

## Снижение неопределенности моделей двойной среды при проектировании разработки карбонатных коллекторов высоковязкой нефти

Ч.Р. Аитов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «Нефтьгазисследование»  
(ГК «Нефтьсервисхолдинг»)

Адрес для связи: Aitov.ChR@pnsh.ru

**Ключевые слова:** модель двойной среды, пористость, проницаемость, система трещин, поровая матрица, высоковязкая нефть

В нефтегазодобывающих компаниях для прогнозирования добычи углеводородов и принятия оптимального варианта разработки используют гидродинамические модели. Выбор типа модели зависит от геологических особенностей нефтенасыщенных коллекторов и компонентного состава углеводородов рассматриваемого месторождения. В работе описывается важность применения модели двойной среды для карбонатных коллекторов высоковязких нефтей, доля мировой добычи которых неуклонно возрастает. В качестве примера рассмотрено нефтяное месторождение Самарской области, содержащее сверхвязкую нефть. Карбонатные коллекторы месторождения характеризуются наличием системы трещин. В данной работе учет системы трещин реализуется путем сравнения результатов адаптации моделей одинарной и двойной пористости для карбонатного коллектора башкирского яруса рассматриваемого объекта разработки. Приведены различия фильтрационных свойств нефтенасыщенных пород с развитой системой трещин и пород с пористой структурой. Проводилось сравнение моделей одинарной и двойной сред после их адаптации к истории разработки. Результаты адаптации моделей показали необходимость учета системы трещин при создании гидродинамических моделей карбонатных коллекторов в силу неспособности модели одинарной среды воспроизводить фактическую добычу жидкости по скважинам без существенной корректировки фильтрационно-емкостных свойств пласта. В процессе адаптации выявлены различия в начальных запасах нефти. Результаты расчетов показали, что в карбонатных коллекторах, содержащих сверхвязкую нефть, фильтрация идет преимущественно по системе трещин. Выработка запасов из матричной структуры затруднена. В работе предложено принять допущения для снижения неопределенности исходных параметров модели двойной среды и разработан план адаптации модели к истории разработки. На примере реального месторождения показано, что применение модели двойной среды позволяет избегать грубых методов адаптации, учитывать запасы в системе трещин, понимать соотношение выработки запасов из трещин и матрицы и их массообменные процессы, что в свою очередь определяет стратегию разработки и

## Reducing the uncertainty of dual environment models in the design of the development of carbonate reservoirs of high-viscosity oil

Ch.R. Aitov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>NS Digital LLC (Neftservisholding Group of Companies), RF, Perm

E-mail: Aitov.ChR@pnsh.ru

**Keywords:** dual environment model, porosity, permeability, fracture system, pore matrix, high viscosity oil

Oil and gas producing companies use hydrodynamic models to predict hydrocarbon production and adopt the best development option. The choice of model type depends on the geological features of oil-saturated reservoirs and the composition of hydrocarbons in the field under consideration. The paper describes the importance of applying a dual environment model for carbonate reservoirs of high-viscosity oils, the share of world production for which is steadily increasing. An example is given on the basis of one oil field in the Samara region (hereinafter referred to as the object), which is characterized by superviscous oil and the presence of a system of fractures in carbonate deposits.

The importance of taking into account the system of fractures for carbonate reservoirs in this work is realized by comparing the results of the adaptation of single and double porosity models for the Bashkirian carbonate reservoir of the considered development object. Differences in the filtration properties of oil-saturated rocks containing a developed system of fractures in their structure are given in comparison with rocks that include only a porous structure. The single and dual media models were compared after they were adapted to the development history. The results of the history matching of models showed the need to take into account the system of fractures when creating a hydrodynamic model of carbonate reservoirs, due to the inability of the single-medium model to reproduce the actual fluid production from wells without significant adjustment of reservoir properties. In the process of adaptation, differences in the initial oil reserves were revealed. The calculation results showed that for carbonate reservoirs of super-viscous oil, filtration occurs mainly through a system of fractures, which account for most of the depleted reserves. The development of reserves from the matrix structure is difficult.

