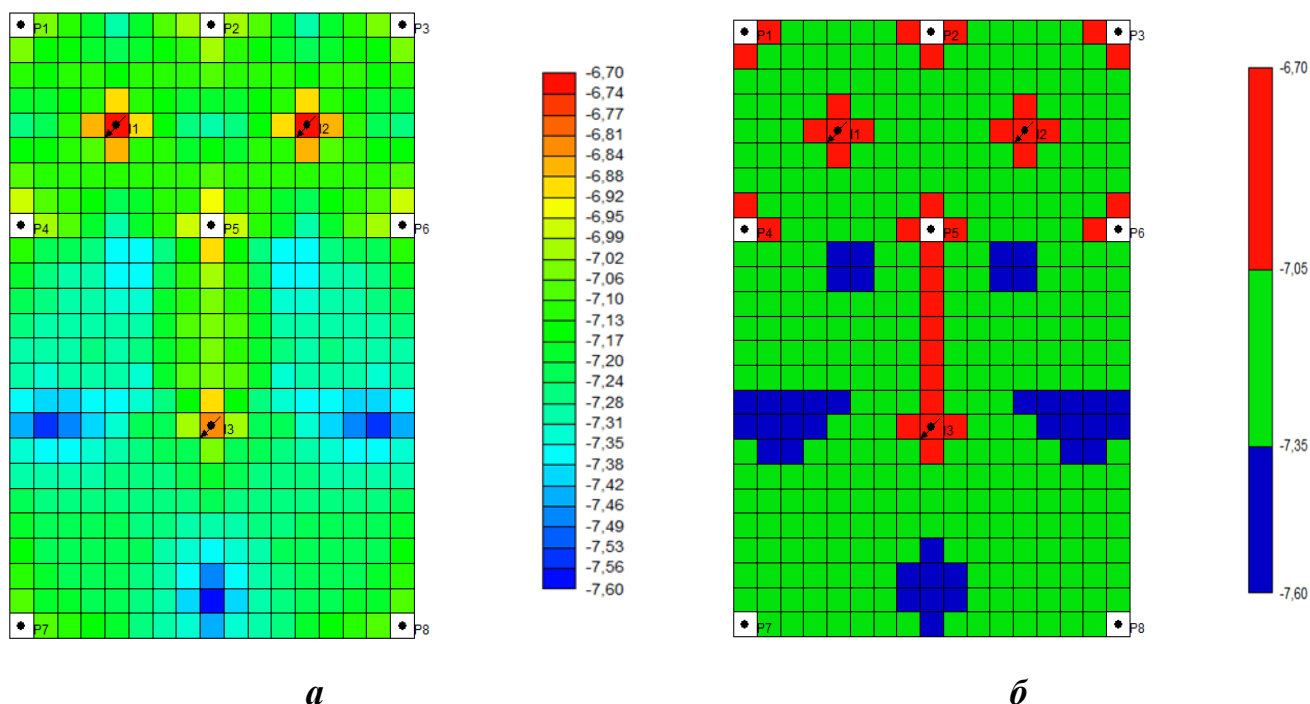


Рис. 4. Выделение интервалов $\text{Log}N$ для интерполяции ОФП:
непрерывный спектр $\text{Log}N$ (а), дискретные значения $\text{Log}N$: $-7,35 < \text{Log}N < -7,05$ (б)

Расчеты показали, что численное применение формул интерполяции ОФП (1), (2) совместно с итерационными процедурами расчета дебитов скважин в симуляторах может приводить к некоторым вычислительным проблемам. Так, при некоторых сочетаниях капиллярных чисел N^A и фазовых проницаемостей K_{ro}^A и K_{rw}^A в расчетных блоках с добывающими скважинами формируются расчетные «нулевые» фазовые проницаемости. Такие добывающие скважины в этих блоках модели не «запускались» в работу. Одним из способов устранения этого нежелательного эффекта является задание в таких блоках, как исключение, не динамических, а статических ОФП. Эти ОФП должны соответствовать максимальным капиллярным числам N_f^B . На рис. 3, 4 такие особые блоки с добывающими скважинами выделены белым цветом.

Результаты расчетов для модели со статическими и динамическими ОФП приведены на рис. 5. В этих вариантах модели получен одинаковый КИН = 0,533 при обводненности добывающих скважин 98 %. Концевые точки ОФП (см. рис. 2, б) определяет

неизвлекаемую долю нефти от начальной нефтенасыщенности коллектора при вытеснении нефти водой.

