

Локализация текущих извлекаемых запасов нефти и прямой расчет охвата вытеснением в геолого-технологических моделях нелинейной фильтрации

С.В. Костюченко^I, Н.А. Черемисин^I, А.Н. Емельянов^{II}

^I Общество с ограниченной ответственностью «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

^{II} Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень, Россия

Аннотация. В статье описан комплекс методов интеллектуального управления извлечением запасов нефти: локализация текущих извлекаемых запасов, расчет коэффициента охвата запасов нефти вытеснением, нефтяных пластов. Объектами исследований являются месторождения на поздних стадиях разработки и с трудно-извлекаемыми запасами. Особенность методов – применение цифровых гидродинамических моделей с нелинейными законами фильтрации пластовых флюидов в пластах. В статье обобщено понятие коэффициент охвата вытеснением и выделены накопленный и текущий коэффициент вытеснения, описан метод динамического расчета относительных фазовых проницаемостей, приведены примеры карт распределения запасов, охваченных и неохваченных вытеснением.

Ключевые слова: зрелые месторождения нефти, локализация текущих запасов нефти, коэффициент охвата вытеснением, динамические фазовые проницаемости, нелинейная фильтрация, цифровые гидродинамические модели.

DOI: 10.14357/20790279190404

Введение

Стратегические планы развития нефтедобывающих компаний России, в т.ч. ПАО «НК «Роснефть» связаны не только с освоением новых нефтегазовых месторождений, но и с интенсификацией разработки и стабилизацией добычи жидких углеводородов «зрелых» месторождений, с разработкой залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ).

Разработка зрелых месторождений осложнена высокой обводненностью скважин; несбалансированностью отборов, закачки и заводнения; бессистемными малоэффективными ГТМ. Внедрение цифровых технологий должно обеспечить реалистичные расчеты 3D-распределений текущих

извлекаемых запасов нефти, количественный анализ и реализацию адресных программ управления заводнением: новых очагов заводнения, контроль компенсации отбора закачкой и потоков пластовых флюидов; охват вытеснением текущих запасов нефти, извлечение и доизвлечение запасов.

Для расчета уровней добычи нефти, коэффициентов извлечения и 3D-распределений запасов УВС применяют цифровые геолого-технологические модели. Модели дают детальную информацию для формирования технологических и геологических карт, для обоснования проектных решений по разработке месторождений и для выбора способов извлечения и доизвлечения запасов УВС.

Вместе с тем, современные методы создания моделей и интерпретации результатов моделирования имеют немало нерешенных проблем и нереализованных возможностей. Может быть, решение этих проблем и есть один из реальных способов интеллектуализации разработки месторождений и извлечения запасов нефти? В этой статье авторы дают свой ответ на этот вопрос.

1. Описание линейной и нелинейной фильтрации флюидов

В настоящее время локализация текущих запасов нефти осуществляется при помощи геолого-технологических моделей, основанных на линейных законах фильтрации Дарси. Однако в данных моделях коэффициент извлечения нефти (КИН) слабо зависит от плотности сетки скважин и от систем разработки, а коэффициент охвата вытеснением для таких моделей близок к единице. Для этих моделей характерна невысокая подтверждаемость (особенно на поздних стадиях разработки) расчетных карт текущих запасов нефти по результатам бурения уплотняющих скважин и боковых стволов к ним. Поэтому и проектные решения по разработке месторождений УВС и совершенствования систем разработки на основе таких моделей могут быть не самыми лучшими.

Альтернативой таким моделям являются модели с потоками пластовых флюидов, отличающихся от линейного закона Дарси [1-6]. Суть процессов такой нелинейной фильтрации:

1. При малых градиентах пластовых давлений ($grad\ P$) скорость фильтрации флюидов нелинейно зависит от $grad\ P$, существует начальный градиент сдвига (НГС);
2. При малых скоростях фильтрации нефть в пористой среде может быть неподвижна, а охват вытеснением может стремиться к нулю;
3. Объемы реальных нефтяных залежей с малой скоростью фильтрации и с низким охватом вытеснением – могут быть велики

Эти принципы позволяют создавать реалистичные модели потоков пластовых флюидов, распределений текущих запасов нефти и их охват процессами вытеснения.