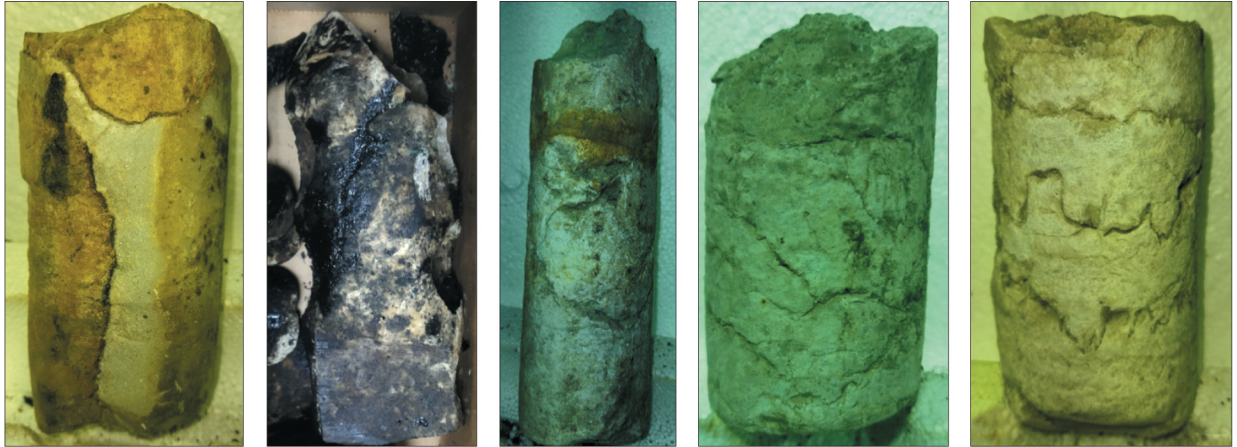
The novelty of this work is the proposed assumptions for removing uncertainties and the developed plan for adapting the dual environment model to the history of development. The obtained results show the need to apply the dual environment model in the design of the development of high-viscosity oil carbonate reservoirs. On the example of a real field, it was shown that the

улучшает прогнозные свойства модели при расчете вариантов разработки.

use of a dual-medium model makes it possible to avoid rough adaptation methods, take into account reserves in the fracture system, understand the ratio of reserves recovery from fractures and matrix and their mass transfer processes to each other, which in turn determines the development strategy and improves predictive properties of models when calculating development options.

Мировые запасы нефти и газа преимущественно приурочены к карбонатным и терригенным коллекторам. В карбонатных коллекторах, по разным данным, содержится до 40 % запасов нефти. Доля мировой добычи нефти из карбонатных коллекторов неуклонно возрастает и достигает порядка 60 %. Это вызывает интерес многих нефтяных компаний к изучению проблем разработки карбонатных залежей. Высокая продуктивность карбонатных коллекторов, как правило, обусловлена наличием пустот различного генезиса (трещины, поры, каверны), характеристики которых являются исходными параметрами при моделировании разработки и имеют значительную степень неопределенности, поскольку практически отсутствуют исследования по оценке их величины. Одна из основных задач при создании гидродинамических моделей – задание модели петрофизических свойств. Одним из таких свойств является проницаемость. Обычно строится зависимость проницаемости от пористости. Для карбонатных коллекторов эта зависимость в большинстве случаев отличается значительным разбросом данных [1, 2]. Установлено, что проницаемость изменяется в зависимости от размеров исследуемого образца и его ориентировки. Согласно работам [3, 4] «элементарный представительный объем для сложнопостроенных неоднородных коллекторов, как правило, превышает размеры испытываемых образцов керна. При разномасштабном определении физических свойств возникает масштабный эффект - зависимость измеряемых физических свойств от характерных размеров изучаемых образцов». Обычно исследуемые образцы обладают небольшими размерами, а следовательно, могут не охватывать полностью структуру каверн и трещин (рис. 1). Кроме того, на практике при лабораторных исследованиях принято выпиливать из полноразмерного керна образец однородного состава. На таких образцах определяется скорее

проницаемость матричной структуры, тогда как проницаемость системы трещин может быть более чем на один порядок выше.