В модели со статическими ОФП (рис. 5, а) критическая нефтенасыщенность S_{or} не зависит от скорости фильтрации флюидов. Все расчетные блоки ячейки и запасы нефти охвачены вытеснением полностью и выделить недренируемые запасы и рассчитать целики нефти – невозможно. Расчет текущего коэффициента охвата вытеснением также невозможен.

Напротив, в модели с динамическими ОФП (рис. 5, б) концевые точки относительных фазовых проницаемостей K_{rwr} , K_{row} существенно зависят от скоростей фильтрации и капиллярных чисел. В расчетных блоках с большими капиллярными числами доля подвижной нефти выше, чем в областях с малыми капиллярными числами. На рис. 5, б четко выделены расчетные блоки (красный цвет) с остаточной нефтенасыщенностью – с «немобильными» запасами нефти. Это позволяет рассчитывать целики нефти и текущий коэффициент охвата вытеснением по алгоритмам [9-10]. Для этого достаточно определить долю подвижных запасов нефти в расчетных ячейках цифровой фильтрационной модели, вычислив разность критической S_{or} и текущей нефтенасыщенности.

В данной модели недренируемые запасы в целиках нефти составляют около 23 % начальных извлекаемых запасов нефти. Эти недренируемые запасы не могут быть отобраны реализованной системой разработки, т.к. в этих ячейках скорости фильтрации и капиллярные числа N – малы, расчетная критическая нефтенасыщенность близка к текущей и отсутствует подвижная нефть. Для вовлечения в разработку этих запасов нефти необходимо либо изменить режимы работы нагнетательных скважин и направления фильтрационных потоков пластовых флюидов, либо разместить уплотняющие скважины в недренируемых зонах.

Таким образом, переход к динамическим ОФП позволяет реализовать в цифровых гидродинамических моделях новые возможности – выделять дренируемые и недренируемые запасы нефти, рассчитывать целики нефти и текущий коэффициент охвата вытеснением запасов нефти.

Расчеты выполнены в симуляторе STARS CMG.