Известны программные системы – симуляторы, в которых имеются возможности создания таких моделей – см. Табл. 1: Вместе с тем, моделирование процессов фильтрации с отклонениями от закона Дарси в современных симуляторах пока затруднено или невозможно и поэтому требует развития.

2. Реализация метода нелинейной фильтрации

Одним из перспективных методов моделирования таких фильтрационных процессов является метод динамического расчета относительных фазовых проницаемостей (ОФП) [1,3,5,6]: критической нефтенасыщенности, фазовых проницаемостей нефти и воды – как функций капиллярного числа N и скорости фильтрации:

$$N = \frac{k}{\sigma} * |grad\ P| = \frac{\mu}{\sigma} * |V|,$$

где $grad(P)$ – градиент давлений, Па/м; k – проницаемость воды, м²; V – скорость фильтрации, м/с; M – динамическая вязкость, Па*с; σ – поверхностное натяжение на границе раздела фаз, Н/м. На Рис.1 приведен пример таких зависимостей, рассчитанных по методике [6]. Динамические свойства ОФП (т.е. их зависимость от $grad(P)$) показывают, что область нелинейности и величина НГС смещается в сторону увеличения градиентов давления с уменьшением проницаемости коллектора.

Метод динамического расчета ОФП может быть реализован с использованием любого из известных «линейных» симуляторов: РН-КИМ, Eclipse, FrontSim и др. Технология их применения предполагает итерационный пересчет ОФП и критических насыщенныхностей по специальному алгоритму с использованием процедур рестартов этих симуляторов. При этом симуляторы рассчитывают потоки флюидов, поля пластовых давлений и насыщенныхностей, масштабируют ОФП, а управление временными шагами и итерациями, расчет скоростей фильтрации, капиллярных чисел и «кубов» конечных точек ОФП выполняет специальный программный модуль, внешний для симулятора.

3. Прямой расчет охвата вытеснением

Расчет и анализ текущего охвата вытеснением запасов нефти в настоящее время необоснованно фактически исключен из анализа текущего состояния разработки нефтяных залежей. Коэффициент охвата вытеснением (E_v) – отношение нефтенасыщенного объема продуктивного пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему пласта в выбранном расчетном контуре – имеет важное прикладное значение. Он входит в формулу: $E_r = E_d * E_v$ (обозначения см. в Табл. 2), количественно характеризует эффективность разработки: текущее состояние и динамику, позволяет сравнить варианты разработки одного или разных объектов, может быть положен в основу построения карт охвата вытеснением текущих

запасов и запасов, охваченных и неохваченных вытеснением.

Однако традиционные «линейные» симуляторы не позволяют выделить дренируемые и недренируемые расчетные блоки и поэтому коэффициент охвата вытеснением E_v^{end} приходится рассчитывать «обратным» способом (см. Табл. 2). Рассчитанный таким образом коэффициент охвата характеризует эффективность разработки всей залежи и только на конец разработки - не годится для оценки текущего состояния разработки и динамики охвата вытеснением. По нашему мнению [7], в рамках линейных моделей фильтрации прямой расчет текущего коэффициента охвата вытеснением выполнить в принципе невозможно.

В Табл. 2 приведены наши обобщения понятия коэффициента охвата вытеснением. Эти формулы основаны на расчете критической нефтенасыщенности $SOWCR_i$ в каждом расчетном блоке i цифровой модели - как функции от капиллярного числа N и скорости фильтрации методом динамического расчета ОФП. В Табл. 2 обозначено: E_v - коэффициент охвата; E_r - коэффициент извлечения нефти; E_d - коэффициент вытеснения; e_v - текущий коэффициент охвата вытеснением; w - текущий коэффициент вовлечения воды; N_p - накопленная добыча нефти; N - геологические запасы нефти; W - геологические запасы воды; M_p - подвижные запасы нефти, охваченные вытеснением; M_w - запасы воды, вовлеченные в разработку; init - начальные; гес - текущие; end - конечные.