**Рис. 1. Образцы кернового материала карбонатных коллекторов нефтяного месторождения Самарской области, содержащие крупные каверны, трещины, стилолитовые швы**

Помимо этого, большая часть отбираемого кернового материала карбонатных коллекторов осыпается из-за наличия трещин и стилолитовых швов. Именно эти образцы наиболее ценны для определения параметров системы трещин, оценить которые путем выноса керна на поверхность не представляется возможным. Следует также отметить, что системы трещинного пространства обычно больше, чем диаметр ствола скважины, поэтому с достаточной точностью не могут быть изучены по керну. В таких системах проницаемость может в 5–10 раз превышать прогнозируемую матричную проницаемость [1]. Усредненное представление о величине проницаемости околоскважинной зоны (зоны дренирования скважины) может быть получено в процессе испытания скважин с использованием кривых восстановления давления после закрытия скважины.

### **Описание объекта исследования**

Для высоковязких залежей карбонатных коллекторов учет системы трещин при создании гидродинамической модели (ГДМ) пласта имеет особую важность и актуальность на этапе ее адаптации. В качестве примера рассмотрим

нефтенасыщенный карбонатный коллектор башкирского яруса одного из нефтяных месторождений Самарской области, нефти которого имеет вязкость, в 172 раза превышающую вязкость пластовой воды, и относится к категории сверхвязкой. Ниже приведена геолого-физическая характеристика продуктивного горизонта башкирского яруса рассматриваемого объекта разработки.

Тип коллектора	Карбонатный трещинно-поровый
Коэффициент пористости	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности	0,82
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	212,0
Начальная пластовая температура, °С	22
Начальное пластовое давление, МПа	12,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	281,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,4
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	3,91
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,63
Сжимаемость, $10^{-4}$ МПа <sup>-1</sup> :	
нефти	5,5
воды	4,6
породы	3,0
Коэффициент вытеснения (водой)	0,405
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	0,09

Уникальность рассматриваемого объекта наряду с высокой вязкостью нефти заключается в битуминизации коллектора на границе водонефтяного контакта (ВНК), которая произошла в связи с большим содержанием смол, парафинов и асфальтенов в составе нефти при ее взаимодействии с водой в результате криптогипергенных преобразований (в течение десятков миллионов лет). Это привело к изоляции водоносного горизонта по поверхности ВНК. Следует также отметить, что башкирский ярус рассматриваемого объекта разрабатывался на естественном режиме со средней обводненностью залежи, не превышающей 12 % за 14-летний период разработки. Фактические значения пластового давления в районе добывающих

скважин за первые 2 года разработки снизились на 30–40 %, в последующие 12 лет – на 60–80 % по сравнению с первоначальными. Дебиты добывающих скважин после выхода скважин на режим значительно снижались в течение первых месяцев работы скважин.

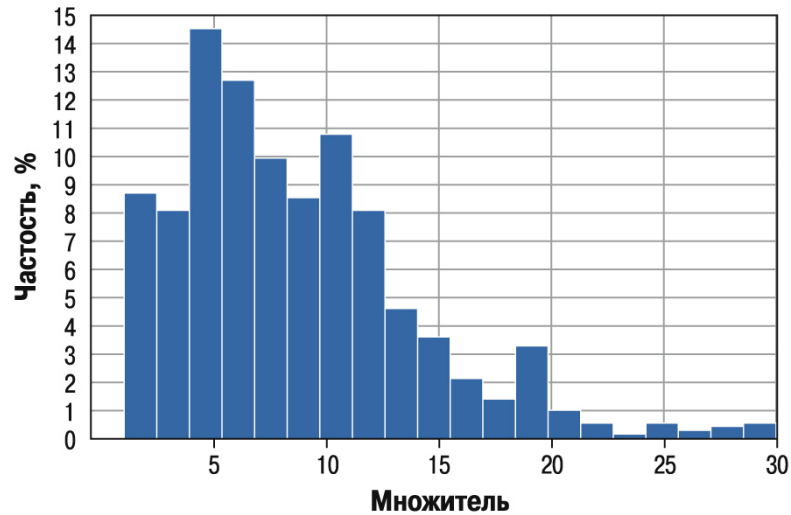
### **Проблемы адаптации и достоверность прогнозных свойств**