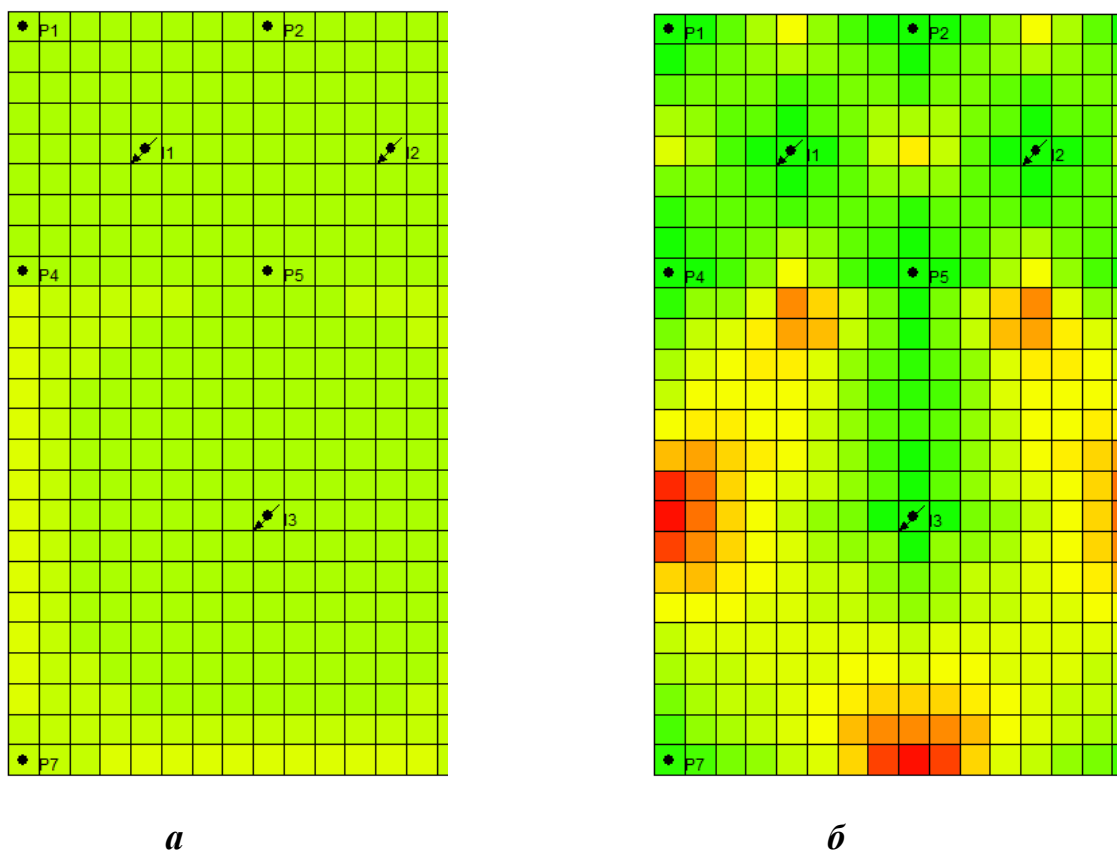


Рис. 5. Расчетная остаточная нефтенасыщенность на конец разработки: модель со статическими ОФП (а), модель с динамическими ОФП (б)

Выводы

1. В статье описан принцип расчета динамических относительных фазовых проницаемостей цифровых моделей для локализации невыработанных запасов нефти и целиков нефти. Этот расчет сводится к определению остаточной нефтенасыщенности и конечных точек относительных фазовых проницаемостей, зависящих от скорости фильтрации пластовых флюидов и капиллярных чисел.

2. Переход от статических к динамическим ОФП позволяет реализовать в цифровых гидродинамических моделях новые возможности: выделять дренируемые и

недренируемые участки и запасы нефти в них, рассчитывать целики нефти и текущий коэффициент охвата вытеснением запасов нефти. В статье это показано на примере синтетической модели участка разработки нефтяной залежи с нерегулярной сеткой скважин.

Список литературы

1. Михайлов Н.Н. Моделирование распределения остаточной нефти в заводненных неоднородных пластах / Н.Н.Михайлов, В.И.Полищук, З.Р.Хазигалеева. – Текст : непосредственный //Нефтяное хозяйство. -2014. -N8. С. 36-39.
2. Попков В.И. Использование зависимости относительных фазовых проницаемостей от капиллярного числа в задачах трехмерного гидродинамического моделирования залежей нефти и газа / В.И.Попков, С.В.Зацепина, В.П.Шакшин. - Текст : непосредственный //Математическое моделирование. -2005. -Том 17. -N2. -С. 92–102.
3. Нестационарная фильтрация в сверхнизкопроницаемых коллекторах при низких градиентах давлений / В.А. Байков, А.В. Колонских, А.К. Макатров, М.Е. Политов, А.Г. Телин, А.В. Якасов. – Текст непосредственный //Нефтяное хозяйство. -2013. -N10. С. 52-56.
4. Черемисин Н.А. Методика обоснования остаточной нефтенасыщенности при водонапорном режиме эксплуатации продуктивных пластов / Н.А.Черемисин., В.П.Сонич, Ю.Е.Батурин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1997. - № 9. - С. 52-58.
5. Basak, P. Non-Darcy Flow and its Implications to Seepage Problems / P. Basak. – DOI 10.1061/jrcea4.0001172. – Text : direct // Journal of the Irrigation and Drainage Division. – 1977. – Vol. 103, Issue 4. – P. 459–473.
6. Fjelde, I. Critical Aspects in Surfactant Flooding Procedure at Mixed-wet Conditions / I. Fjelde, A. Lohne, K. P. Abyeysinghe. – Text : electronic // EUROPEC 2015, Madrid, Spain, 1–4 June 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/174393-ms>.
7. Blom, S.M.P. How to Include the Capillary Number in Gas Condensate Relative Permeability Functions? / S.M.P. Blom, J. Hagoort. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 27–30 September 1998. – URL: <https://doi.org/10.2118/49268-ms>.
8. Amaefule, J.O. The Effect of Interfacial Tensions on Relative Oil/Water Permeabilities of Consolidated Porous Media / J.O.Amaefule, L.L.Handy. – Text : direct // SPEJ. Vol. 22 (June 1982), - P. 371-381.
9. Костюченко С.В. Прямой расчет охвата вытеснением и локализация текущих извлекаемых запасов нефти в цифровых моделях/ С.В.Костюченко, Н.А.Черемисин. - Текст : непосредственный //Нефтяное хозяйство. - 2019.- N 7.- С.94-98..
10. Костюченко С.В. Динамические фазовые проницаемости для расчета целиков нефти в цифровых моделях / С.В.Костюченко, Н.А.Черемисин. - Текст : непосредственный. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2021. - N5, - С. 168 – 176.