

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕРАВНОВЕСНОСТИ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ

А. В. Иванов^{1,2}, С. В. Степанов^{1,2}, С. А. Левагин^{1,2}

¹Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

Аннотация. Рассмотрены результаты применения разработанной компьютерной программы для численного исследования эффективности работы нефтяной скважины на примере объекта, по своему геологическому строению и геолого-физическим характеристикам аналогичного пласту БВ8(1–2) Самотлорского месторождения. Компьютерная программа создана на основе физико-математической модели, описывающей фильтрацию нефти и воды в пласте, в том числе и с учетом неравновесных относительных фазовых проницаемостей.

Ключевые слова: неравновесная фильтрация; неравновесные фазовые проницаемости; моделирование одиночной скважины; эксплуатация нефтяных скважин

EFFECT OF NON-EQUILIBRIUM RELATIVE PERMEABILITY ON WELL PERFORMANCE

A. V. Ivanov^{1,2}, S. V. Stepanov^{1,2}, S. A. Levagin^{1,2}

¹Tyumen State University, Tyumen, Russia

²LLC «Tyumen Oil Research Center», Tyumen, Russia

Abstract. The article discusses the results of applying the developed software for numerical analysis of the effectiveness of oil well work. We have studied the object which is similar to BV8(1–2) formation of the Samotlor oil field in its geology and geological and physical characteristics. The software has been created on the basis of physico-mathematical model describing the filtration oil and water in the reservoir, including taking into account the non-equilibrium relative permeability.

Key words: non-equilibrium flow; non-equilibrium relative permeability; single well modeling; oil well operation

Введение

На эффективность добычи нефти существенное влияние оказывает правильность выбора стратегии эксплуатации скважин, поскольку от этого зависят и стартовые дебиты скважин, и интенсивность изменения дебита с течением времени, и, как следствие, величина достигаемого коэффициента извлечения нефти (КИН). Для эффективного управления работой скважины с целью увеличения полноты извлечения нефти необходимо адекватно понимать пластовые процессы и иметь соответствующие инструменты для принятия технологических решений. В качестве основы для такого инструмента может выступать физико-математическая модель, позволяющая на достаточно детальном уровне имитировать работу скважины.

Как следует из фактических данных по работе скважин, динамика их технологических показателей очень часто характеризуется резко выраженной немонотонностью. Проблема изучения физических и/или технологических факторов, обу-

словливающих немонотонную, часто с выраженными пульсациями динамику показателей работы скважины, на сегодняшний день до конца не изучена, но имеется ряд работ, посвященных данному направлению. Так, в работе С. В. Степанова [1] сложный характер обводнения скважин объясняется с позиции комплексного влияния нескольких факторов: конусообразования, притока воды с контура питания скважины, а также протекающих на их фоне упруго-деформационных процессов. С точки зрения геологического строения и тектонических процессов данное явление рассматривает О. Н. Пичугин с соавторами [2]: «...такое поведение динамических показателей работы скважины может быть объяснено с позиции разломно-блокового строения, в соответствии с которым пульсационные характеристики режимов работы скважины объясняются соответствующими колебательными движениями блоков». В монографии М. М. Хасанова, Г. Т. Булгаковой [3] отмечается, что «...колебания на самом деле связаны с внутренними свойствами пластовых систем...», при этом авторы делают акцент на неравновесность пластовых процессов.

Опыт математического моделирования работы отдельных скважин даже с использованием секторных моделей, как правило, демонстрирует невозможность гидродинамических симуляторов с достаточной степенью детальности имитировать сложную немонотонную динамику технологических показателей. В этой связи необходимо использовать специализированное программное обеспечение.

На сегодняшний день существуют специализированные программные продукты, позволяющие имитировать работу отдельных скважин, однако сложность многофазной фильтрации вблизи скважин, которая часто не может быть объяснена с позиции традиционных физико-математических моделей, обуславливает необходимость разработки собственного оригинального программного обеспечения. В частности, это касается учета влияния нелинейных эффектов и неравновесности на относительные фазовые проницаемости (ОФП). При этом фактор неравновесности является значительно менее изученным.

Учитывая вышесказанное, целью работы являлось численное исследование влияния динамики дебита жидкости на эффективность добычи нефти с учетом и без учета неравновесности ОФП. При этом задачи работы состояли в следующем:

1. Создание компьютерной программы для детальной имитации работы нефтяной вертикальной скважины, физико-математическая модель которой учитывает нестационарные эффекты, неравновесные ОФП и неоднородность пласта.
2. На созданной программе расчет вариантов с разными динамиками отбора жидкости — режимами работы скважины (с постоянным, падающим, растущим, фактическим отбором жидкости) для пластов с однородным, слоисто-неоднородным, случайно-неоднородным распределением свойств.
3. Расчет всех вариантов в условиях неравновесных ОФП.
4. Анализ полученных результатов.