Для рассматриваемого объекта разработки в процессе адаптации при первых запусках модели одинарной пористости возникли проблемы, связанные с недобором фактической добычи жидкости по скважинам. Заданная в модели одинарной пористости проницаемость пласта, полученная на основе изучения керна и геофизических исследований скважин (ГИС), значительно ниже проницаемости, определенной по результатам гидродинамических исследований (ГДИ) (табл. 1). Для воспроизведения фактических объемов добычи жидкости по скважинам в модели одинарной пористости потребовалось вводить множители значительной величины в ячейки куба проницаемости (рис. 2).

Таблица 1

Параметры	Керн	ГИС	ГДИ
Пористость	$\frac{0,080-0,126}{0,106}$	$\frac{0,080-0,269}{0,170}$	–
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$\frac{1,9-212,2}{48,3}$	$\frac{28,0-519,0}{212,0}$	$\frac{14,5-792,0}{408,0}$

**Примечание.** В числителе приведен диапазон изменения параметра, в знаменателе – его среднее значение.

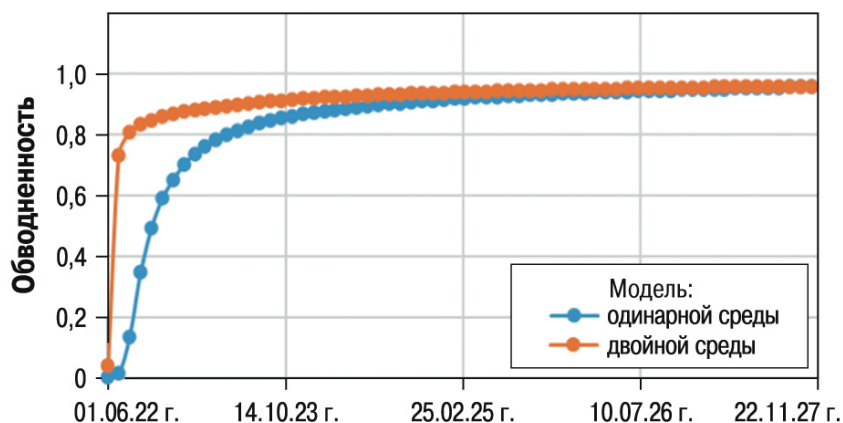


**Рис. 2. Гистограмма распределения множителя, вводимого в ячейки куба проницаемости модели одинарной пористости пород башкирского яруса рассматриваемого объекта разработки**

Следует отметить, что для воспроизведения энергетического состояния залежи в модели одинарной пористости закладывалось значение сжимаемости породы на порядок выше, чем указано в геолого-физической характеристике продуктивного горизонта, так как при меньших значениях этого параметра энергетическое состояние залежи быстрее деградировало и не позволяло воспроизводить исторические пластовые давления и объемы добычи жидкости по скважинам. Адаптированная модель одинарной пористости с такими завышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) по отношению к пористой структуре свидетельствует о том, что в этой модели идеализирована некая «псевдопорода», усредняющая параметры матричной структуры и системы трещин. При этом полученные в ходе адаптации ФЕС псевдопороды, завышенные по отношению к пористой структуре, указывают на то, что ФЕС системы трещин имеют бóльшие значения, чем ФЕС самой псевдопороды, что очевидно. Запасы нефти, полученные на модели одинарной среды, не учитывают объем нефти, содержащийся в системе трещин, что будет показано ниже. При низкой поровой проницаемости матрицы и высокой вязкости нефти запасы в системе трещин могут быть единственными, поддающимися извлечению.