Прямой расчет коэффициентов охвата вытеснением E_v , e_v , w может быть выполнен по формулам Табл. 2 с применением объемного метода, где для каждого i -блока текущий коэффициент вытеснения $e_{v,i} = \frac{S_{oil,i} - SOWCR_i}{S_{oil,i} - SOWCR_0}$ (если $S_{oil,i} - SOWCR_i < 0$, то $e_{v,i} = 0$). Аналогично можно рассчитать новые параметры и карты, необходимые для оценки эффективности извлечения и доизвлечения запасов нефти: текущий коэффициент охвата вытеснением, потенциально достижимый КИН и запасы нефти, не охваченные вытеснением (см. Табл. 3 и Рис. 4).

4. Сравнение геолого-технологических моделей линейной и нелинейной фильтрации

На Рис. 3 приведены расчетные модель и карты плотности начальных, текущих и конечных подвижных запасов нефти по состоянию на начало разработки, на 6-й год и конец разработки - при достижении обводненности 98% всеми скважинами. В линейной модели запасы нефти вырабатываются равномерно, Кохв стремится к 1,0 и равен 0,801 при обводненности скважин 98%. В нелинейной модели остаточные запасы локализованы в межскважинном пространстве и Кохв=0,593. Срок разработки составляет 79 лет, что на 50 лет меньше, чем в линейной модели. Расчетный КИН в линейной модели составляет 0,463, в нелинейной - 0,250. На Рис. 2 приведена динамика накопленного и текущего коэффициентов охвата вытеснением E_v^{rec} , коэффициента извлечения нефти, e_v - текущего коэффициента охвата вытеснением для этой модели.

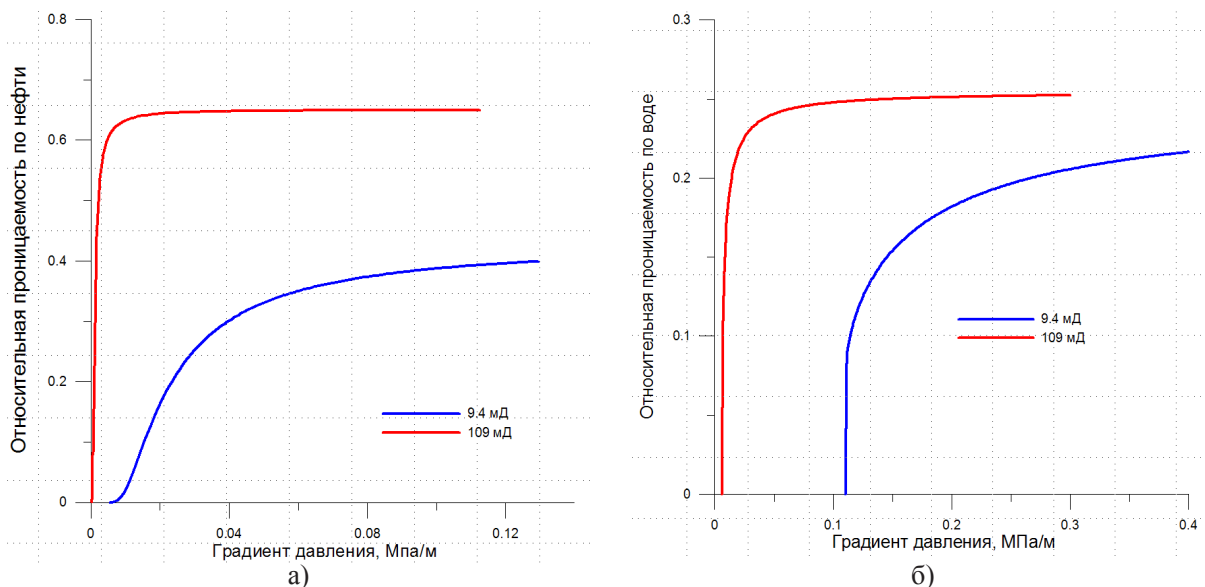


Рис. 1. Зависимости ОФП по нефти при остаточной воде – а) и по воде при остаточной нефти – б) от градиента порового давления

Табл. 1

Симуляторы с возможностями моделирования потоков пластовых флюидов, отличающихся от линейного закона Дарси

Симулятор	Метод расчета	Примечания
STARS	Относительные фазовые проницаемости - функции от капиллярного числа	Зависимость от капиллярного числа - интерполяция дискретных наборов данных
Eclipse300 tNavigator		Реализовано только для ОФП по нефти и газу
MORE Eclipse100	Вязкость нефти – функция компонент grad P	Зависимость от grad P только для нефти с неньютоновскими свойствами. Отсутствует независимое задание нелинейности для фильтрующихся фаз
РН-КИМ	Поправки к абсолютной проницаемости – функция от grad P	
FrontSim	Не реализован	