Физико-математическая модель

Рассмотрим задачу изотермической неравновесной двухфазной (нефть — вода) фильтрации в горизонтально ориентированном пласте постоянной мощности. Скважину считаем вертикальной, в общем случае несовершенной по степени вскрытия пласта. Также примем допущение, что течение флюидов может быть описано в системе координат r – z . С учетом сделанных допущений система уравнений имеет вид

$$\begin{cases} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r R_w \frac{\partial p_w}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[Z_w \left(\frac{\partial p_w}{\partial z} - \gamma_w \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) + q_w \\ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r R_o \frac{\partial p_o}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[Z_o \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) + q_o \\ S_w + S_o = 1 \\ \gamma_w = \rho_w g \quad \gamma_o = \rho_o g \\ p_o - p_w = p_c(S_w) \end{cases}, \quad (1)$$

где $R_w = \frac{k_h f_w}{\mu_w B_w}$, $R_o = \frac{k_h f_o}{\mu_o B_o}$, $Z_w = \frac{k_v f_w}{\mu_w B_w}$, $Z_o = \frac{k_v f_o}{\mu_o B_o}$ — горизонтальные и вертикальные проводимости нефтяной и водной фаз; k_h, k_v — абсолютная проницаемость в горизонтальном и вертикальном направлениях; f_w, f_o — ОФП воды и нефти; μ_w, μ_o — вязкость воды и нефти; B_w, B_o — объемный коэффициент воды и нефти; ρ_w, ρ_o — истинная плотность воды и нефти; p_w, p_o — давление воды и нефти; ϕ — пористость; q_w, q_o — источниковые члены для воды и нефти; S_w, S_o — насыщенность воды и нефти; $p_c(S_w)$ — функция капиллярного давления от водонасыщенности.

Система дифференциальных уравнений (1) решается методом IMPES [4], причем в конечно-разностные уравнения входят неявные коэффициенты, в результате чего для решения требуются итерации. Тестирование созданной программы показало хорошее соответствие с точным решением задачи Баклея — Леверетта и решением задачи плоскорадиального потока однородной упругой жидкости (рис. 1, 2).

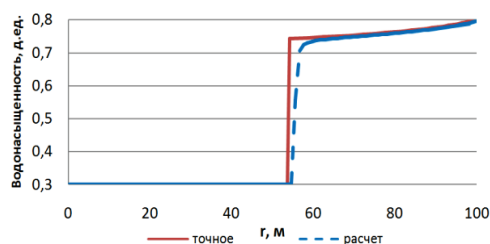


Рис. 1. Сравнение с точным аналитическим решением задачи Баклея — Леверетта

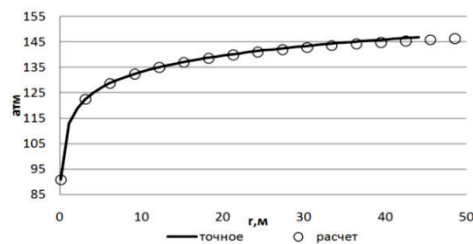


Рис. 2. Сравнение с точным аналитическим решением пластового давления плоскорадиального потока упругой жидкости

Также оценивалось влияние капиллярного давления на структуру фронта вытеснения, в итоге чего установлено, что у численного решения имеется правильная тенденция в поведении стабилизированной зоны в сравнении с решением задачи Раппопорта — Лиса (рис. 3).

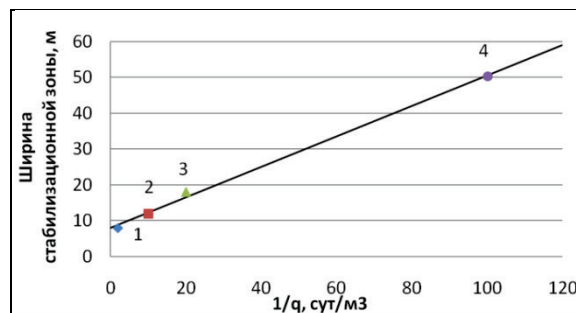


Рис. 3. Качественная оценка влияния скорости фильтрации на ширину стабилизационной зоны в задаче Раппопорта — Лиса (приемистость по вариантам соответственно 0.5, 0.1, 0.05, 0.01 м³/сут)