При моделировании закачки агента в пласт необходимо учитывать, что продвижение фронта нагнетаемого агента по системе развитых трещин опережает

продвижение фронта того же агента по поровой матрице (рис. 3). В модели, учитывающей систему трещин, при разработке с поддержанием пластового давления прорыв воды к добывающим скважинам будет наблюдаться раньше, чем в модели поровой среды. Это относится и к тепловому фронту при нагнетании теплоносителей. Следовательно, данные аспекты влияют на достоверность прогнозных свойств.



**Рис. 3. Динамика обводненности продукции добывающей скважины при моделировании процесса заводнения на моделях одинарной и двойной сред**

### **Предлагаемый подход к адаптации гидродинамической модели**

С учетом вышеописанных проблем адаптации и достоверности прогнозных свойств модели одинарной среды было решено создать модель двойной среды.

При создании этой модели выявлена неопределенность следующих параметров:

- 1) проницаемости системы трещин;
- 2) пористости системы трещин;
- 3) сжимаемости системы трещин;
- 4) проводимости (массобмена) между системой трещин и матрицей;
- 5) термической проводимости между системой трещин и матрицей.

Первые четыре параметра требуются для настройки модели на историю разработки, пятый — при моделировании тепловых методов воздействия на пласт (закачка пара, горячей жидкости, внутрислоевого горения и др.). В данной работе

для снижения неопределенности исходных параметров модели двойной среды принимаются следующие допущения:

1) общая сжимаемость системы трещин и поровой матрицы приближенно эквивалентна сумме произведений сжимаемостей каждой среды и ее объемной доли

$$C_{\text{общ}} \approx \alpha_{\text{мат}} C_{\text{мат}} + \alpha_{\text{тр}} C_{\text{тр}}; \quad (1)$$

$$\alpha_{\text{мат}} = \frac{V_{\text{мат}}}{V_{\text{мат}} + V_{\text{тр}}}, \quad \alpha_{\text{тр}} = \frac{V_{\text{тр}}}{V_{\text{мат}} + V_{\text{тр}}}, \quad (2)$$

где  $C$ ,  $\alpha$ ,  $V$  – соответственно сжимаемость породы, объемная доля и объем пустотного пространства (индекс мат – поровой матрицы, тр – системы трещин);

2) суммарный дебит скважины, эксплуатирующей трещиноватый пласт, примерно равен дебиту, получаемому за счет фильтрации по системе трещин [5]