Табл. 2

Обобщение определения коэффициента охвата вытеснением

Наименование параметра	Расчетная формула
Накопленный коэффициент охвата на конец разработки ¹⁾	$E_v^{end} = \frac{E_r^{end}}{E_d} = \frac{N_p^{end}}{N_{init}} \cdot \frac{1}{E_d} = \frac{N_p^{end}}{N_{init} \cdot E_d}$
Накопленный коэффициент охвата вытеснением извлекаемых запасов нефти на текущую дату ²⁾	$E_v^{rec} = \frac{N_p^{rec} + M_p^{rec}}{N_{init} \cdot E_d} \quad 3)$
Текущий коэффициент охвата вытеснением извлекаемых запасов ²⁾	$e_v = \frac{M_p^{rec}}{N^{rec} \cdot E_d}$
Текущий коэффициент вовлечения воды в разработку ²⁾	$w_v = \frac{M_w^{rec}}{W^{rec}}$
Примечания: ¹⁾ E_v^{end} - традиционный «коэффициент охвата вытеснением», рассчитываемый «обратным» способом; ²⁾ E_v^{rec} , e_v , w_v – предложено авторами; ³⁾ $E_v^{rec} = E_v^{end}$ в конце разработки, когда M_p^{rec} стремится к нулю.	

Табл. 3

Параметры и карты для оценки эффективности извлечения запасов нефти

Параметры:	Традиционные	Предлагаемые
1. Запасы нефти	Запасы нефти: начальные, текущие и остаточные	Запасы нефти: охваченные, неохваченные вытеснением
2. Коэффициент извлечения нефти (КИН)	КИН текущий и конечный	Потенциально достижимый КИН для реализованной системы разработки и для текущего коэффициента охвата вытеснением
3. Коэффициент охвата вытеснением	Накопленный коэффициент охвата на конец разработки	Коэффициенты охвата вытеснением: 1. Накопленный и текущий на заданную дату; 2. Текущий на заданную дату и его динамика; 3. Коэффициент вовлечения воды в разработку
5. Карты	Карты: плотности текущих подвижных запасов нефти	1. Карты плотности текущих геологических, извлекаемых запасов нефти; охваченных, неохваченных вытеснением; 2. Карта охвата запасов нефти вытеснением; 3. Карта вовлечения запасов воды в разработку

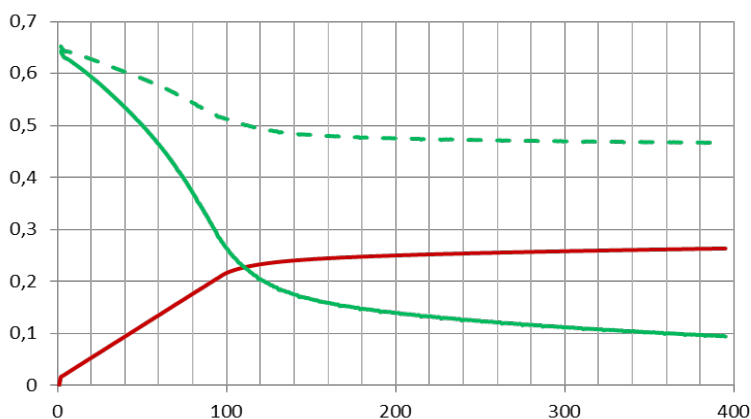
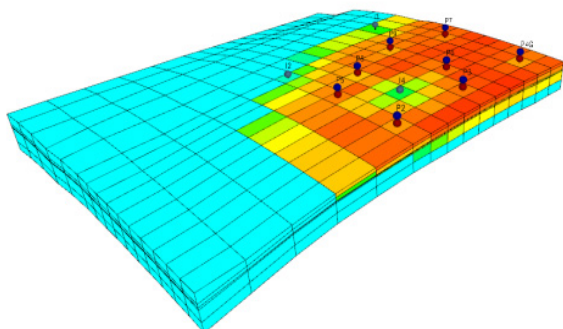
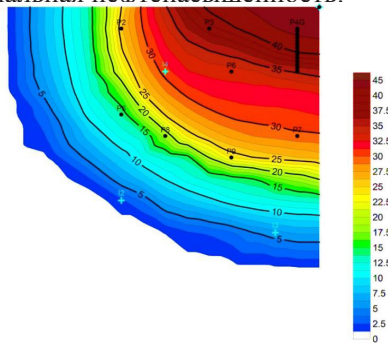