В численных расчетах использовалась модель неравновесной фильтрации Баренблатта [3], которая заключается в разделении насыщенности на активную $\tilde{s}$ и пассивную s , связанные уравнением $\tilde{s} = s + \tau \frac{\partial s}{\partial t}$, где τ — время релаксации. Неравновесные ОФП при мгновенной насыщенности s равны соответствующим рав-

новесным ОФП при эффективной насыщенности $\tilde{s}$, то есть $\tilde{f}_l(s) = f_l(\tilde{s}) = f_l\left(s + \tau \frac{\partial s}{\partial t}\right)$, где $\tilde{f}_l$ — неравновесные ОФП; $l = w, o$.

Из этой модели видно, что интенсивность неравновесных процессов наиболее значительно происходит в областях пласта, в которых имеется наиболее интенсивное во времени изменение насыщенности. Следовательно, неравновесный характер ОФП сильнее всего будет проявляться в призабойной зоне пласта. Вид кривых ОФП, используемых в расчетах, представлен на рисунке 4.

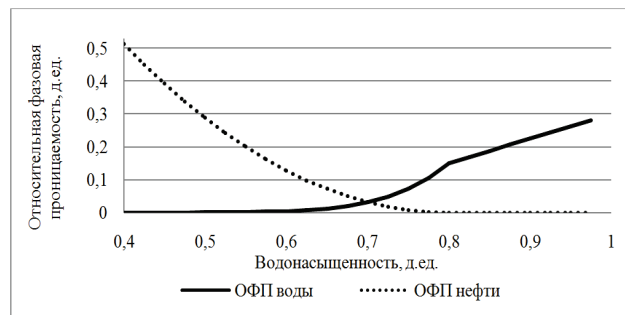


Рис. 4. ОФП нефти и воды

Был проведен анализ чувствительности численной модели к изменению времени релаксации (рис. 5). Изменение времени релаксации на ± 1 сут относительно базового значения (50 сут) не приводит к существенному изменению динамики обводнения. Численные решения устойчивы к малым возмущениям, то есть осцилляции носят физический, а не численный характер. По динамике накопленной добычи нефти с этими временами релаксации различие составляет не более 0,6 %.

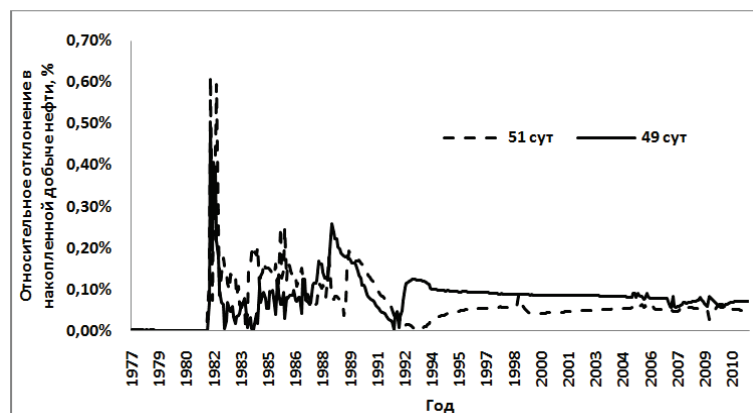


Рис. 5. Анализ чувствительности решения к изменению времени релаксации

Исходя из средних скоростей фильтрации в пласте, характерное время релаксации составляет порядка года, тем не менее, относительно величины времени релаксации нет однозначной оценки. Так, в работе [3] утверждается, что влияние неравновесности проявляется уже при времени релаксации равном 6 суткам. В этой связи предварительно проведено исследование влияния величины времени релаксации на динамику обводненности работающей скважины. Получено, что при неравновесных ОФП на кривой динамики обводненности проявляется выра-

женный пульсационный характер, причем с увеличением величины времени релаксации пульсации увеличиваются. Исходя из сопоставления реальной и расчетной динамик обводненности, для рассматриваемой системы пласт — флюид время релаксации составляет ориентировочно 100 суток. В дальнейшем расчеты при неравновесных ОФП проводились при данной величине времени релаксации.