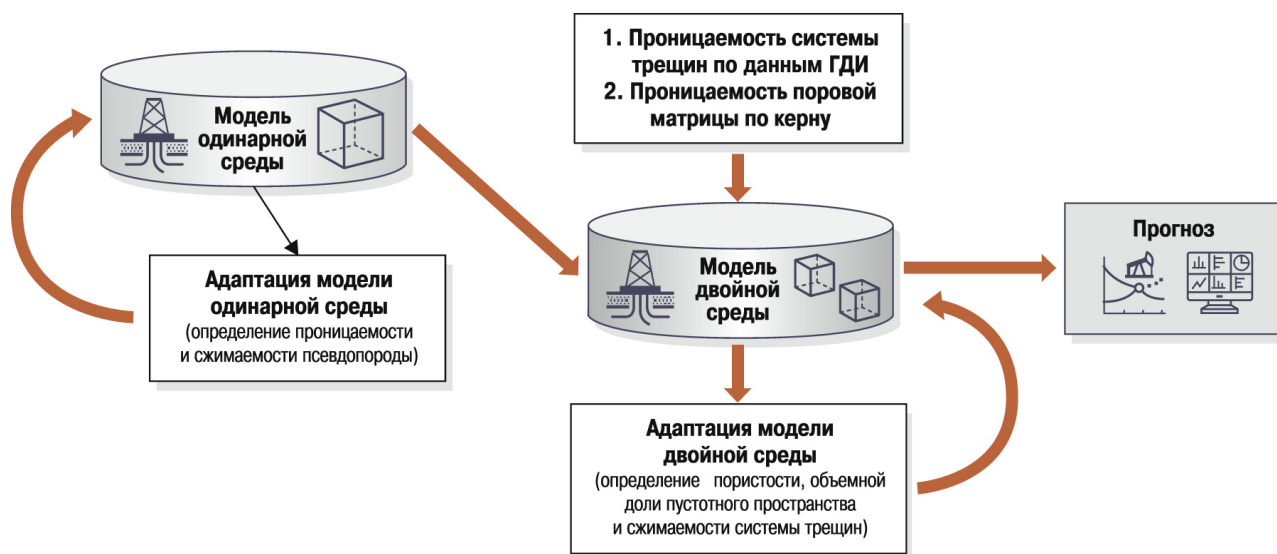
$$q_{\text{общ}} = q_{\text{мат}} + q_{\text{тр}} \cong q_{\text{тр}}, \quad (3)$$

где  $q_{\text{мат}}$  – дебит за счет фильтрации по поровой матрице ( $q_{\text{мат}} \rightarrow 0$ ),  $q_{\text{тр}}$  – дебит за счет фильтрации по системе трещин.

Первое допущение позволяет уменьшить диапазон возможных значений и определить стартовую точку адаптации, приближенную к истинному значению, таким образом адаптировать сжимаемость и пористость системы трещин к модели двойной среды. Для этого необходимо предварительно адаптировать сжимаемость псевдопороды к модели одинарной среды. Из второго допущения следует, что проницаемость, определенная по керну, характеризует проницаемость поровой матрицы, а по результатам ГДИ – проницаемость системы трещин. Значения проницаемости, определенной по керну и данным ГДИ, представленные в табл. 1, являются стартовыми при распространении этих параметров на все ячейки ГДМ. Разработанная в данной работе методика адаптации модели двойной среды на основе принятых допущений приведена на рис. 4. Указанные допущения позволяют снизить



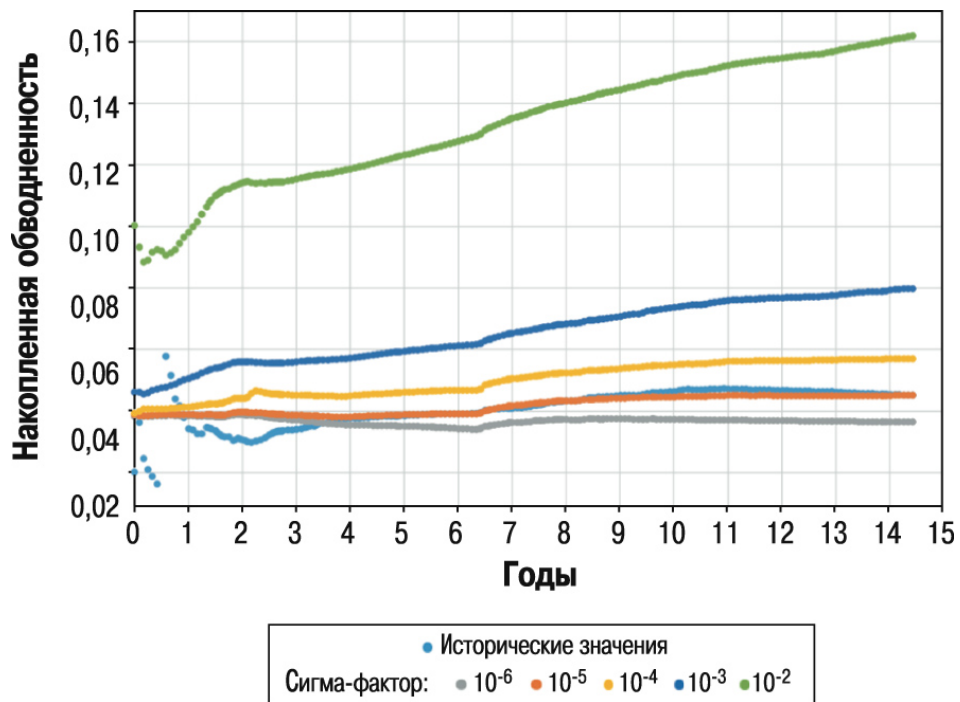
неопределенность параметров трещин, а представленный метод (см. рис. 4) – осуществить предварительную настройку модели одинарной среды на историю разработки, на базе которой осуществляются переход к модели двойной среды и ее последующая адаптация.