Рис. 2. Динамика накопленного и текущего коэффициентов охвата вытеснением: текущий коэффициент охвата вытеснением, e ; 2- сумма накопленного и текущего коэффициентов охвата вытеснением, E_v^{rec} ; 3- коэффициент извлечения нефти

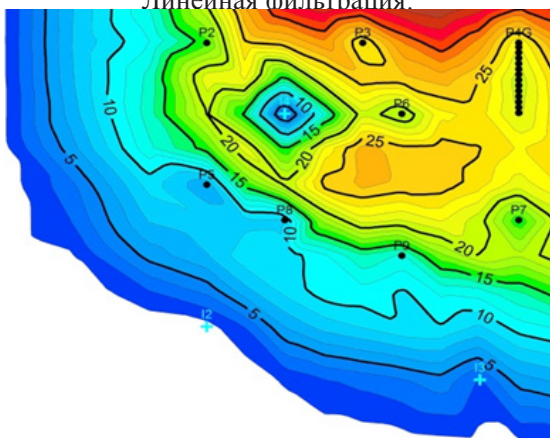
а) Расчетная модель:



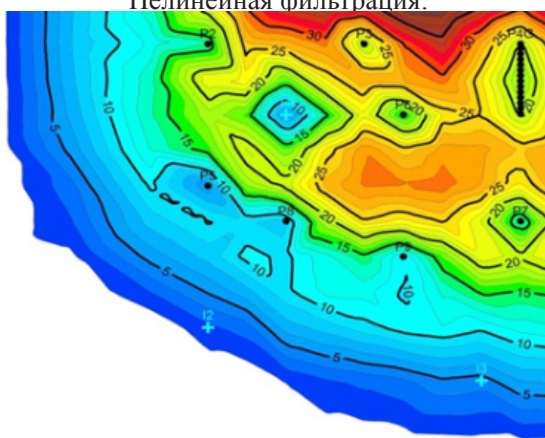
б) Начальная нефтенасыщенность:



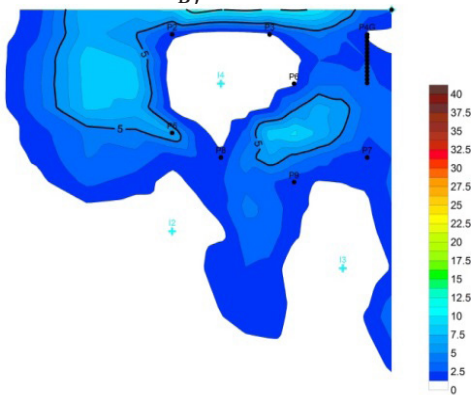
Линейная фильтрация:



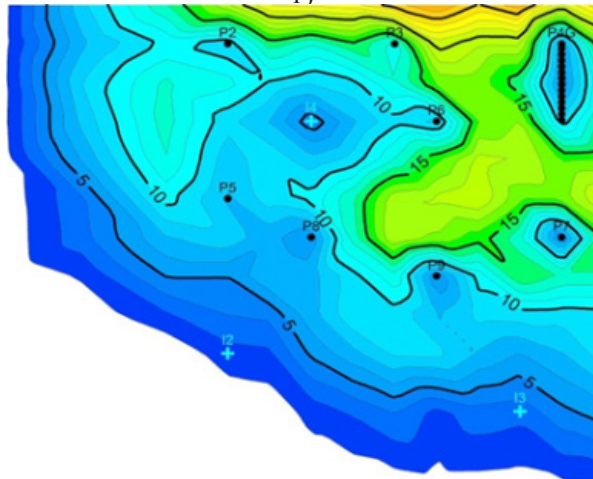
Нелинейная фильтрация:



в)



г)



д) КИН=0.463 - 129 год

е) КИН=0.250 - 70 год



Плотность подвижных запасов, тыс.т/га

Рис. 3. Результаты моделирования процессов извлечения запасов нефти при линейном законе фильтрации Дарси и при отклонениях от него: расчетная модель – а), плотности подвижных запасов нефти: начальная – б), через 6 лет разработки – в) и д), на конец разработки – г) и е).