Результаты расчетов

Расчеты проводились на модели типовой скважины, по своим средним геолого-физическим характеристикам аналогичной пласту БВ8(1-2) Самотлорского месторождения. В моделях пласт представлен тремя типами строения: однородным, слоисто-неоднородным, случайно-неоднородным. Режимы работы скважин задавались различной динамикой дебита жидкости — постоянной, растущей, падающей, немонотонной (соответственно режимы 1–4) (рис. 6) с учетом и без учета неравновесности ОФП. Режим 4 (немонотонный) соответствует реальной динамике дебита жидкости одной из скважин. Отметим, что все варианты режимов работы скважины обеспечивают одинаковый накопленный отбор жидкости за рассматриваемый промежуток времени работы скважины.

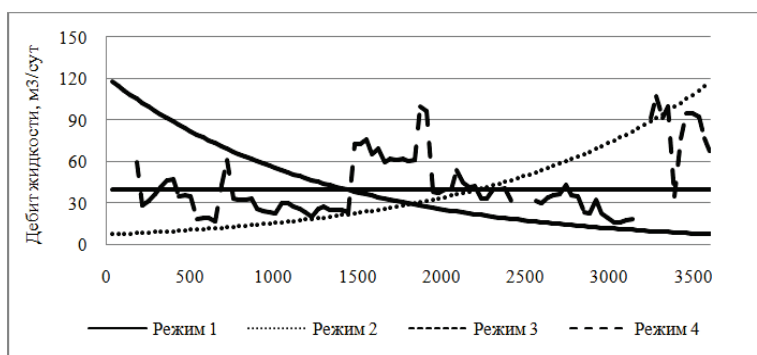


Рис. 6. Варианты динамики дебита жидкости

Результаты расчетов для всех типов строения пласта и режимов работы скважин в случае равновесных ОФП приводятся на рисунках 3–5. Для сравнения они представлены в виде характеристики вытеснения, построенной в координатах КИН от обводненности. Для всех рассмотренных случаев геологического строения скважина, работающая на режиме 3 (форсированном режиме отбора жидкости в начале эксплуатации), обводняется наиболее интенсивно, а на режиме 2 (растущем отборе жидкости) отмечается самая высокая добыча нефти в течение безводного периода эксплуатации. В то же время наиболее высокий КИН достигается при эксплуатации скважины на режиме 3, минимальный КИН получен на режиме 2. Анализ полей насыщенности показал, что скважина на режиме 3 обводняется больше за счет притока подошвенной воды, а на режиме 4 — преимущественно за счет притока контурной воды. Для остальных режимов оба фактора действуют совместно и примерно в равной степени.

Из сравнения рисунков 7–9 видно, что для случая однородного пласта динамика обводнения имеет монотонный характер, а для случаев неоднородного пласта — слабо выраженный немонотонный характер. Этот результат отличается от представленного в работе [1], где показано, что и для однородного пласта может иметь место немонотонная динамика обводненности. Для объяснения данного факта на разработанной программе были проведены расчеты при тех же геолого-физических характеристиках, что и в работе [1].

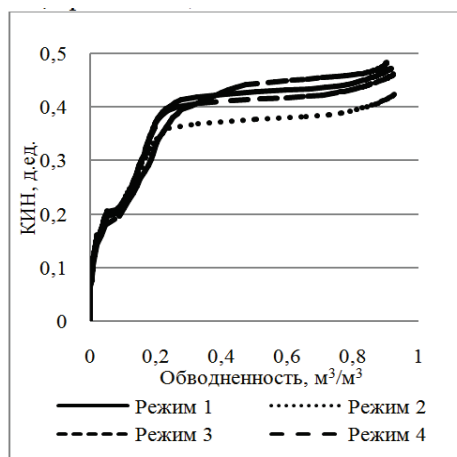


Рис. 7. Характеристики вытеснения для однородного пласта при разных режимах работы скважины в случае равновесных ОФП

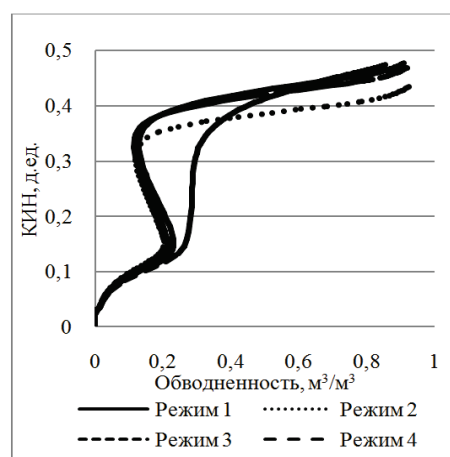


Рис. 8. Характеристики вытеснения для слоисто-однородного пласта при разных режимах работы скважины в случае равновесных ОФП

В результате для случая однородного пласта также был получен выраженный немонотонный характер обводнения скважины. Это означает, что даже для однородного пласта специфика динамики обводненности имеет индивидуальные особенности, проявляющиеся в зависимости от значимости тех или иных факторов.