**Рис. 4. Методика адаптации модели двойной среды**

Как было отмечено выше, рассматриваемый объект имеет полностью изолированный водоносный горизонт. Это формирует иную зависимость обводненности продукции скважин от параметра массообмена (сигма-фактора) по сравнению с традиционными коллекторами, содержащими нефть невысокой вязкости, имеющими активную водоносную зону. Для коллекторов с активной водоносной зоной трещины являются основными каналами прорыва воды из водоносного горизонта и, следовательно, причиной роста обводненности. Для объектов с полностью изолированным водоносным горизонтом с увеличением параметра массообмена между поровой матрицей и системой трещин рост обводненности происходит за счет свободной воды, содержащейся в матричных блоках. На рис. 5 представлена накопленная обводненность в целом по рассматриваемому объекту разработки в зависимости от разных значений сигма-фактора. Из рис. 5 следует, что низкое историческое значение накопленной

обводненности воспроизводится в модели двойной среды при очень малых значениях сигма-фактора ( $\approx 10^{-5}$ ). Это подтверждается низким фактическим значением коэффициента извлечения нефти (КИН) рассматриваемого объекта – 2,4 % за 14 лет разработки. Согласно данным, приведенным в работе [6], коллекторам с меньшей проводимостью между системами матричных блоков и трещин при прочих равных условиях соответствуют меньшие КИН.



**Рис. 5. Динамика накопленной обводненности в целом по рассматриваемому объекту разработки в зависимости от разных значений параметра обмена (сигма-фактора)**

В табл. 2 приведены параметры гидродинамической модели двойной среды, полученные после адаптации, в сравнении с параметрами адаптированной модели одинарной пористости. Из табл. 2 видно, что учет трещин в модели позволил сохранить естественную проницаемость и сжимаемость матричной структуры, соответствующие кернавому материалу. С учетом системы трещин в ГДМ представление о запасах и фильтрации нефти становится объективным и логичным. В табл. 3 приведены запасы нефти как для модели одинарной пористости, так и для модели двойной среды. В случае модели двойной среды на долю системы трещин приходится 22,5 % начальных геологических запасов, при этом суммарные начальные

запасы на 26 % больше, чем в модели одинарной пористости, что указывает на важность учета системы трещин при определении запасов месторождения, приуроченного к карбонатным коллекторам.

Таблица 2

Тип модели	Сжимаемость, $10^{-4}$ МПа <sup>-1</sup>		Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	
	пористой структуры	системы трещин	пористой структуры	системы трещин
Одинарная среда (псевдосреда)	44	–	$\frac{10-120000}{913}$	–
Двойная среда (матрица и трещины)	3,5	150	$\frac{0,05-212,2}{48}$	$\frac{40-600}{282}$

**Примечание.** Для проницаемости в числителе приведен диапазон изменения параметра, в знаменателе – его среднее значение.