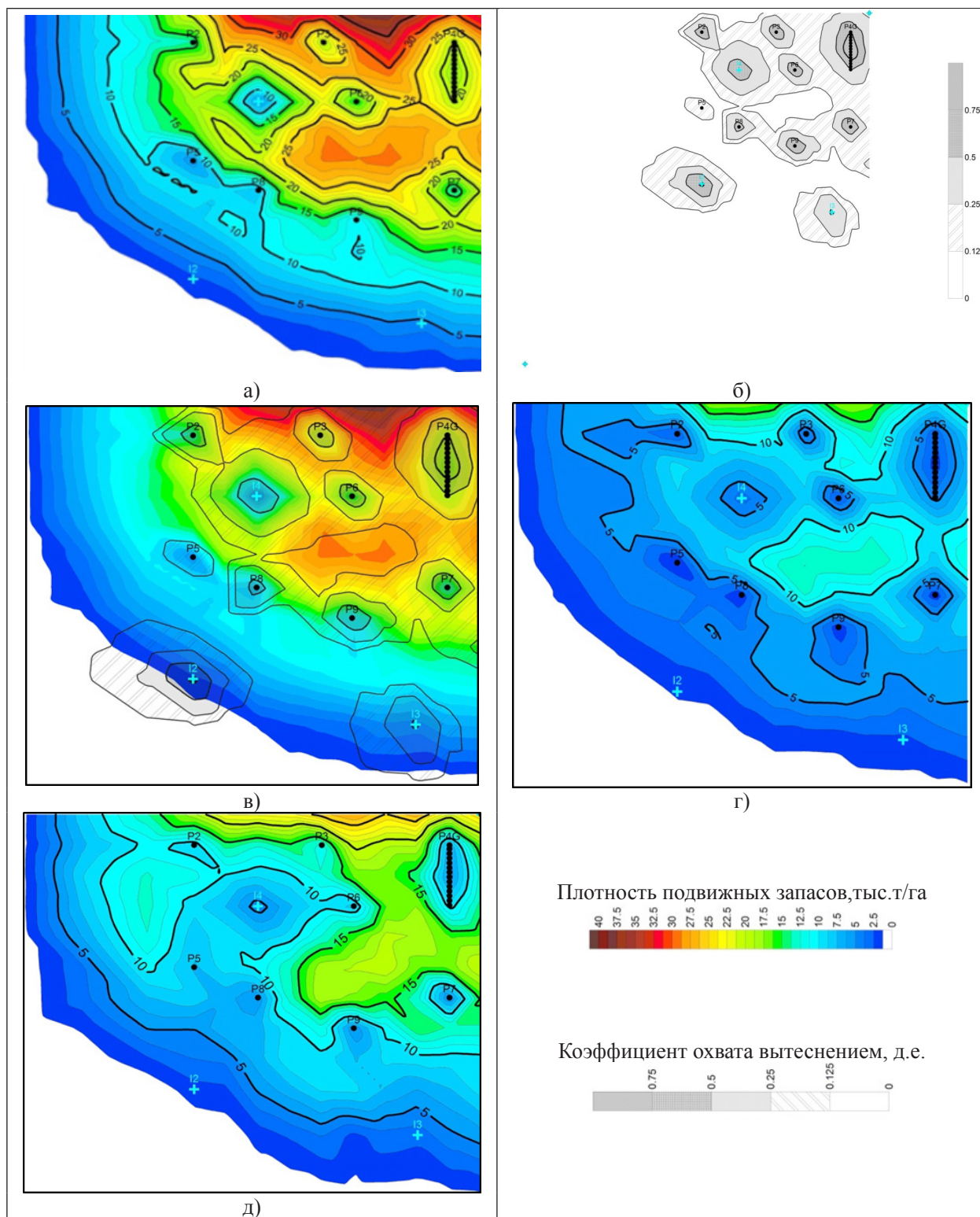


Рис. 4. Примеры карт охвата вытеснением: Плотность подвижных запасов нефти на 6-й год разработки - а), охват вытеснением - б), запасы с наложенным охватом вытеснения - в), не охваченных вытеснением - г); прогноз плотности остаточных подвижных запасов на 79-й год разработки - д).