На рисунках 10, 11 представлены результаты расчетов, выполненные для однородного и случайно-неоднородного пластов при разных режимах работы скважины в случае неравновесных ОФП. Видно, что неравновесные ОФП приводят к пульсациям обводненности при любом режиме работы скважины и для любого строения пласта. В начальный период эксплуатации скважины отмечается повышение амплитуды колебаний при увеличении отборов жидкости.

Наиболее существенные отличия получены при сравнении с результатами расчетов в случае равновесных ОФП. Для одного и того же типа строения пласта и режима работы скважины динамика обводнения и, соответственно, добычи нефти имеет абсолютно разный характер, что хорошо видно по характеристикам вытеснения. Также поменялась и приоритетность режимов эксплуатации скважины. Если в случае равновесных ОФП режим 3 позволял достигнуть наиболее высокого КИН, то в случае использования неравновесных ОФП получена минимальная величина КИН. Все представленные расчетные варианты характеризуются различной величиной накопленной добычи нефти.

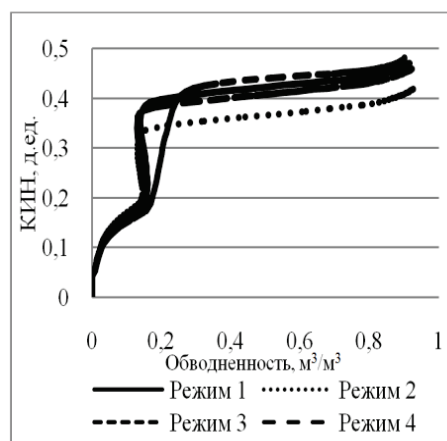


Рис. 9. Характеристики вытеснения для случайно-неоднородного пласта при разных режимах работы скважины в случае равновесных ОФП

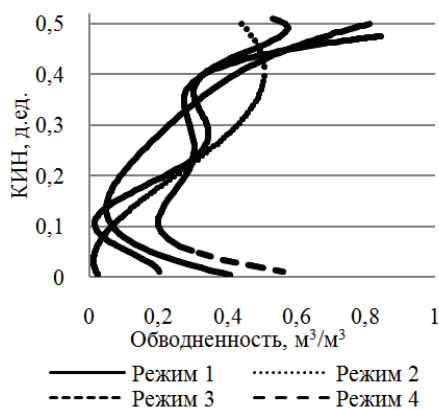


Рис. 10. Характеристики вытеснения для однородного пласта при разных режимах работы скважины в случае неравновесных ОФП

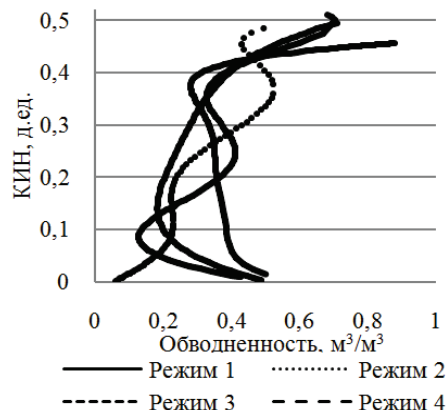


Рис. 11. Характеристики вытеснения для случайно-неоднородного пласта при разных режимах работы скважины в случае неравновесных ОФП

Показаны отклонения в накопленной добыче нефти в зависимости от учета неравновесности ОФП (таблица). Видно, что фактор неравновесности ОФП влияет на величину накопленной добычи нефти в различной степени в зависимости от типа неоднородности и режима работы скважины, а относительное отклонение достигает в рамках рассмотренных примеров 17,1 %. Следовательно, при поскважинной адаптации гидродинамической модели неучет фактора неравновесности ОФП может привести к необходимости использования в модели каких-то других факторов, что в конечном итоге отражается на адекватности модели и, соответственно, на качестве прогнозных расчетов.