Таблица 3

Тип модели	Начальные геологические запасы		Суммарные начальные геологические запасы, тыс. т
	в пористой структуре, тыс. т/% суммарных запасов	в системе трещин, тыс. т/% суммарных запасов	
Одинарная среда (псевдосреда)	5244/100	–	5244
Двойная среда (матрица и трещины)	5130/77,5	1489/22,5	6619

В рассмотренном примере текущий КИН не превышает 3 % при пластовом давлении более чем в 2 раза ниже первоначального. Это означает, что фильтрации подвержена меньшая часть имеющихся начальных геологических запасов, большая часть которых, очевидно, содержится в среде, обладающей высокой продуктивностью. Такое снижение энергетического состояния залежи в процессе разработки лучше описывает модель двойной среды, в которой выработка нефти согласно расчетам (рис. 6) за все время разработки осуществлялась преимущественно

по системе трещин (более 93 % объема накопленной добычи нефти за весь текущий период разработки).

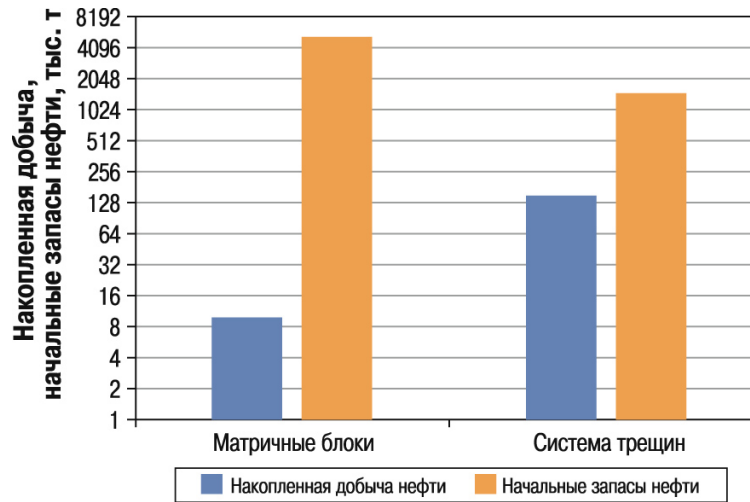


Рис. 6. Накопленная добыча нефти за 14 лет разработки и начальные запасы нефти в матричных блоках и системе трещин в абсолютных значениях (логарифмическая шкала с основанием 2)

### Выводы

1. Продемонстрированная в рассмотренном примере неспособность воспроизведения на модели одинарной среды фактической добычи жидкости по скважинам без существенной корректировки ФЕС пласта подтверждает необходимость использования в гидродинамических расчетах модели двойной среды, особенно для пластов-коллекторов, содержащих высоковязкую нефть.

2. Применение модели двойной среды позволяет учесть запасы в системе трещин и установить соотношение выработки запасов из системы трещин и поровой матрицы, а также способствует пониманию массообменных процессов между ними.

3. Предложенный способ адаптации модели двойной среды позволяет значительно снизить неопределенность исходной информации и повысить таким образом степень обоснованности результатов гидродинамических расчетов, необходимых при проектировании разработки нефтяных залежей.

### Список литературы

1. *Луэна Ф.Дж.* Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора: интегрированный подход. - М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2010. – 384 с.
2. *Дэйк Л.П.* Практический инжиниринг резервуаров. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2008. – 668 с.
3. *Гурбатова И.П., Еникеев Б.Н., Михайлов Н.Н.* Элементарный представительный объем в физике пласта. Часть 2. Масштабные эффекты и петрофизические связи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 7. – С. 65–72.
4. *Гурбатова И.П., Кузмин В.А., Михайлов Н.Н.* Влияние структуры порового пространства на масштабный эффект при изучении фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 74–82.
5. *Гиматудинов Ш.К.* Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. – М.: Недра. 1983. – 455 с.
6. *Владимиров И.В., Андреев Д.В., Егоров А.Ф.* Влияние взаимодействия между системами матричных блоков и трещин на выработку запасов нефти карбонатных трещиновато-поровых коллекторов // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 5. – С. 9–12.