Заключение

В работе исследована проблема локализации текущих извлекаемых запасов нефти, а также предложен метод прямого расчета охвата вытеснением в геолого-технологических моделях нелинейной фильтрации.

Вывод:

1. Проблема адекватной локализации текущих подвижных запасов и эффективное управление извлечением и доизвлечением запасов нефти зрелых месторождений и с ТРИЗ может быть решена в рамках концепции: скорость фильтрационного течения пластовых флюидов нелинейно зависит от градиента давления, остаточная нефтенасыщенность коллектора зависит от плотности сетки скважин и темпов отбора.
2. Для цифровых моделей нелинейной фильтрации понятие текущего коэффициента охвата вытеснением может быть существенно обобщено: становится возможным выполнять прямой расчет накопленного, текущего коэффициента охвата вытеснением и их динамики, формировать новые карты охвата вытеснением текущих запасов нефти и карты запасов нефти, не охваченных процессами вытеснения.
3. Цифровые геолого-технологические модели необходимо создавать с учетом результатов интерпретации трассерных исследований и гидропрослушивания, с учетом результатов изучения фактической интерференции скважин.

Литература

1. *S.M.P. Blom, Hagoort J.* How to Include the Capillary Number in Gas Condensate Relative Permeability Functions. 1998. SPE 49268.
 2. *Черемисин Н.А., Сонич В.П., Батурич Н.Е., Медведев Н.Я.* Физические основы повышения эффективности разработки гранулярных коллекторов. «Нефтяное хозяйство», 2002. №8. С. 38-42.
 3. *Попков В.И., Зацепина С.В., Шакин В.П.* Использование зависимости относительных фазовых проницаемостей от капиллярного числа в задачах трехмерного гидродинамического моделирования залежей нефти и газа. Матем. моделирование, 2005, том 17, номер 2, С. 92-102.
 4. *Байков В.А. и др.* Нестационарная фильтрация в сверхнизкопроницаемых коллекторах при низких градиентах давлений. Нефтяное хозяйство. 2013. №10. С. 52-56.
 5. *Михайлов Н.Н., Полищук В.И., Хазигалеева З.Р.* Моделирование распределения остаточной нефти в заводненных неоднородных пластах. Нефтяное хозяйство, 2014. №8. С. 36-39.
 6. *Костюченко С.В.* Прямой расчет коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании. «Нефтяное хозяйство», 2006, 10, С. 112-115.
 7. *Костюченко С.В., Зимин С.В.* Количественный анализ эффективности систем заводнения на основе моделей линий тока. «Нефтяное хозяйство», 1, 2005, С. 56-60.
 8. *Черемисин Н.А., Сонич В.П., Батурич Ю.Е., Дроздов В.А.* Условия формирования остаточной нефтенасыщенности в полимиктовых коллекторах при их заводнении. «Нефтяное хозяйство», 1997. № 9. - С. 40-45.
- Сергей Владимирович Костюченко.** ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г.Тюмень, Россия. Старший менеджер, д.т.н. Количество печатных работ: 50 (в т.ч. 1 монография). Область научных интересов: компьютерное моделирование. E-mail: svkostyuchenko@tnnc.rosneft.ru
- Николай Алексеевич Черемисин.** ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г.Тюмень, Россия. Старший эксперт, к.т.н.Количество печатных работ: 40. Область научных интересов: физика нефтяных и газовых пластов. E-mail: nacheremisin@tnnc.rosneft.ru
- Андрей Николаевич Емельянов.** Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Тюменский индустриальный университет" г. Тюмень, Россия. Студент-магистрант. Область научных интересов: вычислительная математика, информационные технологии. E-mail: anemelyanov2@tnnc.rosneft.ru

Localization of current recoverable oil reserves and direct calculation of displacement coverage in geological and technological models of nonlinear filtration