Отклонения в накопленной добыче нефти в зависимости от учета неравновесности ОФП

Тип неоднородности	Режим работы скважины	Абсолютное отклонение, тыс. т	Относительное отклонение, %	Максимальное отклонение в накопленной добыче нефти при разных режимах, тыс. т	
				Равновесные ОФП	Неравновесные ОФП
Однородный	1	4,8	5,6	10,3	6,3
	2	13,0	17,1		
	3	1,5	1,8		
	4	8,8	10,6		
Слоисто-неоднородный	1	3,2	3,8	7,4	9,7
	2	9,5	12,2		
	3	3,2	3,8		
	4	7,5	8,9		
Случайно-неоднородный	1	1,5	1,8	10,9	6,8
	2	9,8	13,0		
	3	1,5	1,8		
	4	9,3	11,3		

В таблице показаны максимальные отклонения в накопленной добыче нефти в зависимости от режима работы скважины. Видно, что специфика режима работы скважины — динамики дебита жидкости влияет на величину накопленной добычи нефти. При этом в зависимости от типа неоднородности пласта и равновесности/неравновесности ОФП не выявляются какие-то тенденции. Это означает, что

выбор максимально эффективного режима работы скважины имеет индивидуальный характер, исходя из проявления особенностей строения пласта и фактора неравновесности ОФП.

Выводы

На примере типовой скважины пласта БВ8(1–2) Самотлорского месторождения с использованием разработанной компьютерной программы проведены исследования влияния динамики дебита жидкости на динамику обводненности и накопленную добычу нефти. Выявлено, что неравновесные эффекты существенно влияют на работу скважины, при этом чем более неоднороден пласт, тем выше влияние. Учет неравновесности ОФП позволил имитировать сложную немонотонную динамику обводненности реальной скважины.

Сравнивая накопленную добычу нефти рассчитанных вариантов при равновесных и неравновесных ОФП, можно сделать вывод, что влияние неравновесности на эффективность работы скважины зависит от режима работы скважины. Максимальный прирост в накопленной добыче нефти достигается при растущем дебите жидкости, в рамках рассмотренных примеров относительное отклонение составляет 17,1 %. При падающем режиме работы эффект отрицательный — 3,8 %, а при постоянном и немонотонном в среднем небольшой прирост в 7 %.

Учет фактора неравновесности также повлиял на приоритетность режимов эксплуатации скважины. Так, например, если в случае равновесных ОФП режим с падающим дебитом жидкости позволял достигнуть наиболее высокого КИН, то при неравновесных ОФП получена минимальная величина КИН. Для всех рассмотренных строений пласта при неравновесных ОФП максимальный КИН достигается при немонотонном режиме работы скважины.

По результатам расчетов установлено, что выбор режима эксплуатации скважин и учет неравновесности ОФП могут существенно повлиять на выбор оптимального сценария дальнейшей разработки месторождения и требуют дальнейшего изучения вопросов использования неравновесных ОФП при проведении гидродинамических расчетов.

Библиографический список

1. Степанов С. В. Численное исследование влияния капиллярного давления и сжимаемости на динамику обводненности скважины // Нефтяное хозяйство. — 2008. — № 8. — С. 72–74.
2. Совершенствование систем разработки месторождений на основе комплексного анализа информации о малоамплитудных тектонических нарушениях / О. Н. Пичугин [и др.] // Нефтепромысловое дело. — 2015. — № 11. — С. 5–15.
3. Хасанов М. М., Булгакова Г. Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. — Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. — 288 с.
4. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем / Пер. с англ. А. В. Королева, В. П. Кестнера — М.: Недра, 1982. — 407 с.

Сведения об авторах

Иванов Александр Владимирович, аспирант кафедры механики многофазных сред, Тюменский государственный университет, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, тел. 8(3452)529090, e-mail: avivanov8@tnnc.rosneft.ru

Степанов Сергей Викторович, д. т. н., к. ф.-м. н., доцент, Тюменский государственный университет, старший эксперт Экспертного совета, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, тел. 8(3452)529090, e-mail: svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Левягин Сергей Анатольевич, эксперт Экспертного совета, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)529090, e-mail: salevagin@tnnc.rosneft.ru

Information about the authors

Ivanov A. V., Postgraduate at the Department of Mechanics of Multiphase Media, Tyumen State University, Chief Specialist, LLC «Tyumen Oil Research Center», phone: 8(3452)529090, e-mail: avivanov8@tnnc.rosneft.ru

Stepanov S. V., Doctor of Engineering, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor, Tyumen State University, Chief Expert, LLC «Tyumen Oil Research Center», phone: 8(3452)529090, e-mail: svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Levagin S. A., Expert, LLC «Tyumen Oil Research Center», Tyumen State University, phone: 8(3452)529090, e-mail: salevagin@tnnc.rosneft.ru