S.V. Kostyuchenko^I, N.A. Cheremisin^I, A.N. Emelyanov^{II}

^I "Tyumen Oil Research Center" LLC, Tyumen, Russia

^{II} Federal State Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia

Abstract. The article describes a set of methods for the intelligent management of oil reserves extraction: localization of current recoverable reserves, calculation of the coverage factor for oil reserves by displacement, oil reservoirs. The objects of research are deposits in the late stages of development and with hard-to-recover reserves. A feature of the methods is the use of digital hydrodynamic models with non-linear laws of filtration of reservoir fluids in the reservoirs. The article generalizes the concept of the displacement coverage coefficient and highlights the accumulated and current displacement coefficients, describes a method for dynamically calculating relative phase permeabilities, and gives examples of distribution maps of stocks covered and not covered by crowding out.

Keywords: *mature oil fields, localization of current oil reserves, displacement coverage factor, dynamic phase permeability, nonlinear filtration, digital hydrodynamic models.*

DOI: 10.14357/20790279190404

References

1. S.M.P. Blom, Hagoort J. How to Include the Capillary Number in Gas Condensate Relative Permeability Functions. 1998. SPE 49268.
2. Cheremisin N.A., Sonich V.P., Baturin N.E., Medvedev N.Ya. Fizicheskie osnovy povysheniya effektivnosti razrabotki granulyarnykh kollektorov [Physical basis for increasing the efficiency of developing granular collectors]. Neftyanoe khozyaistvo [Oil Industry], 2002. N8:38-42.
3. Popkov V.I., Zatsepina S.V., Shakshin V.P. Ispolzovanie zavisimosti otnositelnykh fazovykh pronitsaemosti ot kapillyarnogo chisla v zadachakh trekhmernogo gidrodinamicheskogo modelirovaniya zalezhei nefi i gaza [Using the dependence of relative phase permeabilities on the capillary number in problems of three-dimensional hydrodynamic modeling of oil and gas deposits]. Matem. Modelirovanie [Mat. modeling], 2005, tome 17, N2:92-102.
4. Baikov V.A. i dr. Nestatsionarnaya filtratsiya v sverkhnizkopronitsaemykh kollektorakh pri nizkikh gradientakh davlenii [Non-stationary filtration in ultralow-permeable reservoirs at low pressure gradients]. Neftyanoe khozyaistvo [Oil Industry]. 2013. N10:52-56.
5. Mikhailov N.N., Polishchuk V.I., Khazigaleeva Z.R. Modelirovanie raspredeleniya ostatochnoi nefi v zavodnennykh neodnorodnykh plastakh [Modeling the distribution of residual oil in flooded heterogeneous formations]. Neftyanoe khozyaistvo [Oil Industry], 2014. N8:36-39.
6. Kostyuchenko S.V. Pryamoi raschet koeffitsienta okhvata vytesneniem pri geologo-gidrodinamicheskom modelirovanii [Direct calculation of the coverage factor by displacement in geological and hydrodynamic modeling]. Neftyanoe khozyaistvo [Oil Industry], 2006, N10:112-115.
7. Kostyuchenko S.V., Zimin S.V. Kolichestvennyi analiz effektivnosti sistem zavodneniya na osnove modelei linii toka [Quantitative analysis of the effectiveness of waterflooding systems based on streamline models]. Neftyanoe khozyaistvo [Oil Industry], 2005, N1:56-60.
8. Cheremisin N.A., Sonich V.P., Baturin Yu.E., Drozdov V.A. Usloviya formirovaniya ostatochnoi nefenasyschennosti v polimiktovykh kollektorakh pri ikh zavodnenii [The conditions for the formation of residual oil saturation in polymict reservoirs during their flooding]. Neftyanoe khozyaistvo [Oil Industry], 1997. N9:40-45.

Kostyuchenko S.V. Professor, Tyumen Petroleum Research Center, 79/1 Osipenko str., Tyumen, Russia, 625002, e-mail: svkostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

Cheremisin N.A. PhD, Tyumen Petroleum Research Center, 79/1 Osipenko str., Tyumen, Russia, 625002, e-mail: nacheremisin@tnnc.rosneft.ru

Emelyanov A.N. Student, "Industrial University of Tyumen", 38 Voolodarskogo str., Tyumen, Russia, 625000, e-mail: anemelyanov2@tnnc.rosneft.ru